



ACADEMIA ROMÂNĂ

Institutul Național de Cercetări Economice „Costin C. Kirițescu”

NOUA ENCICLOPEDIE A ROMÂNIEI. CUNOAȘTEREA ENCICLOPEDICĂ A ROMÂNIEI

Caiet de lucru

3

ENERGIE



Centrul de Informare și Documentare Economică

Ediția de față cuprinde lucrări realizate în cadrul
programelor de cercetare ale
Institutului Național de Cercetări Economice „Costin C. Kirițescu”
2013-2018

Domeniul strategic 6.
Cercetări pentru dezvoltarea durabilă a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară 6.21.
Noua Enciclopedie a României. Cunoașterea enciclopedică a României

Coordonatori:
Acad. Tudorel Postolache, Dr. Valeriu Ioan Franc, M.c.AR,
Dr. Ilie Bădescu, M.c.AR, Dr. Ionuț Vulpescu

Publicație destinată dezbaterii în cadrul grupului de lucru.
Reproducerea, fie și parțială și pe orice suport,
este interzisă fără acordul prealabil al editorului și al autorilor.



Coordonator: Paula Neacșu, redactor principal
Ortansa Ciutacu – redactor
Mircea Fâță, CS
Dorina Gheorghe – redactor principal
Luminița Login – documentarist principal
Nicolae Login – redactor principal
Mihaela Pintică, CS III
Victor Preda – analist programator
Aida Sarchizian, CS III
Ovidiu Sârbu – redactor principal

Caiet de lucru
3
Energie

CENTRUL DE ECONOMIA INDUSTRIEI ȘI SERVICIILOR
EVOLUȚIA INDUSTRIEI ENERGETICE
DIN ROMÂNIA (1), 2013

CENTRUL DE ECONOMIA INDUSTRIEI ȘI SERVICIILOR
EVOLUȚIA MODELELOR DE CONSUM
AL ENERGIEI ELECTRICE DIN ROMÂNIA, 2014

CENTRUL DE ECONOMIA INDUSTRIEI ȘI SERVICIILOR
ÎNCEPUTURILE ENERGETICII NUCLEARE
ÎN ROMÂNIA, 2015

CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGIILOR REGENERABILE
ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ
EVOLUȚIA SECTORULUI ENERGETIC
DIN ROMÂNIA (1), 2018



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”

Program fundamental: III. Noua Enciclopedie a României.
Program fundamental al Academiei Române

Tema de cercetare: III.29. Evoluția industriei energetice din
România (1), 2013



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”
CENTRUL DE ECONOMIA INDUSTRIEI ȘI SERVICIILOR

EVOLUȚIA INDUSTRIEI ENERGETICE DIN ROMÂNIA (1)

Coordonator:
Dr. Marina Bădileanu

Autori:

Dr. Marina BĂDILEANU

Ec. Daniela Nicoleta BĂLEANU

Ec. Luminița Izabell GEORGESCU

CUPRINS

INTRODUCERE	7
1. FACTORI DETERMINANȚI ȘI ETAPE ALE EVOLUȚIEI INDUSTRIEI ENERGETICE DUPĂ ANUL 1989	9
2. LEGISLAȚIA ENERGIEI ELECTRICE ÎN PERIOADA POST- DECEMBRISTĂ.....	14
3. AUTORITATEA DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI.....	18
4. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE	20
5. TRANSPORTUL ȘI DISTRIBUȚIA ENERGIEI ELECTRICE	37
6. FURNIZAREA ENERGIEI ELECTRICE	41
7. CONSUMUL DE ENERGIE.....	44
CONCLUZII	52
BIBLIOGRAFIE.....	53

INTRODUCERE

Raționamente de natură ideologică, economică, financiară sau politică au condus la investiții enorme, dublate de sacrificii pe măsură, în restructurarea sistemelor energetice. De aici rezultă și importanța studiilor care încearcă să determine dacă rezultatele practice susțin logica acestor reforme. Pe de altă parte, problemele cu care se confruntă în prezent factorii de decizie din domeniul energetic au evoluat mai rapid decât a reușit literatura de specialitate să ofere soluții de rezolvare a acestor probleme. De asemenea, experiența internațională arată că modificările structurale necesită perioade lungi de implementare, fapt ce impune definirea configurației viitorului sistem încă de la începutul procesului de reformă.

În acest context, obiectivul general al lucrării de cercetare este realizarea unui portret dinamic al evoluției industriei energiei electrice românești până în prezent, iar obiectivele specifice includ:

- identificarea factorilor determinanți și delimitarea etapelor evoluției sistemului energetic din România în noul context european;
- analiza dinamicii și a principalelor repere ale legislației românești din domeniul energiei electrice;
- estimarea impactului modificărilor structurale asupra performanțelor producției, transportului, distribuției și furnizării de energie electrică;
- descrierea modelului contemporan de consum de electricitate din România.

Structura sistemului energetic din România s-a modificat în ultimii 23 de ani, principalele coordonate fiind reducerea continuă, până la lichidare, a contribuției principalei companii producătoare de electricitate la piața de energie, atomizarea sectorului de producție, privatizarea a cinci din cele opt companii de distribuție și, în ultima perioadă, liberalizarea prețurilor energiei. Lucrarea analizează unele aspecte contradictorii ale istoriei din ultimii 23 de ani ai sistemului energetic din România.

Principalii factori determinanți ai transformărilor petrecute în sistemul energetic din România sunt de natură contradictorie incluzând atât factori pozitivi cum sunt integrarea europeană, crearea Pieței Unice a energiei, numărul important de clienți/consumatori, performanțele vechiului sistem energetic – prima structură integrată în Uniunea Europeană -, resursele energetice primare existente, cât și factori negativi

cum sunt lipsa unei politici industriale coerente și vulnerabilitatea factorilor de decizie la presiunile venite din exterior.

Cele mai semnificative repere ale evoluției industriei energiei electrice din România, așa cum au fost acestea identificate pe parcursul demersului nostru, sunt prezentate în continuare.

1. FACTORI DETERMINANȚI ȘI ETAPE ALE EVOLUȚIEI INDUSTRIEI ENERGETICE DUPĂ ANUL 1989

Tooraj Jamasab, Raffaella Mota, David Newbery și Michael Pollitt¹ realizează un studiu exhaustiv, critic, al literaturii ce tratează reforma sectoarelor energetice din țările în curs de dezvoltare, cu scopul declarat de a testa măsura în care realitatea, evidențele empirice, justifică logica economică sau ideologică a demarării procesului de reformă. Autorii pornesc de la premisa conform căreia impulsul primar al transformărilor din industria energetică “reflectă lipsa de satisfacție privind performanțele formelor tradiționale de organizare și dorința de îmbunătățire a eficienței și reducerea drenajului fiscal din sectorul public”. Se face o diferențiere, între țările dezvoltate și cele în curs de tranziție, a factorilor motori ai procesului de reformă. Astfel, în primul caz, îmbunătățirea performanțelor economice și financiare ale unor sisteme viabile din punct de vedere tehnologic a fost principalul motor al reformei. În cel de-al doilea caz, povara subvențiilor, calitatea deficitară a serviciilor, colectarea slabă a facturilor, pierderile mari în rețele au constituit, în opinia autorilor, motivele principale ale declașării procesului de reformă. Tot autorii recunosc însă că intervenția organismelor financiare internaționale a grăbit procesul în așa fel încât privatizarea a devansat alte măsuri imperativ necesare precum stabilirea unor instituții de reglementare eficace sau reforma mecanismului de stabilire a prețurilor energiei pentru sectorul rezidențial.

La nivelul Uniunii Europene, formarea Pieței Interne a energiei electrice (proces care a debutat în anul 1996) are ca fundament creșterea eficienței producerii de energie electrică și întărirea siguranței în alimentare a Uniunii Europene, interconectarea sistemelor energetice și asigurarea egalității de șanse consumatorilor în procesul de achiziție a electricității.

În România, principalii factori determinanți au fost nevoia sporirii eficienței pe întregul parcurs al alimentării cu energie a consumatorilor și degrevarea bugetului de stat de datoriile imense care se acumulas din

¹ Jamasab, T., Mota Raffaella, Newbery, D., Pollitt, M., *Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance*, World Bank Policy Research Working Paper 3549, martie 2005

partea sistemului energetic în contul firmelor industriale rău platnice. În opinia decidenților, aceasta se putea realiza prin promovarea concurenței la nivelul producătorilor și furnizorilor de energie și prin stimularea investițiilor private. Rămâne de discutat dacă, în țara noastră, factorii determinanți au precedat etapele transformărilor, sau, dimpotrivă, rezultatele finale pre-determinate au impus etapele acestora. Cu certitudine, țările dezvoltate au adoptat strategii diferite față de cele aflate în tranziție, pentru realizarea acelorași obiective. Modul lor de abordare a fost dacă nu global, cel puțin european, caracterizat de creșterea cotei de piață la nivelul Uniunii, de diversificare a activităților, de integrare pe verticală și orizontală pentru a putea crește puterea investițională, chiar și prin repatrierea profiturilor obținute din țările mai nou integrate. Creșterea dependenței energetice de sursele externe de energie, capacitatea extrem de limitată de a influența condițiile ofertei de energie, imposibilitatea de a răspunde provocării schimbărilor climatice, de a respecta angajamentele prevăzute în Protocolul de la Kyoto, au determinat companiile de furnizare a utilităților să-și îndrepte privirile către noi piețe.

Industria energetică românească se afla, în anii 1990, în stadiul incipient al unor transformări cu efecte de antrenare în toate domeniile de activitate. Industria energiei electrice urma să se restructureze profund, obiectivele fiind creșterea eficienței, reducerea costurilor, atragerea de investiții private, adecvarea la resursele naționale disponibile, flexibilitatea și adaptarea la schimbări, concurența în producerea și vânzarea energiei electrice.

La începutul anilor 1990, Regia Autonomă de Electricitate (RENEL), integrată pe verticală și orizontală, cu o capacitate instalată de 22479 MW, se afla în proprietatea statului.

Înființarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), în anul 1998, a marcat o etapă importantă a transformărilor ce vor avea loc în industria energetică românească. ANRE are drept scop crearea și punerea în aplicare a sistemului de reglementări indispensabil funcționării pieței energiei electrice și termice în condiții de eficiență, concurență, transparentă și protecție a consumatorilor. Agenția va emite, acorda, suspenda sau retrage autorizațiile și licențele pentru agenții economici din industria energiei electrice și termice, stabilind de asemenea tarifele și contractele cadru de furnizare a electricității și energiei termice consumatorilor finali. Astfel, cu avizul Oficiului Concurenței, ANRE va stabili atât prețurile pentru consumatorii captivi, cât și prețurile practicate de concesionarii de activități sau servicii publice din industria energiei electrice și termice. Instituția nou creată era

menită să vegheze asupra funcționării efective a mecanismelor de piață în industria energetică.

Tot în anul 1998, Regia Autonomă de Electricitate (RENEL) a fost reorganizată prin înființarea Companiei Naționale de Electricitate SA (CONEL), a Societății Naționale Nuclearelectrica SA și a Regiei Autonome pentru Activități Nucleare (RAAN), cele trei entități juridice aflându-se sub autoritatea Ministerului Industriei și Comerțului. În timp ce Societatea Națională Nuclearelectrica SA desfășoară activități de producere a combustibilului și a energiei electrice prin tehnologii nucleare, Regia Autonomă pentru Activități Nucleare se ocupă de producerea apei grele și de cercetarea în domeniu. CONEL SA avea ca obiect principal de activitate producerea de energie electrică, transportul, dispecerizarea, distribuția și vânzarea acesteia, producerea și vânzarea energiei termice, exploatarea și dezvoltarea Sistemului Energetic Național, asigurând, pe bază de contracte, serviciul public de alimentare cu energie electrică a tuturor categoriilor de consumatori racordați la sistem. Structura organizatorică și funcțională arăta că noua companie națională avea în componență divizia transport-dispecer, filialele Termoelectrica SA, Hidroelectrica SA și Electrica SA, cu sucursale de centrale electrice și de distribuție a energiei electrice.

Prin compararea structurii-țintă pe care o avea în vedere conducerea RENEL și ceea ce s-a realizat în 1998 se poate trage concluzia că, la momentul respectiv, nu se reușise separarea activităților de producere, transport și distribuție a energiei electrice, cele trei activități rămânând în continuare în atribuțiile noii CONEL SA. Totuși, se arătau primele semne ale separării pe verticală a companiei, prin obligativitatea efectuării bilanțurilor contabile în mod separat pentru cele trei activități.

Statul era în continuare proprietar al companiei de electricitate, iar trecerea acesteia în proprietate privată depindea de strategia în domeniu a Fondului Proprietății de Stat. Se putea prevedea faptul că împărțirea centralelor pe societăți (separarea termocentralelor, de hidrocentrale) ar putea conduce la vânzarea mai rapidă a acțiunilor la Hidroelectrica SA având în vedere profitabilitatea mult mai ridicată a centralelor din componența acesteia. Întregul capital social al societății Termoelectrica SA era evaluat la ceva mai mult de 700 milioane dolari SUA, sumă echivalentă cu cea necesară pentru finalizarea grupului II de la Cernavodă, realizat la acel moment dat, în proporție de 50%; dacă este să ne referim la centralele hidroelectrice, din perspectiva decidenților, acestea nu valora mai mult de 200 milioane dolari SUA. De fapt, întregul sistem energetic, exceptând partea nucleară era evaluat la aproximativ 1,8 miliarde

dolari SUA. Motivul: gradul ridicat de uzură fizică și morală a instalațiilor din dotarea Sistemului Electroenergetic Național.

În anul 2000, CONEL se desființează. În fapt, apare, pe lângă cele trei societăți vechi (Termoelectrica SA, Hidroelectrică SA și Electrica SA), Compania Națională de Transport al Energiei Electrice -Transelectrica SA-, care răspunde de “transportul, dispecerizarea energiei electrice, organizarea și administrarea pieței de energie electrică...” și de “funcționarea sistemului național de transport al energiei electrice în condiții de calitate, siguranță, eficiență economică și protecție a mediului înconjurător” (articolele 6 și 8 din HG 627/2000). De o deosebită importanță este faptul că, în cadrul Transelectrica, s-a înființat filiala Societatea Comercială Operatorul Pieței de Energie Electrică SA (Opcom SA) care are ca obiect principal de activitate “administrarea pieței de energie electrică, stabilirea ordinii de merit-vânzare pentru producători către furnizori în scopul menținerii echilibrului permanent dintre producție și consum, asigurând desfășurarea tranzacțiilor și contractelor comerciale ale participanților autorizați pe bază de licențe în condițiile legii” (art. 12 din HG 627/2000). În același an, se pun bazele pieței spot de energie (piața pentru ziua următoare – PZU).

În anul 2001, compania de distribuție Electrica, a fost și ea separată pe orizontală, fiind împărțită în opt entități distincte.

La recomandarea Comitetului Director, pe 8 mai 2003, la Madrid, Adunarea Generală a UCTE a decis să atribuie CN Transelectrica SA “calitatea de membru UCTE cu drepturi depline și permisiunea de funcționare sincronă permanentă cu sistemul UCTE”.

Anul 2005 a marcat lansarea pieței spot voluntare cu decontare bilaterală, introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale și a pieței de certificate verzi.

În anii următori, principalul obiectiv al reformei industriei energetice din România a fost privatizarea distribuției. Scopul privatizării companiilor de distribuție a energiei electrice a fost atragerea capitalului necesar pentru consolidarea acestora, creșterea competitivității și asigurarea unor tarife care să permită accesul populației la serviciile de furnizare a electricității. Câteva dintre prevederile legislației care pregătea procesul de privatizare se refereau la: evitarea unui grad ridicat de concentrare a firmelor, prin limitarea numărului de societăți de distribuție achiziționate de același investitor care nu va putea deține controlul a mai mult de 33% din segmentul de piață respectiv; descurajarea participării ofertanților care caută profitul pe termen scurt, prin interzicerea tranzacționării acțiunilor achiziționate, timp de cinci ani de la privatizare; asigurarea

interesului, controlului și siguranței investitorilor strategici printr-o cotă de participare de 51% din capitalul social al societăților. Până în prezent (anul 2013) au fost privatizate cinci dintre cele opt filiale regionale de distribuție și furnizare a energiei electrice desprinse din SC Electrica SA: Electrica Dobrogea, Electrica Banat, Electrica Moldova, Electrica Oltenia și Electrica Muntenia Sud. În România, în anul 2006, anul premergător ultimei privatizări realizate, compania italiană ENEL deținea 35,6% din energia distribuită în România, compania germană E.ON 12,3%, compania cehă CEZ 12,2% iar firma românească Electrica, mai puțin de 40% .

Anul integrării în Uniunea Europeană, 2007, a adus, pe lângă încheierea etapei de privatizare a celor cinci companii de distribuție, introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale parțial standardizate cu negociere continuă, dar și deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale prin care, teoretic, toți consumatorii pot să-și aleagă furnizorul de energie. Luna august a anului 2008 a marcat finalizarea procesului de separare a activităților de distribuție, de cele de furnizare a energiei electrice, iar luna iulie a anului 2011, introducerea pieței intrazilnice de energie electrică.

În anul 2012, sub imperativul liberalizării pieței energiei electrice, ANRE stabilește calendarul de eliminare a tarifelor reglementate (prin Ordinul nr. 30/27.08.2012 pentru aprobarea metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate, publicat în MO nr. 626/31.08.2012, p.7) în urma căruia, procentul de achiziție din piața concurențială pentru consumatorii noncasnici va fi de 100% din data de 1 ianuarie 2014, iar pentru cei casnici, din 31 decembrie 2017

2. LEGISLAȚIA ENERGIEI ELECTRICE ÎN PERIOADA POST-DECEMBRISTĂ

Imediat după Revoluție, prin HG nr. 1199 din 12 noiembrie 1990, se înființa Regia Autonomă de Electricitate (RENEL), care prelua întreprinderile de producere, de transport și de distribuție a energiei electrice și responsabilitățile dezvoltării Sistemului Energetic Național (SEN), ale importului și exportului de energie electrică. Opt ani mai târziu, prin HG nr. 365 din 2 iulie 1998, RENEL este divizată în trei entități: Compania Națională de Electricitate SA (CONEL), Societatea Națională Nuclearelectrică SA și Regia Autonomă pentru Activități Nucleare. În același an, OUG privind energia electrică și termică nr. 63 din 28 decembrie 1998, pune pentru prima dată problema “asigurării competiției în producerea și furnizarea energiei electrice și termice”.

Dezideratele separării pe verticală și orizontală a industriei energiei electrice din România sunt urmărite în continuare și puse în aplicare cu ajutorul HG nr. 627 din 13 iulie 2000, prin care desființează CONEL SA și se constituie următoarele societăți comerciale: Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA; SC Termoelectrica SA; SC Hidroelectrică SA; SC Electrica SA. Capitalul social al societăților comerciale înființate era deținut în întregime de statul român în calitate de acționar unic, reprezentat de Ministerul Industriei.

În anul următor, prin HG nr. 1182 din 27/11/2001, se va înființa societatea comercială de producere a energiei electrice și termice Electrocentrale Deva SA cu capital social integral de stat ca filială a Termoelectrica. Prin HG nr. 761 din 21/07/2010 se va adăuga o altă filială a societății Termoelectrica, și anume, Electrocentrale Paroșeni SA.

Hidroelectrică avea zece sedii secundare cu statut de sucursală fără personalitate juridică (Sucursala Hidrocentrale Bistrița, Sucursala Hidrocentrale Buzău, Sucursala Hidrocentrale Caransebeș, Sucursala Hidrocentrale Cluj, Sucursala Hidrocentrale Curtea de Argeș, Sucursala Hidrocentrale Hațeg, Sucursala Hidrocentrale Porțile de Fier, Sucursala Hidrocentrale Râmnicu Vâlcea, Sucursala Hidrocentrale Sebeș, Sucursala Hidrocentrale Târgu Jiu) și reorganizate mai târziu prin HG 857 din 16 august 2002, devenind societăți comerciale - filiale ale SC Hidroelectrică SA.

Electrica SA avea ca obiect principal de activitate “distribuția și furnizarea energiei electrice, precum și exploatarea și dezvoltarea sistemelor de distribuție, telecomunicații și tehnologii informatice în corelare cu sistemele de producere și transport ...”. Avea în componența sa 36 de sedii secundare cu statut de sucursală fără personalitate juridică. Aceste sedii vor fi transformate, prin HG nr. 1342 din 27/12/2001, în opt societăți comerciale și opt sucursale de întreținere și servicii energetice (Electrica Moldova SA, Electrica Dobrogea SA, Electrica Muntenia Nord SA, Electrica Oltenia SA, Electrica Banat SA, Electrica Transilvania Nord SA, Electrica Transilvania Sud SA).

Anul 2000 a marcat declanșarea procesului de deschidere a pieței energiei electrice din România către concurență. Astfel, prin HG nr. 122/18.02.2000, se stabilea gradul de deschidere a pieței la 10% din consumul final de energie electrică al anului 1998, și ulterior, prin HG nr. 982/19.10.2000, se stabilea majorarea gradului de deschidere a pieței la 15%, pragul de consum pentru acreditarea consumatorilor eligibili fiind menținut la 100 GWh/an.

“Elementele de strategie națională de dezvoltare energetică a României pe perioada 2001-2004” au fost aprobate prin intermediul HG nr. 647/2001. Strategia de dezvoltare durabilă a sectorului energetic din România a apărut în contextul integrării României în Uniunea Europeană ce “nu putea avea loc fără realizarea unei creșteri economice accelerate, cu ritmuri superioare mediei comunitare”, al “integrării industriei energetice în structurile europene”, fără “remodelarea și restructurarea industriei energetice”, “accelerarea privatizării în sectorul energetic” care “va conduce la apariția unor structuri cu capacitate concurențială sporită”.

Gradul de deschidere a pieței energiei electrice a fost majorat la 25% cu un nou prag de consum pentru acreditarea consumatorilor eligibili, stabilit la 40 GWh/an, prin HG nr. 1272/2001. Prin HG nr. 48/2002 din 17/01/2002, gradul de deschidere a pieței energiei electrice a crescut la 33%, pragul de consum rămânând de 40 GWh/an.

În noiembrie 2002, România a semnat la Atena “Memorandumul de Înțelegere privind crearea până în 2005 a Pieței Regionale de Electricitate în Sud-Estul Europei” reprezentând un pas spre integrarea în piața de electricitate a Uniunii Europene

În acest context, Legea nr. 318 - legea energiei din 08/07/2003 enunța principiile strategiei și politicii energetice (asigurarea “securității în aprovizionarea cu combustibili, a importurilor și exporturilor cu aceștia și cu energie electrică, a mediului înconjurător”, dezvoltarea “surselor regenerabile și a cooperării energetice internaționale” etc). Pentru

prima dată, Legea energiei făcea distincție între activitățile de distribuție și furnizare. La articolul 41, furnizarea de energie electrică era definită ca "o activitate prin care persoana juridică titulară de licență, vinde energie clienților". Totodată, legea împărțea consumatorii în două categorii: captivi – cei care din diferite considerente nu puteau alege furnizorul (majoritatea consumatorilor casnici) și eligibili – care puteau să își aleagă furnizorul, având acces la rețeaua de transport sau distribuție. Prețurile și tarifele reglementate se stabileau "pe baza metodologiilor aprobate și publicate de către autoritatea competentă", la propunerea agenților economici din sectorul energiei electrice, în calculul acestora fiind luate "costurile justificate ale activităților de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei electrice și termice, cheltuielile pentru dezvoltare și protecția mediului, precum și o cotă rezonabilă de profit". Articolul 59 interzicea agenților economici subvenționarea încrucișată între diferite categorii de consumatori, ca și între energia electrică și cea termică. În completarea Legii energiei, anul 2003 aduce și HG nr. 890/29.07.2003 privind aprobarea "Foi de parcurs din domeniul energetic din România" – modificată ulterior prin Hotărârea nr.519 din 30/05/2007.

De asemenea, continuă deschiderea pieței de energie electrică. HG nr. 1563 din 18/12/2003 care ridică gradul de deschidere a pieței, începând din 31 decembrie 2003, la 40%, pragul de consum pentru acreditarea consumatorilor eligibili fiind micșorat la 20 GWh/an. Ulterior, HG nr. 1823 din 28/10/2004 modifică gradul de deschidere a pieței de energie electrică, începând din luna noiembrie 2004 la 55%, fiind declarați drept consumatori eligibili cei care înregistrau un consum anual de cel puțin 1 GWh.

O altă serie de acte normative înscrise în calendarul anului 2004 vine în completarea celor emise pentru restructurarea domeniului energetic și crearea unei piețe concurențiale. Unul din aceste acte este HG nr. 103 din 29/01/2004 privind unele măsuri pentru restructurarea activității de producere a energiei electrice și termice pe bază de lignit. În baza acestei hotărâri se înființează SC Complexul Energetic Rovinari SA, SC Complexul Energetic Turceni SA și SC Complexul Energetic Craiova SA prin reorganizarea Termoelectrica și a Companiei Naționale a Lignitului Oltenia SA Târgu Jiu. Celelalte două acte legislative ce marchează anul 2004 includ: a) HG nr. 1429 din 02/09/2004 pentru aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, și b) HG nr. 1.892 din 04/11/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie.

În anul 2005, HG nr. 644 din 29/06/2005 privind majorarea gradului de deschidere a pieței de energie electrică stabilea că “toți consumatorii de energie electrică, cu excepția consumatorilor casnici și a celor asimilați acestora, stabiliți conform prevederilor HG nr. 1007 din 25/06/2004 pentru aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la consumatori, sunt declarați drept consumatori eligibili de energie electrică”.

Integrarea României în Uniunea Europeană la 1 ianuarie 2007 a impus modificări și completări la Legea Energiei nr. 318 din 2003, abrogată prin adoptarea noii Legi a energiei nr. 13 din 09/01/2007. Capitolul intitulat „Strategia și politica” definește „obiectivele sectorului energiei electrice pe termen mediu și lung și modalitățile optime de realizare a acestora, în condițiile asigurării unei dezvoltări durabile a economiei naționale”, iar articolul 28 privind „funcționarea pieței reglementate de energie electrică”, menționează faptul că piața reglementată va exista “până la deschiderea completă a pieței de energie electrică”. Capitolul V pune accentul pe energia electrică produsă din surse regenerabile de energie: ANRE stabilește “regulile de funcționare a pieței de energie electrică, preluarea cu prioritate și comercializarea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie”. De asemenea, articolul 68, definește “cogenerarea de înaltă eficiență”.

Prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123 din 10/07/2012, la obiectivele prevăzute prin Legea 13/2007, se adaugă: „îmbunătățirea competitivității pieței interne de energie electrică și participarea activă la formarea atât a pieței regionale, cât și a pieței interne de energie a Uniunii Europene și la dezvoltarea schimburilor transfrontaliere” și “asigurarea protecției mediului la nivel local și global, în concordanță cu reglementările legale în vigoare”.

3. AUTORITATEA DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

Conform legislației actuale, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE) are misiunea de a crea și aplica sistemul de reglementări necesar funcționării sectorului energiei și piețelor de energie electrică, energie termică și gaze naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE este autoritatea care definește cadrul primar de reglementare a activităților concurențiale din sectorul energetic, a accesului la rețele, a investițiilor în rețele și a întreținerii acestora conform indicatorilor de calitate, a monitorizării condițiilor de acordare a licențelor etc. Consiliul Concurenței este un reglementator secundar specializat în problemele de abuz de poziție dominantă pe piață și în aprobarea fuziunilor².

ANRE colaborează cu autorități publice și organisme ale societății civile, agenți economici din sectorul energiei electrice, energiei termice și gazelor naturale, cu organizații internaționale din domeniu, pentru a asigura transparența și obiectivitatea procesului de reglementare³.

În luna aprilie a anului 2007, ANRE a preluat atribuțiile, personalul și bugetul Autorității de Reglementare a Gazelor Naturale (ANRGN), iar din luna decembrie a anului 2009 a fost comasată prin absorbție Agenția Română pentru Conservarea Energiei (ARCE) din cadrul Ministerului Economiei.

- ANRGN fusese înființată prin Ordonanța Guvernului nr. 41 din 30 ianuarie 2000 având un patrimoniu constituit din bunurile din domeniul privat al statului, existente în patrimoniul SN de Transport Gaze Naturale Transgaz SA Mediaș, SC Distrigaz Sud SA București, SC Distrigaz Nord SA Târgu Mureș, SC Exprogaz SA Mediaș, SN Depogaz SA Ploiești, înființate conform HG nr. 334/2000 privind reorganizarea SN de Gaze Naturale Romgaz SA, precum și din patrimoniul SN a Petrolului Petrom SA București⁴.

- ARCE a luat ființă în anul 1990 și era instituția ale cărei responsabilități au fost întărite în 2000 prin adoptarea Legii 199/2000 privind utilizarea eficientă a energiei, modificată și completată prin Legea 56/2006. Legea prevedea că ARCE era autoritatea specializată la nivel

² www.expertforum.ro, octombrie 2012

³ www.anre.ro/primapagina

⁴ Legea 791 din 29 decembrie 2001 publicată în M.Of. 37/2002

național în domeniul eficienței energetice, cu personalitate juridică și funcționare în subordinea Ministerului Economiei și Finanțelor⁵.

Până la 6 octombrie 2012, ANRE⁶ era o instituție publică autonomă de interes național, cu personalitate juridică, cu patrimoniu propriu, în coordonarea directă a Prim-ministrului. Finanțată integral de la bugetul de stat prin bugetul Secretariatului General al Guvernului, instituția vira, potrivit legii, veniturile încasate, la bugetul de stat. Acestea proveneau din tarifele percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, prestări servicii, precum și din contribuțiile operatorilor economici din sectorul energiei și gazelor naturale sau din fonduri acordate de organismele internaționale.

Conform Legii nr. 160/2012 (intrată în vigoare începând din data de 6 octombrie 2012) care aprobă OUG nr. 33 /2007 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351 /2004, sunt introduse modificări semnificative privind subordonarea, organizarea și funcționarea ANRE. Astfel, ANRE⁷:

- va fi sub control Parlamentar;
- va fi „organizată și va funcționa ca autoritate administrativă autonomă, de specialitate, independentă decizional, autofinanțată, cu personalitate juridică” în acord cu prevederile Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei și de abrogare a Directivei nr.2003/54/CE;
- va avea ca obiect de activitate „elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național, necesar funcționării sectorului și *pieței energiei electrice, termice și a gazelor naturale*, în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor” etc.

Noua Lege a energiei pune în aplicare, în mare măsură, Pachetul Trei⁸ în ceea ce privește asigurarea independenței și responsabilității agenției de reglementare.

⁵ www.schimbariclimatice.amr.ro/documente/PNAEE_ro.pdf

⁶ HG 1428 publicată în Monitorul Oficial al României nr.847/08.12.2009

⁷ <http://www.senat.ro/Legis/Lista.aspx>

⁸ Pachetul legislativ conține două directive (pentru electricitate și gaze naturale) și trei regulamente (pentru transportul gazelor, pentru interconectarea sistemelor transfrontaliere de electricitate și pentru înființarea Agenției pentru Cooperarea Reglementatorilor din Energie). Parlamentul European a aprobat setul de acte normative în 2009, în același an intrând și în vigoare, www.business24.ro.

4. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE

România a fost printre primele țări din lume care a folosit energia electrică. În anul în care, la New York, Edison pune în funcțiune prima centrală electrică – septembrie 1882, au apărut și primele documente care atestă începuturile electrificării în țara noastră. Astfel, în anul 1882 a fost pusă în funcțiune în București, o centrală electrică cu cazane de abur și dinamuri Bresh, ce asigura curent continuu printr-o linie electrică la tensiunea de 2 kV, prin cablu subteran, pentru iluminatul palatului regal de pe Calea Victoriei, iar în anul 1883, linia s-a prelungit până la palatul Cotroceni pentru iluminatul acestui palat. Ulterior s-au pus în funcțiune o centrală electrică la atelierele CFR pentru alimentarea Gării de Nord și un grup la Fabrica de Hârtie Bușteni. În anul 1884 a intrat în funcțiune la Timișoara o centrală electrică cu 4 grupuri de 30 kW pentru iluminatul public. Astfel, orașul Timișoara a devenit primul oraș cu iluminat electric stradal extins din Europa⁹.

1884 și 1885 au reprezentat anii premierelor privind electrificarea - Castelului Peleş (darea în folosință a centralei care asigura alimentarea cu energie electrică), așezămintelor culturale (Teatrul Național din București – devine al treilea teatru iluminat electric din Europa) și a spitalelor (Spitalul Militar din București – primul spital electrificat din Europa).

În 1888 este pusă în funcțiune prima centrală hidroelectrică din țară (CHE) Grozăvești, pe râul Dâmbovița, iar în 1913 este dată în folosință prima cale ferată electrificată din țară, pe ruta Arad - Ghioroc - Pincota și Ghioroc – Radna.

1894 în București sunt puse în funcțiune primele tramvaie electrice din țară pe bulevardul dintre Obor și Cotroceni.

În luna octombrie 1896 este pusă în funcțiune CTE din Craiova și prima rețea de iluminat public, a Olteniei, tot în orașul Craiova, pe Calea Unirii și alte străzi (636 lămpi concesionate firmei AEG Berlin până în anul 1937¹⁰).

Primul troleibuz din țară a fost pus în funcțiune la Sibiu în anul 1904 și se spunea “omnibuz fără șine”.

⁹ Vaida V., Managementul pieței de energie electrică, Editura Perfect, 2007, p.271.

¹⁰ <http://www.energie-gratis.ro/termocentrale.php> (septembrie 2013)

Până în 1919 s-au realizat electrificări regionale (la inițiativa administrațiilor locale) pentru iluminatul stradal și casnic, folosindu-se linii de medie tensiune.

În perioada interbelică, 1920-1940, consumul de energie electrică a crescut continuu și, astfel, electrificarea țării a continuat prin construcția de centrale electrice izolate, de electrificări regionale, cu centrale electrice interconectate pe linii de 60 și 11 kV (în anul 1938 puterea instalată era de 501 MW¹¹) (Tabelul nr. 1). Între anii 1930 – 1931 s-a pus în funcțiune, în București, prima rețea electrică de distribuție pe stâlpi de beton armat din țară¹².

După cel de-al doilea război mondial, în perioada 1945-1949, a început activitatea de reconstrucție după război și a utilizării capacităților centralelor și a rețelelor electrice.

În luna martie a anului 1949 este înființat Institutul de Studii și Proiectări Energetice (ISPE), prin Decizia nr. 657 a Ministerului Industriei¹³.

În iulie 1949 este înființat Ministerul Energiei Electrice și al Industriei Electrotehnice (MEEIE, prin Decretul nr. 316).

Începând cu anul 1950 s-a trecut la extinderea instalațiilor existente și construcția de instalații moderne de producție, transport și distribuție a energiei electrice făcându-se și primii pași spre construirea unui sistem electroenergetic unic.

În anul 1965 s-a dat în folosință primul tronson modern de cale ferată electrificată din țară – Brașov-Predeal.

1967 a fost pus în funcțiune primul grup de 315 MW la CTE Ișalnița fiind cel mai mare la momentul respectiv.

Perioada 1961-1989 este caracterizată de dezvoltarea accelerată a industriei și intensificarea electrificării României, prin extinderea sistemului electroenergetic și construcția unui număr mare de centrale electrice și a unui volum mare de rețele electrice cât și prin interconectarea Sistemului Energetic Național (SEN) cu sistemele energetice vecine (Tabelul nr.2 și nr.3). Începând însă cu anul 1982, ca urmare a creșterii consumului de energie electrică, România a început importul de resurse energetice.

¹¹ Anuarul Statistic al României, Comisia Națională de Statistică, 1991.

¹² <http://ltnbenergie.webgarden.ro/menu/tipuri-de-energie/1-istoria-energiei-in-romania>

¹³ www.elcen.ro

Producția de energie electrică a avut o perioadă de vârf în perioada 1986-1989 când puterea instalată în România era de 20500 **MW/h** dispusă astfel:

- Energie produsă din cărbune – 8626 **MW/h**
- Energie produsă prin arderea hidrocarburilor – 6062 **MW/h**
- Energie produsă în hidrocentrale – 5802 **MW/h**.

În aceeași perioadă termocentralele produceau necesarul de energie termică în proporție de 40% necesar consumului industrial și încălzirii urbane. În anul 1989 termocentralele ajungeau la o producție de vârf în producția de energie electrică – 14688 **MW/h** și 39500 t/h – abur industrial și 24300 Gcal/h pentru încălzirea populației urbane.

Tabelul nr. 1
Evoluția puterii instalate și a producției de energie electrică în perioada 1938-1990

Anul	Puterea instalată (MW)			Producția de energie electrică (MWh)		
	Total	Termoelectrică	Hidroelectrică	Total	Termoelectrică	Hidroelectrică
1938	501	453	48	1130	982	148
1950	740	680	60	2113	1944	169
1960	1779	1569	210	7650	7253	397
1965	3258	2797	461	17215	16210	1005
1970	7346	6146	1200	35088	32315	2773
1975	11578	8946	2632	53721	45010	8711
1980	16109	12654	3455	67486	54849	12637
1985	19576	15155	4421	71819	59923	11896
1990	22479	16822	5657	64309	53327	10982

Sursa: Anuarul statistic al României, Comisia Națională pentru Statistică, 1991.

Tabelul nr.2
Principalele hidrocentrale din România

Perioada de punere în funcțiune	Centrala	Râul	Puterea instalată (MW)	Puteri unitare (MW)	Acumularea
1960	STEJARU	Bistrița	210,0	6x35	Izvorul Muntelui
1966	VIDRARU	Argeș	220,0	4x55	Vidraru
1971	PORTILE DE FIER I	Dunărea	1050,0	6x175	Porțile de Fier
1972	LOTRU CIUNGET	Lotru	510,0	3x170	Vidra
1977	MARISELU	Someș	220,5	3x73,5	Fântânele
1985	PORTILE DE FIER II	Dunărea	216,0	8x27	Porțile de Fier II
1987	RAUL MARE RETEZAT	Râul Mare	335,0	2x167,5	Gura Apelor

Sursa: <http://www.energie-gratis.ro/hidrocentrale.php>

Tabelul nr.3
Principalele termocentrale din România

Perioada punerii în funcțiune	Centrala	Puterea instalată (MW)	Puteri unitare (MW la punerea în funcțiune)
1955/1969	BORZESTI	655	3x25+2x50+1x60+1x210
1961/1986	BRAZI	910	6x50+2x105+2x200
1963/1967	LUDUS IERNUT	800	4x100+2x200
1965/1975	BUCURESTI SUD	550	2x50+2x100+2x125
1965/1976	ISALNITA	1035	3x50+1x55+2x100+2x315
1969/1980	DEVA-MINTIA	1260	6x210
1969/1980	GALATI	535	2x60+1x100+3x105
1972/1979	ROVINARI	1720	2x200+4x330
1973/1979	BRAILA	960	3x210+1x330
1978/1987	TURCENI	2310	7x330

Sursa: <http://www.energie-gratis.ro/termocentrale.php>

Începând cu anul 1990 declinul economic a afectat mult producerea de energie electrică națională, alegându-se pentru funcționare doar centralele care erau dotate cu echipamente noi sau modernizate, performante cu rentabilitate superioară realizând consumuri specifice din ce în ce mai mici.

Reducerea activității industriale a condus la reorganizarea, oprirea și chiar închiderea unor unitati de producție energetică, un exemplu fiind în Comănești unde, prin divizarea și reorganizarea fostului Combinat de prelucrarea lemnului a scăzut mult consumul de energie electrică și termică, iar în urma acestei scăderi termocentrala Comănești nu mai produce energie electrică din luna martie 1995. Si exemplele pot continua cu Reșița, Suceava, Arad ș.a¹⁴.

Principalele resurse energetice primare folosite au fost gazele naturale, țițeiul, cărbunele și energia hidrolică.

În anii 1996 și 2007 s-au pus în funcțiune cele două grupuri de 700 MW la centrala Nucleară Cenrnavodă, în anul 2000 s-a înființat piața de energie electrică (OPCOM), iar mai 2003 s-a realizat interconectarea SEN¹⁵ cu Uniunea pentru Coordonarea Transportului Energiei Electrice (UCTE) – Transelectrica devenind membru cu drepturi depline și permisiunea de funcționare sincronă permanentă.

¹⁴ www.youngenergy.home.ro/Dezvoltarea%20productie%20de%20energie.html

¹⁵ Din SEN fac parte: S.C. Termoelectrica S.A.; S.C. Hidroelectrică S.A.; S.C. Nuclearelectrică S.A.; S.C. Electrică S.A., cu rol de distribuție și furnizare a energiei electrice; C.N. Transelectrica S.A., cu rol de operator de transport și sistem, având ca filială, cu personalitate juridică, S.C. OPCOM S.A.

În anul 2004 prima turbină eoliană a fost pusă în funcțiune. Între anii 2007 și 2008, au fost instalate sute de anemometre pentru a colecta date privind modelele eoliene, iar condițiile create prin Legea nr. 220/2008 au stimulat interesul investitorilor. Astfel, la sfârșitul anului 2012, capacitatea centralelor de producere a energiei eoliene era de 1500 MW, față de 982 MW în 2011, 462 MW în 2010, 14 MW în 2009, 11 MW în 2008 și 8 MW în anul 2007¹⁶.

În România, potrivit datelor prezentate de Transelectrica (septembrie 2013), sunt instalate capacități eoliene de 2394 MW, microhidrocentrale de 459 MW, panouri fotovoltaice cu o putere de 508 MW, instalații de producere a energie pe baza de biomasă de 42,7 MW și pe baza de biogaz de 0,5 MW¹⁷.

Structura puterii instalate, a producției și consumului de energie electrică din România s-a modificat constant în ultimii 20 de ani, principalele coordonate fiind scăderea constantă a contribuției centralelor termoelectrice la acoperirea cererii, concomitent cu sporirea ponderii grupurilor eoliene, și diminuarea producției de electricitate pe fondul scăderii consumului final de energie (tabelul nr. 4).

Tabelul nr.4
Evoluția principalilor indicatori ai industriei energiei electrice, în perioada 1989-2011

	1989	1990	1991	1992	1993
Puterea instalată a grupurilor electrogene la sfârșitul anului pe categorii de centrale electrice					
Mii kW					
<i>Puterea instalată, total din care:</i>	22904	22479	22268	22177	22262
Termoelectrică	17320	16820	16580	16442	16390
Hidroelectrică	5583	5657	5687	5735	5872
Nucleară	-	-	-	-	-
Eoliană	-	-	-	-	-
Producția de energie electrica pe categorii de centrale electrice					
Mil.kWh					
<i>Producția total, din care:</i>	75851	64309	56912	54195	55476
Termoelectrică	63222	53328	42662	42495	42708
Hidroelectrică	12628	10980	14249	11700	12768
Nucleară	-	-	-	-	-
Eoliană	-	-	-	-	-
Balanța energiei electrice pe elemente componente					
Mil.kWh					
Consum final energetic	79027	67856	57412	40908	36464

¹⁶ Bădileanu Marina (coord.), Repere economice ale inovării în sectorul energetic, CEIS-INCE, lucrare plan 2011, în curs de publicare.

¹⁷ www.transelectrica.ro/Transparența/Productie (septembrie 2013)

	1989	1990	1991	1992	1993
Industrie (inclusiv construcții)	57085	45875	43214	25334	23561
Consumul populației	4296	5353	6747	7596	7023
Transporturi	2921	2614	2331	2877	2207
Agricultură și silvicultură	4169	3180	4207	2182	1959
Alte ramuri ale economiei	1628	1769	192*	2969	1714

Tabelul nr.4
Evoluția principalilor indicatori ai industriei energiei electrice, în
perioada 1989-2011 - continuare

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Puterea instalată a grupurilor electrogene la sfârșitul anului pe categorii de centrale electrice						
Mii kW						
<i>Puterea instalată, total din care:</i>	22060	22276	22856	22843	22557	22236
Termoelectrică	16122	16265	16111	16062	15769	15448
Hidroelectrică	5938	6011	6038	6074	6081	6082
Nucleară	-	-	707	707	707	707
Eoliană	-	-	-	-	-	-
Producția de energie electrică pe categorii de centrale electrice						
Mil.kWh						
<i>Producția total, din care:</i>	55136	59267	61350	57148	53496	50713
Termoelectrică	42090	42573	44209	34239	29310	27225
Hidroelectrică	13046	16694	15755	17509	18879	18290
Nucleară	-	-	1386	5400	5307	5198
Eoliană	-	-	-	-	-	-
Balanța energiei electrice pe elemente componente						
Mil.kWh						
Consum final energetic	34198	36354	39727	38430	35383	31853
Industrie (inclusiv construcții)	21877	23343	24512	25125	22686	20348
Consumul populației	6646	7116	8122	7946	7917	7883
Transporturi	1904	2173	2326	2230	1996	1494
Agricultură și silvicultură	1834	1759	1322	1791	1311	786
Alte ramuri ale economiei	1937	1963	3435	1337	1474	1342

Tabelul nr.4
Evoluția principalilor indicatori ai industriei energiei electrice, în
perioada 1989-2011 - continuare

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Puterea instalată a grupurilor electrogene la sfârșitul anului pe categorii de centrale electrice						
Mii kW						
<i>Puterea instalată, total din care:</i>	21905	20863	19659	19368	19626	19042
Termoelectrică	15078	14034	12710	12413	12640	12046
Hidroelectrică	6120	6122	6242	6248	6279	6289
Nucleară	707	707	707	707	707	707

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Eoliană	-	-	-	-	-	-
Producția de energie electrica pe categorii de centrale electrice						
Mil.kWh						
<i>Producția total, din care:</i>	51935	53866	54935	56645	56482	59413
Termoelectrică	31701	33497	33376	38480	34421	33651
Hidroelectrică	14778	14923	16046	13259	16513	20207
Nucleară	5456	5446	5513	4906	5548	5555
Eoliană	-	-	-	-	-	-
Balanța energiei electrice pe elemente componente						
Mil.kWh						
Consum final energetic	32735	36294	35569	37501	38774	38859
Industrie (inclusiv construcții)	19909	20754	22706	22337	25257	23684
Consumul populației	7652	7724	7771	8243	8043	9234
Transporturi	1859	1785	1970	1829	1617	1610
Agricultură și silvicultură	611	479	421	343	271	331
Alte ramuri ale economiei	2703	5552	2701	4749	3586	4000

Tabelul nr.4
Evoluția principalilor indicatori ai industriei energiei electrice, în
perioada 1989-2011 - continuare

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Puterea instalată a grupurilor electrogene la sfârșitul anului pe categorii de centrale electrice						
Mii kW						
<i>Puterea instalată, total din care:</i>	19313	19849	19731	19552	19911	20498
Termoelectrică	12325	12104	11953	11677	11637	11616
Hidroelectrică	6281	6331	6362	6450	6474	6483
Nucleară	707	1411	1411	1411	1411	1411
Eoliană	-	3	5	14	389	988
Producția de energie electrica pe categorii de centrale electrice						
Mil.kWh						
<i>Producția total, din care:</i>	62696	61673	64956	58016	60979	62216
Termoelectrică	38709	37995	36529	30448	28807	34136
Hidroelectrică	18355	15966	17196	15807	20243	14946
Nucleară	5632	7709	11226	11752	11623	11747
Eoliană	-	3	5	9	306	1387
Balanța energiei electrice pe elemente componente						
Mil.kWh						
Consum final energetic	40965	40949	41775	37606	41317	42714
Industrie (inclusiv construcții)	24277	22837	22987	18183	20381	21083
Consumul populației	9999	10389	10400	11021	11329	11577
Transporturi	1347	1463	1401	1383	1355	1424
Agricultură și silvicultură	442	539	555	493	671	761
Alte ramuri ale economiei	4900	5721	6432	6526	7581	7869

Sursa: INS – statistici.insse.ro

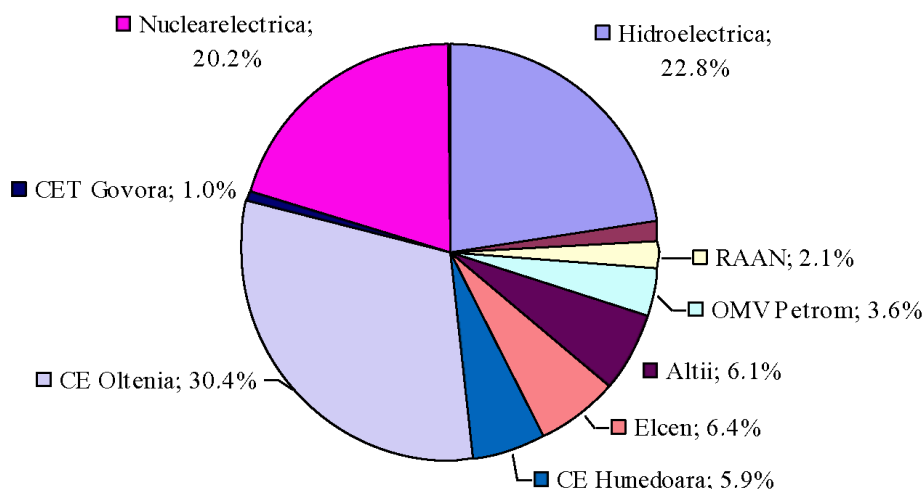
Față de 1989, în anul 2011 puterea instalată a SEN s-a redus cu 2406 MW iar producția cu 13635 milioane kWh (22% din producția anului

2011). De asemenea, consumul final energetic a scăzut cu 36313 milioane kWh (echivalentul a 85% din consumul final al anului 2011). În industrie, consumul final se ridică la mai puțin de jumătate din consumul anului 1989. Nu este mai puțin adevărat că populația și-a sporit consumul de energie electrică de aproape trei ori în perioada de timp analizată. Distribuția sistemelor de irigații s-a reflectat în consumul agriculturii care, în anul 2011 reprezenta numai 1,8% din consumul final energetic, față de 5,3% în 1989.

În anul 2011, puterea instalată în Sistemul Energetic Național era de 20498 MW (față de 21905 MW la sfârșitul anului 2000)¹⁸.

În anul 2012, energia electrică produsă pentru acoperirea consumului intern a fost de 56,71 TWh, iar cea livrată de 52,11 TWh. Principalii producători de electricitate au fost Complexul Energetic Oltenia (30,4% din cota de piață), Hidroelectrică (22,8 %), Nuclearelectrică (20,2 %), Electrocentrale București (6,4 %) și Complexul Energetic Hunedoara (5,9%) (figura nr.1).

Figura nr.1: Cote de piață ale producătorilor de energie electrică, în România, în anul 2012



Sursa: ANRE, Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie 2012, p 23, www.anre.ro

¹⁸ <http://statistici.insse.ro/shop/>, INS, programul Tempo- online, consultat în aprilie 2013

Cele trei complexe energetice, Turceni, Rovinari și Craiova s-au contopit, în anul 2011, formând Complexul Energetic Oltenia cu o capacitate instalată de 3900 MW și aproximativ 18800 angajați¹⁹. Astfel, din anul 2012, CE Oltenia a devenit cel mai mare producător de energie electrică din România, devansând Hidroelectrică.

Față de 1989, când în România activa un singur producător de energie electrică, în anul 2011, SEN beneficia de 26 de producători de energie electrică (tabelul nr. 5).

Tabelul nr. 5
Producătorii de energie electrică din România, în anul 2012

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
Producători de energie electrică care exploatează unități de producere dispecerizabile			
1.	SC CET Bacău SA	România, furnizarea de abur și aer condiționat -din 2005, unicul furnizor de energie termică pen- tru municipiul Bacău - în 1997 primul grup de 50MW cu funcționare pe lignit a fost conectat la Sistemul Energetic Națio- nal, iar în anul 1998 au fost puse în funcțiune ma- gistrarele de transport a apei fierbinți pentru termoficare urbană - în 2002 se transferă din patrimoniul Termoelec- trica în administrarea consiliului local al municipi- ului Bacău - în 2008 a fost pus în funcțiune grupul de cogene- rare de 14 MWe, echipat cu turbină cu gaze și ca- zan recuperator de apă caldă, prima instalație de acest tip din țară. -are în componență 10 centrale termice - are licență de producere și furnizare a energiei electrice www.cetbacau.ro	525/57 9
2.	SC CET Govora SA	România, furnizarea de abur și aer condiționat - în 2002 preia integral în concesiune serviciul de distribuție a căldurii în municipiul Rm. Vâlcea -din 2005 ia în concesiune încălzirea orașelor Bă- ile Olănești și Călimănești	1317/ 1291

¹⁹ www.cenoltenia.ro, consultat în aprilie 2013

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
		- capacitate instalată de 200 MW (două grupuri de câte 50MW cu funcționare pe gaze naturale și alte două grupuri de câte 50 MW cu funcționare pe lignit) - a început să aibă profit din 2009 www.cetgovora.ro	
3.	SC CET Oradea SA	România, furnizarea de abur și aer condiționat - înregistrată din anul 2002 când se transferă din patrimoniul Termoelectrica în administrarea consiliului local al municipiului Oradea - capacitate de producție de 195 MW, cu funcționare pe cărbune - pierderi înregistrate în fiecare an www.seoradea.ro	993/ 1151
4.	SC Cernavodă Power SRL	Portugalia, producția de energie electrică - înființată în 2003 - controlată de EDP Renováveis din Portugalia - producție de energie eoliană prin operarea parcurilor eoliene Cernavoda I și II, cu o capacitate totală de 138 MW Nu are site	-/-
5.	SC Dalkia Termo Prahova SRL	Franța, furnizarea de abur și aer condiționat - din 2004, gestionează sistemul integrat de termoficare urbană pentru municipiul Ploiești - centrala (2 turbine de câte 105 MW și una de 50MW) poate funcționa cu trei tipuri de combustibil: păcură, gaz metan și gaz de rafinărie, dar folosește cu preponderență gaze naturale pentru încălzirea locuințelor și producția locală de electricitate www.dalkia.ro , www.ploiesti.ro	429/56 2
6.	SC EDP Renewables Romania SRL	Portugalia, producția de energie electrică - a dezvoltat două parcuri eoliene la Sarichioi (Dobrogea) și Vutcani (Moldova) - construcția parcurilor eoliene a început în aprilie 2011, iar primele turbine au început să funcționeze în martie 2012 (Sarichioi), respectiv mai 2012 (Vutcani) - cunoscută anterior ca SC Renovatio Power SRL - pierderi înregistrate în fiecare an după 2008 Nu are site în limba română	16/1

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
7.	SC Elec- trocen- trale București SA	România, producția de energie electrică - înființată în decembrie 2002, ca filială a societății Termoelectrica are în componență 3 sucursale (Sucursala Electrocentrale București, Sucursala Electrocentrale Mureș, Sucursala Electrocentrale Constanța), cu șapte centrale - puterea instalată a celor trei sucursale este de 2194 MW www.elcen.ro	3100/ 2452
8.	SC Elec- trocen- trale Galați SA	România, producția de energie electrică - centrala este alimentată cu trei tipuri de combustibil: gaze naturale, păcură, gaze combustibile reziduale (gaze de furnal și gaze de cocs) rezultate din procesul tehnologic al Arcelor Mittal - CET Galați are o putere instalată de 535 MW și este racordată la Sistemul Energetic National prin intermediul a două stații de conexiuni care aparțin Arcelor Mittal și o stație care aparține centralei. www.cetgalati.ro	545/44 3
9.	SC Elec- trocen- trale Paroșeni SA	România, producția de energie electrică - înființată în 2011, ca filială a societății Termoelectrica - combustibilul principal utilizat este huila din Valea Jiului, cu putere calorifică medie de 15392 kJ/kg - are o putere instalată de 150 MW www.termoelectrica.ro	569
10.	SC Enel Green Power SRL	Italia, producția de energie electrică - producție de energie eoliană - pe plan mondial are o capacitate de 7606 MW din surse regenerabile instalați în 690 centrale - în România are cinci centrale eoliene ce însumează 292 MW - a înregistrat pierderi în fiecare an după 2008 www.enelgreenpower.com (site în limba engleză)	31/3
11.	SC Lukoil Energy & Gaz Roma- nia SRL	Rusia, producția de energie electrică - înregistrată din anul 2006 - pe plan mondial are o capacitate de 3524 MW putere instalată de producere a energiei electrice -CET cu putere instalată de 61MW cu patru blocuri energetice, ultimul dat în funcțiune în 2011 cu capacitatea de 30 MW	132/16 0

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
		- centrala asigură cererea de energie electrică și termică a rafinăriei Petrotel- Lukoil și va putea furniza energie și pe piață - folosește cocs petrolier – produs final în rafina-rea țițeiului www.lukoil.com	
12.	SC Rom-construct Top SRL	Italia, producția de energie electrică - producție de energie eoliană - înregistrată din anul 2002 - companie creată din Fondul European pentru Dezvoltare Regională (finanțare nerambursabilă) cu scopul dezvoltării și exploatării parcului eolian Siliștea1 cu o capacitate instalată de 25MW, situat în județul Constanța - capitalul social al Romconstruct Top SRL este deținut integral de ButanGas România SA o companie membră a Grupului Veroniki Holding, Italia - ultimul an cu profit a fost 2008 www.romconstruct-top.ro	-/33
13.	SC Termica SA Suceava	România, furnizarea de abur și aer condiționat - în 2002 se transferă din patrimoniul Termoelectrica în administrarea consiliului local al municipiului Suceava - deține din anul 2000 contractul de concesiune asupra rețelei de termoficare a Municipiului Suceava - are în structură două capacități de producție: CET Suceava, cu funcționare pe ulei cu putere instalată de 100 MW și capacitate termică instalată de 626,3MWt; CT pe hidrocarburi cu o capacitate termică instalată de 320,55 MWt. - a fost proiectată pentru a livra energie electrică în Sistemul Energetic Național și energie termică sub formă de abur industrial și apă fierbinte industriei și consumatorilor urbani www.sesv.ro	571/ 788
14.	SC Termoelectrica SA	România, producerea de energie electrică - înființată prin HG nr. 627/2000, capital integral de stat - la 1 august 2011, Termoelectrica avea următoarea structură organizatorică:	1664/ 1623

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
		• trei sucursale fără personalitate juridică, cu 847 MW în exploatare: SE Brăila, SE Borzești și SE Doicești; • patru filiale organizate ca societăți comerciale cu personalitate juridică, la care Termoelectrica este acționar unic (4014 MW): SC Electrocentrale Deva (1275MW), SC Electrocentrale București (2194 MW), SC Electrocentrale Galați (375MW) și SC Electrocentrale Paroșeni (150MW) • Termoelectrica este acționar la Complexul Energetic Oltenia SA www.termoelectrica.ro	
15.	SC Tomis Team SRL	Cipru, producția de energie electrică - producție de energie eoliană (parcul eolian Fântânele) - pierderi înregistrate în fiecare an începând din 2006 - nu are site	7/-
Producători de energie electrică care exploatează unități de producere dispecerizabile și activează pe piața de energie electrică în calitate de furnizori de energie electrică			
16.	RAAN (Regia Autonomă pentru Activități Nucleare)	România, fabricarea altor produse chimice anorganice de bază -înregistrată din anul 2008 - are dreptul sa beneficieze de condiții preferențiale privind tranzacționarea energiei produse ca producție prioritară, precum și să tranzacționeze energie electrică prin: • vânzarea energiei produse, pe piața angro, prin încheierea de contracte bilaterale (inclusiv de export), negociate sau reglementate, pe durate determinate și tranzacții pe piața pentru ziua următoare; • cumpărarea de energie electrică pentru consum propriu și pentru îndeplinirea obligațiilor contractuale față de consumatorii finali de energie electrică alimentați direct din instalațiile sale. - poate desfășura activități de distribuție a energiei electrice, de furnizare de energie electrică	3659/ 3877

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
		la consumatorii finali și de furnizare a serviciilor tehnologice de sistem - ca furnizor, eticheta de energie în anul 2011 pre-vedea o pondere a cărbunelui de 53,9%, a energiei nucleare de 42,7%, păcură 2,3% www.raan.ro	
17.	SN Nu- clearelec- trica SA	România, producția de energie electrică - înregistrată din 1998 - se află sub autoritatea Ministerului Economiei, statul deținând 90,28% din acțiuni iar Fondul Proprietatea, 9,72% - are două sucursale fără personalitate juridică: Sucursala CNE Cernavodă care exploatează unitățile 1 și 2 (700 MW fiecare) și Sucursala FCN Pitești (fabrica de combustibil nuclear) - realizarea unităților 3 și 4 se va face prin parten-eriat între statul român, prin intermediul Nucle-arelectrica, și investitori privați - cei șase investitori selectați sunt: Arcelor Mittal România care va deține 6,2% din acțiunile viitoarei companii, CEZ – 9,15%, Enel – 9,15%, GDF Suez – 9,15%, Iberdrola – 6,2% și RWE – 9,15%, iar statul român va păstra 51% din acțiuni - în 2008 s-a constituit noua SC EnergoNuclear SA, responsabilă pentru construirea, punerea în funcțiune și operarea unităților 3 și 4 (HG 1565/2008) www.nuclearelectrica.ro	2167/ 2199
18.	SC OMV Petrom SA	Austria, extracția petrolului brut - înregistrată din 1997 - din 2007 își extinde activitatea în domeniul ener-giei electrice - în 2010 achiziționează compania SC Wind Power Park S.R.L, care deține un parc eolian (Dorobanțu) cu o capacitate de 45 MW, situat în Dobrogea - în octombrie 2012 a fost inaugurată centrala electrica de la Brazi, județul Prahova (860 MW, cu funcționare pe gaze naturale); investiția de tip greenfield a fost de 530 de milioane de euro www.omv.com	22052/ 29861
19.	SC Com- plexul	România, producția de energie electrică - dizolvare fără lichidare (fuziune) din 31 mai	4380/ 3928

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
	Energetic Rovinari SA	2012 www.cerovinari.ro	
20.	SC Com- plexul Energetic Turceni SA	România, producția de energie electrică - dizolvare fără lichidare (fuziune) din 31 mai 2012 www.eturceni.ro	4496/ 3941
21.	SC Com- plexul Energetic Craiova SA	România, producția de energie electrică - dizolvare fără lichidare (fuziune) din 31 mai 2012	2175/ 1623
22.	SC Com- plexul Energetic Oltenia SA	România, producția de energie electrică - înființată în 2011 prin fuziunea prin contopire a SC CE Craiova, SC CE Rovinari, SC CE Turceni și SN a Lignitului Oltenia - Capacitățile de producție: a) 12 blocuri energetice cu o putere instalată de 3570 MW din care: ▪ SE Rovinari – 4 blocuri energetice de 330 MW pe lignit în condensatie; ▪ SE Turceni - 4 blocuri energetice de 330 MW pe lignit în condensatie; ▪ SE Craiova - 2 blocuri energetice de 315 MW pe lignit în condensatie la Uzina Ișalnița; ▪ 2 blocuri energetice de 150 MW/ 160 Gcal pe lignit în cogenerare la Uzina Craiova II. b) Un număr de 79 de utilaje miniere de mare capacitate, distribuite în 15 cariere, care pot asigura o capacitate de producție de peste 30 milioane tone lignit pe an. - personal: cca 18.800, din care: activitate energetică- cca 5.800 activitate minieră - cca 13.000 - principalii acționari: Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri (77 %) și Fondul Proprietatea (21,5 %). www.cenoltenia.ro	
23.	SC CET Arad SA	România, producția de energie electrică - înființată în 2002 aflată sub autoritatea consiliu- lui municipal Arad, care administrează prin	425/90 0

	Compa- nia	Țara de proveniență,/Domeniul de activitate CAEN/Anul înființării/Capacități instalate/Site	Nr. me- diu salariați 2012/ 2008
		concesiune patrimoniul fostei SE Arad desprinsă dinTermoelectrica - produce energie electrică și termică pe bază de lignit - în septembrie 2009 se aprobă divizarea SC CET Arad SA în două societăți: SC CET Arad SA, cu ace- eași denumire dar cu capital diminuat și se consti- tuie noua SC CET Hidrocarburi SA Arad, care preia rețelele de termoficare www.cetarad.ro (site în construcție)	
24.	SC Elec- trocen- trale Deva SA	România, producția de energie electrică - înregistrată în 2001 - putere instalată de 1285 MW (5 grupuri ener- getice de 210 MW fiecare și un grup de 235 MW re- tehnologizat în anul 2009), cu funcționare pe huiă din Valea Jiului, cu putere calorifică medie de 15392 kJ/kg www.termodeva.ro	1506/ 1051
25.	Hidroelec- trica SA	România, producția de energie electrică - se află în insolvență din cauza contractelor pref- erențiale încheiate cu furnizori de pe piața con- curențială (vezi capitolul 3) - a vândut în 2011 electricitate prin contracte di- recte către Alro Slatina, Elsid Titu, Energy Holding, EuroPEC, Electromagnetica, Electrocarbon, Alpiq RomIndustries, Alpiq RomEnergie, EFT Romania, CNH Petroșani, CLMB-Patinoar Brașov și Socie- tatea Națională a Sării (Salrom). -acționarii Hidroelectrica sunt statul român, prin Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, care deține cca. 80% din capital și Fondul Proprietatea. -Eticheta de energie pentru anul 2011 include 11,42% cărbune, 5,22% nuclear, 3,25% gaze naturale și 79,47% hidro. www.hidroelectrica.ro	5243/ 5222
26.	SC OMV Petrom Power Park SRL	Austria, Producția de energie electrică din surse eoliene 15 turbine eoliene, fiecare cu capacitate de 3MW www.omv.ro	4/2

Sursa: Date prelucrate folosind informațiile oferite de site-urile companiilor producătoare menționate în tabel

Producătorii menționați anterior încheie tranzacții pe piața angro care cuprinde piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB), ring-ul energiei electrice din cadrul Bursei Române de Mărfuri, piața pentru ziua următoare (PZU), piața de echilibrare (PE) și piața intrazilnică de energie electrică (PI).

În anul 2012, pe piața reglementată din România, 55% din energia electrică s-a tranzacționat de către producători pentru alimentarea consumatorilor captivi pe contracte de portofoliu, 16% pe contractul pe termen lung al producătorului nuclear, cca. 13% pe contracte la prețuri reglementate ale producătorilor independenți/autoproducătorilor, iar pentru acoperirea pierderilor în rețele - 12% aferent pierderilor în rețeaua de distribuție și 4% aferent pierderilor în rețeaua de transport. Pe piața concurențială, producătorii au tranzacționat cca. 10% din energia electrică pe contracte de furnizare cu consumatorii eligibili, 13% pentru export, 60% pe contracte negociate cu furnizori concurențiali sau cu alți producători, 15% pe piața spot/PZU și 2% pe contracte negociate cu distribuitorii-furnizori ai consumatorilor captivi.

5. TRANSPORTUL ȘI DISTRIBUȚIA ENERGIEI ELECTRICE

Transelectrica este compania responsabilă pentru **transportul** energiei electrice, funcționarea Sistemului Energetic Național și a pieței de energie electrică, pentru asigurarea securității sistemului, asigurând schimburile de electricitate între țările Europei Centrale și de Est, ca membru al ENTSO-E (Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică). Compania reprezintă principala legătură dintre cererea și oferta de electricitate, echilibrând permanent producția și consumul de energie. Rețeaua electrică de transport cuprinde totalitatea stațiilor electrice cu tensiunea de 750 kV, 400 și 220 kV, liniile electrice cu tensiuni de 750, 400 și 220 kV, precum și liniile electrice de 110 kV de interconexiune cu sistemele energetice ale țărilor vecine.

Din luna august a anului 2006, Transelectrica este listată la Bursa de Valori București. Oferta publică secundară de vânzare a acțiunilor a avut ca scop tranzacționarea a 10.995.472 acțiuni deținute de statul român. Oferta, intermediată de un sindicat format din Banca Comercială Română, Intercapital Invest și Swiss Capital, s-a derulat în perioada 14 – 27 martie 2012. Investitorii au putut face oferte la prețuri situate între 14,9 și 19,2 lei/acțiune (sub prețul de bursă al acțiunilor Transelectrica). Acțiunile oferite investitorilor mari au reprezentat 90% din total, prețul de ofertă fiind stabilit la 14,9 lei/acțiune. Pentru investitorii mici a fost stabilit la 15,71 lei/acțiune. Astfel, în anul 2012, structura acționariatului companiei a fost următoarea: 58,7% statul român, 14,3% acționari persoane juridice, 13,5% Fondul Proprietatea, 8,4% acționari persoane fizice, 5,1% SIF Oltenia²⁰.

Față de anul 2000, în anul 2011 numărul personalului angajat al companiei s-a redus cu 1519 persoane (de la 3716, la 2197)²¹.

Pe piața de **distribuție** a energiei electrice din România activează opt companii. Cele opt companii îndeplinesc și rolul de furnizori implicați pe piața reglementată de energie electrică.

În ceea ce privește personalul angajat, toate companiile cu capital românesc și-au sporit numărul salariaților, în perioada 2008-2011.

²⁰ www.transelectrica.ro

²¹ Date preluate din bilanțurile contabile existente pe site-ul www.mfinante.ro

Dimpotrivă, majoritatea companiilor cu capital străin au redus numărul de angajați: CEZ cu 681 persoane, E.ON cu 523, Enel Distribuție Dobrogea cu 158 și Enel Distribuție Banat, cu 52 persoane. Singura companie de distribuție cu capital străin care și-a sporit personalul angajat, cu 311 persoane, a fost Enel Distribuție Muntenia Sud.

Până în prezent au fost privatizate cinci dintre cele opt filiale regionale de distribuție și furnizare a energiei electrice desprinse din SC Electrica SA: Electrica Dobrogea, Electrica Banat, Electrica Moldova, Electrica Oltenia și Electrica Muntenia Sud.

Privatizarea Electrica Dobrogea SA și Electrica Banat SA La data de 6 decembrie 2002, a fost adoptată HG nr.1377/2002 pentru aprobarea Strategiei de privatizare a societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice Electrica Dobrogea SA și Electrica Banat SA, act normativ prin care Ministerul Industriei și Resurselor, Oficiul Participațiilor Statului și Privatizării în Industrie și Societatea Comercială Electrica SA au fost mandatate să implementeze strategia de privatizare a celor două societăți de distribuție și furnizare a energiei electrice menționate. Privatizarea acestora s-a efectuat conform prevederilor Programului PSAL II convenit cu Banca Mondială și ale Foii de parcurs din domeniul energetic din România²². Consultantul internațional desemnat pentru a stabili cele mai bune metode de privatizare a fost BNP Paribas²³. Ca urmare a aprobării Strategiei de privatizare și a publicării în presa internă și internațională a anunțului publicitar de privatizare au fost preselectate următoarele companii: Public Power Corporation (PPC Grecia), EVN AG (Austria), BKW-FMB Energie AG (Elveția), Enel SpA (Italia). Enel SpA a depus oferte neangajante (10 iulie 2003) pentru ambele filiale, fiind singurul dintre investitori care a rămas în competiție. La data de 8 martie 2004, Enel S.p.A. a depus oferte finale pentru fiecare din cele două societăți comerciale. Tranzacția a fost consfințită de România prin Legea nr. 570 din 10 decembrie 2004 privind unele măsuri pentru privatizarea societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice Electrica Dobrogea SA și Electrica Banat SA, precum și unele măsuri pentru reglementarea activității societăților comerciale din domeniul distribuției de energie electrică²⁴.

²² HG nr.1000/2004 privind unele măsuri pentru derularea și finalizarea privatizării și modificarea și completarea Strategiei de privatizare a societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice Electrica Dobrogea SA și Electrica Banat SA, publicată în Monitorul Oficial nr. 629/10.07.2004.

²³ Articol intitulat: Semnarea contractelor de privatizare pentru Electrica Banat și Dobrogea, www.electrica.ro

²⁴ Publicată în Monitorul Oficial nr. 1198/15 decembrie 2004, www.cdep.ro

Finalizarea (perfectarea) a avut loc la data de 28 aprilie 2005, moment în care prin aportul de capital la cel social existent, Enel a preluat 51% din cele două societăți.

În consecință, Enel S.p.A. a plătit numai 43,4 milioane euro pentru 51% din acțiunile FDFEE Electrica Dobrogea (2,51 euro pentru o acțiune) și numai 69 milioane euro pentru 51% din acțiunile FDFEE Electrica Banat (2,92 euro pentru o acțiune)²⁵.

Privatizarea Electrica Moldova SA și Electrica Oltenia SA. Strategia de privatizare a acestor două filiale a fost aprobată prin HG nr.531/07.04.2004 și în baza ei a fost publicat anunțul de privatizare, la data de 28.04.2004²⁶. Ca urmare a acestui anunț, până la data de 31.05.2004, termenul limită de depunere, s-au primit scrisorile de exprimare a interesului pentru ambele filiale din partea E.ON Energie AG (Germania), Union Fenosa International (Spania), CEZ (Cehia), PPC (Grecia) și AES Corporation (SUA). La data de 27.08.2004 au depus Documente de Poziție pentru privatizarea a 51% din capitalul social: CEZ, E.ON Energie AG și Union Fenosa International. Ofertele finale (depuse pe 18.10.2004) au fost înaintate doar de CEZ și E.ON Energie AG. Comisia de negociere a analizat aceste oferte și, în urma ședințelor de clarificări, a invitat la discuții finale E.ON Energie AG pentru filiala Moldova și respectiv, CEZ pentru filiala Oltenia²⁷. În zilele de 4 și 5 aprilie 2005 au fost semnate contractele de privatizare pentru cele două filiale, această acțiune fiind aprobată prin HG nr.85/03.02.2005. Finalizarea tranzacțiilor a avut loc pe 3 octombrie 2005 pentru Electrica Moldova, respectiv 4 octombrie 2005 pentru Electrica Oltenia²⁸.

În consecință, CEZ a plătit numai 151 milioane euro pentru 51% din acțiunile FDFEE Electrica Oltenia (4,139 euro pentru o acțiune), iar E.ON Energie AG numai 100 milioane euro pentru 51% din acțiunile FDFEE Electrica Moldova (3,083 euro pentru o acțiune)²⁹.

²⁵ Articol intitulat Semnarea contractelor de privatizare pentru Electrica Banat și Dobrogea, www.electrica.ro și SC Electrica SA, prezentare Electrica SA o propunere de investiții atractivă, susținută în cadrul Leaders of New Europe, București, 17-19 octombrie 2005, slide 22.

²⁶ Nota de fundamentare - O.U.G. nr. 114/14-07-2005, Ordonanța de urgență a Guvernului nr.114/2005 privind unele măsuri pentru derularea și finalizarea privatizării societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrica Moldova" - S.A. și "Electrica Oltenia" - S.A., publicată în Monitorul Oficial nr. 668/27.07.2005, www.gov.ro

²⁷ Revista Energy in East Europe nr. 74/octombrie 2005, pag. 15

²⁸ Nota de fundamentare - O.U.G. nr. 114/14-07-2005, Ordonanța de urgență a Guvernului nr.114/2005 privind unele măsuri pentru derularea și finalizarea privatizării societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrica Moldova" - S.A. și "Electrica Oltenia" - S.A., publicată în Monitorul Oficial nr. 668/27.07.2005, www.gov.ro

²⁹ SC Electrica SA, prezentare Electrica SA o propunere de investiții atractivă, susținută

Privatizarea Muntenia Sud SA. Prin desfășurarea unui concurs de oferte pentru servicii de consultanță, a fost selectată oferta PricewaterhouseCoopers (Marea Britanie), la data de 25 octombrie 2002, fiind semnat contractul de consultanță³⁰. Pe baza activităților de analiză diagnostic și evaluare a societății Muntenia Sud, consultantul a propus strategia de privatizare, aprobată prin HG nr. 546/09.06.2005 și publicată în Monitorul Oficial nr.587/07.07.2005. Anunțul de privatizare a fost publicat la data de 28 iulie 2005, acesta prevăzând metoda de privatizare (selecția competitivă pe baza Ofertelor Angajante) și procentul pachetului din capitalul social care urma să fie privatizat³¹. Până la data limită, respectiv 15 septembrie 2005³², zece companii au depus scrisori de interes pentru achiziționarea filialei Electrica Muntenia Sud, printre care: AES Corporation (SUA), CEZ (Cehia), Enel S.p.A (Italia), E.ON Energie AG (Germania) și Union Fenosa International (Spania). Pe listă se mai regăseau companiile EVN AG (Austria), Gaz de France (Franța), RWE Energy AG (Germania), EnBW Energie AG (Germania) și Iberdrola SA (Spania)³³. Enel S.p.A. a fost desemnată câștigătoarea procesului de privatizare a companiei Electrica Muntenia Sud, în urma încheierii procesului de evaluare a ofertelor angajante îmbunătățite, depuse de către CEZ a.s, Enel S.p.A., Gaz de France International, IBERDROLA S.A. și RWE Energy AG în data de 9 mai 2006.

Prețul oferit de Enel pentru preluarea pachetului de 67,5% din acțiunile Electrica Muntenia Sud a fost de 820,099 milioane euro, rezultând un preț pe acțiune de 41,28 euro.

Privatizarea unităților economice a fost caracterizată prin incapacitatea autorităților publice de a depăși obstacole de natură politică și socială (lipsa de claritate și stabilitate a cadrului juridic, transparența deficitară a procesului de privatizare, interesele divergente ale diferitelor grupuri de presiune).

în cadrul Leaders of New Europe, București, 17-19 octombrie 2005, slide 23.

³⁰Articol: Stadiul privatizării Filialelor Electrica, www.electrica.ro

³¹ www.electrica.ro

³² SC Electrica SA, prezentare Electrica SA o propunere de investiții atractivă, susținută în cadrul Leaders of New Europe, București, 17-19 octombrie 2005, slide 25

³³ Mediafax, Ofertele finale pentru Electrica Muntenia Sud, așteptate până în decembrie, 13 octombrie 2005

6. FURNIZAREA ENERGIEI ELECTRICE

În luna ianuarie a anului 2012 pe piața de energie își desfășurau activitatea 86 de operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică (față de 112, în anul 2005). Dintre aceștia, 41 se regăseau doar pe piața angro iar 45 asigurau necesarul de energie și pentru piața cu amănuntul. Alături de cei 45 de agenți economici menționați (dintre care cinci sunt furnizori implicați și 40 sunt furnizori concurențiali), pe piața cu amănuntul regăsim și 10 producători care activează pe piața de energie electrică și în calitate de furnizori.

Furnizorii implicați (cei care au dreptul și responsabilitatea furnizării energiei electrice pentru consumatorii captivi) din țara noastră erau, până în luna iulie a anului 2011, în număr de șapte³⁴, și anume: SC CEZ Vânzare SA, SC Enel Energie SA, SC ENEL Energie Muntenia SA, SC E.ON Energie România SA, SC Electrica Furnizare Muntenia Nord SA, SC Electrica Furnizare Transilvania Sud SA și SC Electrica Furnizare Transilvania Nord SA. În prezent au mai rămas doar cinci furnizori implicați (dintre care doi aparțin grupului Enel), întrucât din data de 22 iulie 2011 ultimele trei s-au reunit formând SC Electrica Furnizare SA, filială a SC Electrica SA³⁵.

Începând din anul 2007, gradul teoretic de deschidere a pieței de energie electrică din România este de 100%. Cu alte cuvinte, toți consumatorii sunt eligibili, adică își pot alege furnizorul de electricitate. În realitate, gradul de deschidere a pieței este de 52%, restul de 48% fiind ocupat de consumatorii care nu au apelat la opțiunea de schimbare a furnizorului, preferând să beneficieze de piața reglementată.

Cotele furnizorilor implicați pe piața reglementată de energie electrică arată că grupul italian Enel (divizat în două componente - Enel Energie Muntenia și Enel Energie) beneficia, în anul 2011, de 34% din piață, grupul german E.ON se bucura de 13%, grupul ceh CEZ de 14%, iar nou formată companie românească Electrica Furnizare de 39% din piața de reglementată de energie electrică.

În ceea ce privește cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pentru toți consumatorii finali, în anul 2011, cea mai mare pondere

³⁴ www.anre.ro

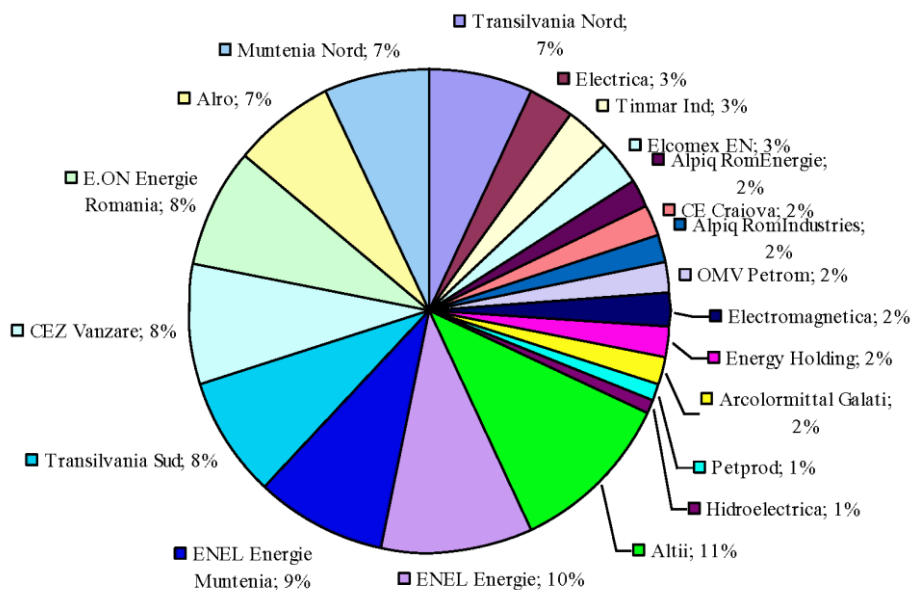
³⁵ www.electrifurnizaretn.ro

(19% dintr-un consum final de 45814 GWh) aparținea grupului Enel. Dintre furnizorii concurențiali cu cote de piață mai mari de 1% se puteau distinge: Tinmar Ind, Elcomex, Alpiq RomEnergie, Alpiq RomIndustries, Energy Holding, Petprod (figura nr.2).

Activitatea furnizorilor de energie include în esență contractarea și facturarea energiei electrice, informarea clienților cu privire la opțiunile tarifare etc. Furnizorii sunt intermediari care fac legătura dintre sistemul energetic și consumatori, care ar trebui să “transpună” complexitatea domeniului energetic într-un limbaj accesibil acestora din urmă. În aceste condiții, 23 din cei 36 de furnizori concurențiali (în fapt 40, dar pe cele patru mari întreprinderi, ALRO, AlcelorMittal, Hidroconstrucția și Electromagnetica le-am exclus, acestea având licență de furnizor doar pentru autoconsum) au sediul în București. Aceasta reprezintă aproximativ 64%. Mai mult, 14 dintre acestea au sub 10 angajați.

Dintre cele 36 de companii, 10 sunt firme cu capital străin (respectiv, 14 din 41 dacă luăm în calcul și furnizorii implicați).

Figura nr.2: Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică pentru consumatorii finali



Sursa: www.anre.ro (consultat în septembrie 2012)

În luna ianuarie a anului 2012, firmele cu capital străin dețineau o pondere de 45% din cota de piață a consumatorilor finali, respectiv 51% dacă luăm în considerare și aportul ALRO (în acest calcul nu au fost luate în considerare firmele cu o cotă mai mică de 1% din piață).

Furnizarea energiei electrice este aparent parte a procesului de asigurare a cererii consumatorilor. Este o activitate teoretic concurențială, dar insuficient monitorizată de către agenția de specialitate. ANRE este cea care va propune măsurile de prevenire și eliminare a abuzului de poziție dominantă pe piață, în cazul în care nu se respectă reglementările privind concurența și transparența.

7. CONSUMUL DE ENERGIE

Comparațiile internaționale (tabelul nr. 6) arată că, în anul 2011, pentru consumatorii casnici cu un consum anual mai mic de 600 kWh, România avea cel mai scăzut nivel al prețului energiei electrice (0,05 euro/kWh). Acești consumatori beneficiază de așa numitul tarif social, fiind subvenționați de ceilalți consumatori casnici. Această practică este însă considerată inechitabila de către Comisia Europeană care cere eliminarea sa.

Tabelul nr. 6
Prețurile energiei electrice pentru consumatorii casnici și industriali din Uniunea Europeană, în anul 2011 (euro/kWh)

Țara	Preț consumatori casnici	Preț consumatori industriali
UE 27	0,1278	0,0930
UE 15	0,1933	0,1658
Belgia	0,1572	0,0977
Bulgaria	0,0688	0,0638
Republica Cehă	0,1232	0,1097
Danemarca	0,1263	0,0875
Germania	0,1406	0,0900
Grecia	0,1025	0,0917
Spania	0,1597	0,1082
Franța	0,0994	0,0722
Italia	0,1397	0,1145
Lituania	0,1004	0,1045
Ungaria	0,1336	0,0978
Olanda	0,1251	0,0822
Austria	0,1442	0,0917
Polonia	0,1145	0,0963
România	0,0848	0,0803
Suedia	0,1376	0,0887
Marea Britanie	0,1365	0,0939

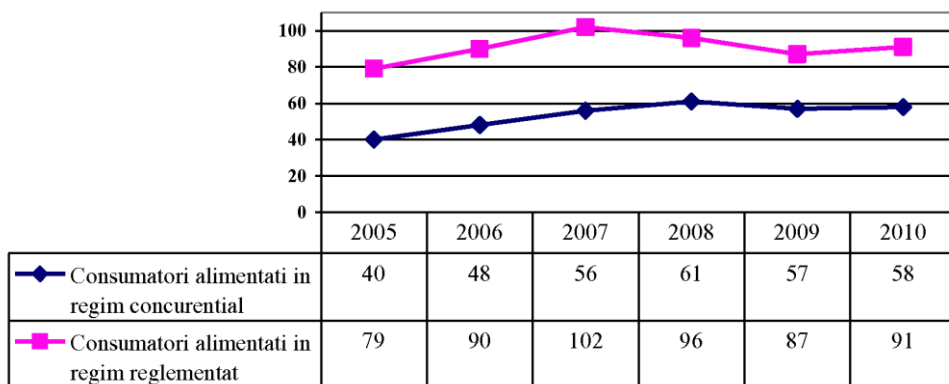
Sursa: www.eurostat.com

Se remarcă faptul că prețurile din România sunt apropiate de cele înregistrate în alte țări din zona noastră geografică (fiind ceva mai mari

decât cele din Grecia și Bulgaria și cu puțin mai mici decât cele din Italia și Ungaria).

După cum s-a menționat anterior, toți consumatorii casnici, dar nu numai aceștia, în fapt 48% din clienți sunt alimentați la prețuri reglementate. Cu evoluții similare în perioada 2005-2010, prețurile reglementate au înregistrat un maxim în anul 2007, iar cele destinate pieței concurențiale, în anul 2008. La prima vedere, piața concurențială și-a demonstrat eficacitatea în cei șase ani pentru care există informații, deoarece prețurile energiei furnizate consumatorilor eligibili au fost chiar și cu 50% mai mici decât cele oferite celor alimentați în regim reglementat (figura nr.3).

Figura nr.3: Evoluția prețurilor medii de revenire ale energiei electrice furnizate în perioada anilor 2005-2010 (euro/MWh)



Sursa: ANRE, Raport național 2010, 31 iulie 2011, www.anre.ro

Realitatea este că prețurile de pe piața concurențială au fost artificial mai mici datorită numeroaselor contracte bilaterale încheiate la prețuri mai mici decât cele stabilite de piață. Beneficiarii acestor contracte (unele dintre firme nici nu mai există în prezent) au înregistrat profituri enorme pe termen scurt afectând iremediabil sănătatea financiară a producătorilor cu care au încheiat aceste afaceri. Este evident că instituțiile statului nu au fost pregătite să monitorizeze și să intervină în astfel de cazuri iar această etapă a reformei și anume crearea pieței furnizorilor de energie, a fost una insuficient pregătită din punct de vedere instituțional și forțată de grupuri de interes.

În acest sens, situația veniturilor medii lunare ale gospodăriilor din România este elocventă. În anul 2010, o gospodărie din mediul rural beneficia de ceva mai mult de 300 euro lunar venituri bănești, iar una din mediul urban, de puțin mai mult de 550 euro (tabelul nr. 7). Dacă ne

îndreptăm atenția spre veniturile salariale (și cifrele prezentate sunt sume brute) situația devine de-a dreptul sumbră. În mediul rural, o gospodărie avea la dispoziție ceva mai mult de 100 euro lunar pentru supraviețuire iar una din mediul urban, sub 400 euro. Aici comparațiile internaționale devin inutile atât timp cât alinierea este cuvântul de ordine, dar numai în ceea ce privește prețurile nu și veniturile (egalitatea de șanse între țările Uniunii Europene).

Tabelul nr. 7
Evoluția veniturilor medii lunare pe gospodărie, în perioada 2005-2010 (euro/an)

Categoria de venituri	Mediul	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Venituri totale	Total	334,71	393,34	505,42	578,83	546,57	547,35
	Urban	371,95	446,98	571,39	658,25	618,22	612,21
	Rural	286,05	323,41	420,08	475,67	453,32	460,85
Venituri bănești	Total	266,31	317,42	410,14	480,89	457,24	459,12
	Urban	328,83	397,22	513,98	596,85	563,86	563,18
	Rural	185,26	213,40	275,79	330,26	318,46	320,35
Salarii brute	Total	158,18	194,08	259,47	301,47	278,31	270,02
	Urban	227,16	279,37	371,24	425,65	389,42	377,92
	Rural	68,78	82,91	114,88	140,15	133,68	126,13

Sursa: Date achiziționate în anul 2012 prin programul Tempo online al Institutului Național de Statistică

În aceste condiții determinate pe de o parte de presiunea marilor afaceri din mediul energetic și, pe de altă parte de presiunea diminuării continue a veniturilor de orice fel, este evident că ponderea cheltuielilor cu energia electrică a crescut continuu după anul 2008 (tabelul nr. 8). La ponderea de 6% a cheltuielilor cu electricitatea din salariile brute ale gospodăriilor, se mai adaugă și celelalte forme de energie.

Astfel, achitarea facturilor pentru cele trei forme de energie (electrică, termică și gaze naturale) solicită alocarea unui procent mediu de aproximativ 11% din salariile brute la nivelul gospodăriilor.

Dar ponderea cheltuielilor cu energia în venituri este doar una dintre fețele aceleiași monede. Cealaltă este dată de nivelul consumului care este foarte redus în ceea ce privește formele evolute de energie.

Tabelul nr. 8
Evoluția ponderii cheltuielilor cu energia electrică, termică și gazele naturale în veniturile medii lunare ale gospodăriilor, în perioada 2005-2010 (%)

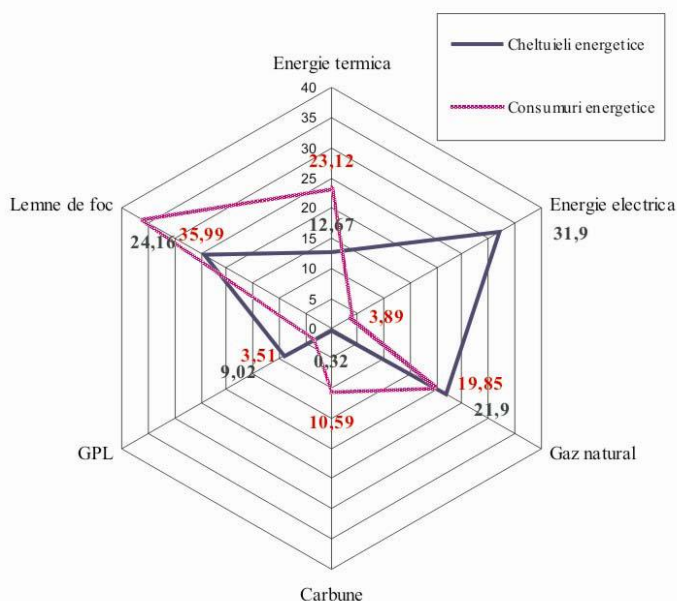
Categoria de venituri	Mediul	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Ponderea cheltuielilor cu energia electrică							
Venituri bănești	Total	4,04	3,87	3,58	3,36	3,36	3,53
	Urban	3,74	3,52	3,21	2,96	2,97	3,11
	Rural	4,73	4,72	4,48	4,29	4,24	4,50
Salarii brute	Total	6,80	6,33	5,66	5,36	5,52	6,00
	Urban	5,41	5,01	4,44	4,15	4,31	4,64
	Rural	12,75	12,15	10,75	10,11	10,11	11,44
2. Ponderea cheltuielilor cu energia termică							
Venituri bănești	Total	1,31	1,27	0,97	0,87	0,77	0,80
	Urban	1,87	1,79	1,37	1,23	1,10	1,14
	Rural	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
Salarii brute	Total	2,21	2,08	1,54	1,39	1,26	1,36
	Urban	2,71	2,55	1,89	1,73	1,59	1,70
	Rural	0,06	0,06	0,05	0,05	0,03	0,02
3. Ponderea cheltuielilor cu gazele naturale							
Venituri bănești	Total	2,42	2,73	2,24	2,18	2,14	2,22
	Urban	3,02	3,38	2,78	2,72	2,67	2,77
	Rural	1,03	1,17	0,92	0,92	0,93	0,93
Salarii brute	Total	4,07	4,47	3,53	3,48	3,52	3,78
	Urban	4,37	4,80	3,85	3,82	3,86	4,13
	Rural	2,77	3,01	2,21	2,16	2,22	2,37
4. Ponderea cheltuielilor cu energia							
Venituri bănești	Total	7,76	7,88	6,79	6,41	6,27	6,56
	Urban	8,62	8,69	7,36	6,92	6,74	7,03
	Rural	5,79	5,91	5,42	5,23	5,19	5,45
Salarii brute	Total	13,07	12,89	10,73	10,23	10,30	11,15
	Urban	12,48	12,36	10,18	9,70	9,76	10,47
	Rural	15,58	15,22	13,01	12,32	12,36	13,83

Sursa: Date achiziționate în anul 2012 prin programul Tempo online al Institutului Național de Statistică

Structura consumului populației pe categorii de surse de energie este determinată de structura corespondentă a cheltuielilor efectuate pentru achiziționarea fiecărui tip de resursă. Se poate constata că prețurile energiei electrice, respectiv cheltuielile induse de consumul

acesteia, nu stimulează orientarea consumatorului către acest tip de energie (figura nr.4).

Figura nr.4: Structura cheltuielilor și consumurilor energetice pe persoane, pe tipuri de combustibili, în anul 2009 (%)

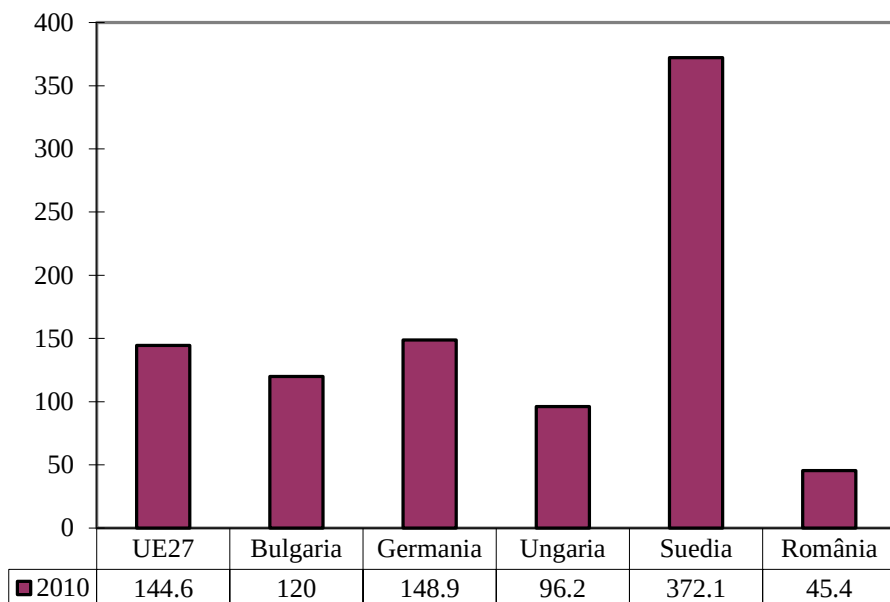


Sursa: Date preluate de INS, din studiul Consumurile energetice din gospodării în anul 2009, p. 29, august 2011 www.ins.ro

Astfel, o pondere de cca. 32% a cheltuielilor cu energia electrică în totalul cheltuielilor energetice corespunde unui consum care deține un procent de numai cca. 4% în structura cererii de energie a populației. În cazul energiei termice, prezența subvențiilor conduce la o inversare a situației: la cca. 13% pondere a cheltuielilor cu energia termică în totalul cheltuielilor energetice, corespunde un procent de 23% al consumului în totalul consumului energetic al populației. În același timp, prețul lemnului de foc stimulează consumul nesustenabil al acestei categorii de resursă.

Nivelul consumului de electricitate al locuitorilor României se situează la mai puțin de o treime din media înregistrată la nivelul Uniunii Europene (figura nr.5). Locuitorii din Ungaria consumă de două ori mai multă energie electrică, iar bulgarii de aproximativ două ori și jumătate.

Figura nr.5: Consumul de electricitate al populației pe locuitor kgep/loc, în anul 2010



Sursa: Date prelucrate după Eurostat (raportul dintre consumul final de electricitate al populației și numărul de locuitori), www.eurostat.com

În același timp, în România anului 2010, cea mai mare pondere în structura consumului total de energie al populației era cea a lemnului de foc (43,4%). Procente semnificative se mai înregistrau la gaze naturale (27,4%), energie termică (14%). Energia electrică deținea o pondere de 12%. Dar, consumul de electricitate din sectorul casnic se ridică la numai 2,8 % din consumul intern total de energie (figura nr.6).

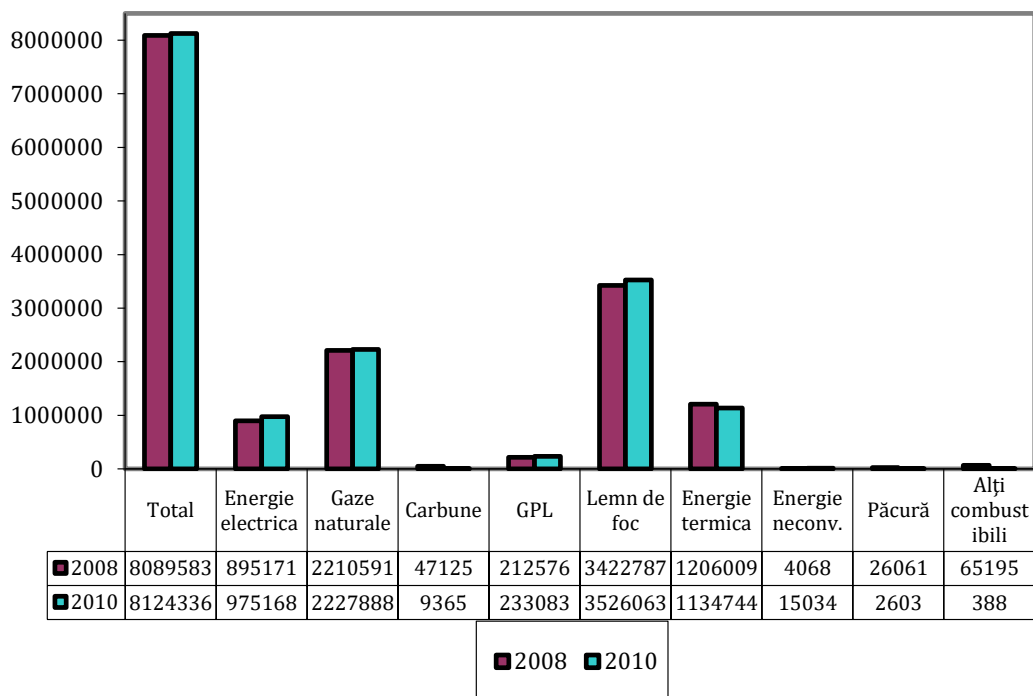
Putem constata astfel că bătălia de pe piața energetică nu se duce pentru creșterea consumului în condiții avantajoase pentru clienți. Modelul de consum energetic este însă un indicator fidel pentru gradul de dezordine existent pe piața energiei.

Furnizarea de energie a apărut ca activitate distinctă, după anul 1990, odată cu separarea pe verticală a componentelor sistemului energetic. În lucrarea lor intitulată "Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance"³⁶ susțin că "în principiu, reforma trebuie lansată în măsura în care va avea un impact economic pozitiv asupra bunăstării". De aici și imperativul efectuării unor analize cost/beneficiu aprofundate, înainte de

³⁶ Op.cit, Tooraj Jamasab, Raffaella Mota, David Newbery și Michael Pollitt (2005)

a trece la schimbarea sistemului existent. Autorii demonstrează că succesul transformărilor depinde de credibilitatea instituțiilor de reglementare și de măsura în care prețurile reflectă costurile. În același context, Stefan Buzar (2007)³⁷, în studiul “Energy Poverty in Eastern Europe: hidden geographies of deprivation” ajunge la concluzia conform căreia majoritatea țărilor nu au, pur și simplu, altă opțiune politică decât aceea de a urma o cale pre-determinată în domeniile energetic, locuințe și bunăstare socială. În general, aceasta cuprinde liberalizarea energetică, reducerea bunăstării sociale, și delegarea politicilor sociale către actori privați.

Figura nr.6: Consumurile energetice ale populației, pe tipuri de combustibili și surse de energie, în 2010 comparativ cu 2008 (tep)



Sursa: INS, Balanțele energetice ale României pentru anii 2010 și 2008, www.ins.ro

Industria energiei electrice putea deveni unul dintre pilonii dezvoltării economice a României. Absența unei strategii industriale coerente,

³⁷ Stefan Buzar, *Energy Poverty in Eastern Europe: hidden geographies of deprivation*, Ashgate Publishing Company, 2007, ISBN 978-0-7546-7130-5 (p 148-149)

cu priorități clar definite, incapacitatea autorităților publice de a depăși obstacole de natură politică și socială (lipsa de claritate și stabilitate a cadrului juridic, transparența deficitară a procesului de privatizare, interesele divergente ale diferitelor grupuri de presiune), au lipsit sectorul energetic de investițiile necesare pentru a face din acesta unul dintre motoarele creșterii economice.

CONCLUZII

- Principalele transformări ale sistemul energetic din România au vizat separarea pe verticală și orizontală a activităților, introducerea concurenței la nivelul producătorilor și furnizorilor de electricitate, privatizarea domeniului distribuției și liberalizarea prețurilor;

- Piața energetică europeană este dominată de companii integrate pe verticală și orizontală care înregistrează profituri de ordinal zecilor de miliarde de euro anual, ca urmare a extinderii

- permanente a ariei geografice, diversificării domeniilor de activitate, sporirii numărului de clienți;

- În domeniul producției de energie electrică, atomizarea companiilor și participarea acestora pe piața spot a condus la creșterea concurenței și la reducerea cheltuielilor de exploatare, concomitant cu sporirea costurilor tranzacționale și reducerea capacității investiționale;

- În domeniul transportului de energie, compania Transelectrica are în continuare o situație economică stabilă (deschidere internațională, personal extrem de calificat, obișnuința gestionării unei piețe sofisticate cum este piața de energie, capacitate investițională considerabilă etc.); aceasta este listată la Bursa de Valori și poate.

- Dacă la nivelul producătorilor, structura pieței a determinat comportamentul și performanțele acestora, în cazul furnizorilor concurențiali de energie, comportamentul acestora, focalizat pe profiturile pe termen scurt, a influențat structura pieței (fără bariere intrare/ieșire, numărul acestora se reduce continuu odată cu denunțarea contractelor preferențiale încheiate cu producătorii);

- Crearea pieței furnizorilor de energie a fost insuficient pregătită din punct de vedere instituțional și forțată de grupuri de interes;

- Agenția de reglementare nu a reușit să asigure transparența, să monitorizeze activitatea furnizorilor astfel încât acest nou segment al energiei să constituie într-adevăr un instrument util pentru deschiderea reală a pieței de energie;

- Nivelul prețurilor energiei, scăderea veniturilor și inegalitățile existente în distribuirea acestora ne-au condus către scăderea consumului și implicit, la diminuarea gradului de utilizare a capacităților, la o utilizare ineficientă și nesustenabilă a resurselor energetice.

BIBLIOGRAFIE

- Bădileanu Marina (coord.), Repere economice ale inovării în sectorul energetic, CEIS-INCE, lucrare plan 2011, în curs de publicare.
- Jamasab, T., Mota Raffaella, Newbery, D., Pollitt, M., *Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance*, World Bank Policy Research Working Paper 3549, martie 2005
- Stefan Buzar, *Energy Poverty in Eastern Europe: hidden geographies of deprivation*, Ashgate Publishing Company, 2007, ISBN 978-0-7546-7130-5
- Vaida V., *Managementul pieței de energie electrică*, Editura Perfect, 2007.
- ***, ANRE, Ordinul nr. 30/27.08.2012, publicat în MO nr. 626/31.08.2012
- ***, ANRE, Raport de monitorizare piață de energie electrică – luna decembrie 2011, www.anre.ro
- ***, Anuarul Statistic al României, Comisia Națională de Statistică, 1991.
- ***, Concluziile raportului final al Comisiei Senatoriale pentru Privatizare, 05.07.2010, www.euractiv.ro
- ***, Guvernul României, Nota de fundamentare privind Strategia de privatizare a Societăților comerciale Filiale de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice Electrica Dobrogea SA și Electrica Banat SA, 2006.
- ***, Inspectoratul suedez pentru piețele de energie www.elpriskollen.se
- ***, Institutul Național de Statistică, Balanțele energetice ale României pentru anii 2010 și 2008, www.ins.ro
- ***, Institutul Național de Statistică, Consumurile energetice din gospodării în anul 2009, august 2011, www.ins.ro
- ***, Legea 791 din 29 decembrie 2001 publicată în M.Of. 37/2002
- ***, Mediafax, Ofertele finale pentru Electrica Muntenia Sud, așteptate până în decembrie, 13 octombrie 2005
- ***, Ministerul de Finanțe, www.mfinante.ro
- ***, Monitorul Oficial nr. 1198/15 decembrie 2004, www.cdep.ro
- ***, *Ofertele finale pentru Electrica Muntenia Sud, așteptate până în decembrie*, www.mediafax.ro, 13 octombrie 2005
- ***, Revista Energy in East Europe nr. 74/octombrie 2005

- ***, SC Electrica SA, prezentare Electrica SA o propunere de investiții atractivă, susținută în cadrul Leaders of New Europe, București, 17-19 octombrie 2005
- ***, Semnarea contractelor de privatizare pentru Electrica Banat și Dobrogea, www.electrica.ro și SC Electrica SA, prezentare Electrica SA o propunere de investiții atractivă, susținută în cadrul Leaders of New Europe, București, 17-19 octombrie 2005.
- ***, Stadiul privatizării Filialelor Electrica, www.electrica.ro
- ***, HG nr.1428 publicată în Monitorul Oficial al României nr.847/08.12.2009
- ***, HG nr.1000/2004, Monitorul Oficial nr. 629/10.07.2004
- ***, HG nr.1000, Monitorul Oficial nr. 629/10.07.2004
- ***, Nota de fundamentare - O.U.G. nr. 114/14-07-2005, Ordonanța de urgență a Guvernului nr.114/2005, publicată în Monitorul Oficial nr. 668/27.07.2005, www.gov.ro
- ***, Parlamentul României, București, Raport Nr. 21/ 491 / 15.11.2004 (PLx 701/10 noiembrie 2004),
www.anre.ro
www.cdep.ro
www.business24.ro
www.cdep.ro
www.cenoltenia.ro
www.elcen.ro
www.electrica.ro
www.electrifurnizaretn.ro
www.energie-gratis.ro/termocentrale.php
www.eurostat.com
www.expertforum.ro, octombrie 2012
www.gov.ro
www.ltnbenergie.webgarden.ro
www.mfinante.ro
www.opcom.ro
www.senat.ro
www.transelectrica.ro
www.youngenergy.home.ro



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”

Domeniul strategic 6: Cercetări pentru dezvoltarea durabilă
a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară: 6.21. Noua Enciclopedie a României.
Cunoașterea enciclopedică a României

Tema de cercetare: 6.21.4. Evoluția modelelor de consum al
energiei electrice din România, 2014



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”
CENTRUL DE ECONOMIA INDUSTRIEI ȘI SERVICIILOR

EVOLUȚIA MODELELOR DE CONSUM AL ENERGIEI ELECTRICE DIN ROMÂNIA

Coordonator:
Dr. Marina Bădileanu

Autori:

Dr. Marina BĂDILEANU

Ec. Luminița Izabell GEORGESCU

Ec. Daniela Nicoleta BĂLEANU

Dr. Daniel CIUIU – Universitatea Tehnică de Construcții
București (colaborator)

CUPRINS

INTRODUCERE	6
CAPITOLUL 1: PREMISE PRACTICE ȘI TEORETICE ALE MODELELOR CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	12
CAPITOLUL 2: TESTUL DE CAUZALITATE GRANGER ȘI TESTUL DE RUPTURĂ CHOW – APLICAȚIE PENTRU PIAȚA SPOT DE ELECTRICITATE DIN ROMÂNIA.....	24
CAPITOLUL 3: PREȚURI ATIPICE ALE ENERGIEI ELECTRICE PE PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE DIN ROMÂNIA	33
BIBLIOGRAFIE.....	47

INTRODUCERE

Dacă în anii precedenți ne-am concentrat atenția asupra evoluției trecute a sistemului energetic (strategiile abordate de-a lungul timpului, sistemele legislative care au guvernat fluxul de activități parcurs de la producătorul până la consumatorul de electricitate, sistemele de organizare a sistemului energetic pe verticală și orizontală cu cele patru componente ale sale - producția, transportul, distribuția și furnizarea-, performanțele sistemului în diferitele stadii de transformare etc.) , în acest an ne-am propus să tratăm subiectul dintr-o perspectivă punctuală. Am trecut, astfel, de la o abordare preponderent documentară la una analitică, bazată pe modelarea econometrică, ce vizează studiul unui punct de cotitură marcat de intrarea în scenă a energiilor regenerabile, cu tot cortegiul lor de implicații, atât asupra funcționării de ansamblu a sistemului energetic din România, cât și asupra componentei energetice a bunăstării populației.

Prin această nouă abordare, dorim să ne susținem, în continuare, punctul de vedere conform căruia lipsa unei strategii energetice coerente, care să vizeze obținerea unei structuri optime a consumului de resurse energetice din punct de vedere tehnic și tehnologic, economic, ecologic și social, poate conduce la disfuncționalități grave în funcționarea unui sistem integrat prin însăși natura acestuia. Continuăm să susținem că promovarea unor anumite categorii de resurse energetice primare (regenerabile) în detrimentul altora (fosile), susținerea unor categorii de companii (distribuitorii și furnizorii de electricitate, care nu au limitări la nivelul profitului) și neglijarea intereselor economice ale altor firme (producătorii de energie, în special cei care se bazează pe combustibilii fosili care sunt obligați să returneze către Transelectrica bonusul de cogenerare de înaltă eficiență dacă depășesc o cotă a profitului de 10%), fără o estimare a priori a consecințelor, se face cu bună știință împotriva interesului național.

Subliniem ca punctele de vedere prezentate în acest studiu nu reflectă poziția oficială a institutului, ci doar pe cele ale colectivului de autori.

Lucrarea pornește de la ipoteza, bazată pe constatări empirice, conform căreia sporul contribuției energiei eoliene, la acoperirea cererii, conduce la:

1. scăderea dramatică a prețurilor pe piața spot de electricitate (Piața pentru Ziua Următoare), chiar și până la 1 leu/MWh, și la

2. volatilitatea prețurilor pe piața spot de electricitate.

Reducerea prețurilor îi afectează numai producătorii de energie care se bazează pe combustibilii fosili întrucât generatorii de energie regenerabilă (eoliană, solară sau biomasă) beneficiază de sistemul de certificate verzi care le permite să vândă energia electrică la prețurile minime stabilite de ANRE pentru fiecare categorie de grupuri energetice (de exemplu, pentru centralele de cogenerare prețul minim este, deocamdată, 0,04 lei/MWh). De subliniat este faptul că prețurile mai mici de pe piață nu se reflectă în tarifele aplicate consumatorului final, acesta fiind supus condițiilor impuse de calendarul de liberalizare, mai precis de calendarul de convergență a prețurilor interne cu cele ale celorlalte state membre ale Uniunii Europene.

Dar, conform condițiilor impuse de procesul de lansare a cuplării piețelor energetice pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România, care va avea loc în ziua de 11 noiembrie 2014, pentru ziua de livrare 12 noiembrie 2014, prețurile pe această piață vor putea să varieze în intervalul

+ 3000 euro/MWh și - (minus) 500 euro/MWh (www.anre.ro)

Așadar, prețurile de tranzacționare a energiei electrice pe piața spot românească pot să scadă chiar și la valori negative, cu alte cuvinte, producătorii pot fi obligați să scoată bani “din buzunar” pentru a funcționa.

Volatilitatea și reducerea prețurilor pe piața spot de electricitate generează dificultăți în gestionarea grupurilor energetice clasice (stocuri de combustibil neconsumate; dificultăți de a intra pe piață; neasigurarea salariilor, concomitent cu obligația grupurilor în cogenerare de a intra pe piață la orice preț, oricât ar fi acesta de mic, pentru a respecta contractele de livrare a energiei termice - ceea ce intră în contradicție cu recomandările Directivei europene privind cogenerarea de înaltă eficiență).

Metodologia cercetării

Piața pentru Ziua Următoare este adevăratul loc de întâlnire a cererii și ofertei de energie electrică. Dată fiind specificitatea sectorului (momentul consumului coincide cu cel al producției), cantitățile tranzacționate pe piața spot reflectă consumul. Este adevărat că nu tot consumul, ci doar o parte a acestuia, restul fiind asigurat de alte piețe (piața contractelor bilaterale, piața contractelor reglementate etc.). Așadar, pe parcursul cercetărilor noastre ne vom confrunta cu cel puțin două limitări:

- consumul de energie electrică nu este asigurat integral de piața pentru ziua următoare, astfel încât corelațiile preț/cantitate efectuate vizează ceva mai mult de 30% din consumul electricității al României;
- structura, pe resurse energetice primare, a grupurilor care reușesc, în urma licitațiilor, să intre pe piața pentru ziua următoare, nu este făcută publică de către operatorul comercial OP-COM. Cu alte cuvinte, în România, nu putem ști care este unitatea marginală care reușește să ofere ultimul MWh pe piață, adică cea care stabilește prețul de închidere a pieței spot. Din această cauză, în modelare, am utilizat structura puterii medii zilnice totale, pe categorii de resurse energetice primare, oferită de operatorul de transport, Transelectrica.

Modelele econometrice sunt construite folosind o bază de date care cuprinde un număr de 373 de observații constând din seturi de variabile medii zilnice care includ puterile medii de energie pe tipuri de resurse (cărbune, hidrocarburi, combustibil nuclear, energie eoliană și hidro) și prețurile de închidere a pieței pentru ziua următoare (medii zilnice, la vârf, respectiv gol de sarcină) în anii 2012 și 2013.

Lucrarea include aplicarea testelor de cauzalitate Granger (care verifică dacă o serie de timp este cauză pentru o altă serie), Chow (care identifică punctele de ruptură - breakpoints - ale seriilor de date) și Chauvenet (care evidențiază apariția prețurilor atipice – outlier prices – ale electricității) pentru prețurile de închidere ale pieței pentru ziua următoare și cantitățile de electricitate tranzacționate pe piața spot, pe diferitele surse de energie menționate anterior.

Ipotezele pe care ne-am propus să le testăm sunt următoarele:

- prețurile energiei electrice (medii zilnice, la vârf de sarcină și la gol de sarcină) sunt determinate de valorile precedente ale cantităților de energie consumate și reciproc;
- principalul determinant al volatilității prețurilor pe piața spot de energie electrică din România este contribuția intermitentă a energiei eoliene.

Simplist, cea de-a doua ipoteză poate fi reformulată astfel:

Când bate vântul, prețurile energiei electrice scad, iar tarifele aplicate consumatorului final rămân aceleași. Rezultă:

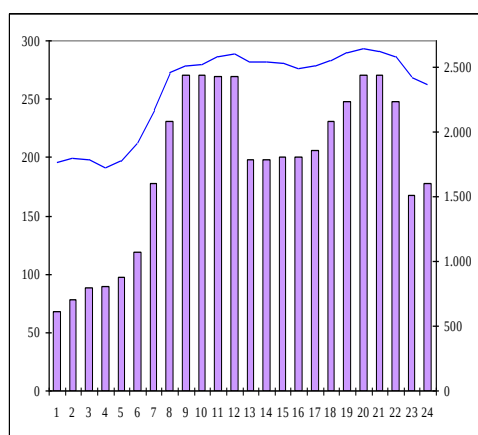
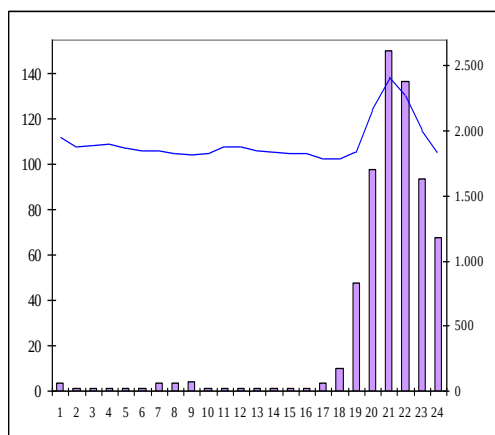
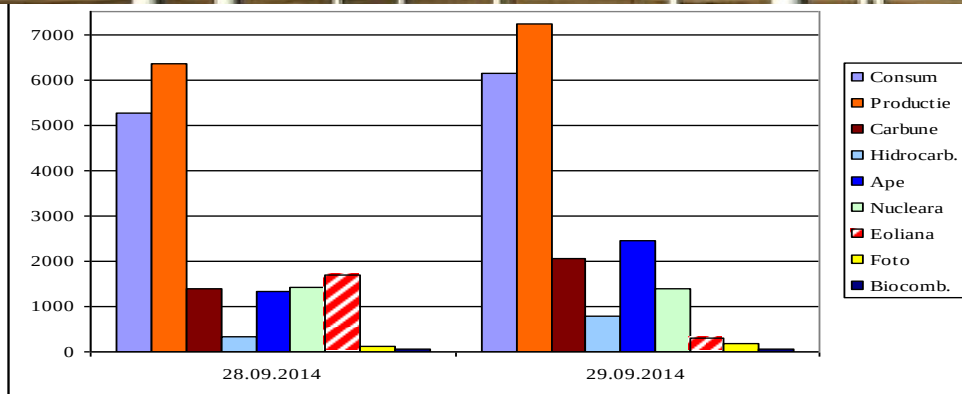
- câștigători: companiile de distribuție și furnizare și probabil, dar discutabil, mediul înconjurător

- **perdanți**: grupurile energetice cu funcționare pe combustibili fosili și consumatorii, care achită contravaloarea certificatelor verzi”

Am ilustrat această ipoteză în Figura nr.1

Sau, cum spune directorul Complexului Energetic Hunedoara:

“Când bate vântul intră (grupurile eoliene pe piață), când se oprește vântul ies și dezechilibrează sistemul. **Atunci este nevoie de noi**”



Prețul de Închidere al Pieței (PIP) PZU [lei/MWh]

Volum tranzacționat [MWh/h]



ITALIA - ENEL



CEHIA - CEZ



GERMANIA - EON



Sursa: www.opcom.ro/pp/grafice_ip/raportPIPsiVolumTranzactionat.php,
www.transelectrica.ro/web/tel/productie

În figura anterioară, au fost luate în considerare, aleatoriu, două zile consecutive (28 și 29 septembrie 2014), prima caracterizată de o contribuție importantă a energiei eoliene (1695 MWh, reprezentând 32,2% din consumul total de energie electrică) și cealaltă cu participare preponderentă a grupurilor hidro și pe cărbune (unitățile eoliene cu numai 295 MWh, adică 4,8% din consum). Se poate observa cu ușurință evoluția prețurilor de la o zi la alta, în prima dintre acestea producătorii fiind nevoiți să vândă un MWh, aproape pe întregul interval, la 1 leu!

Pe parcursul cercetărilor noastre dorim să demonstrăm că această situație nu este singulară, ci o caracteristică a noii structuri a sistemului energetic și a cadrului de promovare a energiilor regenerabile, în condițiile în care **prețurile de pe piața spot a energiei electrice nu se reflectă în tarifele serviciului și, în consecință, nu au efect asupra modelului de consum.**

CAPITOLUL 1: PREMISE PRACTICE ȘI TEORETICE ALE MODELELOR CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ

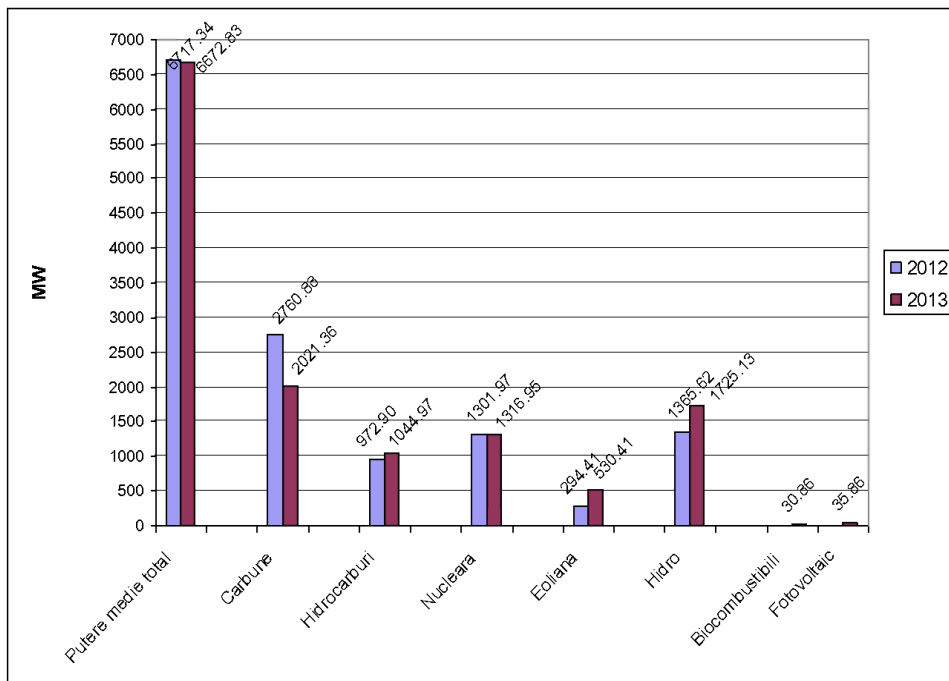
Dintre toate obiectivele asumate față de Uniunea Europeană, România a atins unul, cel referitor la acoperirea consumului de energie electrică din resurse regenerabile, în proporție de 20%. România nu numai că a atins acest obiectiv, dar l-a și depășit, în condițiile în care media realizată de Uniunea Europeană este de 14%. Statul cel mai preocupat de energia verde este Suedia (cu o pondere de 51% energie electrică din resurse regenerabile), la polul opus situându-se Malta (1,4%). Cu o pondere de aproape 23%, România se află pe locul șapte în Europa, fiind în același timp lider regional la acest capitol.

Premise practice

Valorile totale ale puterii instalate în cei doi ani supuși analizei (2012 și 2013) nu diferă în mod esențial. În ceea ce privește structura puterii instalate în sistemul energetic național, se observă, cu precădere, scăderea contribuției centralelor cu funcționare pe cărbune și sporirea rolului energiilor regenerabile (eoliană, hidro și chiar a biocombustibililor și a energiei fotovoltaice) în acoperirea cererii de energie electrică (Figura nr.1.1).

Prețurile energiei electrice rezultate în urma licitațiilor de pe piața pentru ziua următoare (PZU) constituie cel mai fidel indicator al raportului dintre cerere și ofertă. Nu este mai puțin adevărat că acest tip de piață asigură puțin peste 30% din totalul tranzacțiilor de pe piața energetică, restul fiind aferent pieței contractelor bilaterale, piețelor centralizate de contracte, pieței de echilibrare etc. Îmbucurător, din perspectiva promovării competiției la nivelul producătorilor de energie electrică, este faptul că ponderea pieței spot în acoperirea consumului a crescut treptat în ultimii ani, în parte datorită reducerii numărului contractelor reglementate. Contrar așteptărilor generate de evoluția mereu crescătoare a facturilor pentru energia electrică, prețul mediu zilnic de închidere a pieței pentru ziua următoare a scăzut de la 219 lei/MWh în anul 2012, la 155 lei/MWh în anul 2013 (Figura nr.1.2).

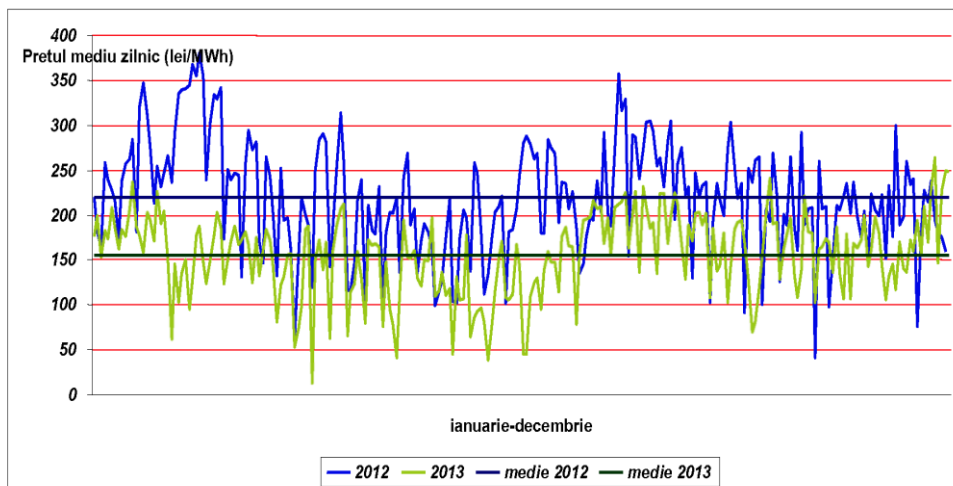
Figura nr.1.1: Puterile medii anuale ale capacităților energetice utilizate în România pentru acoperirea curbei cererii, în anii 2012 și 2013



Sursa: date prelucrate pe baza informațiilor existente pe site-ul www.transelectrica.ro

Prețurile energiei electrice rezultate în urma licitațiilor de pe piața pentru ziua următoare (PZU) constituie cel mai fidel indicator al raportului dintre cerere și ofertă. Nu este mai puțin adevărat că acest tip de piață asigură puțin peste 30% din totalul tranzacțiilor de pe piața energetică, restul fiind aferent pieței contractelor bilaterale, piețelor centralizate de contracte, pieței de echilibrare etc. Îmbucurător, din perspectiva promovării competiției la nivelul producătorilor de energie electrică, este faptul că ponderea pieței spot în acoperirea consumului a crescut treptat în ultimii ani, în parte datorită reducerii numărului contractelor reglementate. Contrar așteptărilor generate de evoluția mereu crescătoare a facturilor pentru energia electrică, prețul mediu zilnic de închidere a pieței pentru ziua următoare a scăzut de la 219 lei/MWh în anul 2012, la 155 lei/MWh în anul 2013 (Figura nr.1.2).

Figura nr.1.2: Evoluția prețurilor medii zilnice pe PZU, în anii 2012 și 2013, în România



Sursa: date prelucrate pe baza informațiilor existente pe site-ul www.opcom.ro

Evident, reducerea prețurilor nu s-a reflectat în tarifele consumatorilor finali, care se confruntă cu tarife crescătoare determinate de calendarul de liberalizare, în fapt de calendarul de convergență a prețurilor energiei electrice la nivelul Uniunii Europene (Tabelul 1.1).

Tabelul 1.1 Prețurile energiei electrice pentru consumatorii casnici, în perioada 2008-2014, pe semestre (consum cuprins între 2500 și 5000 kWh, toate taxele și impozitele incluse) [euro]

	2008 S2	2009 S2	2010 S2	2011 S2	2012 S2	2013 S2	2014 S1
Bulgaria	0.0823	0.0818	0.0830	0.0874	0.0955	0.0882	0.0852
Cehia	0.1299	0.1394	0.1392	0.1466	0.1501	0.1493	0.1283
Danemarca	0.2785	0.2553	0.2708	0.2975	0.2972	0.2936	0.3042
Germania	0.3195	0.2294	0.2438	0.2531	0.2676	0.2921	0.2981
Grecia	0.1099	0.1032	0.1211	0.1238	0.1418	0.1697	
Spania	0.1557	0.1684	0.1851	0.2088	0.2275	0.2273	
Franța	0.1203	0.1207	0.1350	0.1422	0.1450	0.1589	0.1595
Italia	0.2227	0.1997	0.1920	0.2065	0.2297	0.2323	0.2446
Ungaria	0.1553	0.1662	0.1574	0.1553	0.1618	0.1326	0.1202
Austria	0.1772	0.1909	0.1930	0.1965	0.2024	0.2018	0.2081
Polonia	0.1295	0.1291	0.1382	0.1351	0.1529	0.1437	0.1421
ROMANIA	0.1103	0.0979	0.1052	0.1085	0.1075	0.1279	0.1290

	2008 S2	2009 S2	2010 S2	2011 S2	2012 S2	2013 S2	2014 S1
Slovenia	0.1156	0.1341	0.1426	0.1492	0.1542	0.1657	0.1630
Finlanda	0.1273	0.1289	0.1370	0.1573	0.1559	0.1559	0.1563
Suedia	0.1746	0.1646	0.1958	0.2044	0.2083	0.2046	0.1967
Marea Britanie	0.1603	0.1407	0.1449	0.1584	0.1785	0.1797	0.1918
Norvegia	0.1700	0.1536	0.1907	0.1870	0.1775	0.1778	0.1653

Sursa: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu>

Se observă că, în semestrul I al anului 2014, doar Cehia și Ungaria practicau prețuri mai reduse pentru energia electrică livrată consumatorilor casnici, decât România. Campionii prețurilor erau Danemarca (energie electrică preponderent eoliană și cea mai ridicată pondere a taxelor și impozitelor în prețuri din Uniune), Germania, Italia și Austria.

Conform operatorului comercial OPCOM, prețul de bază al energiei electrice a scăzut constant datorită energiei regenerabile, de la 232,35 lei/ MWh în data de 12 martie 2012, la 183,96 lei/MWh pe 12 martie 2013 și la 116,05 lei/ MWh pe 11 martie 2014.

O contribuție în acest sens au avut-o și noile prevederi ale HG 994/2013, prin care au fost reduse certificatele verzi pentru proiectele solare, eoliene și hidro intrate în sistemul energetic după data de 1 ianuarie 2014. Acestea beneficiază de un număr redus de certificate verzi (3 certificate verzi pentru energia solară, 1,5 pentru energia eoliană și 2,3 pentru energia hidro până în 10 MW). În același timp, dacă în perioada ianuarie-iunie 2012 prețul unui certificat verde era de 246 lei, în sesiunea de tranzacționare martie 2014 acest preț a scăzut la 160 lei (prețul mediu al unui certificat verde a fost, în anul 2013, 42 euro, față de 56 euro în 2012) (www.anre.ro).

Cu toate acestea, consumatorii de energie au plătit, în anul 2013, 415,8 milioane euro pentru a susține energia regenerabilă prin sistemul de certificate verzi, cu 33,7% mai mult față de nivelul atins în 2012, și anume de 310,8 milioane euro, chiar dacă prețul pe certificat a scăzut cu 25%, potrivit ANRE. Explicația stă în faptul că, în 2013, au fost tranzacționate 9,9 milioane certificate verzi, față de 5,55 milioane în 2012, pe fondul creșterii accelerate a producției de energie din surse regenerabile.

România are cea mai generoasă schemă de susținere a investițiilor în domeniul energiilor regenerabile din întreaga Uniune Europeană. Schema cumulează 10 miliarde de euro, pe această bază România îndeplinindu-și, încă de la finele anului 2013, ținta obligatorie de energie verde.

Condițiile impuse de procesul de lansare a cuplării piețelor energetice pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România, care va avea loc în ziua de 11 noiembrie 2014, pentru ziua de livrare 12 noiembrie 2014, vor genera schimbări profunde în funcționarea pieței spot din țara noastră.

Ordin ANRE privind aprobarea regulamentului de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică (Ordin nr. 82/3 septembrie 2014)

Art. 45. "Prețurile ofertelor ...trebuie să se încadreze în scala de preț și anume să fie mai mari sau egale cu echivalentul în lei al prețului minim al scalei de preț și mai mici sau egale cu echivalentul în lei al prețului maxim al scalei de preț..."

Art. 46 "Prețul maxim al scalei de preț este de **+ 3000euro/MWh** iar prețul minim al scalei de preț este de **-500 euro/MWh**; aceste valori pot fi modificate în urma acordului tuturor burselor de energie electrică și al autorităților de reglementare".

Aceste schimbări vor face obiectul cercetărilor noastre viitoare.

Premise teoretice

Tooraj Jamasab, Raffaella Mota, David Newbery și Michael Pollitt (2005) realizează un studiu exhaustiv, critic, al literaturii ce tratează reforma sectoarelor energetice din țările în curs de dezvoltare, cu scopul declarat de a testa măsura în care realitatea, evidențele empirice, justifică logica economică sau ideologică a demarării procesului de reformă. Autorii pornesc de la premisa conform căreia impulsul primar al transformărilor din industria energetică "reflectă lipsa de satisfacție privind performanțele formelor tradiționale de organizare și dorința de îmbunătățire a eficienței și reducerea drenajului fiscal din sectorul public". Chiar autorii recunosc, citându-i pe Joskow și Rose (Joskow, P.L. și N.L. Rose, 1989) și pe Joskow și Noll (Joskow, P.L. și Noll, R., 1981) că măsurarea ineficienței și a efectelor reglementărilor este o sarcină deosebit de dificilă în cazul sistemelor energetice. Se face o diferențiere între factorii motori ai procesului de reformă, între țările dezvoltate și cele în curs de tranziție. Astfel, în primul caz, îmbunătățirea performanțelor economice și financiare ale unor sisteme viabile din punct de vedere tehnologic a fost principalul motor al reformei. În cel de-al doilea caz, povara

subvențiilor, calitatea slabă a serviciilor, colectarea slabă a facturilor, pierderile mari în rețele au constituit, în opinia autorilor, motivele principale ale declașării procesului de reformă. Tot autorii recunosc însă că intervenția agențiilor financiare internaționale a grăbit procesul în așa fel încât privatizarea a devansat alte măsuri imperativ necesare precum stabilirea unor instituții de reglementare eficace sau reforma mecanismului de stabilire a prețurilor energiei pentru sectorul rezidențial.

Factorii determinanți ai proiectării Pieței Interne a energiei electrice din Uniunea Europeană au fost creșterea eficienței producerii de energie electrică și întărirea siguranței în alimentare a Uniunii Europene, interconectarea sistemelor energetice și asigurarea egalității de șanse consumatorilor în procesul de achiziție a electricității. În subsidiar, și poate doar la nivelul dezideratelor, acești factori au creionat cadrul transformărilor ce au avut loc până în prezent la nivel național:

- teoretic, țările care au trecut la reforma sectorului utilităților publice ar trebui să beneficieze de o industrie mai dinamică și mai transparentă, de o dezvoltare tehnologică accelerată și o abordare antreprenorială a activităților de explorare, producere și distribuție;
- companiile furnizoare de utilități publice, care fac de mult timp investiții pe termen lung în cercetare și dezvoltare tehnologică, sunt acum supuse presiunii unor rezultate imediate în domeniu. În condițiile în care piețele nu oferă stimulente suficiente pentru activitățile de cercetare/dezvoltare, statul își asumă rolul tradițional de susținător al acestora;
- ca urmare a aplicării Directivelor gazului și electricității, și implicit a promovării concurenței, majoritatea furnizorilor de utilități publice din Uniunea Europeană se află în plin proces de restructurare în scopul reducerii costurilor și creșterii eficienței activităților pe care le desfășoară.

S-a constatat însă, că în țările Uniunii Europene, introducerea competiției a avut un efect limitat asupra prețurilor de vânzare a electricității. Deși costurile au scăzut, beneficiile rezultate au fost, în cea mai mare măsură, reținute de companiile producătoare, sub forma unor profituri mai mari, și nu îndreptate către consumatori prin intermediul unor prețuri mai mici. Explicația rezultă din faptul că principala caracteristică a cererii de utilități publice este lipsa de elasticitate a acesteia, fapt ce amplifică vulnerabilitatea consumatorilor la abuzurile de putere dominantă în stabilirea tarifelor. Majoritatea țărilor europene încearcă să-și protejeze

consumatorii împotriva abuzului prin poziția de monopol deținută de companiile de electricitate.

În România, principalii factori externi care au determinat demararea transformărilor sistemului energetic au fost:

- crearea pieței interne a energiei electrice, reglementată prin Directiva semnată de miniștrii energiei din țările membre ale Uniunii Europene, la 20 iunie 1996;
- integrarea României în Uniunea Europeană ca membru cu drepturi depline, de la 1 ianuarie 2007.

Aceste două evenimente au fost potențate presiunile venite din partea Băncii Mondiale, Fondului Monetar Internațional și Comisiei Europene, concentrate în principal pe privatizarea companiilor de distribuție și, ulterior, pe liberalizarea pieței energiei electrice.

Din interior, principalii factori determinanți, așa după cum au fost aceștia declarați de factorii de decizie, au fost nevoia sporirii eficienței pe întregul parcurs al alimentării cu energie a consumatorilor și degrevarea bugetului de stat de datoriile imense care se acumulas din partea sistemului energetic în contul firmelor industriale rău platnice. În opinia decidenților, aceasta se putea realiza prin promovarea concurenței la nivelul producătorilor și furnizorilor de energie și prin stimularea investițiilor private.

Investiții private s-au făcut, într-adevăr, cu prioritate în două dintre componentele sistemului energiei electrice:

- *achiziția companiilor de distribuție a energiei electrice* (cu rezultate financiare excelente și imediate pentru cumpărători) și
- *centralele eoliene* (cu rezultate de asemenea notabile generate de existența certificatelor verzi).

Literatura economică internațională de specialitate oferă un număr semnificativ de publicații ce abordează modul de funcționare a piețelor europene de energie, inclusiv studii comparative. Funcționarea pieței spot de electricitate din România a fost mai puțin investigată, în principal din cauza timpului relativ scurt de funcționare a acesteia. Lucrarea cuantifică impactul structurii, pe tipuri de combustibil, a producției de energie electrică asupra prețurilor înregistrate în urma licitațiilor de pe piața pentru ziua următoare.

Natura instantanee a energiei electrice induce diferențieri între modul de stabilire a prețurilor spot ale acesteia și ale altor bunuri și servicii. Până în prezent nu au fost găsite soluții pentru stocarea economică a energiei și, în consecință, cererea de energie este factorul determinant

pentru nivelul prețurilor, inducând variații imprevizibile ce decurg din specificul modelului de consum.

Prețurile de pe piața energiei sunt determinate de costurile marginale ale ultimului grup energetic care intră în funcțiune pentru acoperirea cererii. Grupurile cu funcționare pe cărbune și combustibil nuclear acoperă baza curbei de sarcină, iar centralele hidroelectrice cu acumulare și cele cu funcționare pe hidrocarburi asigură restul cererii. Pe piața energiei electrice, tarifele pot depăși, însă, costurile marginale de producție, acest tip de stabilire a prețurilor fiind specific cererii în condiții de vârf de sarcină (peak load pricing). Costurile de oportunitate și costurile incrementale determinate de restricțiile sistemului energetic (de exemplu, insuficiența capacităților de producție) echivalează, în această situație, costurile marginale de producție (Cramton, 2004). Aceleași deviații de la tarifarea pe baza costurilor variabile se pot observa și în cazul cererii înregistrate la baza curbei de sarcină. În acest caz, operatorii grupurilor energetice încearcă, în general, să evite descărcarea acestora pentru a anula costurile de repornire, fapt care determină prețuri licitate care pot fi uneori mai mici decât costurile medii variabile.

Liebl D. (2010) folosește analiza funcțională a valorilor aleatorii pentru prețurile de închidere ale piețelor spot de energie electrică. Perspectiva funcțională interpretează prețurile spot ca funcții ale cererii de electricitate și permite estimarea unei curbe zilnice unice a prețurilor.

În teoria microeconomică prețurile sunt egale cu costurile marginale de producție, iar prețurile de echilibru se află la intersecția curbelor cererii și ofertei. În realitate, prețurile spot ale electricității pot fi estimate cu ajutorul modelului Cournot sau modelului Funcției de Echilibru al Ofertei (Green și Newbery, 1992). Analiza funcțională a bazei de date este utilă din această perspectivă deoarece unitățile sale statistice atomizate sunt mai degrabă funcții, decât puncte sau vectori. Lucrările lui Ramsay și Silverman (2005) și Ferraty și Vieu (2006) oferă o perspectivă de ansamblu asupra analizei funcționale a datelor statistice. Așa după cum s-a menționat anterior, trebuie făcută distincția între tarifarea bazată pe costurile marginale de producție și tarifarea bazată pe costurile de oportunitate. Abordarea funcțională poate modela cu acuratețe sistemul de costuri marginale deoarece aceste costuri sunt strâns legate de cererea de electricitate. Sistemul costurilor de oportunitate trebuie modelat separat și, în final, ambele modele pot fi conectate printr-un mecanism de schimbare a regimului de funcționare. Modelele Markov de schimbare a regimului au devenit unele dintre cele mai utilizate abordări în modelarea și prognoza prețurilor

electricității. Acestea încearcă să împartă seriile de date în regimuri cu structuri proprii de medie și covarianță.

Karakatsani și Bunn (2008) modelează și prognozează prețurile spot ale electricității pe piața Marii Britanii (UK-Power Exchange), împărțind datele statistice din perioadele de tranzacționare în eșantioane zilnice de câte 48 jumătăți de oră, iar zilele din săptămână, în zile lucrătoare și nelucrătoare. În aceste subeșantioane, valorile zilnice ale cererii de electricitate au o alură ușor sinusoidală pe parcursul anului, cu valori mai mici/mari pe parcursul lunilor de vară/iarnă. Curba cererii este transpusă într-o curbă a prețurilor.

Voronin S. și Partanen J. (2012) identifică patru categorii de modele utilizate pentru prognoza prețurilor pe piețele concurențiale de electricitate: a) prima categorie, grevată de dificultatea obținerii unui număr foarte mare de informații în timp real, include modelele bazate pe simularea funcționării grupurilor energetice; b) a doua categorie include modelele bazate pe teoria jocurilor și se concentrează pe impactul comportamentului strategic al ofertanților asupra prețurilor energiei; c) cea de-a treia categorie este cea a modelelor stochastice, dezavantajată de dificultățile implicate de încorporarea caracteristicilor fizice ale sistemelor energetice; d) cea de-a patra abordare se bazează pe modelele seriilor de timp și include două ramuri: modelele bazate pe regresii și modele bazate pe inteligența artificială cum sunt rețelele neuronale și fuzzy logic. Pe baza literaturii de specialitate, autorii elaborează un model hibrid de prognoză a prețurilor energiei pe baza seriilor de date ce caracterizează funcționarea pieței nordice de electricitate. Noutatea demersului constă în distincția pe care o fac autorii între prețurile normale și cele aleatorii. În primul caz, aceștia folosesc modelul ARMA pentru a surprinde corelațiile lineare dintre prețurile electricității și variabila explicativă, modelul Garch pentru definirea caracterului heteroscedastic al reziduurilor și o rețea neuronală pentru combinarea previziunilor celor două modele menționate cu prețurile istorice și evoluția cererii. Toate acestea pentru a genera o prognoză a acestei categorii de prețuri. Probabilitatea de apariție a unor prețuri aleatorii și nivelul acestora sunt oferite de un model de tip Gauss, respectiv de un model K-nearest neighboring. Rezultatele studiului arată că modelele hibrid pentru prognoza concomitentă a prețurilor normale și a celor aleatorii pot oferi informații valoroase participanților pe piața de energie.

Literatura de specialitate oferă multe lucrări în domeniul prognozei cererii de electricitate și a prețurilor acesteia prin abordarea ARMA și a funcției de transfer. Pentru a depăși restricțiile modelelor liniare și

pentru a ține seama de evoluțiile neliniare observate în lumea reală, a fost propusă o serie de modele neliniare. Acestea includ modelele auto-regresive (tip TAR) și modelele condiționale heteroscedastice autoregresive ale lui Engle și versiunea extinsă Garch.

Atât modelele de regresie liniară cât și rețelele neuronale au fost utilizate cu succes în domeniul analizat. Cu toate acestea, niciun model nu poate fi considerat universal valabil. De aceea, metodologia hibridă poate oferi soluții liniare și neliniare pentru a surprinde caracteristicile evoluției indicatorilor selectați. O combinație de rețea neuronală cu un model ARIMA al seriilor de timp sezoniere poate depăși performanțele celor două modele folosite separat. Wu și Shahidehpour (2010) au dezvoltat un model hibrid pentru prognoza prețurilor pentru ziua următoare compus dintr-un model liniar (ARMAX) și unul neliniar (rețea neuronală) pentru a determina corelațiile dintre prețuri și variabile explicative cum este cererea de electricitate.

Majoritatea modelelor de prognoză a prețurilor energiei electrice dau rezultate rezonabile pentru prețurile aflate în limite normale, dar nu reușesc să surprindă efectele prețurilor care ies din aceste limite și pe care le numim atipice. Apariția acestora din urmă este determinată de un număr mare de factori de o complexitate deosebită.

Pe piețele concurențiale ideale de electricitate, prețurile atipice apar numai atunci când cererea depășește oferta. Piețelor nu funcționează, însă, ideal. De aceea, prețurile atipice apar chiar și în condițiile în care oferta acoperă cererea. Zhao și Dong (2007), în studiul de caz pentru piața australiană de electricitate, utilizează corelația compozită dintre prețul spot, cerere și ofertă folosind indicele balanței cerere/ofertă din ziua T, propus de Lu (2005). Astfel, indicele balanței cerere/ofertă (Supply Demand Balance Index) se prezintă sub forma următoare:

$$SDI(T) = (Cerere(T) - Ofertă(T)) / Cerere(T) * 100\%$$

$$SDI(T) = \frac{Cerere(T) - Ofertă(T)}{Cerere(T)} * 100\%$$

Prețul atipic poate fi definit ca preț care depășește o anumită limită specificată. Principalele probleme care se pun vizează nivelul limitei și dacă limita trebuie să aibă o valoare fixă sau una variabilă în timp. Caracterul foarte volatil al seriilor de timp pentru prețurile energiei presupune utilizarea unei limite variabile, iar specificarea unui nivel de graniță constituie o provocare pentru cercetători.

Identificarea variabilelor explicative adecvate este esențială pentru obținerea unui model econometric cu performanțe bune. Prețurile energiei electrice sunt influențate de o serie de factori cum sunt, de exemplu, prețurile istorice, cererea de electricitate, condițiile meteo, importurile/exporturile, întreruperile de furnizare a energiei sau rezervele de capacități de producție. Utilizarea valorilor medii zilnice obținute pe piața pentru ziua următoare (PZU) este motivată de căutarea modelului cel mai simplu și adecvat care să coreleze caracteristicile prețurilor spot ale electricității, în special ale prețurilor atipice, cu un număr limitat de factori exogeni. Folosirea mediilor zilnice simplifică modelarea componentelor sezoniere ale seriilor de date, și de asemenea poate surprinde mai ușor influența factorilor determinanți asupra datelor statistice disponibile.

Baza de date

Baza de date utilizată pentru acest studiu este constituită din următorii indicatori:

- puterea medie a capacităților de producție cu funcționare pe cărbune (MW);
- puterea medie a capacităților de producție cu funcționare pe hidrocarburi (MW);
- puterea medie a capacităților de producție cu funcționare pe combustibil nuclear (MW);
- puterea medie a capacităților de producție eoliene (MW);
- puterea medie a capacităților hidroenergetice de producție (MW);
- prețurile medii zilnice, determinate între orele 1-24 (lei/MWh);
- prețurile medii ale energiei electrice tranzacționate pe piața spot în orele de vârf de sarcină (cerere), adică între orele 7-22 (lei/MWh);
- prețurile medii ale energiei electrice tranzacționate pe piața spot în orele de gol de sarcină, adică între orele 1-6 și 23-24 (lei/MWh).

Baza de date cuprinde un număr de 373 de observații constând în seturi de variabile medii zilnice care includ structura puterilor instalate (unități cu funcționare pe cărbune, hidrocarburi, combustibil nuclear, energie eoliană și hidro) și prețurile de închidere a PZU (medii zilnice, la vârf, respectiv gol de sarcină) în anii 2012 și 2013.

Aceste date statistice care compun baza de date includ valorile zilnice ale indicatorilor mai sus menționați (zilele lucrătoare de luni până joi și ziua nelucrătoare de duminică). Menționăm că zilele vineri și sâmbătă nu au fost luate în calcul din cauza indisponibilității acestora.

Sursele informațiilor ce constituie baza de date sunt OPCOM (www.opcom.ro) și Transelectrica (www.transelectrica.ro). Un eșantion din această bază de date este prezentat în continuare (Tabelul nr.1.2).

Tabelul nr.1.2: Eșantion din baza de date folosită pentru caracterizarea funcționării pieței spot de energie electrică din România

Iunie 2012	Prețul mediu zilnic (lei/MWh)	Prețul mediu în orele de vârf	Prețul mediu în orele de gol (lei/MWh)	Putere medie produsă	Cărbune (MW)	Hidrocarb (MW)	Nuclear (MW)	Eoliene (MW)	Hidro (MW)
Ziua	(1-24)	(7-22)	(1-6) & (23-24)	total					
1	180.08	183.43	173.38						
2	136.33	142.44	124.12						
3	103.79	99.81	111.75	4997	1,717	377	702	136	2,003
4	102.04	107.06	92	5501	1,642	395	702	341	2,360
5	173.45	198.49	123.38	6181	2,185	398	699	246	2,591
6	205.79	207.66	202.03	6318	2,260	362	698	311	2,592
7	196.74	212.93	164.35	6169	2,255	385	699	307	2,488
8	203.15	223.75	161.96						
9	198.27	203.09	188.63						
10	137.11	134.59	142.15	5210	1,875	360	698	351	1,871

Sursa: OPCOM (www.opcom.ro) și Transelectrica (www.transelectrica.ro)

Cu ajutorul unor modele matematice se vor estima corelațiile dintre structura capacităților de producție care participă la piața pentru ziua următoare (spot) și nivelul prețurilor de închidere a pieței respective.

CAPITOLUL 2: TESTUL DE CAUZALITATE GRANGER ȘI TESTUL DE RUPTURĂ CHOW – APLICAȚIE PENTRU PIAȚA SPOT DE ELECTRICITATE DIN ROMÂNIA

În prezentul capitol vom aplica testul de cauzalitate Granger pentru prețurile de închidere ale pieței pentru ziua următoare și contribuția diferitelor resurse de energie (hidrocarburi, cărbune, nucleară, eoliană și hidro) la acoperirea curbei cererii. Vom aplica de asemenea testul Chow pentru fiecare categorie de preț în parte și pentru prețurile exprimate prin cantitățile tranzacționate pe piață, pe fiecare categorie de resurse menționate anterior.

Fundamente matematice

Testul de cauzalitate Granger verifică dacă o serie de timp este cauză pentru o alta (Jula, 2003, Voineagu et al., 2007). La început, vom identifica ordinul maxim de integrare pentru cele două serii de timp, N , după care vom exprima regresia liniară Y_t prin $Y_{t-1}, \dots, Y_{t-N}$, și $X_{t-1}, \dots, X_{t-N}$. Notând cu RSS_r și RSS_n suma pătratelor pentru regresia anterior menționată și considerând toți coeficienții lui X_i zero și fără aceste contrângeri, și prin T numărul de observații, calculăm statistica F după următoarea relație:

$$F = \frac{RSS_r - RSS_n}{RSS_n} \cdot \frac{T - 2N - 1}{N}, \quad (1)$$

care are distribuția Snedecor-Fisher cu N și $T-2N-1$ grade de libertate. De aceea respingem faptul că X este cauză Granger pentru Y dacă și numai dacă $F < F_{N, T-2N-1}(\varepsilon)$, unde $F_{N, T-2N-1}(\varepsilon)$ este cuantila de eroare ε pentru distribuția Snedecor-Fisher.

Astfel, ipoteza pe care vrem să o testăm, în ambele sensuri, este aceea conform căreia prețurile energiei electrice (medii zilnice, la vârf de sarcină și la gol de sarcină) sunt determinate de valorile precedente ale cantităților de energie și reciproc.

Pentru testul Chow, pentru a vedea dacă există puncte de ruptură în seriile de date, estimăm mai întâi statistica F (Chow, 1960; Jula, 2003;

Kurach and Stelmach, 2014). Apoi comparăm statistica F cu cuantila distribuției Snedecor-Fisher distribution, cu numărul de grade de libertate calculate după exemplul anterior menționat. Putem calcula de asemenea eroarea (1- valoarea funcției cumulate de distribuție).

În acest caz, ipoteza este aceea conform căreia seriile de timp pentru prețurile energiei și pentru cantități nu au puncte de ruptură.

În forma clasică, testele de cauzalitate Granger implică numai diferențiere și nu țin seama de componentele sezoniere, așa cum se întâmplă pentru prețurile de închidere a pieței de energie și pentru cantitățile tranzacționate pe diferite categorii de resurse.

Astfel, contribuția personală este aceea prin care, pentru regresii liniare, sunt luați în considerare toți coeficienții lui $(1 - B^s)^{n_s}$ și $(1 - B)^d$ pentru diferențiere sezonieră și non-sezonieră. Desigur, n_s și d sunt maxime pentru X și Y . Pentru testul Chow utilizăm software-ul EViews.

Pentru început trebuie să staționarizăm cele opt serii de timp implicate. De exemplu, pentru prețurile medii zilnice am obținut următoarea corelogramă (Tabelul nr.2.1), și următoarele grafice (Figurile nr.2.1 și 2.2):

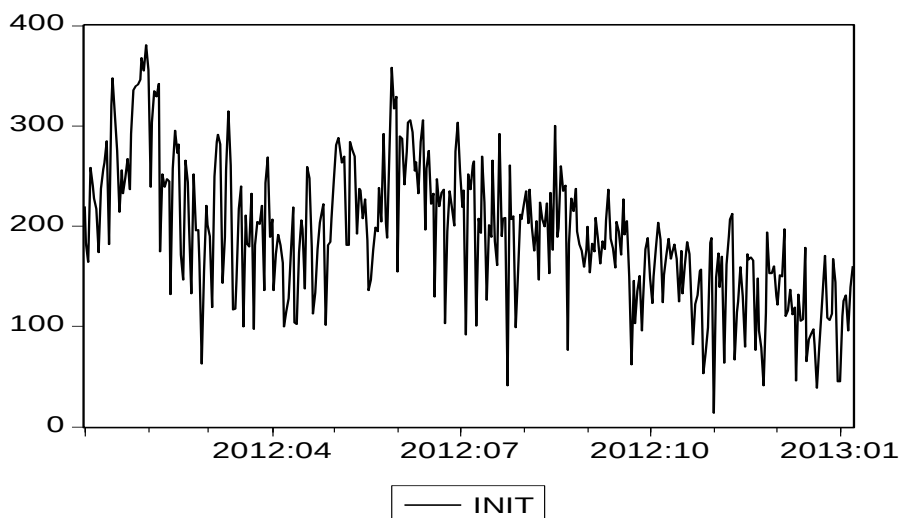
Tabelul nr.2.1: Corelograma rezultată pentru prețurile medii zilnice ale electricității

Autocorelația	Autocorelația parțială		AC	PAC	Q-Stat	Prob
. *****	. *****	1	0.607	0.607	138.65	0.000
. ****	. **	2	0.493	0.197	230.34	0.000
. ****	. *	3	0.462	0.168	311.14	0.000
. ****	. **	4	0.485	0.197	400.41	0.000
. *****	. ***	5	0.662	0.452	566.79	0.000
. ***	** .	6	0.452	-0.199	644.76	0.000
. ***	. .	7	0.412	0.042	709.58	0.000
. ***	. .	8	0.393	0.012	768.68	0.000
. ***	. .	9	0.406	0.044	832.15	0.000
. ****	. *	10	0.558	0.182	951.96	0.000
. ***	* .	11	0.353	-0.178	999.99	0.000
. **	. .	12	0.320	-0.013	1039.7	0.000
. ***	. *	13	0.341	0.076	1085.0	0.000
. ***	. *	14	0.373	0.066	1139.2	0.000
. ****	. *	15	0.516	0.138	1243.4	0.000
. ***	* .	16	0.334	-0.065	1287.1	0.000
. **	. .	17	0.318	0.031	1327.0	0.000
. **	. .	18	0.312	-0.029	1365.2	0.000
. **	. .	19	0.314	-0.029	1404.2	0.000
. ****	. *	20	0.487	0.175	1498.2	0.000
. **	* .	21	0.301	-0.107	1534.3	0.000

Autocorelația	Autocorelația parțială		AC	PAC	Q-Stat	Prob
.**	.	22	0.270	-0.040	1563.3	0.000
.**	.	23	0.257	-0.036	1589.8	0.000
.**	.	24	0.281	0.042	1621.4	0.000
.***	.	25	0.423	0.049	1693.3	0.000
.**	.	26	0.250	-0.047	1718.5	0.000
.**	.	27	0.217	-0.045	1737.6	0.000
. *	.	28	0.193	-0.053	1752.8	0.000
.**	.	29	0.218	0.019	1772.1	0.000
.***	.	30	0.364	0.050	1826.2	0.000
.**	.	31	0.214	-0.007	1844.9	0.000
. *	.	32	0.180	-0.021	1858.2	0.000
. *	.	33	0.177	0.019	1871.1	0.000
. *	.	34	0.190	-0.027	1886.0	0.000
.***	. *	35	0.374	0.173	1943.8	0.000
.**	.	36	0.208	-0.054	1961.8	0.000

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

Figura nr.2.1: Seriile de timp inițiale pentru prețurile medii zilnice ale electricității



Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

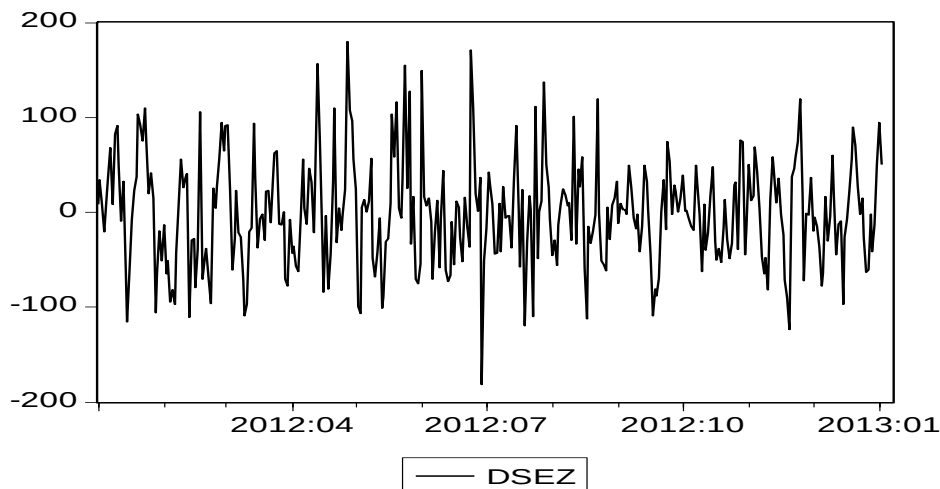
Conform corelogramei, există cinci componente sezoniere. Acolo trebuie să aplicăm diferențierea sezonieră (Popescu, 2000). Pentru seriile de timp obținute aplicăm testul de rădăcină unitate ADF (augmented Dickey-Fuller), pentru a verifica staționaritatea seriilor de timp.

Obținem:

$$\Delta Y_t = -1,2097456 - 0,925942Y_{t-1} + 0,292266\Delta Y_{t-1} + 0,299978\Delta Y_{t-2} + 0,319242\Delta Y_{t-3} + 0,356356\Delta Y_{t-4}$$

Statistica ADF este -12.03986, care este mai mică decât cuantila erorii de 1%, -3.4503. De aceea, seria de timp obținută este staționară.

Figura.nr.2.2: Diferențierea sezonieră a seriei de timp pentru prețurile medii zilnice ale electricității



Aceleași rezultate au fost obținute pentru seriile de timp ale prețurilor la vârf de sarcină și gol de sarcină, și pentru seriile energiei produse pe bază de cărbune și hidroenergie. Celelalte serii de timp sunt ne-sezoniere, respectiv cea pentru hidrocarburi - I(1), și pentru producțiile de energie nucleară și eoliană, care sunt staționare.

În cazul testului de cauzalitate Granger, în toate situațiile cu excepția celor legate de hidrocarburi, termenii regresii liniare sunt Y_{t-5} și X_{t-5} . Datorită faptului că hidrocarburile sunt I(1), trebuie să adăugăm în aceste situații termenii Y_{t-1} și X_{t-1} .

Tabelul nr.2.2: Rezultate pentru testul de cauzalitate Granger

Variable	Ecuția Y(X)	Ecuția X(Y)	F _Y	F _X
Prețul mediu în cazul producției pe cărbune	$Y_t = 32.65 + 0.43Y_{t-5} + 0.03 X_{t-5}$	$X_t = 356.2 + 0.81 X_{t-5} + 0.51 Y_{t-5}$	31.15	1.26
Prețul mediu în cazul producției pe hidrocarburi	$Y_t = 24.17 + 0.38Y_{t-1} + 0.47Y_{t-5} - 0.015X_{t-1} + 0.02 X_{t-5}$	$X_t = 1.82 + 0.66X_{t-1} + 0.26X_{t-5} - 0.27Y_{t-1} + 0.65Y_{t-5}$	2.09	7.73
Prețul mediu în	$Y_t = 21.03 + 0.65Y_{t-5} +$	$X_t = 472.3 + 0.57$	10.55	44.07

Variabile	Ecuatia Y(X)	Ecuatia X(Y)	F_Y	F_X
cazul producției nucleare	$0.03 X_{t-5}$	$X_{t-5} + 0.44 Y_{t-5}$		
Prețul mediu în cazul producției eoliene	$Y_t = 44.83 + 0.71 Y_{t-5} + 0.026 X_{t-5}$	$X_t = 381.20 + 0.19 X_{t-5} - 0.39 Y_{t-5}$	6.93	149.65
Prețul mediu în cazul producției hidro	$Y_t = 94.56 + 0.63 Y_{t-5} - 0.015 X_{t-5}$	$X_t = 541.9 + 0.83 X_{t-5} - 1.30 Y_{t-5}$	11.04	33.67
Prețul la vârf în cazul producției pe cărbune	$Y_t = 29.5 + 0.48 Y_{t-5} + 0.034 X_{t-5}$	$X_t = 361.26 + 0.79 X_{t-5} + 0.56 Y_{t-5}$	29.39	2.02
Prețul la vârf în cazul producției pe hidrocarburi	$Y_t = 24.7 + 0.3 Y_{t-1} + 0.56 Y_{t-5} - 0.02 X_{t-1} + 0.02 X_{t-5}$	$X_t = -3.74 + 0.66 X_{t-1} + 0.25 X_{t-5} - 0.24 Y_{t-1} + 0.62 Y_{t-5}$	2.49	10.39
Prețul la vârf în cazul producției nucleare	$Y_t = 16.6 + 0.69 Y_{t-5} + 0.04 X_{t-5}$	$X_t = 475.9 + 0.56 X_{t-5} + 0.42 Y_{t-5}$	12.12	46.37
Prețul la vârf în cazul producției eoliene	$Y_t = 41.6 + 0.75 Y_{t-5} + 0.033 X_{t-5}$	$X_t = 355.5 + 0.20 X_{t-5} - 0.24 Y_{t-5}$	10.66	148
Prețul la vârf în cazul producției eoliene	$Y_t = 103.5 + 0.66 Y_{t-5} - 0.018 X_{t-5}$	$X_t = 530 + 0.82 X_{t-5} - 1.04 Y_{t-5}$	14.49	29.78
Prețul la gol în cazul producției pe cărbune	$Y_t = 41.03 + 0.36 Y_{t-5} + 0.018 X_{t-5}$	$X_t = 366.2 + 0.85 X_{t-5} - 0.152 Y_{t-5}$	35	0.11
Prețul la gol în cazul producției pe hidrocarburi	$Y_t = 28.7 + 0.56 Y_{t-1} + 0.21 Y_{t-5} - 0.001 X_{t-1} + 0.003 X_{t-5}$	$X_t = 31.8 + 0.65 X_{t-1} + 0.29 X_{t-5} - 0.06 Y_{t-1} + 0.25 Y_{t-5}$	0.09	0.72
Prețul la gol în cazul producției nucleare	$Y_t = 41.2 + 0.49 Y_{t-5} + 0.02 X_{t-5}$	$X_t = 491.8 + 0.59 X_{t-5} + 0.31 Y_{t-5}$	19.65	37.48
Prețul la gol în cazul producției eoliene	$Y_t = 66.7 + 0.49 Y_{t-5} + 0.0003 X_{t-5}$	$X_t = 426 + 0.16 X_{t-5} - 0.83 Y_{t-5}$	15.34	155.71
Prețul la gol în cazul producției hidro	$Y_t = 76.5 + 0.48 Y_{t-5} - 0.005 X_{t-5}$	$X_t = 463.3 + 0.85 X_{t-5} - 1.61 Y_{t-5}$	17.21	33.77

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

Pentru a accepta testul de cauzalitate Granger pentru o eroare de 1% trebuie să comparăm statisticile cu cuantila 1% adică 6,66. Pentru a respinge testul de cauzalitate Granger pentru o eroare de 10%, trebuie să comparăm statisticile cu cuantila 10% adică 2,74. Aceste cuantile sunt pentru situațiile care nu vizează hidrocarburi unde cuantilele anterior

menționate sunt 4,53 respectiv 2,4 (în primul caz, numerele de grade de libertate sunt 1 și 365 și în al doilea caz, 2 și 363).

Rezultă o singură excepție și anume pentru prețurile din golul de sarcină pentru hidrocarburi (nu există o cauzalitate Granger în această situație).

Producția pe bază de cărbune X_1 prezintă o cauzalitate Granger pentru toate cele trei tipuri de prețuri avute în vedere (cu o eroare de 1%).

Pentru hidrocarburi, prețurile medii și de vârf sunt cauze Granger (cu o eroare de 1%) pentru cantitățile generate.

În niciuna dintre situații prețurile nu sunt cauze Granger (eroare de 10%) pentru cantitățile de cărbune și nici cantitățile de hidrocarburi.

În celelalte cazuri (nuclear, eolian și hidro) cauzele beneficiază de reciprocitate.

Pentru testul Chow trebuie să determinăm structura ARMA pentru fiecare serie de timp (opt serii constituite din trei serii de prețuri și cinci serii de cantități de energie tranzacționate, structurate pe categorii de resurse energetice), după cum urmează (Tabelul 3.3):

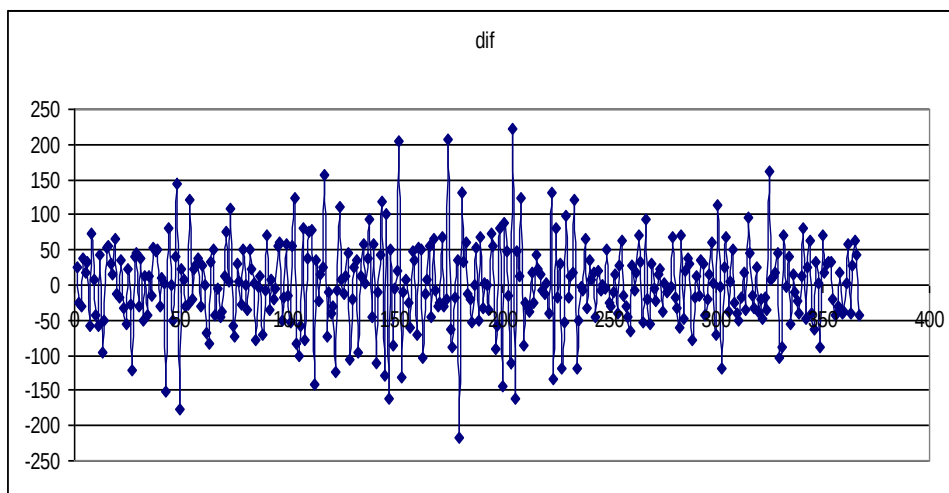
Tabelul nr.3.3 – Rezultate pentru testul Chow

Serii de timp	Ecuția ARMA	Grade de libertate	Statistica F	Eroarea	Puncte de ruptură
Prețuri medii zilnice	$Y_t = 0.4Y_{t-1} + A_t$	2; 365	6.82	0.001234	In 152 and 209
Prețuri la vârf de sarcină	$Y_t = 0.37Y_{t-1} + A_t$	2; 365	7.42	0.000695	In 152 and 209
Prețuri la gol de sarcină	$Y_t = 0.42Y_{t-1} + A_t$	3; 364	4.04	0.007638	In 68, 223, 325
Cărbune	$Y_t = 0.74Y_{t-1} + A_t + 0.01A_{t-1} + 0.04A_{t-2} + 0.03A_{t-3} + 0.1A_{t-4} - 0.75A_{t-5}$	24; 338	7.83	Less than 5×10^{-7}	79,152,225,243
Hidrocarburi	$Y_t = A_t - 0.39A_{t-1} - 0.26A_{t-2}$	6; 364	3.50	0.00224	In 128,180,265
Nuclear	$Y_t = 0.87Y_{t-1} + A_t$	6; 366	7.18	Less than 5×10^{-7}	84,132,215,234,291,347
Eolian	$Y_t = 0.99Y_{t-1} + A_t - 0.65A_{t-1} - 0.28A_{t-2}$	12; 358	4.55	10^{-6}	138,237,288,302
Hidro	$Y_t = 0.5Y_{t-1} + A_t$	3; 364	4.74	0.002946	142,225,330

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

Punctele de ruptură sunt determinate în funcție de diferența dintre valorile actuale și cele anterioare ale seriilor staționare obținute. Figura următoare ilustrează cazul prețurilor medii zilnice ale electricității (Figura nr.2.3).

Figura nr.3: Diferențe ale prețurilor medii zilnice după staționarizare



Rezultă, în urma calculelor efectuate, că nu există serii de timp fără puncte de ruptură, iar tabelul precedent indică aceste puncte pentru fiecare dintre seriile de timp luate în considerare.

Concluzii

Principalele concluzii rezultate din efectuarea testului Granger pot fi sintetizate astfel:

- Pentru cărbune, prețul de închidere pe piața pentru ziua următoare nu influențează cantitatea tranzacționată. Seria cantităților de cărbune este sezonieră, cu alte cuvinte prețurile de azi sunt influențate de prețurile din aceeași zi a săptămânii precedente.
- În cazul hidrocarburilor, pentru perioada analizată, contribuția la producția de energie electrică tranzacționată pe piața spot era redusă datorită existenței unui număr mare de contracte reglementate. Aceasta poate fi explicația pentru care cantitățile tranzacționate nu influențau semnificativ, la momentul

respectiv, prețurile (statistica $F_y=2,09<4,53$). Între timp numărul contractelor reglementate a scăzut foarte mult, producătorii de electricitate pe bază de hidrocarburi fiind nevoiți să oferteze cantități mai mari de energie pe piața pentru ziua următoare. De aceea, este posibil ca situația să se fi schimbat radical în ultima perioadă. Din calculele realizate, seria de timp a cantităților de hidrocarburi nu este nici staționară nici sezonieră. Din analizele efectuate, rezultă că prețul mediu și prețul la vârf de sarcină sunt cauze Granger pentru cantitatea de hidrocarburi și prin urmare cantitatea de hidrocarburi de azi depinde de prețul de acum o săptămână, dar și de cel de ieri.

- În ceea ce privește unitățile nucleare, acestea influențează doar indirect prețurile de închidere a pieței pentru ziua următoare deoarece nu intră la licitații, producția nucleară având regim prioritar. Prețurile sunt influențate doar în momentul în care unul dintre cele două grupuri intră în reparații. În acest caz, cauzalitatea Granger este reciprocă;
- Contribuția energiei eoliene în structura producției de electricitate pe diferite surse de energie primară este principalul determinant al volatilității prețurilor pe piața spot de energie, fapt demonstrat și în lucrarea noastră anterioară (Ciuiu, Bădileanu, Georgescu, 2014) din care rezulta un număr mare de prețuri atipice apărute în perioada analizată și din calculele prezente în care statistica F_x arată o valoare foarte mare ceea ce denotă o influență puternică a prețurilor asupra cantităților. Nu același lucru se întâmplă și în cazul statisticii F_y care arată o influență redusă a cantității din ziua aferentă a săptămânii precedente. Aceasta însă nu exclude o corelare inversă puternică cu volumul producției actuale. Aceste determinări rezultă din faptul că furnizorii de energie eoliană sunt prea puțin interesați de prețul obținut pe piața spot de energie, obiectivul principal al acestora fiind obținerea certificatelor verzi alocate fiecărui MWh produs. La această situație contribuie și creșterea substanțială a ponderii energiei eoliene în structura producției de energie concomitent cu regimul preferențial de care beneficiază.
- În cazul energiei hidro, în toate cele trei cazuri luate în considerare (prețuri medii, la vârf și în gol de sarcină) și în ambele tipuri de funcții (preț funcție de cantități și reciproc) rezultă corelații negative între prețuri și cantitățile generate, reamintind că acestea se referă la influențele sezoniere.

Concluziile generale sunt:

- prima ipoteză testată – prețurile energiei (medii zilnice, la vârf și gol de sarcină) sunt determinate de valorile anterioare ale cantităților de energie și reciproc – nu s-a verificat pentru toate cazurile (pentru prețurile la gol de sarcină și pentru cantităților de hidrocarburi nu există niciun fel de corelații, prețurile nu influențează cantitățile de cărbune în niciuna dintre situații, și cantitățile de hidrocarburi nu influențează prețurile medii și de vârf)
- a doua ipoteză testată - seriile de timp pentru prețurile energiei și pentru cantități nu au puncte de ruptură – este respinsă în toate cele opt situații. Cele mai numeroase puncte de ruptură se înregistrează în cazul energiei nucleare.

Ținând seama de aceste rezultate, ne propunem pe viitor să aplicăm modelul funcției de transfer pentru a vedea cum sunt influențate prețurile de către cantitățile de energie tranzacționate și să construim modele de intervenție pentru cazul testului Chow.

CAPITOLUL 3: PREȚURI ATIPICE ALE ENERGIEI ELECTRICE PE PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE DIN ROMÂNIA

Capitolul își propune determinarea influenței structurii producției de electricitate pe categorii de resurse energetice, asupra prețurilor atipice formate pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU). Punem accent pe identificarea frecvenței și cauzelor apariției unor prețuri. Prețurile atipice sunt acele prețuri care, fie depășesc anumite praguri limită stabilite pe baza datelor statistice analizate și a unui instrumentar matematic specific (testele Chauvenet, Gouldfeld-Quandt, Student), fie nu respectă regulile obișnuite de formare pe baza structurii producției.

Fundamente matematice

Pentru a aplica testul Chauvenet care folosește deviația standard, dispersia trebuie să fie constantă (homoscedastică). Așadar, a fost testată mai întâi homoscedasticitatea erorilor. După aplicarea testului Chauvenet au fost determinate scorurile de influență ale structurii contribuției resurselor energetice la acoperirea cererii de energie electrică, asupra prețurilor pe piața pentru ziua următoare.

Valorile atipice ale datelor statistice X_i sunt cele din eșantionul dat $X_1, \dots, X_n$ care nu sunt concordante cu restul datelor. Pentru o repartiție normală (conform distribuției clopotului lui Gauss) ținem seama (Ciucu și Craiu, 1974, Saporta, 1990) de regula celor trei sigma (probabilitatea ca X să se găsească între $m-3\sigma$ și $m+3\sigma$ este egal cu $2\Phi(3)-1=2\cdot 0,99865-1$). Plecând de la această regulă, putem construi testul Chauvenet (Saporta, 1990). Spunem că X_i este valoare atipică dacă:

$$|X_i - \bar{X}| > z^* \sigma, \quad \text{unde} \tag{1}$$

$\bar{X}$ este media de selecție, iar $\sigma^2 = \frac{\sum_{j=1}^n (X_j - \bar{X})^2}{n}$ este dispersia de selecție pentru care nu se ține cont de numărul de grade de libertate

(aceasta înseamnă că estimatorul dispersiei este deplasat, iar pentru cel nedeplasat trebuie să împărțim suma la $n-1$ și nu la n). Estimatorul deplasat este folosit în statistică deoarece este estimatorul de verosimilitate maximă (Craiu, 1974, Saporta, 1990), și este de asemenea consistent (converge în probabilitate către valoarea adevărată). Valoarea lui z de mai sus se calculează conform relațiilor

$$\begin{cases} z = \frac{0.435 - 0.862 * a}{1 - 3.604 * a + 3.213 * a^2} \\ a = \frac{2 * n - 1}{4 * n} \end{cases} \quad (2)$$

Observăm că limita pentru $n \rightarrow \infty$ este 3,2.

Considerăm n puncte în $\mathbb{R}^{k+1}$, $X^{(1)}, \dots, X^{(n)}$, unde $X^{(i)} = (X_1^{(i)}, X_2^{(i)}, \dots, X_k^{(i)}, Y_i)$. Hiperplanul de regresie este

$$H: Y = A_0 + \sum_{i=1}^k A_i X_i \quad \text{astfel încât} \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^n u_i^2 \text{ is minimă} \quad (3')$$

unde reziduurile u_i sunt date de relația

$$u_i = Y_i - A_0 - \sum_{j=1}^k A_j X_j^{(i)}. \quad (3'')$$

În cazul nostru, Y este unul dintre cele trei prețuri de închidere a pieței pentru ziua următoare.

Pentru a calcula coeficienții A_i din relația (3) trebuie să rezolvăm sistemul (Saporta, 1990).

$$\sum_{j=0}^k \overline{X_i * X_j} * A_j = \overline{X_i * Y}, \quad i = 0, k, \quad (4)$$

unde $\overline{X_0 * X_i} = \overline{X_i}$ and $\overline{X_0^2} = 1$.

Modelul polinomial este de fapt modelul multiliniar (3) cu variabilele explicative $X_1=X, X_2=X^2$ ș.a.m.d. (Ciuiu, 2010a).

Pentru estimatorii lui A_i obținuți, rezolvând sistemul de ecuații (4) și pentru reziduurile u_i sunt îndeplinite următoarele ipoteze (Jula D. și Jula N., 2012; Voineagu et al., 2007):

Estimatorii lui A_i sunt liniari.

Estimatorii erorilor u_i au media 0 și aceeași dispersie (homoscedasticitate).

Estimatorii lui u_i au repartiție normală.

Variabilele aleatoare u_i sunt independente.

Din ipotezele de mai sus și din teorema Gauss-Markov deducem următoarele proprietăți (Jula and Jula, 2012, Voineagu et al., 2007):

Estimatorii lui A_i sunt consistente.

Estimatorii lui A_i sunt nedepășate.

Estimatorii lui A_i au dispersie minimă.

Estimatorii lui A_i au verosimilitate maximă.

Dacă notăm cu $\hat{A}$ vectorul parametrilor estimați A_i , matricea de varianță-covarianță a lui $\hat{A}$ este (Jula D. și Jula N., 2012).

$$\text{Var}(\hat{A}) = \sigma_u^2 (X'X)^{-1}. \quad (5)$$

Dacă notăm cu d_{ij} valoarea din linia i și coloana j din matricea $(X'X)^{-1}$, obținem estimatorul lui $\sigma_{A_i}^2$

$$S_{\hat{A}_i}^2 = \sigma_u^2 * d_{ij}, \quad (6)$$

unde σ_u^2 este dispersia reziduurilor.

Pentru a verifica ipoteza nulă $H_0: A_i = 0$ contra ipotezei alternative $H_1: A_i > 0$ folosim testul Student (Jula D. și Jula N., 2012). Calculăm

$$T_i = \frac{\hat{A}_i}{S_{\hat{A}_i}}, \quad (7)$$

și acceptăm ipoteza nulă (parametrul este nesemnificativ) dacă și numai dacă $T_i < t_{n-k-1; \varepsilon}$, unde n este volumul eșantionului, k este numărul de variabile explicative, și $t_{n-k-1; \varepsilon}$ este cuantila de eroare ε a repartiției Student cu $n-k-1$ grade de libertate.

Notând cu VT varianța totală a variabilei rezultante Y , cu VTM varianța totală explicată de model și cu VTR varianța totală a reziduurilor, obținem

$$\begin{cases} VT = \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2 \\ VTM = \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2 \\ VTR = \sum_{i=1}^n u_i^2 \end{cases}, \quad (8)$$

unde $\hat{Y}_t = \hat{A}_0 + \sum_{i=1}^k \hat{A}_i X_i$, și $\hat{A}_i$ este estimatorul coeficientului A_i prin metoda celor mai mici pătrate.

Se știe că dacă regresia conține și termenul liber A_0 și parametrii A_i sunt estimați prin metoda celor mai mici pătrate, atunci

$$VT = VTM + VTR \quad (8')$$

Coeficientul de determinare este

$$R^2 = \frac{VTM}{VT} = 1 - \frac{VTR}{VT}. \quad (9)$$

Un test de homoscedasticitate a erorilor este testul Gouldfeld-Quandt. Pentru acest test trebuie să determinăm mai întâi o variabilă explicativă X_j corelată pozitiv cu pătratul reziduurilor u^2 .

După ce ordonăm cele n puncte crescător după X_j împărțim selecția de volum n în trei părți: primele n_1 puncte, următoarele n_3 puncte (aceste puncte sunt șterse) și ultimile n_2 puncte. Numărul de puncte șterse, n_3 , este arbitrar, dar în practică este între $n/6$ și $n/5$.

După estimarea coeficienților de regresie A_i pentru ambele părți ale celor $n-n_3$ puncte, calculăm suma pătratelor reziduurilor pentru aceste părți:

$$\begin{cases} VTR_1 = \sum_{t=1}^{n_1} u_t^2 \\ VTR_2 = \sum_{t=n-n_2+1}^n u_t^2 \end{cases}. \quad (10)$$

În final calculăm statistica

$$F_c = \frac{VTR_2(n_1 - k - 1)}{VTR_1(n_2 - k - 1)}, \quad (11)$$

Și dacă $F_c < 1$ se înlocuiește F_c cu $1/F_c$.

Dacă ipoteza nulă de homoscedasticitate este verificată, statistica F_c este repartizată Snedecor-Fisher cu n_2-k-1 și n_1-k-1 grade de libertate (respectiv n_1-k-1 și n_2-k-1 grade de libertate dacă facem substituția anterioară). Deci comparăm F_c cu cuantila de nivel $1-\varepsilon$ al distribuției Snedecor-Fisher $F_{n_2-k-1, n_1-k-1}(1-\varepsilon)$, și acceptăm ipoteza nulă că dacă și numai dacă (Jula and Jula, 2012; Voineagu et al., 2007).

$$F_c < F_{n_2-k-1, n_1-k-1}(1-\varepsilon). \quad (12)$$

Un alt test de homoscedasticitate a erorilor este testul White (Jula D. și Jula N., 2012; Voineagu ș.a., 2007). Pentru acest test se determină următoarea regresie:

$$u^2 = \alpha_0 + \alpha_1 Z_1 + \dots + \alpha_p Z_p, \quad (13)$$

Unde variabilele explicative $Z_1, Z_2, \dots, Z_p$ sunt după cum urmează.

Dacă numărul de variabile explicative în (3) este 1 și notăm cu $X=X_1$, variabilele explicative de mai sus sunt $Z_1=X$ și $Z_2=X^2$, și $p=2$.

Dacă avem $k=2$, variabilele explicative de mai sus sunt $Z_1=X_1, Z_2=X_2, Z_3=X_1^2, Z_4=X_2^2$ și $Z_5=X_1 \cdot X_2$, și $p=5$.

Dacă avem $k>2$, dar suficient de mic, avem următoarele variabile explicative: $Z_1=X_1, Z_2=X_2, \dots, Z_k=X_k, Z_{k+1}=X_1^2, Z_{k+2}=X_2^2, \dots, Z_{2k}=X_k^2, Z_{2k+1}=X_1 \cdot X_2, \dots, Z_{2k+C^2_k}=X_{k-1} \cdot X_k$, și $p=2k+C^2_k$ (as for $k=2$).

Dacă $k>2$, dar suficient de mare avem următoarele variabile explicative: $Z_1=X_1, Z_2=X_2, \dots, Z_k=X_k, Z_{k+1}=X_1^2, Z_{k+2}=X_2^2, \dots, Z_{2k}=X_k^2$, and $p=2 \cdot k$ (as for $k=1$).

În cazul nostru $k=5$ reprezentând categoriile de resurse energetice primare.

Apoi ținem cont că $n \cdot R^2$ este repartizat χ_p^2 , unde R^2 este coeficientul de determinare pentru regresia (13) (Jula D. și Jula N., 2012; Voineagu ș.a., 2007). Deci acceptăm homoscedasticitatea dacă $n \cdot R^2 < \chi_{p;\varepsilon}^2$ (ε este eroarea de ordin întâi a testului).

Pentru a calcula $\chi_{p;\varepsilon}^2$ printr-o metodă numerică, rezolvăm

$$\text{problema Cauchy } \begin{cases} y'(x) = \frac{1}{h_p(y)} \\ y(x_0) = y_0 \end{cases}, \quad (14)$$

unde h_p este densitate de repartiție a distribuției χ_p^2 . Valorile x_0 și y_0 sunt alese astfel încât $H_p(y_0)=x_0$ (H_p este funcția de repartiție a distribuției χ_p^2) după cum urmează. Pentru început trebuie să evităm anularea numitorului pentru $p \geq 3$. Pentru aceasta determinăm cuantila $\chi_{p;0.1}^2$ în funcție de p :

$$\chi_{p;0.1}^2 = 1.6 \cdot p + 4.5 \quad (15)$$

După aceasta luăm $y_0=1.6 \cdot p+4.5$ și calculăm

$$x_0 = \int_0^{y_0} h_p(t) dt \quad (15')$$

printr-o metodă numerică. Această metodă poate fi făcută în header-ul C++ "statist.h" fie prin metoda dreptunghiurilor, fie a trapezelor sau prin metoda Simpson (Păltineanu, Matei și Mateescu, 2010). Metoda

rezolvării problemei Cauchy poate fi metoda Euler, metoda Euler modificată sau metoda Runge-Kutta. În exemplele noastre, vom folosi metodele cele mai precise adică metoda Simpson pentru a calcula integrala, respectiv metoda Runge-Kutta pentru a rezolva problema Cauchy (Păltineanu, Matei și Mateescu, 2010). Evident, trebuie să calculăm $\chi^2_{p;\varepsilon} = y(1-\varepsilon)$.

Pentru a determina valoarea $\chi^2_{p;\varepsilon}$ pentru $p \geq 3$ prin metoda Monte Carlo generăm 10000 de variabile aleatoare cu repartiția χ^2_p . După ce ordonăm aceste valori crescător, luăm $\chi^2_{p;\varepsilon}$ drept valoarea de pe poziția parte întreagă din $10000 \cdot (1-\varepsilon)$. În header-ul C++ de mai sus, putem să simulăm variabilele normale care intervin prin metoda bazată pe teorema limită centrală, metoda Box-Muler sau metoda Butcher 1 (Văduva, 2004). Alegem în exemplu metoda Box-Muler deoarece este cea mai rapidă.

Dacă numărul variabilelor explicative este $k=1$ atunci $p=2$. În acest caz ținem cont că repartiția χ^2_2 coincide cu repartiția exponențială cu $\lambda=0.5$. Deci $\chi^2_{2;\varepsilon} = -2 \ln \varepsilon$.

În acest capitol testăm homoscedasticitatea erorilor prin utilizarea testului White.

Rezultate

Deoarece am folosit în cadrul testului Chauvenet, deviația standard (rădăcina pătrată a variației), înainte de a face acest test, a trebuit să aplicăm mai întâi homoscedasticitatea White.

- **A. A rezultat că numai Y_1 (funcția prețurilor medii zilnice)** este homoscedastică. Regresia liniară are termenul liber C_0 și coeficienții $C_1 - C_5$ după cum urmează (Tabelul nr.3.1):

Tabelul nr. 3.1: Coeficienții de regresie și testul Student pentru Y_1 (prețurile medii zilnice)

Consumuri		Cărbune	Hidrocarburi	Nuclear	Eolian	Hidro
Coeficient	Ci0	Ci1	Ci2	Ci3	Ci4	Ci5
Valoare	-23.05856	0.07671	-0.00694	0.02367	-0.04412	0.013268
Testul Student:						
T	-1,0391693	18,21629	-1,00592	2,414251	-5,66048	2,748295
Cuantila	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de dat

În cazul în care calculăm coeficienții de regresie cu două variabile calitative, obținem următorii coeficienți (Tabelul nr.3.2):

Tabelul nr. 3.2: Coeficienții de regresie pentru cele două clase de date specifice prețurilor medii zilnice Y_1 (cu și fără valori atipice ale prețurilor)

C0	C1	C2	C3	C4	C5	Ci0	Ci4
Coeficienții de regresie pentru clasa de bază (fără valori atipice):							
171,67686	0,044023	-0,01679	0,001769	-0,039924	-0,036493		
Coeficienții de regresie pentru clasa de bază (cu valori atipice):							
328,58644*	0,044023	-0,01679	0,001769	-0,1593861*	-0,036493	156,90959	-0,119461

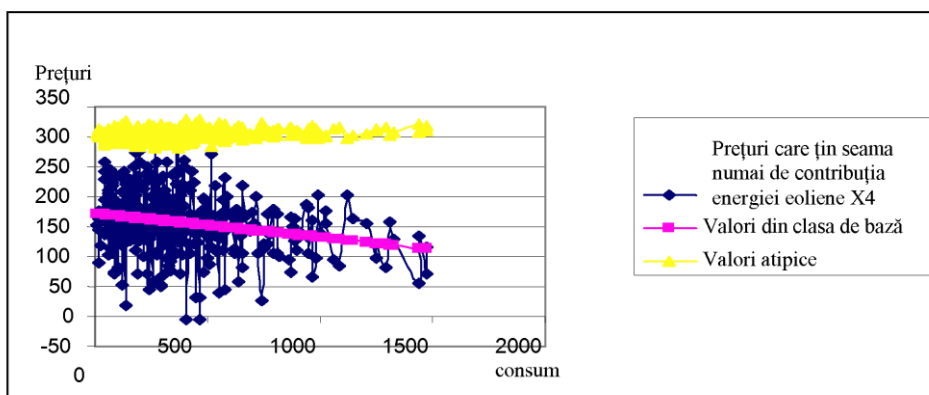
*) $C0=171,6768601+156,90959$ și $C4=-0,039924-0,119461$.

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

Aceasta înseamnă că prețurile medii zilnice pot fi reduse prin creșterea contribuției grupurilor eoliene, hidro și chiar a celor cu funcționare pe hidrocarburi.

- ordonând seriile de date în ordine crescătoare a contribuției energiei eoliene, obținem următorul grafic (figura 3.1), din care se poate identifica mulțimea valorilor atipice ale prețurilor energiei și se poate constata faptul că, în clasa de bază prețurile se reduce odată cu creșterea contribuției energiei eoliene la acoperirea cererii.

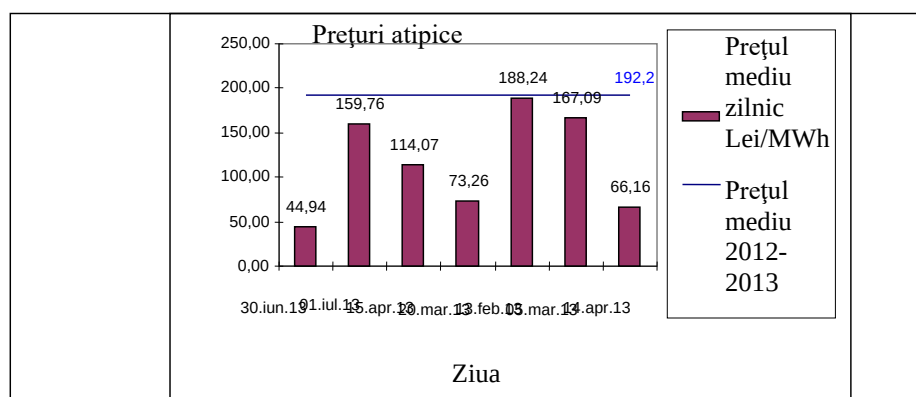
Fig.nr.3.1: Prețurile energiei electrice din clasele de bază și cu valori atipice pentru funcția de regresie estimată, dacă se ține seama numai de variația contribuției energiei eoliene (variabila x_4)



Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

- prețuri atipice au fost identificate pentru variabila dependentă Y_1 în cazul observațiilor 366 (30 iunie 2013), 373 (1 iulie 2013), 317 (15 aprilie 2013), 302 (20 martie 2013), 247 (13 februarie 2013), 288 (5 martie 2013) și 316 (14 aprilie 2013) (Figura nr. 3.2);

Fig.nr.3.2: Prețuri medii zilnice atipice ale energiei electrice (Y_1)



Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

Aceste valori atipice au fost determinate de fluctuația variabilei independente x_4 (contribuția energiei eoliene la acoperirea cererii de electricitate). Cu alte cuvinte, prețurile medii zilnice au înregistrat valori atipice induse de structura de producție a energiei electrice. În majoritatea cazurilor, clasa valorilor atipice a fost caracterizată de niveluri ale variabilei x_4 (Tabelul nr. 3.3):

Tabelul nr.3.3: Valori atipice pentru prețurile medii zilnice și scorurile de influență respective pentru contribuția grupurilor eoliene la acoperirea cererii de energie electrică (variabila x_4)

Ziua	Cărbune (MW)	Hidrocarbură (MW)	Nuclear (MW)	Eolian (MW)	Hidro (MW)	Y_1	Y_1 estimat ținând seama numai de variația lui x_4	Scorul de influență pentru x_4
30 iunie 2013	1216	351	1396	1474	2069	44.94	70.33748	1.21160
1 iulie 2013	4122	1961	1428	1474	2965	159.76	116.90409	1.21160
15 aprilie 2013	1386	651	1421	1442	1988	114.07	134.02134	1.17622
20 martie	2388	849	1419	1440	2069	73.26	55.38424	1.17401

Ziua	Cărbune (MW)	Hidrocarburi (MW)	Nuclear (MW)	Eolian (MW)	Hidro (MW)	Y ₁	Y ₁ estimat ținând seama numai de variația lui x ₄	Scorul de influență pentru x ₄
2013								
13 februarie 2013	2647	1450	1416	1326	1145	182.34	129.44029	1.04798
5 martie 2013	1867	1299	1422	1310	1474	167.09	157.98875	1.03029
14 aprilie 2013	1385	703	1413	1290	1824	66.16	81.05783	1.00818

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

- **B.** După aplicarea testului Chauvenet, **variabila dependentă Y₂ (prețul mediu zilnic al energiei electrice la vârf de sarcină)**, s-a demonstrat a fi heteroscedastică. Funcția de regresie are următorii coeficienți pentru cele cinci categorii de resurse energetice și două clase statistice (Tabelul nr. 3.4):

Tabelul nr.3.4: Coeficienții de regresie și testul Student pentru Y₂ (prețul mediu zilnic al energiei electrice la vârf de sarcină)

Coeficient	Ci0	Ci1	Ci2	Ci3	Ci4	Ci5
Valoare	-1174.28	-0.104	0.405	0.283	0.254	0.437
Testul Student						
T	-50.39	-22.28	54.72	30.02	30.20	78.50
Cuantila	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645

(continuare)

Coeficient	Ci6	Ci7	Ci8	Ci9	Ci10	Ci11
Valoare	-4803.23	0.0237	-0.674	4.900	-0.110	-0.0223
Testul Student						
T	78.50	-21.42	3.11	-52.05	30.23	-7.72
Cuantila	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

- variabila dependentă Y₂ înregistrează valori atipice generate de structura grupurilor energetice care contribuie la acoperirea cererii de energie, după cum urmează:
- a) de grupurile cu funcționare pe hidrocarburi, în cea de-a doua clasă homoscedastică prin valorile coeficientului ci₂ ale

variabilei x_2 (contribuția grupurilor pe hidrocarburi) la observațiile 305 (28 martie 2013), respectiv 306 (31 martie 2013) (Figura nr.3.3a);

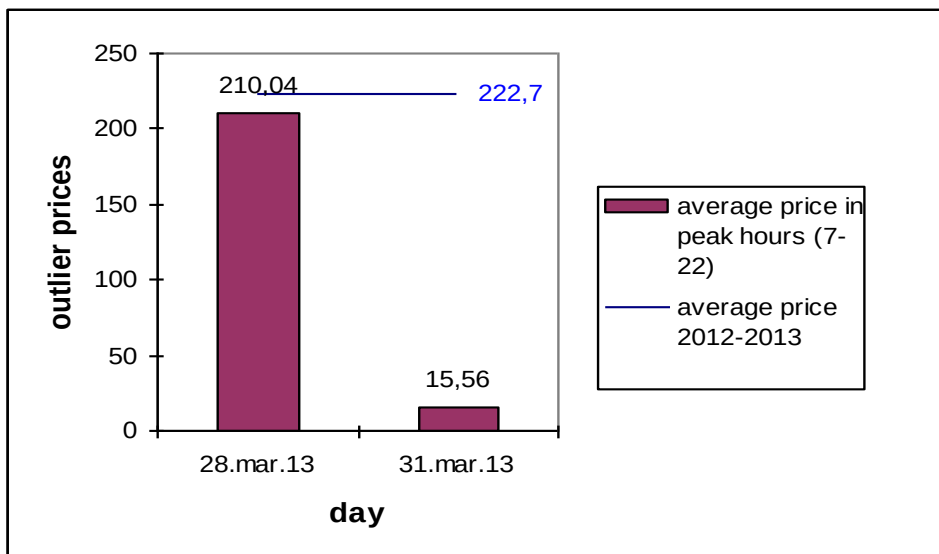
- b) de grupurile eoliene, în prima clasă homoscedastică, prin variabila dependentă x_4 , în aceleași zile ca și în cazul variabilei dependente Y_1 : 366 (30 iunie 2013), 373 (1 iulie 2013), 317 (15 aprilie 2013), 302 (20 martie 2013), 247 (13 februarie 2013), 288 (5 martie 2013) și 316 (14 aprilie 2013) (Figura nr.3.3b) și de grupurile eoliene, în cea de-a doua clasă homoscedastică x_4' , prin coeficientul c_{i4} în: 367 (1 iulie 2013), 303 (26 martie 2013), 235 (10 decembrie 2012), 139 (23 iulie 2012), 311 (7 aprilie 2013), 210 (1 noiembrie 2012), 219 (14 noiembrie 2012), 163 (28 august 2012), 306 (31 martie 2012) (Figura nr. 3.3b).

Fig.nr. 3.3. Prețuri atipice pentru prețurile medii zilnice ale energiei electrice la vârf de sarcină (Y_2)

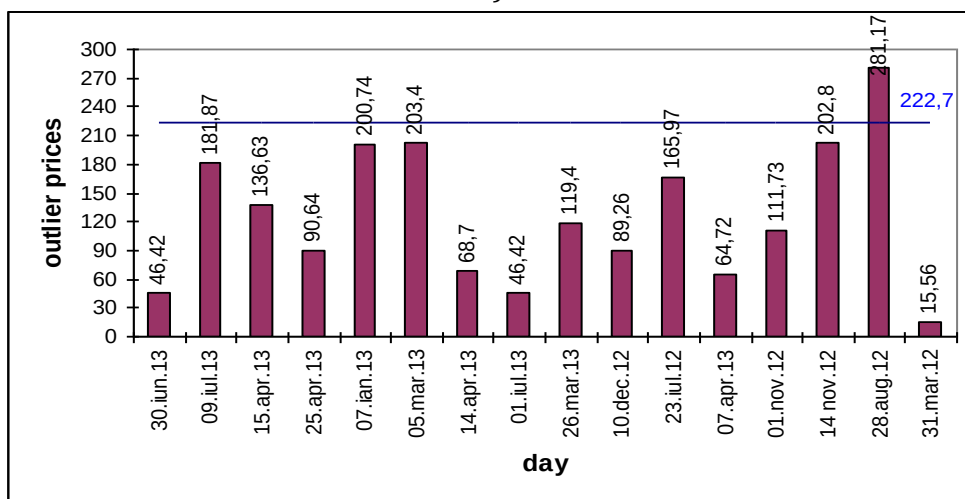
a) grupuri cu funcționare pe hidrocarburi, prima clasă homoscedastică;

b) grupuri eoliene, în prima și a doua clasă homoscedastică

a)



b)



Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

- **C. Variabila Y_3 (prețurile medii zilnice ale energiei electrice în orele de gol de sarcină)**, după aplicarea testului Chauvenet, este de asemenea heteroscedastică. Funcția de regresie are următorii coeficienți pentru cele cinci categorii de resurse și cele două clase statistice ale seriilor de date (Tabelul nr.3.5):

Tabelul nr.3.5: Coeficienții de regresie și testul Student pentru Y_3 (prețurile medii zilnice ale energiei electrice în orele de gol de sarcină)

Coeficient	Ci0	Ci1	Ci2	Ci3	Ci4	Ci5	Ci6	Ci7	Ci8
Valoare	18,84	0,0296	-0,0216	0,0325	-0,0433	0,0146	6,601	0,0237	-0,058
Testul Student									
T	3,058	9,372	-3,950	5,944	-7,918	4,642	2,346	0,413	-6,974
Cuantila	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645
Ci9	Ci10	Ci11							
0,0417	- 0,0208	0,766							
Testul Student									
4,178	-4,664	242,26							
1,645	1,645	1,645							

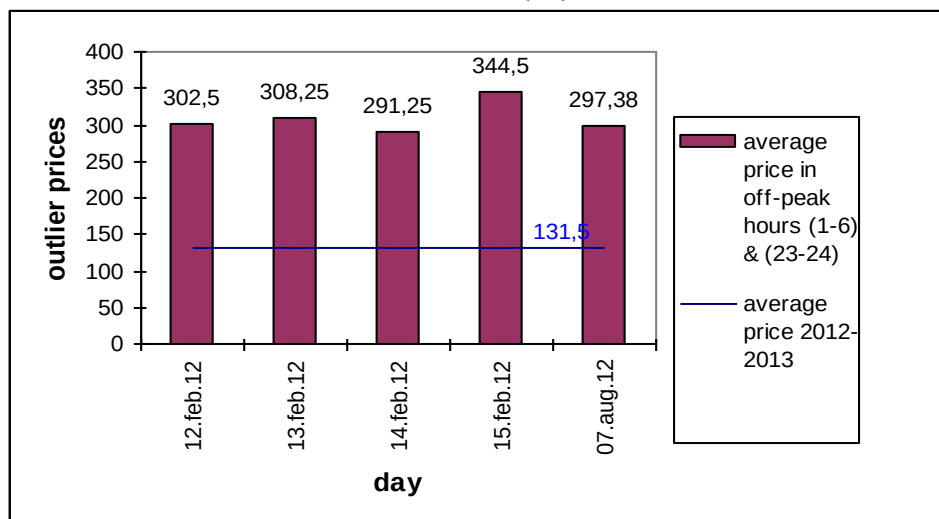
Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

- variabila Y_3 (prețurile medii zilnice ale energiei electrice în orele de gol de sarcină) este singura variabilă dependentă care prezintă valori atipice determinate atât de factori externi (care nu țin de structura producției) cum sunt cele din zilele 28(12 februarie 2012), 29(13 februarie 2012),30(14 februarie 2012),31(15 februarie 2012) și 150(7 august 2012) (Figure nr.6a), cât și de structura producției de energie electrică și anume:

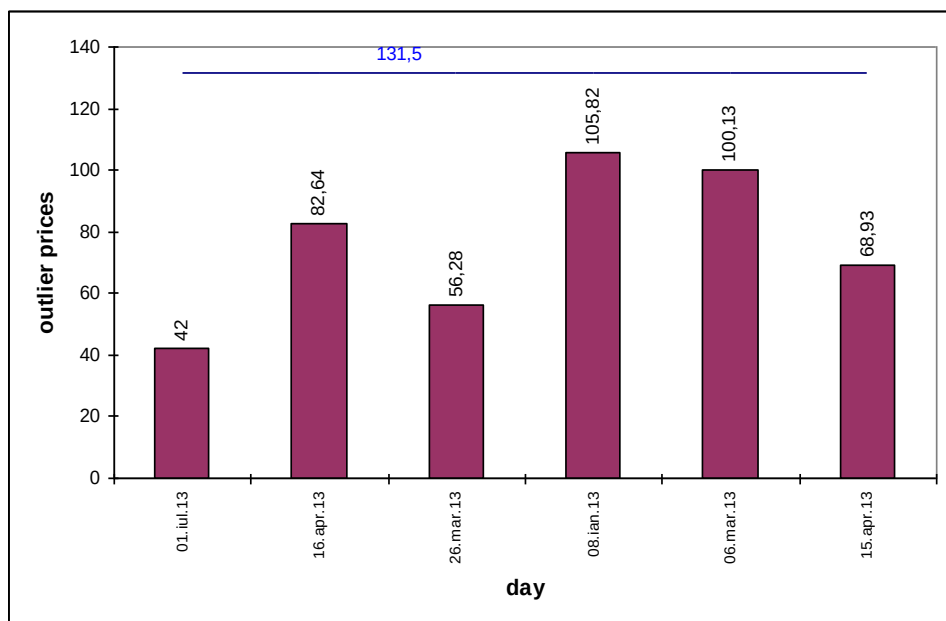
a) de variabila x_4 , în prima clasă homoscedastică, la observațiile 367(1 iulie 2013), 318 (16 aprilie 2016), 303 (26 martie 2013), 248 (8 ianuarie 2013), 289 (6 martie 2013), 317 (15 aprilie 2013) (Figura nr. 6b) și,

b) variabila x_3' în cea de-a doua clasă homoscedastică (unitățile nucleare) prin intermediul coeficientului c_{i3} în observațiile 289 (6 martie 2013), 317(15 aprilie 2013), 254 (16 ianuarie 2013), 238 (12 decembrie 2012), 210 (1 noiembrie 2012), 219 (14 noiembrie 2012), 306 (31 martie 2013), 300 (6 aprilie 2013), 266 (3 februarie 2013), 340 (23 mai 2013), 253 (15 ianuarie 2013) (Figura nr. 6c).

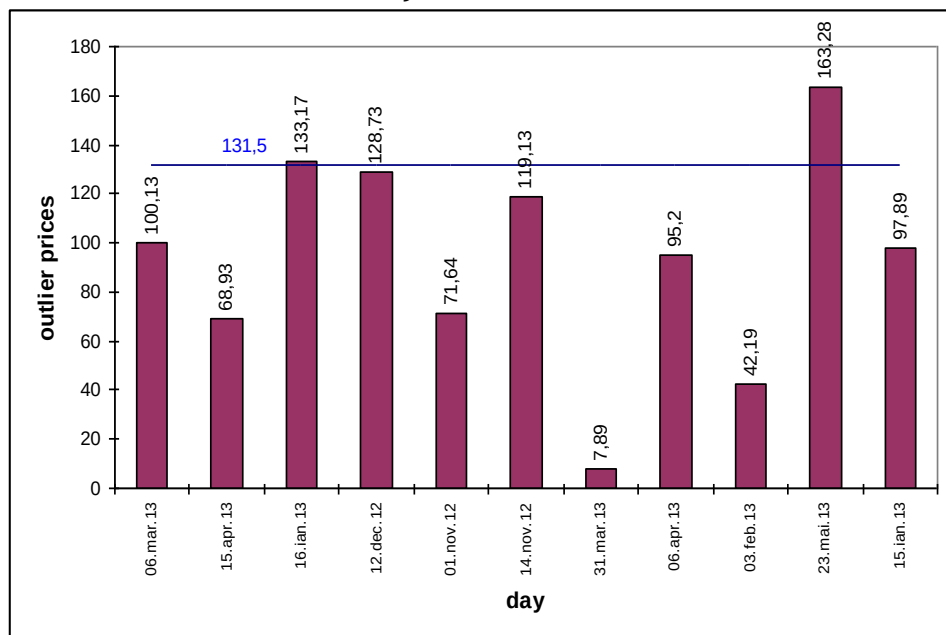
Fig.nr. 6. Prețuri atipice ale energiei electrice livrate la gol de sarcină (Y_3)



a)



b)



c)

Sursa: prelucrări proprii ale seriilor de date

Concluziile generale ale cercetărilor efectuate sunt următoarele:

- Ipoteza inițială a fost testată și, într-adevăr, principalul determinant al apariției unor prețuri atipice este contribuția fluctuantă a centralelor eoliene. Această concluzie rezultă din scorurile de influență calculate și din numărul de prețuri atipice generate de contribuția fluctuantă a unităților eoliene (28 prețuri atipice dintr-un număr total de 46 observate);
- în perioada anilor 2012 și 2013 unitățile eoliene și cele cu funcționare pe hidrocarburi au contribuit la scăderea prețurilor de închidere a pieței pentru ziua următoare. În primul caz, aceasta se datorează faptului că centralele eoliene, deși, mai nou, sunt și ele obligate să notifice cantitatea furnizată ca și celelalte centrale, își permit să liciteze chiar și la prețul minim permis (în prezent 0,4 lei/MWh) datorită sistemului de certificate verzi; În al doilea caz, numărul mare de contracte reglementate pentru centralele cu funcționare pe hidrocarburi limita participarea acestora pe piața spot. De asemenea, centrala de la Brazi aparținând companiei OMV care beneficiază de gazul produs în România (mai ieftin decât cel provenit din import) și bonusurile de cogenerare de înaltă eficiență au fost factori care au contribuit la scăderea prețurilor acestor unități.

Rezultatele cercetărilor au relevat faptul că apariția prețurilor atipice este influențată de două categorii de factori: 1) cei care țin de structura consumului de energie electrică și 2) externi, independenți de mixul de centrale care contribuie la acoperirea curbei cererii.

BIBLIOGRAFIE

- ANRE, Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna septembrie 2013, www.anre.ro.
- Bădileanu M., Performantele sistemului energetic din România în contextul redefinirii dimensiunii internaționale a acestuia, Editura Expert, 2013, ISBN 978-973-618-330-0
- Chow, G.C. (1960), Test Between Sets of Coefficients in Two Linear Regressions, *Econometrica*, Vol.28, No.3, pp.591-605.
- Ciucu, G. and Craiu, V. (1974), Inferență statistică, Didactical and Pedagogical Publishing House, Bucharest (English: Statistical Inference).
- Ciuiu, D. (2010a), Informational Criteria for the Homoskedasticity of the Errors, *Romanian Journal of Economic Forecasting*, 2, pp.231-244.
- Ciuiu, D. (2012b), Testing the Homoskedasticity/Heteroskedasticity of the Errors Using the White Test: Pattern Classification by K-Variance and Informational Criteria,
- Cramton P., Competitive bidding behavior in uniform-price auction markets, *Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences*, 2004
- Dospinescu A., Mitrofan M., The Interaction of Structural Changes with Inflation in the Presence of Symetric and Asymetric Economic Behaviours – Evidence from a General Dynamic Intersectoral Model , *Romanian Journal of Economic Forecasting*, Vol. 16, No. 2, 2013, pp. 87-100.
- Ferraty, F., Vieu, P., *Nonparametric Functional Data Analysis*, 1st Edition. Springer, 2006
- Green, R. J., Newbery, D. M., Competition in the British Electricity Spot Market, *The Journal of Political Economy* 100 (5), 1992.
- Jamasab, T., Motta, R., Newbery, D., și Pollitt, M., Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance, *World Bank Policy Research Working Paper* 3549, martie 2005
- Joskow, P.L. și N.L. Rose, The effects of economic regulation, în Schmalensee, R. și R.D. Willig, *Handbook of Industrial Organization*, vol.2, *Handbooks in Economics*, nr.10, North-Holland, Amsterdam, 1989.

- Joskow, P.L. și Noll, R., Regulation in theory and practice: a current overview, în Fromm, G (ed), Studies in Public Regulation, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1981.
- Jula, D. (2003), Introducere în econometrie, Professional Consulting, Bucharest (English: Introduction to Econometrics).
- Jula, D., Jula, N. (2012), Introducere în econometrie, Ed.Expert, București.
- Jula D., Jula N.-M., Economic Growth and Structural Changes in Regional Employment, Romanian Journal of Economic Forecasting, Vol. 16, No. 2, 2013, pp. 52-69.
- Karakatsani, N., Bunn, D., (2008) Forecasting electricity prices: The impact of fundamentals and time-varying coefficients, International Journal of Forecasting 24 (4).
- Kurach R., Stelmach J., Time-Varying Behaviour of Sector Beta Risk – the Case of Poland, Romanian Journal of Economic Forecasting, Vol. 17, No. 1, 2014, pp. 139-159.
- Liebl D., (2010) Modeling hourly Electricity Spot Market Prices as non stationary functional times series, <http://mpira.ub.uni-muenchen.de/25017/>, MPRA Paper No. 25017, UTC.
- Lu, X., Dong, Z. Y., Li, X. (2005) Electricity Market Price Spike Forecast with Data Mining Techniques, Electric Power Systems Research, Vol. 73, Issue 1, ELSEVIER, Oxford, UK.
- Migdalas A., et al. (Eds.) Optimization Theory, Decision Making and Operations Research Applications. Springer Proceedings of the 1st International Symposium&10th Balkan Conference on Operational Research, Thessaloniki, Greece, September 22-25, 2011, pp/305-318.
- Popescu Th., 2000, Serii de timp Aplicații în analiza sistemelor, Editura Tehnică, București;
- Ramsay, J. O., Silverman, B. W., Functional data analysis, 2nd Edition, vol. 8. Springer, 2005
- Saporta, G. (1990), Probabilité, Analyse des Données et Statistique, Editions Technique, Paris.
- Voineagu, V et al. (2007), Teorie și practică econometrică, Meteor Press, București (English: Econometric Theory and Practice).
- Voronin S., Partanen J., (2012) A hybrid electricity price forecasting model for the Finnish electricity spot market, The 32st Annual International Symposium on Forecasting, June 24-27, 2012, Boston <http://www.forecasters.org/proceedings12/voroninsergeyisf2012>
- Wu, L., Shahidehpour, M. A hybrid model for day-ahead price forecasting, IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, no. 3, 2010

Zhao, J. H., Dong, Z. Y., Li, X., Wong, K. P., (2007) A framework for electricity price spike analysis with advanced data mining methods, IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 1.
www.transelectrica.ro, www.anre.ro, www.opcom.ro



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”

Domeniul strategic 6: Cercetări pentru dezvoltarea durabilă
a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară: 6.21. Noua Enciclopedie a României.
Cunoașterea enciclopedică a României

Tema de cercetare: 6.21.4. Începuturile energiei nucleare
în România, 2015



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”
CENTRUL DE ECONOMIA INDUSTRIEI ȘI SERVICIILOR

ÎNCEPUTURILE ENERGETICII NUCLEARE ÎN ROMÂNIA

Coordonator:
Mihai-Sabin Muscalu

Autori:

Daniela Nicoleta Băleanu

Carmen Coja

Mihaela Adina Mateescu

CUPRINS

CUVÂNT INTRODUCTIV	7
CAPITOLUL 1. REACTORII NUCLEARI ENERGETICI	9
1.1 Fisiunea nucleului de uraniu și aplicațiile ei	9
1.2.Principii funcționale și caracteristici constructive. Tipuri de reactoare nucleare de fisiune.....	14
CAPITOLUL 2. PROGRAMUL NAȚIONAL DE ENERGETICĂ NUCLEARĂ. ALEGEREA FILIEREI CANDU.	30
2.1.Contextul geopolitic internațional.....	30
2.2.Programul Național Nuclear	34
CAPITOLUL 3. CONSTRUIREA CENTRALEI NUCLEARO-ELECTRICE DE LA CERNAVODĂ.....	39
3.1.Energetica nucleară românească înainte de 1989.....	39
3.2.Istoria post-decembristă a programul energetic nuclear	45
3.3. Prezentarea soluției constructive de la CNE Cernavodă.....	55
CAPITOLUL 4. PERSPECTIVELE PROGRAMULUI NUCLEAR DIN ROMÂNIA	68
4.1. Sistemul energetic din România și opțiunea nucleară.....	68
4.2. Realizare Unităților 3 și 4 la CNE Cernavodă.....	76
ÎNCHEIERE.....	83
BIBLIOGRAFIE.....	86

CUVÂNT INTRODUCATIV

Filozofii greci antici precum Leucip sau Democrit au dezvoltat pentru prima dată ideea că materia este compusă din particule invizibile numite atomi. Cuvântul atom provine din cuvântul grecesc atomos care înseamnă indivizibil. Oamenii de știință din secolele XIX și XX au revizuit conceptul pe baza experimentelor făcute.

Cunoașterea impresionantelor forțe ce guvernează structura atomică și subatomică a materiei a condus la unele dintre cele mai spectaculoase aplicații pașnice și militare din istoria științei și tehnicii. În preajma celui de-al doilea război mondial a fost făcută o descoperire epocală, după care "lumea nu a mai fost aceeași": fisiunea nucleului atomului de uraniu.

O singură idee genială și visul de veacuri al alchimistilor a devenit realitate: uraniul putea fi transformat în plutoniu, un element nou a cărui potențialitate o va depăși pe aceea a aurului care ar fi trebuit obținut cu ajutorul pietrei filosofale (Lapis philosopharum).

Până atunci, niciodată nu își îndeplinise atât de rapid și de complet promisiunile: armă, propulsie pentru submarine și centrală electrică. Niciodată nu fusese o descoperire atât de complexă din punct de vedere științific, tehnologic, politic și psihologic; niciodată nu avusese o descoperire atât de multe implicații și consecințe.

Primii pași în direcția utilizării civile a energiei eliberate prin fisiunea uraniului au fost făcuți într-o lume complet dezorganizată de cinci ani de război. Toate țările doreau să-și refacă cel puțin o parte din potențialul distrus în domeniile științific, tehnic și industrial.

Remarcabila acumulare de date științifice și tehnologice a aliaților învingători în război avea să fie refuzată, timp de un deceniu, altor state, chiar și aceleora care, înainte de război, se aflaseră în avangarda fizicii moderne. De asemenea, aprovizionarea cu cantitățile de uranium necesare le era total refuzată.

Pentru prima dată în istoria civilizației, una dintre cele mai mari descoperiri făcute vreodată avea să fie dezvoltată în condiții de discriminare și restricție fără precedent, fiind în contrast cu schimbul liber de cunoștințe, materiale și echipamente ce a caracterizat înflorirea științei și industriei în deceniile de dinainte și de după începutul secolului XX. De

asemenea, tot ce ține de domeniul nuclear este dominat de probleme psihologice specifice legate de radiațiile generate de reactorul nuclear și de tratarea deșeurilor radioactive rezultate din arderea combustibilului nuclear în acest reactor.

Între anii 1954-1964, a urmat o perioadă caracterizată de euforia ulterioară ridicării restricțiilor privitoare la secret. Au fost puse în funcțiune primele centrale nucleare-electrice industriale și au fost instituite controalele internaționale. După această perioadă, până în anul 1974, a urmat boom-ul industrial și concurența internațională puternică în realizarea programelor energetice nucleare de mare anvergură.

Este perioada în care România s-a hotărât să aibă propriul Plan Național Nuclear. Specialiștii din domeniul energetic sunt, astăzi, de părere – având în vedere evoluția ulterioară a sectorului energetic din România, precum și rezultatele înregistrate în funcționarea și exploatarea comercială a celor două unități ale CNE Cernavodă – că obiectivul final fixat atunci a fost corect, cu toate că au apărut obstacole serioase în realizarea lui.

Lucrarea de față își propune să prezinte cum a fost posibilă realizarea celui mai important, mai complex și mai modern obiectiv industrial al României, care produce, astăzi, 18% din energia electrică a țării.

CAPITOLUL 1. REACTORII NUCLEARI ENERGETICI

1.1. Fisiunea nucleului de uraniu și aplicațiile ei

Energia nucleară, una dintre descoperirile emblematice ale secolului XX are o istorie foarte zbuciumată și contradictorie. Totul începe cu marile descoperiri din fizică ce au marcat începutul secolului, urmează apoi nașterea bombei atomice și, mult mai târziu, sunt recunoscute aplicațiile pașnice ale energiei nucleare.

Fisiunea indusă prin bombardarea cu neutroni a uraniului a fost descoperită de către Otto Hahn (premiul Nobel în 1938), directorul Institutului de Chimie “Kaiser Wilhelm” din Berlin, împreună cu asistentul său Fritz Strassmann, la data de 17 decembrie 1938(1).

Peste două zile, la 19 Decembrie, Otto Hahn s-a adresat fostei sale colaboratoare, Lise Meitner (refugiată în Suedia din cauza faptului că era evreică), cerându-i ajutor pentru înțelegerea corectă a experimentului în care din uraniu bombardat cu neutroni rezultă bariu. Împreună cu nepotul sau, Otto Robert Frisch, Meitner a dat explicația fenomenului, pe baza modelului picăturii de lichid (MPL), dezvoltat pentru nuclee de către Niels Bohr (premiul Nobel 1922). Ei au denumit fenomenul “Kernspaltung”, respectiv “Nuclearfission” (Nature, 143, 1939), împrumutând un termen consacrat din biologie (diviziunea celulei). Acordarea Premiului Nobel numai lui Otto Hahn a fost considerată o nedreptate de către mulți oameni de știință. O acțiune reparatorie a fost acordată în SUA de către DOE (Department of Energy), în anul 1966, a Premiului și Medaliei Enrico Fermi fiecăruia dintre cei trei: Otto Hahn, Lise Meitner și Fritz Strassmann

În același an, 1939: Hahn și Strassmann sugerează că în reacția de fisiune a uraniului se eliberează pe lângă o cantitate mare de energie și un număr suplimentar de neutroni care permit desfășurarea reacției în lanț. Această ipoteză a fost verificată experimental de Frederic Joliot-Curie și de Leo Szilard care lucra cu Enrico Fermi la New York; Bohr arată că U-235 fisionează mai ușor decât U-238, iar neutronii lenți sunt mai eficienți în producerea reacției de fisiune decât cei rapizi; Szilard și Fermi propun soluția utilizării unui moderator pentru încetinirea neutronilor; Bohr și Wheeler publică lucrarea clasică privind fisiunea nucleară, cu

două zile înainte de începerea războiului; Francis Perrin introduce conceptul de masă critică pentru menținerea reacției de fisiune în lanț (1; 2).

Ideile lui Francis Perrin au fost extinse de profesorul Peierls de la Universitatea Birmingham, care a fundamentat teoretic posibilitatea construirii bombei.

Într-un document de trei pagini, cunoscut sub numele de Memorandumul Frisch-Peierls, oamenii de știință britanici au informat guvernul ca o masă de 5 kg de U-235 reprezintă a bombă cu o putere distructivă echivalentă cu câteva sute de tone de dinamită. Memorandumul arată cum putea fi detonată o asemenea armă, ce efecte distructive ar avea și recomandă difuzia gazoasă că metoda de obținere a U-235. Guvernul britanic a răspuns pozitiv, în timp ce guvernul SUA a manifestat puțin interes (3).

Rezolvarea problemelor tehnice pentru aplicarea acestei idei a fost preluată de un grup de oameni de știință, cunoscut sub numele de Comitetul MAUD (Military Application of Uranium Detonation).

1941 în iulie, Comitetul MAUD a prezentat doua rapoarte:

- Utilizarea uraniului pentru bombă
- Utilizarea uraniului ca sursă de energie

Primul raport MAUD arată că utilizând 12 kg de material fisionabil se obține un efect echivalent cu cel produs de 1800 tone TNT precum și împrăștierea de materiale radioactive care faceau nelocuibilă zona exploziei o lungă perioadă de timp.

Al doilea raport MAUD arată că fisiunea controlată a uraniului "boilerul cu uraniu" constituia o sursă de energie ieftină, iar radionuclizii rezultați puteau înlocui radiul în aplicațiile medicale. Cele două rapoarte au fost trimise și Comitetului Academiei de Științe al SUA, care s-a concentrat inițial pe propunerea privind energetica nucleară.

În 1942, Enrico Fermi a pus în funcțiune la Universitatea din Chicago primul reactor nuclear în care s-a realizat prima reacție controlată de fisiune în lanț. Reactorul a devenit cunoscut sub numele de Chicago-Pile-1. Fermi și grupul său a transformat cu succes teoria în realitate tehnologică. Evenimentul a reprezentat intrarea în era nucleară. Enrico Fermi și Leo Szilard au împărțit, în 1955, patentul de invenție pentru reactorul nuclear U.S. Patent 2708656.

Atacul de la Pearl Harbour și intrarea SUA în război la 7 decembrie 1941 a marcat un moment de cotitură. Cercetarea nucleară americană s-a concentrat pe dezvoltarea unei arme efective care să fie utilizată în cel de-al doilea război mondial. Această activitate s-a desfasurat sub numele de cod „Proiectul Manhattan”.

În 1942, efortul americanilor s-a concentrat la început pe dezvoltarea proceselor de îmbogățire a uraniului (3):

- Profesorul Lawrence studia separarea electromagnetică la Berkeley (Universitatea din California),
- E. V. Murphree de la Standard Oil studia metoda centrifugării dezvoltată de profesorul Beams,
- Professor Urey coordona studiile de difuzie gazoasă la universitatea Columbia.

Responsibilitatea pentru construirea reactorului producător de plutoniu a revenit lui Arthur Compton la Universitatea din Chicago.

În iunie 1942, US Army a preluat activitățile de dezvoltare, inginerie, procurarea materialelor și operarea instalațiilor de îmbogățire a uraniului și a apei grele. Programul condus de generalul Grove a fost estimat la un cost de 1 miliard de \$ și a fost orientat exclusiv pentru bomba atomică.

Primul reactor de producere a plutoniului a fost construit la Argonne, iar următorii la Oak Ridge și Hanford, unde s-a construit și uzina de separare a plutoniului.

Trei uzine de producere a apei grele au fost construite în SUA și una în Canada.

Echipa condusă de Robert Oppenheimer la Los Alamos în New Mexico a proiectat și construit atât bomba cu U-235 cât și pe cea cu Pu-239. Materia primă, uraniul, a provenit din Congo Belgian.

La mijlocul anului 1945, cantitatea de plutoniu necesară a fost acumulată, iar prima bombă a fost testată la Alamogordo în New Mexico. Bomba cu uraniu nu a mai fost testată, ea a fost aruncată la 6 august 1945 deasupra orașului Hiroshima. A doua bombă cu plutoniu a fost aruncată la 9 august 1945 la Nagasaki. În 10 august 1945 Japonia a capitulat.

Aflat în detenție în Anglia, Otto Hahn a aflat de la radio despre aceste bombardamente nimicitoare. Apoi, fiind tot în Anglia, Otto Hahn a citit anunțul cu privire la conferirea Premiului Nobel, pe care l-a primit în 1947, la Stockholm, sub pază engleză. Mai târziu, la prima conferință de la Geneva în 1955, conducea delegația R.F. a Germaniei. Apropiatii spuneau că niciodată nu a scăpat de greaua apăsare sufletească cauzată de sentimental de vinovăție și răspundere pentru imensa groază provocată întregii omeniri de urmările modestei sale experiențe de la Institutul de Chimie, din anul 1938.

În Uniunea Sovietică, Stalin nu a fost de acord să susțină cercetările în domeniul fisiunii nucleare până când spionajul nu i-a adus dovezi că Germania, Marea Britanie și SUA urmăresc să construiască bomba. Consultându-i pe academicienii Ioffe, Kapita, Hlopin și Vernadski, aceștia l-au convins că

bomba poate fi obținută relativ ușor, iar Igor Kurceatov a fost numit să conducă institutul de cercetări înființat în 1943, lângă Moscova.

Responsabilitatea pentru construirea bombei i-a revenit lui Lavrenti Beria, șeful securității. Cercetările s-au orientat către reacția de fisiune în lanț, îmbogățirea izotopică și proiectul bombei.

Dupa încheierea războiului din Europa, în mai 1945, programul nuclear sovietic a beneficiat de savanții germani "recrutați" în acest scop și de resursele de uraniu din țările ocupate, printre care și România.

În august 1949, la poligonul de testare din Semipalatinsk în Kazahstan a fost detonată prima bombă sovietică.

Memorandumul Frisch-Peierls prezentat guvernului britanic atrasese atenția asupra posibilității utilizării pașnice a energiei nucleare, pentru producerea de căldură și electricitate. Programele nucleare militare, în care s-au cheltuit resurse imense, au condus la acumularea unui ansamblu de cunoștințe și tehnologii noi ce trebuia valorificate și pentru alte scopuri, printre care propulsia navală și producerea de energie electrică.

În SUA, sub conducerea amiralului Hyman Rickover, a fost dezvoltat reactorul cu apă sub presiune (PWR) pentru aplicații navale. În 1953, prototipul Mark 1 a fost pus în funcțiune la Idaho, iar primul submarin nuclear Nautilus a fost lansat la apă în 1954.

În 1959, atât SUA cât și URSS au lansat la apă vase de suprafață cu propulsie nucleară.

În 1953, președintele Eisenhower a lansat programul „Atomi pentru pace” care a pus bazele dezvoltării energeticii nucleare în SUA. Un an mai târziu, Lewis Strauss, președintele Comisiei pentru Energia Atomică a SUA afirma că: „ne putem aștepta ca, în viitor, copii noștri să aibă în locuințe energie electrică mult prea ieftină pentru a fi contorizată”.

În Uniunea Sovietică, reactorul cu tuburi de presiune pentru producerea plutoniului, de la Obninsk, a fost modificat pentru a produce abur și electricitate. Astfel, primul reactor comercial de producere energie electrică a fost în funcțiune la 27 iunie 1954, la Obninsk, Kaluga Oblast, Rusia. Proiectul acestui reactor a fost de tipul RBMK-1000, similar cu cel al reactorului implicat în dezastrul de la Cernobîl în 1986.

În 1957, pe baza prototipului Mark 1, Comisia pentru Energia Atomică a SUA a pus în funcțiune la Shippingport (Pensylvannia) reactorul PWR de 90 MWe, primul reactor comercial american, care a funcționat până în 1982. În continuare în SUA, firma Westinghouse a proiectat reactorul PWR comercial de 250 MWe la Yankee Rowe, pus în funcțiune în 1960 și operat până în 1992.

Prototipul reactorului cu apă în fierbere (BWR) dezvoltat la Laboratorul Național Argonne a fost dezvoltat de firma General Electric care a proiectat reactorul comercial Dresden-1 de 250 MWe, pus în funcțiune în 1960 (4).

În Marea Britanie, din cauza indisponibilității uraniului îmbogățit, dezvoltarea energiei nucleare a urmat calea reactorilor cu uraniu metalic natural, moderați cu grafit și răciți cu gaz carbonic. Primul reactor de 50MWe a fost construit la Calder Hall și pus în funcțiune în 1956, iar recent a fost dezafectat după terminarea duratei de viață. După 1963 au fost instalați reactori cu gaz avansați care folosesc uraniul îmbogățit.

Franța a început în 1956 cu reactori gaz-grafit, similari celor britanici. Modelele comerciale au fost puse în funcțiune în 1959. Mai târziu Franța a dezvoltat trei generații succesive de reactori PWR.

Disponând de o uzină pentru producerea apei grele construită în legătură cu proiectul Manhattan, Canada s-a orientat către reactorii cu uraniu natural și apă grea, cunoscuți sub denumirea CANDU (CANada Deuterium Uranium). În 1962, primul prototip (NPD) de reactor CANDU cu o putere de 20 MWe a fost pus în funcțiune de un consorțiu format din Atomic Energy of Canada Limited, Hydro și Canadian General Electric. Al doilea reactor CANDU prototip de 200 MWe a fost pus în funcțiune la Douglas Point, în 1966. Acest tip de reactor a fost oferit la export și construit în India (RAPP-1 1973) și Pakistan (Kanupp 1974).

Primul reactor CANDU comercial de 500 MWe a fost pus în funcțiune la Pickering în 1971. Ulterior proiectul a fost perfecționat și oferit, sub denumirea CANDU- 6, atât la intern (Point Lepreau, Gentilly) cât și la export în Argentina, Coreea de Sud, România și China.

În 1973, Uniunea Sovietică a fost pus în funcțiune reactorul VVER 440 MW care a devenit reactorul standard livrat către țările din estul Europei (4).

Embargoul petrolier din 1973 a dat un puternic impuls energiei nucleare. Cel mai spectaculos program nuclear a fost cel francez care totaliza 34 900 MWe. Pe lângă SUA (20% din producția de electricitate), programe nucleare importante au fost demarate în multe țări europene (Germania, Suedia, Spania, Belgia, Italia, Elveția, Finlanda, Cehia) sau din Asia (Japonia, Coreea de sud).

Stagnarea și declinul energiei nucleare începe la sfârșitul anilor 70 și sunt determinate de mai mulți factori: Descoperirea în Marea Nordului a uriașe cantități de gaze naturale ce au reprezentat în Europa o alternativă energetică mai ieftină la energia nucleară; Detonarea armei nucleare de către India în 1964, reprezentând startul proliferării nuclea-

re în domeniul militar; Nașterea mișcării ecologiste ce se opunea în general construcției de noi reactoare; Introducerea în SUA a unui nou regim de autorizare pentru protecția mediului care a făcut construcția de centrale nucleare neeconomică;

Accidentele de la Three Miles Island (1979) și Chernobyl (1986) cu consecințe impresionante pentru imaginea publică a energiei nucleare.

În ciuda problemelor din perioada anilor '80 și '90, energia nucleară nu a dispărut de pe piață. Dimpotrivă, a treia generație de reactoare nucleare a fost dezvoltată în SUA (ABWR, System +), Franța (EPR), Canada (ACR), Rusia și Coreea de Sud.

În anul 2001 a fost semnată carta Forumului Internațional pentru Generația IV (GIF). Scopul acestei asociații este dezvoltarea a șase sisteme energetice nucleare (reactoare termice: VHTR, SCWR, MSR și reactoare rapide: GFR, SFR, LFR) până la nivel comercial pentru a putea fi construite în perioada 2025-2030.

1.2. Principii funcționale și caracteristici constructive. Tipuri de reactoare nucleare de fisiune.

Atomul unui element chimic este alcătuit dintr-un nucleu în jurul căruia gravitează particule încărcate negativ numite electroni. Nucleul însuși este format din nucleoni, adică din particule încărcate pozitiv numite protoni și, altele, fără sarcină electrică, numite neutroni. Sarcina nucleului (Z) și, prin urmare, numărul de ordine al elementelor în tabloul periodic, sunt egale cu numărul de protoni din nucleu. Numărul de masă (A), care determină masa atomică a elementului, este egal cu suma dintre numărul de neutroni (N) și numărul de protoni (Z) din nucleu ($A = Z + N$).

În procesul de fisiune nucleul captează un neutron și devine instabil. Devenind instabil, fisionează, adică se rupe în mai multe fragmente, cu degajarea unei cantități de energie. Dacă nucleul fisionabil este cel al uraniului - 235 ($U\ 235$), în urma fisiunii, acesta se sparge în două fragmente de fisiune, 2-3 neutroni (media este de 2,43 neutroni) și radiații β și γ . Dacă neutronii rezultați din fisiune lovesc noi nuclee de uraniu, acestea fisionează la rândul lor, producându-se fenomenul numit „reacție în lanț”; pentru ca procesul să se autoîntrețină, trebuie ca numărul neutronilor rezultați din noile acte de fisiune să întrecă numărul neutronilor inițiali. Cum neutronii care produc cu o mai mare probabilitate acte de fisiune sunt neutroni lenți (denumiți și termici), iar din fisiunea uraniului rezultă neutroni rapizi, trebuie ca acești neutroni rapizi rezultați să fie încetiniți (sau

„moderați”), proces care se realizează prin trecerea lor printr-un mediu care conține hidrogen sau carbon, după care neutronii, deveniți lenți (adică neutroni care se mișcă cu viteze comparabile cu cele ale moleculelor de azot și de oxigen din aer la temperatura mediului ambiant), pot produce noi acte de fisiune, în urma cărora se produc din nou 2-3 neutroni, care sunt la rândul lor moderați sau încetiniți, apoi captați în nucleele de uraniu unde provoacă noi acte de fisiune și procesul se tot repetă.

Energia eliberată când un nucleu ^{235}U suferă o fisiune este de aproximativ 200 MeV. Această energie este energia cinetică a fragmentelor de fisiune (aproximativ 167 MeV), neutronilor (aproximativ 5 MeV) și aproximativ 17 MeV energie eliberată în dezintegrarea beta (aproximativ 3 dezintegrări/fragment). Energia rămasă de 7 MeV este energia radiației gama emise.

La arderea unui singur atom de carbon, se produc doar 4 eV - adică de 50 milioane de ori mai puțin. Energia pe moleculă eliberată în explozia TNT-ului este de asemenea foarte mică prin comparație: aproximativ de 18 milioane de ori mai mică.

Neutronii lenți au energii în domeniul fracțiunilor de electronvolt (eV), pe când cei rapizi au energii de ordinal mega-electronvolților (MeV), adică de peste 1 milion de ori mai ridicate. Astfel, neutronii rapizi pot “scăpa” în afara zonei active (zona în care are loc fisiunea nucleelor de uraniu) a reactorului. Din acest motiv, procesul cel mai folosit pentru producerea fisiunii uraniului este cel cu neutroni lenți sau termici. În ultimii ani, însă, a fost abordată problema fisiunii cu neutroni rapizi. În acest caz, nu se mai încetinesc neutronii rezultați din fisiune, iar drept combustibil se folosește plutoniu-239 sau uranium-238 (izotopul mult mai răspândit în natură, cca. 99,3%, decât uraniu-235, cca. 0,7%).

În cazul fisiunii cu neutroni rapizi se produce și regenerarea combustibilului, mai exact, odată cu energia nucleară se produce și o nouă cantitate de combustibil nuclear care poate fi folosită într-o altă centrală nucleare-electrică. Provocările pentru cercetarea științifică și pentru ingineria nucleară sunt immense, zăcămintele ce conțin U-235 epuizându-se în câteva zeci de ani. După cum am văzut cantitatea de energie eliberată la fisionarea unui nucleu de U-235 este foarte mică, de ordinul a 200 MeV ($1 \text{ eV} = 1,6 \times 10^{-19} \text{ J}$, adică energia pe care o primește un electron accelerat sub o diferență de potențial de 1 V). Dar fisiunea unui număr care de atomi de uraniu printr-o reacție “în lanț”, poate însemna foarte mult pentru că există posibilitatea de a reproduce acest proces elementar de miliarde de ori, până la energia de 1000 MWe, și chiar mai mult, pe care o furnizează o centrală nucleare-electrică astăzi (5).

Un reactor nuclear este o instalație tehnologică în care are loc o reacție de fisiune nucleară în lanț în condiții controlate, astfel încât să poată fi valorificată căldura generată sau utilizate fasciculele de neutroni.

Cea mai semnificativă aplicație comercială este producerea de energie electrică sau de căldură (termoficare, procese industriale). O altă aplicație este propulsia navală (în special pentru scopuri militare). Există și reactoare nucleare pentru cercetare unde fasciculele de neutroni se folosesc pentru activități științifice sau pentru producerea de radioizotopi destinați utilizărilor civile (medicină, industrie, cercetare), sau militare (arme nucleare).

Aproape toate reactoarele nucleare utilizează uraniul drept combustibil. Reactoarele comerciale, cu câteva excepții, utilizează uraniul îmbogățit 2-5% în izotopul U235. Unele reactoare utilizează un combustibil ce conține pe lângă uranium și plutoniu MOX), un alt element fisibil. Combustibilul și structura mecanică în care este acesta așezat formează zona activă (inima) reactorului.

Conform notațiilor comisiei pentru energie atomică din Statele Unite ale Americii (1968) denumirea reactorilor nucleari este următoarea (6;7):

- AGR – Reactor răcit cu gaz și moderator grafit.
- BHWB – Reactor răcit și moderat cu apă grea în fierbere.
- BWR – Reactor răcit și moderat cu apă în fierbere.
- FBR – Reactor reproducător rapid.
- GCR – Reactor răcit cu gaze.
- PHWR – Reactor răcit și moderat cu apă grea sub presiune.
- PWR/VVER(varianta sovietică) – Reactor răcit și moderat cu apă sub presiune.
- SGR – Reactor răcit cu sodiu și moderat cu grafit.
- SZR – Reactor racit cu sodium si moderat cu hidrura de zirconiu
- LWGCR – Reactor răcit cu apă și moderat cu grafit.
- HWOR – Reactor răcit cu lichid organic și moderat cu apă grea.
- OMG – Reactor răcit și moderat cu lichide organice.
- HTGR – Reactor de înaltă temperatură răcit cu gaz și moderat cu grafit.

Până acum s-au dezvoltat un număr limitat de tipuri (filiiere) de reactori energetici:

-Reactori moderați cu grafit și răciți cu gaz, folosind uraniu natural sau îmbogățit: GCR, AGR, HTGR.

-Reactori răciți și moderați cu apă obișnuită sub presiune folosind uraniu îmbogățit: PWR, BWR.

-Reactori moderați cu apă grea folosind uraniu natural și răciți tot cu apă grea sub presiune PHWR sau cu apă în fierbere BHWR.

-Reactori răciți cu metale topite, denumiți reactori rapizi (FBR).

Funcție de viteza neutronilor ce provoacă fisiunea nucleară se disting:

a.Reactori termici care folosesc pentru fisiune neutroni cu viteze mici, denumiți neutroni termici. Reducerea vitezei neutronilor se face cu ajutorul moderatorului care are proprietatea de a coborâ viteza enormă a neutronilor rapizi rezultați din procesul de fisiune până la o viteză convenabilă (220 m/s) producerii în continuarea procesului de fisiune nucleară cu ajutorul neutronilor încetiniți, termalizați.

b.Reactori rapizi care folosesc pentru fisiune neutroni rapizi deci în cazul acesta nu mai există moderator, reacțiile producându-se la nivelul de energie deținut de neutroni direct produși de fisiune.

Funcție de organizarea zonei active:

a.Reactori eterogeni la care combustibilul formează o rețea geometrică spațială distinctă de moderator și agentul de răcire.

b.Reactori omogeni la care combustibilul se află în amestec, în dispersie fină sau în soluție cu moderatorul, formând împreună o masă omogenă.

Pentru unitățile de mare putere, necesare energiei, s-au dezvoltat în special reactori eterogeni.

Funcție de combustibilul folosit:

a.Reactori cu uraniu natural

b.Reactori cu combustibil îmbogățit

Pentru ca reactorii termici, eterogeni, funcționând cu uraniu să devină critici (în stadiul de funcționare stabil) posibilitățile de alegere a moderatorului și agentului de răcire sunt limitate la:

-moderator: grafit sau apă grea (D₂O)

-agent de răcire: CO₂, He sau apă grea (D₂O).

Reactorul din filiera CANDU (PHWR) este un reactor termic, eterogen, funcționând cu uraniu natural, având moderator D₂O și răcit cu D₂O sub presiune.

În principiu, reactorul nuclear este format din următoarele elemente:

1.Vasul de presiune al reactorului

2.Moderatorul zonei active

3.Agentul de răcire al zonei active

4.Reglarea reactivității

5.Combustibilul nuclear

Componentele de la pct.2-5 formează zona activă a reactorului.

Vasul de presiune este recipientul în care se amplasează zona activă a reactorului.

Vasul calandria este specific reactorilor moderați cu apă grea. Au pereții subțiri deoarece lucrează la presiuni scăzute (1-2 bar) iar temperatura moderatorului din vas este de cca. 80-85°C. Forma constructivă, cea mai uzuală este de cilindru orizontal la concepția canadiană. În vas sunt montate tuburile de forță ce formează canalele tehnologice, consolidate în plăcile tubulare de capăt ale vasului. În canalele tehnologice se așează elementele combustibile și circulă agentul de răcire. Canalele se execută din aliaje de zirconiu cafre conferă o economie de neutroni din cauza secțiunii sale reduse de absorbție a neutronilor. Este un metal ce permite prelucrări prin metode metalurgice clasice. Proprietățile sale nucleare, mecanice, fizice și chimice bune îl situează pe primul loc ca material de acoperire a combustibilului precum și pentru alte construcții de acoperire în zona activă a reactorului. Are coeficienți de dilatare și conductivitate mici. Se topește la 1845°C.

Principalul neajuns este fragilizarea în timp dată fiind absorbția de H ce formează în metal hidrura de zirconiu. Prin aliere se urmărește reducerea sensibilității materialului față de H. Cea mai periculoasă impuritate este azotul. Prin adăugare de staniu, se îmbunătățește poziția sa față de azot.

Aliajele zirconiului se numesc Zircaloy.

Materialul vasului calandria este tablă din oțel inoxidabil austenitic având, de exemplu, un $\varnothing_{ext.} = 7650$ mm, perete = 28,6 mm, L = 7820 mm. Tuburile sunt dispuse în rețea pătrată cu pas 286 mm. Materialul tubului Calandria este Zircaloy 2 având $\varnothing_{int} = 129$ mm și perete = 1,4 mm. În tubul Calandria se găsește tubul de forță cu $\varnothing_{int} = 103,4$ mm, perete = 4,16 mm.

Agentul de răcire circulă prin tubul de forță, temperatura nede-pășind 300°C. Pentru micșorarea pierderilor de căldură către moderator, între cele două tuburi concentrice, se găsește un gaz izolator termic (CO₂). Tubul de forță lucrează de presiunea de lucru a agentului termic adică 120-140 bar. În interiorul unui tub de forță se găsesc 37 de bare de combustibil.

Fiecare tub de presiune cu lungime de 6300 mm are la capete fitinguri așa încât lungimea totală a tubului ajunge la 10.800 mm. Materialul tubului forță este oțel inoxidabil. Cu ajutorul pompelor de circulație, agentul termic străbate forțat tuburile de forță. De menționat că, agentul termic ce străbate canal tehnologic nu se amestecă pe parcurs cu agentul termic ce străbate alt canal. Barele de reglare traversează vasul reactorului pe verticală, folosind în același timp și o reglare fină, cu apă H₂O. Pentru alte filiere, vasele de presiune se prezintă după cum urmează:

-Pentru reactori PWR, vase cilindrice, verticale, cu funduri bombate, cu presiune la interior de 140-180 bar.

-Pentru reactori BWR, construcție asemănătoare însă cu cca.40% mai lungi și 30% mai mari în diametru ca cele de tip PWR, lucrând la o presiune interioară inferioară și anume 60-70 bar.

Vasele acestor tipuri se construiesc din inele, forjate sau din segmente de inele ce se sudează apoi între ele.

Pentru reactori cu gaz-grafit, vasele se construiesc din beton de calitate superioară, precomprimați cu cabluri din oțel, grosimea peretelui fiind de 2-3 m.

Cât privește modul de circulație al agentului termic de răcire a zonei active, se distinge:

- circulație naturală, pe baza convecției libere, la primii reactori BWR.

- circulație forțată multiplă, cu ajutorul pompelor, soluție aplicată la unii reactori de tip BWR.

- circulație cu străbatere forțată, soluție utilizată la majoritatea reactoarelor (PHWR cu tuburi de forță, PWR, GCR, AGR, etc).

Moderatorul este necesar pentru încetinirea neutronilor rezultați din fisiune (neutron termici) pentru a le crește eficiența de producere a unor noi reacții de fisiune. Moderatorul trebuie să fie un element ușor care permite neutronilor să se ciocnească fără a fi capturați. Ca moderatori se utilizează apa obișnuită (ușoară), apa grea (deuterium) sau grafitul.

Apa grea constituie materialul moderator cu cele mai bune caracteristici de moderare. Din punct de vedere fizico-chimic, D₂O se aseamănă cu apa obișnuită ceea ce conduce la scăderea accentuată a proprietăților de moderare. Astfel, o contaminare de 1% cu apă obișnuită scade proprietățile de moderare de 4 ori față de apa grea pură (99,75% D₂).

Pentru menținerea purității, se prevăd instalații de separare izotopică și măsuri de izolare a circuitului de apă grea. Apa grea se obține prin 3 procedee:

- 1.Electroliza apei obișnuite: 1 gr.apă grea se obțin din 12 m³ apă și 128 kWh.

- 2.Distilarea fracționată a apei obișnuite : 250 l apă grea pe an cu puritate 91% necesită un debit de abur de 90 t/h.

- 3.Prin schimb izotopic în prezența catalizatorilor chimici.

Moderatorul trebuie să aibă următoarele proprietăți:

- masă atomică mare;

- densitate atomică mare;

- secțiuni de absorbție a neutronilor cât mai reduse;

- să fie stabil chimic;

- să fie stabil termic;
- să fie stabil la iradiere;
- să fie compatibil cu materialele cu care vine în contact.

Moderatorul are rolul de a încetini viteza enormă a neutronilor rapizi produși prin fisiune și de a-i transforma în neutroni încetiniți (termici). Acest tip de reactor ce funcționează după acest principiu se numește reactorul termic. În cazul reactoarelor termice, neutronii termici rezultați din neutronii rapizi încetiniți, vor putea lovi în mod sigur nuclee ale elementului combustibil, conducând la întreținerea în lanț a fenomenului de fisiune nucleară.

Capacitatea de moderare este probabilitatea pierderii logaritmice a unei unități de energie pe cm, respectiv câștigul de letargie pe om.

În afară de moderatorul apă grea, folosit la reactorul din filiera PHWR, există și alte tipuri de moderatori, după cum urmează:

- Grafitul folosit la reactorul tip AGR; LWGCR; SGR; HTGR
- Apă obișnuită (H₂O) folosită la reactorul tip PWR; BWR
- Hidruuri metalice (hidrură de Zirconiu) folosită la reactorul tip SZR.

Răcirea zonei active a reactorului

Pentru a menține temperatura combustibilului în limite etnic acceptabile (sub punctual de topire) căldura eliberată prin fisiune sau prin dezintegrarea radioactivă trebuie extrasă din reactor cu ajutorul unui agent de răcire (apa obișnuită, apa grea, dioxid de carbon, heliu, metale topite, etc). Căldura preluată și transferată de agentul de răcire poate alimenta o turbină pentru a genera electricitate.

Agentul de răcire lucrează în circuit închis, „scaldă” zona activă a reactorului preluând căldura de fisiune degajată la suprafața tecilor cu combustibil după care străbate suprafețe de schimb de căldură (generatori de abur) unde cedează această căldură către agentul secundar – apa obișnuită.

Agentul de răcire trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

- secțiunea de absorbție a neutronilor cât mai mică;
- să nu conțină elemente ce se pot activa ușor în timpul funcționării;
- să aibă căldură specifică mare și volum specific redus;
- pentru lichide, presiune de saturație mică la temperatura maximă de lucru;
- coeficientul de schimb de căldură cât mai ridicat;
- să fie compatibil chimic cu metalele cu care vine în contact;
- preț cât mai redus.

Aceste cerințe multiple reduc posibilitățile de alegere a agenților la următorii:

- Gazoși: CO₂ și He
- Lichizi: H₂O și apă grea (D₂O)
- Lichide de răcire organice
- Metale în stare lichidă și săruri topite .

Considerente privind agentul de răcire apă grea ce este folosit la răcirea reactoarelor din filiera PHWR (Candu) sunt prezentate în cap.3.

Reglarea reactivității

După modul de lucru și scopul urmărit, reglarea reactorului se face folosind mai multe tipuri de bare:

-Bare de siguranță: reduc rapid coeficientul de multiplicare. Acțiunea lor se face rapid, un timp de acționare de 0,01 – 0,05 sec. după primirea semnalului.

La oprirea automată, bara se deplasează cu viteză normală, constantă (5-10 min.pentru a parcurge întreaga distanță de reglare).

Pentru opriri rapide de avarie, viteza de deplasare este mărită la maximum prin mijloace mecanice. Barele de siguranță se mențin în mod normal extrase din reactor.

-Barele de compensare: compensează reactivitatea care variază datorită temperaturii, vidului, otrăvirii cu produse de fisiune, datorită schimbării reactivității combustibilului între înlocuiri, etc. Aceste bare pot lucra individual sau în grup, pot fi sau nu fixe sau mobile.

-Barele de reglare: au funcții similare cu barele de compensare, reglându-se densitatea de neutroni între anumite limite. Barele de reglare se împart în bare de reglaj grosier și fin iar după gradul de absorbție a fluxului de neutroni în bare „negre” și „gri”. La sfârșitul capitolului se descriu aceste tipuri de bare.

-Barele booster: bare speciale de compensare numite și de supra-activitate utilizate la reactoare PHWR pentru a compensa efectul de otrăvire cu Xenon după oprirea reactorului și a-i permite pornirea indiferent de durata opririi, gradul de epuizare al combustibilului și rezerva de reactivitate. Sunt confecționate din uraniu îmbogățit (sau plutoniu) îmbrăcat în Zircalloy. Barele se apropie de zona activă, simultan din 2 părți, vertical, de jos și de sus sau simultan din 2 părți, vertical, de jos și de sus sau simultan fiind acționate în viteze de cca 25 mm/s. Barele sunt acționate de servomotor și reductor amplasate deasupra reactorului pe o platformă în afara zonei de protecție biologică.

Sistem de otrăvire de siguranță a reactorului

Acest sistem este folosit ca sistem de oprire de rezervă, independent de sistemele normale de oprire planificată sau de avarie. El intervine numai dacă celelalte sisteme, din diverse cauze nu au funcționat.

Sistemul constă în principiu din injectarea unei soluții de acid boric ce se găsește sub presiune de abur sau azot, în zona activă sau în circuitul primar (PHWR).

Descrierea barelor de reglare

Pentru pornire și oprire, reactorul folosește bare de absorbție realizate din materialul puternic absorbant cum este de exemplu oțel cu Bor, Cadmiu, Hafniu, Gadoliniu, etc. Tot în acest scop se folosesc aceste bare pentru a menține reactorul în stadiul critic adică în stadiul de funcționare.

Barele sunt de două feluri:

- puternic absorbante „bare negre”
- puțin absorbante „bare cenușii”

Primele folosesc la pornire, prin scoaterea lor iar pentru oprire se introduc în reactor. Calculul barelor negre se face cu ajutorul teoriei difuziei în timp ce barele cenușii (mai puțin absorbante) se dimensionează pe baze experimentale. Barele au poziție variabilă prin introducerea sau scoaterea din zona activă a reactorului. Barele trebuie să aibă următoarele proprietăți:

- eficacitate de absorbție ridicată extinsă la neutroni cu energii extinse într-un domeniu larg;
- păstrarea eficacității de absorbție timp cât mai lung;
- produsele de iradiere să aibă perioade de înjumătățire cât mai mici;
- rezistență mecanică;
- stabilitate termică;
- compatibilitate chimică față de mediile cu care vine în contact;
- duritate și masă moleculară mare, astfel ca dimensiunile piesei (barei) absorbante, să fie reduse.

Factorul de multiplicare (K_{ef}) reprezintă raportul dintre numărul de neutroni produși într-o generație și numărul de neutroni absorbiți și scăpați din generația precedentă, știind în același timp că la o fisiune a unui nucleu de combustibil se produc în medie 2,5 neutroni rapizi. Ținând seama de posibilitățile ce pot apărea pe parcursul exploatării reactorului, factorul de multiplicare poate avea trei mărimi:

- $K_{ef} = 1$ ceea ce înseamnă că reactorul este critic;
- $K_{ef} > 1$ reactorul este supracritic;
- $K_{ef} < 1$ reactorul este subcritic.

Cu ajutorul barelor de reglare a reactivității, se intervine pe parcursul exploatării pentru a menține reactorul în stare critică, excesul de radioactivitate fiind absorbit cu aceste bare de reglare.

Pentru oprirea reactorului, factorul de multiplicare trebuie adus la valori subunitare adică neutronii produși într-o generație să fie mai puțini decât cei absorbiți și scăpați din generație precedentă.

Acest fenomen se realizează prin introducerea barelor de reglare, care vor absorbi un număr mare de neutroni și reactorul va deveni sub-critic, reacțiile de fisiune încetând. Rezultă automat modul de comportare pentru cazul pornirii precum și pentru funcționarea stabilă a reactorului.

Alte componente

Unele reactoare au zona activă învelită cu un reflector care are scopul de a returna neutronii ce părăsesc reactorul și a maximiza utilizarea lor eficientă.

Adesea agentul de răcire și/sau moderatorul au și rolul de reflector. Zona activă și reflectorul sunt dispuse în interiorul unui vas rezistent la presiune (vasul reactorului).

Pentru reducerea nivelului radiațiilor produse prin fisiune, zona activă este înconjurată de ecrane groase ce absorb radiațiile: beton, apă obișnuită, plumb, etc. Controlul și reglarea funcționării reactorului se realizează cu ajutorul a numeroase instrumente și sisteme de support logistic care monitorizează (urmăresc) temperatura, presiunea, nivelul de radiație, nivelul de putere și alți parametri. Un reactor nuclear de fuziune încălzește combustibilul compus din Deuteriu și Tritiu până acesta se transformă în plasmă foarte fierbinte în care are loc reacția de fuziune. În exteriorul camerei în care se formează plasma se află o manta din Litiu care absoarbe neutronii energetici din fuziune pentru a produce combustibilul Tritiu. În manta neutronii produc și căldură care este evacuată cu o buclă de răcire cu apă și transferată unui schimbător de căldură pentru a produce abur. Aburul acționează o turbină producând electricitate.

Combustibilul nuclear și ciclul acestuia, Mașina de încărcare-descărcare combustibil, depozitarea elementelor de combustibil arse, precum și transportul lor vor fi prezentate în cap.3 la reactorul CANDU 6 de la Unitatea 1 de la CNE Cernavodă.

Circuitul de răcire al reactorului

Majoritatea reactorilor termici de putere din generația actuală (PWR, PHWR, GCR, AGR) au două circuite: circuitul primar de răcire și circuitul secundar apă – abur de lucru.

Alcătuirea circuitului primar

Elementele componente ale circuitului primar sunt: reactorul nuclear, generatoarele de abur sau schimbătoarele de căldură (în unele cazuri), pompele de circulație sau suflantele pentru vehicularea agentului

termic de răcire (fluid lichid sau gaz), conducte de legătură și armăturile respective.

Circuitul primar astfel alcătuit este format din mai multe circuite denumite bucle de răcire, fiecare la rândul ei formată dintr-un generator de abur, o pompă (suflantă) și conducte cu armături.

Numărul de bucle răcire este determinat de mărimea reactorului, elasticitatea stabilită a se atinge în exploatare, fiabilitatea componentelor și a instalației în ansamblu, securitatea nucleară, costurile investiției și exploatare, posibilitatea tehnico-economică a industriei de a realiza instalații de mare capacitate.

Instalațiile de reactoare uzuale sunt cu 2,3,4,5 sau 6 bucle primare.

Generatoarele de abur – uzuale sunt identice cu cele clasice, evoluând constructiv de la generatoare orizontale cu țevi în U și separatoare de umiditate în exterior și terminând în prezent cu generatoare de abur verticale cu țevi fie drepte, fie în U cu supraîncălzirea aburului și cu separator de umiditate integrat.

În principiu, realizarea unor generatoare de abur cu debite mari permite reducerea numărului de bucle de răcire (CNE Biblis-RFG 1140 Mwe – 4 generatoare; CNE San Onofre 2 – USA 1140 Mwe – 2 generatoare).

Pompe de circulație ale agentului de răcire sunt pompe extrem de complicate constructiv. Poziția de funcționare este verticală, lagărele axului sunt unse cu apă și răcite cu apă, bucșele lagărelor sunt din grafit impregnat cu rășini artificiale, lagărele axiale au segmente pivotante pentru preluarea solicitărilor, răcirea motorului electric și a lagărelor sale se realizează în circuit închis cu schimbător de căldură exterior. Puterile motorului sunt de 300-1000 kw, randamentul pompei 60-70%, debitul 2000-4500 t/h înălțimea de refulare 50-120 m H₂O.

Arborele este etanșat hidraulic iar diversele scurgeri sunt controlate.

Cele mai mari pompe permit vehicularea unui debit de cca.20.000 m³/h, puterea electromotorului ajungând la 4000-5000 Kw iar randamentul pompei urcând până la 70-80%.

Conductele principale ale circuitului primar sunt executate din oțeluri austenitice iar diametrele interioare au evoluat funcție de debit respectiv de energie termică evacuată pe buclă. Astfel D_i = 500....600 mm pentru 200 MWt/buclă, la 900-1000 mm pentru 1300 MWt/buclă. Presiunea agentului termic se încadrează între 125-150 at.

Armăturile folosite sunt pentru a permite separarea buclilor în timpul funcționării, pentru drenaje și aerisiri, reglarea debitului de agent termic. Ele asigură un înalt grad de etanșare, utilizează materiale rezistente la coroziunea ca oțelul inoxidabil cu placare de stelit sau aliaje de cobalt.

Presurizorul constituie instalația de menținere constantă a presiunii de lucru în bucla de răcire. Vasul presurizorului se confecționează din oțel carbon cu placare interioară din oțel inoxidabil. La interior există un încălzitor electric imersat în volumul de apă cu ajutorul căruia se reglează presiunea sistemului primar.

Presurizorul este racordat pe ramura caldă a circuitului primar adică pe conducta de ieșire a agentului de răcire din reactor. Din ramura rece se preia un racord de injecție de apă în partea superioară a presurizorului, acolo unde se formează pătura de abur. În acest fel, la variații de sarcină respectiv la scăderea bruscă a sarcinii, apare tendința de creștere a presiunii în buclă însă automat se deschide injecția de apă în zona de abur a presurizorului ceea ce conduce la o condensare a aburului respectiv la o micșorare de volum ceea ce are în final ca efect scăderea presiunii în buclă. Creșterea sarcinii centralei are ca efect o scădere inițială a presiunii în buclă. Apa din presurizor trece în buclă, are loc atunci o vaporizare mai intensă în zona de abur a presurizorului ceea ce conduce la ridicarea presiunii în întreg sistemul.

Alcătuirea circuitului secundar

Circuitul secundar în care se formează aburul din apa obținută nu diferă cu nimic față de un circuit apă-abur la o centrală clasică cu turbină în condensatie. Menționăm că schimbarea stării de agregare a fluidului are loc în generatorul de abur. Aici, condensatul sosit de la condensatorul turbinei și preîncălzit în mai multe trepte regenerative de temperatură inclusiv degazare termică se transformă în abur ce este apoi condus la turbină. După tipul constructiv al instalației, există generatoare de abur care produc abur saturat sau supraîncălzit ușor.

Presiunile aburului sunt în mod obișnuit cuprinse între 45-51 at. la reactoare tip PWR și 39-41 at. la cele de tip PHWR (CNE PIKERING ȘI BRUCE Canada, 41 at.).

Instalații de purificare a apei ca agent de răcire sau ca moderator

Apa se impurifică mecanic sau cu produse de coroziune și de fisiune, fiind supusă și unui proces de radioliză. În acest sens, apa circuitului primar se tratează urmărindu-se menținerea unor anumiți parametrii privind concentrația molară a apei grele, suspensiile, turbiditatea, conductivitatea, etc.

Instalație de recombinare a gazelor de radioliză

Recuperarea deuteriului produs prin radioliză se face în rezervoarele de păstrarea apei grele. Aceste rezervoare au o pernă de heliu iar degazarea deuteriului în perna de heliu datorită radiolizei face să crească concentrația D₂ în He. Când aceasta trece de 4%, amestecul D₂ +He se

trece prin instalații de recombinaire alcătuite din filtre de reținere umiditate, opritor flacăra, folosind catalizator paladiu.

Instalații de reconcentrare a apei grele

Este cazul când se folosește apă ușoară drept agent termic. Această apă poate să se infiltreze în apa grea ce constituie moderatorul conducând la înrăutățirea proprietăților de moderare ale acestuia.

Instalații de răcire a componentelor nucleare

Sistemul de răcire a componentelor nucleare este format dintr-un circuit secundar cu apă tehnică de răcire, un schimbător de căldură și un circuit primar ce conține întreg sistemul de componente nucleare ce se răcesc după cum urmează:

- circuitul de răcire bazin calmare;
- sistemul de purjă și tratare agent primar;
- circuitul de răcire – etanșare pompe;
- sistemul de îndepărtare căldură reziduală a reactorului;
- sistemul de colectare puncte joase din circuitul de răcire;
- sistem de ventilație;
- răcire probe;
- răcire moderator;
- răcire mașini de încărcat-descărcat;
- sistem de răcire sală mașini (direct la sistemul de răcire cu apă tehnică).

Apa primară este vehiculată cu pompe având rezervă 100-150% cu posibilitățile de trecere pe alimentare de rezervă de avarie (Diesel). Schema este prevăzută cu un rezervor de echilibrare.

Sisteme de tratare a deșeurilor radioactive

Deșeurile radioactive sunt gazoase, lichide sau solide. Ele provin din exploatarea părții nucleare și depind de tipul reactorului. Pentru deșeuri gazoase se folosesc filtru cu cărbune activ, cicloane, filtre cu cartușe de celuloză, azbest, fibre de sticlă. Instalația de tratare a deșeurilor gazoase privește răcirea și filtrarea gazelor, colectarea și depozitarea acestora în vederea reducerii radioactivității și evacuarea ulterioară printr-un coș de ventilație înalt în atmosferă după ce s-a injectat aer proaspăt pentru diluare.

Deșeurile radioactive lichide se tratează funcție de gradul de activitate prin diferite scheme de filtre schimbătoare de ioni și mecanice. Deșeurile radioactive solide după tratamente locale la CNE se transportă în containere ermetice și se depozitează fie în depresiuni marine fie în cavități naturale sau artificiale ca peșteri, puțuri de petrol, mine părăsite sau saline părăsite.

Sistemul de ventilație

Se împarte centrala în zone de regim sever și zone de regim liber, fără factori de radiație. Zonele de regim sever se subîmpart în încăperi cu deservire permanentă, periodică, nedeservibile.

În anvelopă se urmărește menținerea unei depresiuni.

Sistemele de ventilație constă în câteva unități de vehiculare a aerului, cu colectoare comune pentru asigurarea unei distribuții adecvate a aerului în incinta respectivă. O unitate de vehiculare constă dintr-un ventilator centrifugal acționat electric, un răcitor și un ansamblu de filtrare. Ansamblul de filtrare constă dintr-un filtru grosier pentru reținerea particulelor aeropurtate, un filtru de cărbune activ pentru reținerea izotopilor de iod din produsele de fisiune și uneori un filtru absolut pentru captarea particulelor de cărbune antrenate din filtrul de iod. Întreaga instalație de ventilație este astfel proiectată și realizată pentru a face față condițiilor de presiune, temperatură, umiditate ce pot surveni după un accident de pierdere a agentului de răcire.

Accidentul credibil maxim (ACM)

Denumirea uzuală este de „accident de bază de proiect”. Concepția acestui accident adoptată în numeroase țări, are tendința de a asigura sub o formă sau alta o securitate satisfăcătoare la CNE.

Până în prezent, pentru majoritatea reactoarelor răcite cu apă, ACM a fost definit ca ruperea completă, instantanee a unei bucle de circulație a reactorului. Probabilitatea de a se petrece un astfel de accident este de reactor – ani.

Sistemul de reținere a produselor de fisiune și sisteme de atenuare a presiunii în caz de avarie

În cazul unui A.C.M. definit ca ruptura unei bucle de circulație ca urmare a descărcării de masă și energie în mod rapid, se instalează presiuni interne mari în diversele compartimente ale centralei iar din zona activă este încă posibilă eliberarea unei activități ce comportă un risc neacceptabil de mare pentru mediul înconjurător.

Aceste considerente au stat la bază pentru alegerea unei soluții de închidere a părții nucleare a centralei ce conține sisteme active sub presiune într-o incintă generală numită anvelopă ce constituie ultima barieră în calea răspândirii radioactivității în mediul înconjurător.

Sistemul de anvelopă simplă, sau de tip uscat se aplică în principiu la orice reactor însă după atingerea vârfului de presiune de descărcare, trebuie să se prevadă mijloace de limitarea creșterii ulterioare a presiunii ca rezultat a degajării căldurii reziduale din reactor. La reactorii răciți

cu apă, sistemul de atenuare cel mai simplu constă în stropire cu apă rece în interiorul atmosferei anvelopei (inundare).

În mod obișnuit, anveloparea constă din două învelișuri: un înveliș din tablă de oțel aplicat deasupra zonei nucleare iar la o distanță de circa 1 m, un înveliș din beton armat, de obicei cilindric cu cupolă semisferică.

Ca cifre informative, sfera din oțel are diametre de 30-50 m (250-650 MW) pereții de tablă având grosimea de 25-38 mm.

Partea de beton este formată dintr-un perete cilindric cu grosimea de 35-40 mm.

Se menționează însă și anvelope din oțel având forma cilindrică și cupola semisferică. Suprapresiunea de calcul internă este de 3 – 4,5 at. iar temperatura de calcul 120 – 150oC. Testarea etanșeității anvelopei din oțel se face printr-o presiune de probă de 4,25 – 5,75 at. În cazul reactoarelor mari (750-1150 MW), anvelopa din oțel are diametrul de 45-50 m și înălțimea de cca.40 – 50 m (6;7;8;9).

Descoperită în laboratoarele savanților de pe bătrânul continent, energia nucleară a traversat Atlanticul pentru a se transforma în una dintre cele mai nimicitoare arme pe care le-a cunoscut omenirea. După ce marile superputeri au acumulat un arsenal de arme nucleare capabil să distrugă viața pe pământ, acestea au înțeles că energia nucleară poate avea și aplicații civile benefice pentru omenire, dintre acestea, producerea energiei electrice și termice este cea mai importantă. La nivel mondial, situația actuală a reactorilor nucleari energetici este prezentată în Tabelul 1.

Tabel 1 Situația mondială a reactorilor nucleari energetici (operaționali și în construcție)

Nr. crt.	Țara	Nr. reactori operaționali	Putere electrică netă totală (MWe)	Nr. reactori în construcție	Putere electrică netă totală (MWe)
1	Africa de Sud	2	1860	-	-
2	Argentina	3	1627	1	25
3	Armenia	1	375	-	-
4	Belarus	-	-	2	2218
5	Belgia	7	5921	-	-
6	Brazilia	2	1884	1	1245
7	Bulgaria	2	1926	-	-
8	Canada	19	13500	-	-
9	Cehia	6	3904	-	-
10	China	31	26635	21	21128
11	Elveția	5	3333	-	-

Nr. crt.	Țara	Nr. reactori operaționali	Putere electrică netă totală (MWe)	Nr. reactori în construcție	Putere electrică netă totală (MWe)
12	Emiratele Arabe Unite	-	-	4	5380
13	Finlanda	4	2752	1	1600
14	Franța	58	63130	1	1630
15	Germania	8	10799	-	-
16	India	21	5308	6	3907
17	Iran	1	915	-	-
18	Japonia	43	40290	2	2650
19	Korea	24	21667	4	5420
20	Marea Britanie	16	9373	-	-
21	Mexic	2	1330	-	-
22	Olanda	1	482	-	-
23	Pakistan	3	690	2	630
24	România	2	1300	-	-
25	Rusia	34	24654	9	7371
26	Slovacia	4	1814	2	880
27	Slovenia	1	688	-	-
28	Spania	7	7121	-	-
29	Suedia	10	9651	-	-
30	SUA	99	98708	5	5633
31	Taiwan	6	5032	2	2600
32	Ukraina	15	13107	2	1900
33	Ungaria	4	1889	-	-
	TOTAL	441	381665	65	64217

Sursa: Date de la Agenția Internațională pentru Energie Atomică, noiembrie 2015

La mai bine de 60 de ani de la producerea primului kilowat într-o centrală nuclearo-electrică comercială, în 33 de țări funcționează 441 de reactori nucleari energetici, având o putere instalată de aprox. 382000 MWe, care produc circa 11% din electricitatea consumată în întreaga lume.

CAPITOLUL 2. PROGRAMUL NAȚIONAL DE ENERGETICĂ NUCLEARĂ. ALEGEREA FILIEREI CANDU.

2.1. Contextul geopolitic internațional

După cel de-al doilea Război Mondial, toate țările doreau să-și refacă potențialul științific, tehnologic și industrial. Din păcate, însă, alianța învingătoare a refuzat, timp de aproximativ un deceniu, accesul țărilor interesate la cunoștințele privind fisiunea nucleară. Grație avansului tehnologic și influenței lor politice, SUA stabileau regulile jocului.

Iată de ce comunicarea „Atomi pentru pace” transmisă Organizației Națiunilor Unite de către președintele american Dwight Eisenhower la 8 decembrie 1953 a marcat momentul trecerii de la secretul absolut la politica de transparență și deschidere în domeniul energiei nucleare.

Mijlocul deceniului șase al secolului trecut a însemnat, pentru energia mondială, începutul înlocuirii cărbunelui cu petrolul pentru producerea energiei electrice, consumul acestuia înregistrând creșteri spectaculoase în rândul țărilor industrializate.

Cele peste 1000 de comunicări ale delegațiilor din Est și din Vest la conferința de la Geneva din 1955 au subliniat beneficiile energiei nucleare atât pentru statele dezvoltate, cât și pentru cele sărace. Secretul care învăluia domeniul nuclear începea să se risipească, totuși, au existat și unele excepții la anumite conferințe, nespunându-se nimic, de exemplu, despre resursele și producția de uraniu și nici despre tehnologiile de îmbogățire a uraniului (10).

De subliniat este faptul că, la această primă conferință de la Geneva s-a conturat, pentru prima dată, competiția între filiera de reactori cu uraniu natural (susținută de Marea Britanie, Canada, Franța și Suedia) și aceea cu uraniu îmbogățit (susținută de SUA și URSS).

În 1958, are loc la Geneva a doua Conferință internațională în domeniu. S-au prezentat, atunci, și mai multe informații științifice dar s-au păstrat cu strictețe secretele tehnologice și industriale. „Întrecerea” pentru construirea primelor centrale nucleare s-a desfășurat în șase țări: SUA, URSS, Anglia, Franța, Canada și Suedia, celelalte state urmând să se orienteze, pentru construirea centralelor lor nucleare, către unul din acești șase pionieri.

A treia Conferință Internațională privind utilizarea pașnică a energiei nucleare de la Geneva are loc în 1964, la un sfert de veac de la descoperirea fisiunii nucleare. Dacă euforiei din 1955 i-au urmat previziunile mai pentru optimiste și scepticismul din 1958, în 1964 s-a ajuns la concluzia, bazată pe practica industrială, că energia nucleară ajunsese la maturitate.

Fervoarea construcției de centrale nucleare-electrice începe în 1963 în SUA, cu licitații pentru construirea centralei de la Oyster Creek. General Electric a câștigat în fața Westinghouse și a oferit o centrală „la cheie”, prețul kWh produs fiind mai mic decât cel produs de o centrală electrică concurențială din apropiere. La sfârșitul anului 1965, putem vorbi de „boomul nuclear american”, puterea electrică instalată în centralele nucleare depășind-o pe cea instalată în centralele convenționale (11).

La începutul anilor '60, în competiția comercială rămăseseră doar reactorii nucleari răciți cu apă grea care foloseau drept combustibil uraniul natural și reactori nucleari răciți cu apă ușoară și care foloseau drept combustibil uraniu îmbogățit. Treptat cel de al doilea tip de reactori au acaprat cea mai mare parte a pieței mondiale. Companiile americane General Electric și Westinghouse au construit, în perioada 1964-1974, direct sau prin licențe, aproximativ 80% din centralele comandate în afara SUA. Cu excepția Canadei, toate țările vest-europene au apelat la tehnologia nucleară americană.

În 1968, Germania de Vest, prin firma Kraftwerk Union, a devenit primul mare competitor al industriei americane, livrând Argentinei un reactor cu uraniu natural și apă grea. Uniunea Sovietică a dezvoltat două filiere de reactori nucleari: una cu reactori cu tuburi de presiune moderați cu grafit, cealaltă cu reactori cu apă ușoară sub presiune. În 1966, URSS a convins Finlanda să cumpere reactorul VVER 440, oferind condiții foarte avantajoase de plată. De asemenea, Germania de Est, Ungaria, Bulgaria și Cehoslovacia și-au bazat programele nucleare pe reactorii furnizați de sovietici. Exista, însă, o problemă majoră: contractele pentru reactorii VVER prevedeau o clauză prin care combustibilul nuclear era doar închiriat, el urmând, ca după ardere, să fie returnat Uniunii Sovietice. Evident că dependența de furnizorul sovietic fiind absolută (4;12).

Canada a fost singura țară din lume care a reușit să dezvolte o filieră de reactori nucleari comerciali cu uraniu natural și apă grea, primul reactor de tip CANDU (CANADIAN DEUTERIUM URANIUM) cu o putere de 200 Mwe a fost pus în funcțiune în 1967. Primele exporturi de tehnologie nucleară canadiană au fost în Indis (1964) și în Pakistan (1965), înaintea finalizării prototipului acestui tip de reactor în Canada. Așa cum vom

vedea, în cele ce urmează, în 1968, România a avut prima tentativă de a introduce și ea sistemul CANDU (9).

După cel de-al doilea război mondial, cercetarea științifică românească din domeniul fizicii nucleare a fost racordată permanent la evoluțiile de pe plan mondial.

Începând din anul 1949, funcționează la București și Cluj, filiale ale Institutului de Fizică al Academiei Române, primul director fiind Horia Hulubei (doctorat la Sorbona în 1933, cu Jean Perrin, laureat Nobel în 1926; președintele comisiei de doctorat fiind Marie Curie, dublă laureată Nobel, în 1903 pentru fizică și, în 1911, pentru chimie).

Prima conferință internațională de la Geneva din 1955, privind utilizarea în scopuri pașnice a energiei nucleare, la care a participat și o delegație din România, a avut un ecou favorabil asupra activității de cercetare nucleară din țara noastră. La această conferință au fost puse la dispoziția savanților și tehnicienilor primele date tehnice privind ciclul combustibilului nuclear.

Deși, la prima conferință de la Geneva nu s-au divulgat secrete tehnologice privind fabricarea combustibilului nuclear, au fost furnizate din belșug, informații privind efectul iradierii asupra materialelor care intră în componența reactorilor nucleari. Au fost prezentate, de asemenea, informații privind combustibilul nuclear iradiat, produșii de fisiune și extragerea plutoniului din combustibilul iradiat. Prima conferință de la Geneva a ridicat problema competiției între reactorii cu uranium natural și cel cu uranium îmbogățit și a implicațiilor politice legate de accesul la tehnologia de îmbogățire a uraniului.

Ca urmare a participării la această conferință, în 1955 se înființează un Comitet pentru Energia Nucleară însărcinat cu organizarea cercetărilor nucleare în țara noastră. În anul 1956, Institutul de Fizică al Academiei Române este reorganizat și ia numele de Institutul de Fizică Atomică, având sediul la Măgurele lângă București.

Ctitoria de la Măgurele a fost ridicată de Horia Hulubei cu ajutorul colaboratorilor săi apropiați Șerban Țițeica și Florin Ciorăscu (10).

Institutul a fost dotat cu o bază de cercetare pentru energia nucleară constând dintr-un reactor de cercetare (VVR-S (1957) și un ciclotron U-120 (1959), ambele furnizate de URSS.

În anul 1956, la un an și jumătate de la înființarea Organizației Europene pentru Cercetări Nucleare CERN, statele "blocului sovietic" au semnat un accord pentru înființarea Centrului Internațional de Studiere a Problemelor Fundamentale de Fizică, de la Dubna. Institutul a

întreprins cercetări fundamentale în domeniul structurii materiei și domeniul aplicării descoperirilor științifice în scopuri pașnice.

Din anul 1957, România a participat ca țară fondatoare la toate activitățile organizate de Agenția Internațională pentru Energia Atomică privind promovarea aplicațiilor pașnice ale energiei nucleare.

Cercetarea nucleară românească s-a aliniat tendințelor mondiale rezultate din cele două conferințe de la Geneva. Așa s-au conturat cercetările privind fizica reactorilor, materialele nucleare, efectul iradierii asupra materialelor, radiochimia, etc. Cercetătorii români au sesizat de timpuriu importanța apei grele și din acest motiv a fost dezvoltată activitatea de cercetare de la filiala IFA din Cluj. Secția V-a Cluj a Institutului de Fizică Atomică condusă de profesorul Victor Mercea a realizat un program complex de cercetare privind separarea izotopilor și obținerea deuteriului. Colectivul condus de dr.ing. Marius Peculea construisese o serie de modele experimentale de coloane de separare a deuteriului și obținuse rezultate remarcabile în stabilirea principalilor parametri tehnologici.

O delegație din România a participat la cea de a doua conferință internațională de la Geneva din 1958. Această conferință nu a mai oferit dezvăluiri importante față de prima, dar a atras atenția că problemele tehnice care trebuiau rezolvate pentru introducerea energiei nucleare erau mult mai dificile decât se anticipase.

Lucrurile însă au evoluat, cea de a treia conferință de la Geneva din 1964, la care a participat și România, a făcut bilanțul activităților de cercetare – dezvoltare concluzionând că energia nucleară ajunsese la maturitate. Conferința a scos în evidență progresele semnificative în domeniul creșterii performanțelor combustibililor nucleari și pe această bază atingerea unor performanțe îmbunătățite ale reactorilor energetici. În cadrul conferinței a devenit evidentă competiția dintre reactorii energetici cu apă grea și cu apă ușoară pentru împărțirea pieței mondiale.

Activitatea de cercetare fundamentală și aplicativă desfășurată de IFA, aliniată la tendințele mondiale reflectate de cele trei conferințe de la Geneva, a permis acumularea informației necesare care a stat la baza deciziei de a se trece la construirea centralelor nucleoelectrice în România (10).

Pentru a contracara interesul țărilor din estul Europei pentru Planul Marshal și pentru a coordona dezvoltarea cooperării între statele comuniste, în anul 1949 a fost înființat Consiliul de Ajutor Economic Reciproc – CAER, consiliu care, în 1962, propunea formarea unui organ central suprastatal de planificare. În 1971, acesta a lansat programul cuprinzător de extindere și îmbunătățire a cooperării și de dezvoltare a integrării economice, care a fost urmat până în 1990. programul încuraja

cooperarea economică dintre întreprinderile din țările membre și a încurajat crearea de noi organisme sub formă de asociații internaționale prin care se urmărea dezvoltarea unui anumit sector, în beneficiul țărilor participante. Un astfel de organism a fost și INTERATOMENERGO (decembrie 1973), care a fost destinat promovării procesului sovietic de la reactori nucleari energetici VVER „Program pe termen lung de cooperare în domeniul energiei, combustibililor și materiilor prime” se numea strategia energetică a CAER. Proiectul reactorului sovietic VVER 440 a fost pus la punct către sfârșitul deceniului 6 și a fost oferit tuturor țărilor din Europa de Est. Astfel, s-au construit centralele nucleare-electrice din RDG, Ungaria, Cehoslovacia și Bulgaria. Acest tip de reactor nuclear a fost oferit și țării noastre, fiind stabilit și amplasamentul pentru viitoarea centrală nucleară la Strejești, pe Olt, lângă Slatina.

Contextul internațional dictat de politica de independență promovată de România și intervenția din Cehoslovacia, din 1968, precum și faptul că reactorul VVER 440 era lipsit de anvelopă de protecție – ceea ce reprezenta un mare risc în cazul unui accident nuclear – au făcut ca începerea construcției acestei centrale nucleare-electrice să fie amânată de mai multe ori (5;10;11).

2.2. Programul Național Nuclear

În anii '60, studii de creștere a necesarului de energie primară elaborate sub egida Comitetului de Stat al Planificării (CSP) au demonstrat necesitatea introducerii de surse noi de energie, începând cu deceniul 1970-1980. singura sursă nouă disponibilă la puteri mari era energia nucleară. Au fost avute în vedere, pentru întocmirea balanței de energie, consumurile industriale și ale populației, precum și resursele proprii de petrol, gaze, cărbune și hidro-energetice. Opțiunea era între importul de petrol și gaze și construirea de centrale nucleare. S-a optat pentru sursele nucleare, țara noastră dispunând de resurse proprii de uraniu.

Comisia care s-a format în vederea elaborării Programului Nuclear Național (PNN) a avut în vedere două criterii în alegerea filierei de reactori nucleari de fisiune:

- independența energetică, cel puțin strategică;
- participarea maximă a industriei românești și la realizarea programului nuclear.

Pentru susținerea celui de-al doilea criteriu, comisia a propus un al treilea criteriu, și anume:

-dezvoltarea cercetării științifice, care să permită asimilarea de noi tehnologii și echipamente.

Prima propunerea PNN a fost prezentată în „Studiul privind posibilitatea de construcții de centrale nucleare electrice în RSR până în anul 1980, întocmit în noiembrie 1968.

Condițiile care au stat la baza fundamentării propunerilor PNN au avut în vedere selectarea tipului de reactor care să întrunească favorabil indicatorii tehnico-economici de performanță și să asigure securitatea nucleară și protecția mediului la nivelul cel mai ridicat al cerințelor acceptate pe plan mondial, luându-se în considerare atât centralele nucleare electrice propriu-zise, cât și unitățile conexe aferente ciclului de combustibil și materialelor nucleare. În vederea asigurării independenței față de furnizorii externi, au fost luate în calcul gradul și ritmul de asimilare în țară a noilor tehnologii. La 1 martie 1970, prin Hotărârea Consiliului de Miniștri, se înființează Comitetul de Stat pentru Energie Nucleară (CSEN) ca organ guvernamental pentru ducerea la îndeplinire a PNN.

Stabilirea filierei de reactori nucleari energetici pentru țara noastră a fost un proces îndelungat, procedându-se la studii comparative și la vizite de documentare în țările cu experiență în domeniu.

Din considerente politice de independență energetică s-a optat de la început pentru reactori cu uraniu natural, uraniul îmbogățit putând fi procurat doar de la marile puteri nucleare ale timpului, URSS și SUA. Este de menționat că, încă de la înființarea IFA, în anul 1956, cercetările proprii au fost direcționate către tehnologiile reactorilor cu uraniu natural, respectiv către producerea apei grele și grafitului nuclear la Secția IFA-Cluj, și către tehnologia dioxidului de uraniu la IFA-Magurele (13).

Încă din anii 1964-65, la IFA și, apoi, din anul 1966, la ISPE-MEE s-au realizat studii comparative. Vizite de delegații oficiale la centralele nucleare electrice din străinătate s-au efectuat în anul 1964 în Anglia, la reactorii cu uraniu natural, moderați cu grafit și răciți cu gaze (GCR), în anul 1965 în Franța, la reactorii GCR, în Suedia unde era în funcțiune o centrală de termoficare de mică putere cu uraniu natural și apă grea și începuse realizarea unei centrale cu uraniu natural și apă grea în fierbere (proiect abandonat ulterior) precum și în URSS unde erau în funcțiune unități de 210 MW tip VVER (respectiv PWR).

Studiile comparative și dezbaterile specialiștilor de la IFA, MEE și MICM au condus la concluzia că tipul optim de reactori energetici pentru țara noastră este cel cu uraniu natural și apă grea. Argumentele în favoarea acestei opțiuni au fost următoarele (14;15):

a) Se bazează pe tehnologia cu uraniu natural, întregul ciclu de combustibil putând fi realizat în țară.

b) Apa grea este posibil să fie produsă în țară

c) Fabricarea echipamentelor părții nucleare a centralei nu necesită instalații de cazangerie grea ca cele ale reactorilor cu corp de presiune tip PWR sau BWR cu uraniu îmbogățit.

d) Reactorii tip GCR erau de dimensiuni mari, echipamentele pentru răcirea cu gaze la temperaturi înalte necesitau tehnologii speciale, costurile de investiții fiind ridicate și erau pe cale de a fi abandonați chiar și Anglia sau Franța, țări care i-au promovat din considerente de aplicații militare ale plutoniului rezultat după “arderea” uraniului natural.

e) Corespundeau unor standarde severe de securitate, Canada principalul promotor al acestui tip de reactor, începând în anul 1965, construirea unor mari unități (500 MW), în apropierea unui oraș mare ca Toronto.

f) În reactorii de acest tip, se acumula, în cursul “arderii” uraniului, plutoniu de bună calitate, materie primă de bază a reactorilor cu neutroni rapizi de perspectivă.

Dezavantajul acestui tip de reactori, construiți pentru aplicații civile, era că se găsea în stadiul de puteri unitare relativ mici (200 Mwe) în Canada și, apoi, în India și Pakistan și, în stadiul de prototip industrial, în Franța (EL-4) și Anglia (SGHWR).

O sinteză de 10 pagini a studiilor efectuate s-a prezentat lui Nicolae Ceausescu, care a aprobat începerea de tratative comerciale cu cererea de oferte, în anul 1967. S-au cerut oferte și s-au purtat tratative cu firma AECL-Canada (în anul 1967 având loc și o vizita de specialiști în Canada) care a propus realizarea unei centrale tip CANDU 600 MW, elaborată special pentru export, cu firma Siemens-RFG pentru un reactor de 340 MW cu vas de presiune similar celui de la centrala Atucha în construcție în Argentina și cu firma ASEA-ATOM Suedia pentru o unitate Markiven de 400 MW (firmă care s-a retras din competiție, proiectul Markiven fiind abandonat).

Ulterior, pe baza prevederilor din Programul Național Nuclear, aprobat în anul 1968, s-a tratat cu firma Lummus-SUA construirea unei uzine de apă grea cu o capacitate de 400 tone/an, firma având experiența realizării unei uzine de fabricare a apei grele situată în provincia canadiană Noua Scoție.

În anul 1970, tratativele au fost finalizate și “Notele comune” de contractare avizate de ministerele interesate au fost supuse la 31 iulie aprobării conducerii superioare de atunci a statului. Pentru centrala

nucleară s-a propus reactorul AECL de 600 MW și pentru uzina de apă grea firma Lummus.

Notele comune nu s-au aprobat, dispunându-se intensificarea cercetărilor științifice și tehnologice proprii, precum și amânarea construirii de centrale nucleare cu uraniu natural și apă grea și a unei uzine de fabricare a apei grele.

În acel an, s-a aprobat construirea instalației pilot de apă grea la Govora (uzina G) și realizarea Institutului de Reactori Nucleari Energetici (IRNE) la Pitești (Mioveni); pentru combustibil, s-a dispus construirea uzinei de concentrare a minereurilor și de fabricare a dioxidului de uraniu natural la Feldioara.

Amânarea programului a durat câțiva ani, tratativele cu AECL reluându-se în anul 1974. La acea dată, AECL nu mai avea dreptul să livreze "la cheie", ca furnizor general, partea nucleară a centralei (așa cum s-ar fi putut în 1970) la care partea română asociase firma Rateau din Franța ca furnizor general pentru partea clasică. În anul 1976 s-a parafat un contract de licență pentru construirea în România de unități nucleare-electrice tip CANDU și s-au întocmit în Canada și în țară studii de realizare a centralei purtându-se tratative și cu fabricanții canadieni de echipamente. În anul 1978, s-au semnat cu AECL trei contracte: de licență, de inginerie și de asistență tehnică pentru realizarea unei centrale nucleare de 700 MW (partea nucleară) la Cernavodă. Contractele au fost urmate de semnarea cu firmele General Electric (SUA) și Ansaldo (Italia) a unor contracte de realizare a părții nenucleare. În anul 1969, au început lucrările de organizare a șantierului CNE Cernavoda, iar în anul 1980 s-a turnat primul beton. Echipamentele părții nucleare s-au contractat eșalonat, în anii 1981-82, cu diverși fabricanți canadieni (16).

Principalele elemente care au condus la adoptarea filierei de reactor cu uraniu natural, moderat și răcit cu apă grea (PHWR tip CANDU, dezvoltat în Canada, soluția constructivă cu tuburi de presiune) comparativ cu filiera de reactor cu uraniu îmbogățit, moderat și răcit cu apă ușoară (PWR dezvoltat în varianta vestică cu anvelopa de protecție, soluție constructivă cu vas de presiune):

- o filieră cu uraniu îmbogățit ar fi impus crearea unor instalații de îmbogățire a uraniului extrem de costisitoare care, pentru țările mici și mijlocii și cu un nivel mediu de dezvoltare industrială, nu puteau fi justificate. În această situație, asigurarea uraniului îmbogățit se impunea prin import ceea ce ar fi implicat o dependență continuă față de furnizorii străini, limitați la 2-3, cu incertitudini pe termen lung privind continui-

tatea și siguranța în aprovizionarea cu combustibil și stabilitatea prețurilor și a condițiilor de livrare;

- reactorii cu uraniu natural au ciclul de combustibil mai simplu (cu o trecere), la care retratarea combustibilului iradiat nu s-ar fi impus decât în eventualitatea introducerii la scară industrială a reactorilor rapizi reproducători, fapt prelininat optimist a avea loc în 20-25 ani. La reactorii cu uraniu îmbogățit această retratare s-ar fi impus din considerente economice în vederea reciclării izotopilor fisionabili, ceea ce ar fi condus la asimilarea unei noi tehnologii care atunci nu era definitiv pusă la punct și se întreprindeau eforturi mari de investiție;

- la filiera PHWR-CANDU s-a apreciat că unitățile industriale conexe ciclului de combustibil (extracție și preluare minereu de uraniu, fabricare elemente combustibile) și de materiale speciale (fabricație apă grea, materiale structurale și de teacă) vor putea fi realizate încă în etapa inițială a programului, cu o cotă mare de participare a industriei din țară și o contribuție proprie de cercetare-proiectare-dezvoltare, fapt confirmat din plin. De asemenea, evaluările arătau că industria autohtonă putea participa cu o cotă însemnată la fabricarea echipamentelor pentru CNE, procentul de asimilare prognozat putând atinge 90% pe o perioadă de 10-15 ani;

- Filiera PHWR-CANDU a fost apreciată ca având multiple posibilități de perfecționare atât sub aspectul performanțelor tehnico-economice cât și sub aspectul securității nucleare.

- În funcție de evoluțiile viitoare, s-a considerat că reactorul PHWR-CANDU poate fi adaptat la diverse cicluri de combustibil nuclear.

Avantajele filierei PHWR-CANDU amintite mai sus au fost confirmate de calculele tehnico-economice care s-au efectuat pentru un program mediu de dezvoltare a energiei nucleare în România în perioada 1970-2000, în ipoteza echipării centralelor cu cele 2 tipuri de reactoare (PHWR-CANDU și PWR). În final, implicațiile realizării primei CNE echipată cu reactori PHWR-CANDU au fost analizate în "Studiul comun AECL (Canada) - Romenergo (RSR) privind fezabilitatea tehnică și economică a CNE CANDU 4x600 MWe", întocmit în noiembrie 1976 (10;17).

CAPITOLUL 3. CONSTRUIREA CENTRALEI NUCLEARO-ELECTRICE DE LA CERNAVODĂ

3.1. Energetica nucleară românească înainte de 1989

La începutul anilor 60, când a fost exprimată public intenția României de a construi o centrală nucleară, realizarea unor astfel de obiective energetice devenise o constantă a economiilor occidentale. De asemenea, și URSS începuse, în forță, construcția câtorva centrale nucleare. Anual, în lume, începea construirea unui număr de 5-6 unități nucleare-electrice. După anul 1965, acest număr trecea de 15 unități pe an, menținându-se, astfel, aproximativ două decenii; au fost perioade când s-a depășit numărul de 25 de unități/an, pentru câțiva ani consecutivi, cea mai spectaculoasă fiind aceea de după criza petrolului din anul 1973. Odată cu anii 70, a început construcția de centrale nucleare-electrice pe scară largă și în fostele țări comuniste din Europa. În acest context, România a dorit să se înscrie într-o tendință energetică modernă. Construcția de centrale nucleare putea fi un blazon pentru economia națională, alături de construcția de avioane, de realizarea calculatoarelor electronice, ș.a., ea putea fi o „fațadă” frumoasă care ar fi pus în umbră greutățile și problemele economiei românești. De aceea, s-a afirmat mereu, în acele vremuri, că vom construi peste 10 unități nucleare care vor asigura independența energetică a țării fără de care nu era posibilă realizarea independenței economice despre care se tot vorbea atunci.

Programul nuclear românesc reprezintă materializarea „visului” de reducere a dependenței de URSS, alocându-se toate resursele pentru ca acest lucru să se întâmple. Epopeea nucleară a României începe în anii 50, când o societate mixtă sovieto-română pe nume „SovRom – Cuarțit”, a demarat operațiunile în proiectul Bihor, la Băița. Aici nu se extrăgea cuarț, așa cum lăsa numele ei să se înțeleagă, ci uraniu. Materialul era exportat în URSS, prețul fiind mult sub cel al pieței. S-au livrat, astfel, aproximativ 18000 de tone de uraniu.

Istoria acestei centrale nucleare începe la sfârșitul anilor '60 când România a făcut prima tentativă de a cumpara reactori cu uraniu natural și apă grea de la canadieni. La momentul respective, Canada oferea un reactor de 200 MWe bazat pe proiectul prototipului de la Douglas Point,

care a fost construit în India și în Pakistan. Din cauza dificultăților economice (inundații) prin care a trecut România la sfârșitul deceniului 6, discuțiile cu canadienii nu s-au finalizat și proiectul a fost amânat. Negocierile au fost reluate în anul 1973, dar au progresat foarte greu din cauza temerii canadienilor că tehnologia CANDU ar fi putut fi deturnată spre programe militare, așa cum se întâmplase în India.

În anul 1977, România și Canada au semnat un acord de cooperare privind utilizarea energiei atomice în scopuri pașnice și au început negocierile pentru realizarea reactorilor CANDU în țara noastră. La începutul negocierilor România și-a exprimat dorința de a cumpăra 20 de reactori CANDU. În timpul negocierilor numărul de reactori a fost redus la patru, cu opțiunea ca România să construiască singură și alți reactori în baza contractului de licență încheiat cu Atomic Energy of Canada Limited (AECL), proiectantul și licențiatorul reactorului CANDU. Taxa de licență cerută pentru o unitate CANDU a fost de 10 milioane \$, iar costurile totale pentru livrarea la cheie a unei unități au fost estimate la 900 milioane \$. Din cauza acestor costuri foarte mari, numărul de reactori a fost redus la doi, furnitura canadiană urmând să fie de cel puțin 60% (18).

În decembrie 1978, între România și Canada a fost încheiat un contract de licență pentru tehnologia CANDU. Tot atunci au fost semnate contracte prin care canadienii furnizau servicii de inginerie, asistență tehnică și servicii de procurare a unor materiale și echipamente din import, necesare pentru realizarea părții nucleare (reactorul CANDU) a Unității 1 a CNE Cernavodă. Corporația pentru Dezvoltarea Exporturilor din Canada (EDC) și băncile private au deschis pentru Guvernul Român o linie de credit de 1 miliard de \$ canadieni, restul costurilor urmând a fi acoperit printr-un acord de barter cu produse românești.

Pentru gestionarea contractelor cu partea canadiană, a fost înființată, în 1979, Întreprinderea de Comerț Exterior ROMENERGO. Serviciile de inginerie și contractele de procurare au fost extinse în 1981 și pentru Unitatea 2. În februarie 1981, România a semnat contracte cu firma italiană ANSALDO pentru realizarea părții convenționale a centralei nucleare și cu firma americană General Electric pentru turbogeneratorul centralei.

În țară, rolul de proiectant general a revenit Institutului de Reactori Nucleari Energetici (IRNE). Proiectant de specialitate pentru partea clasică a centralei a fost ISPE. Ministerul Energiei Electrice a transferat de la ISPE la IRNE personal cu experiență pentru proiectarea de centrale electrice. Lucrările de construcții pentru centrală se execută de grupul de șantiere CNE Cernavodă din cadrul Trustului Energoconstrucția, din

subordinea Ministerului Energiei Electrice care, din anul 1979, a devenit Trustul de Construcții CNE.

Primele lucrări de construcții în amplasamentul Cernavodă pentru a stabili datele necesare proiectului centralei care trebuiau puse la dispoziția proiectantului extern au început în anul 1978, înainte de a fi fost aprobată amplasarea centralei nucleare-electrice. Executantul lor a fost un șantier din Brăila, al Trustului Energoconstrucția București. S-a executat din beton un model al clădirii reactorului, la scara redusă. Excavațiile în roca de calcar s-au executat în condițiile grele ale iernii anului 1978, în absența unei organizări de șantier și în condiții vitrege de cazare. Execuția lucrărilor s-a finalizat în aprilie 1979. Aprobarea amplasării Centralei nucleare-electrice Cernavodă, cu 4 unități de câte 660 MWe fiecare, în amplasamentul Cernavodă a fost dată prin decret al Consiliului de Stat, în ianuarie 1979.

Pentru lucrările de montaj, se înființează, în anul 1980, Grupul de șantiere NUCLEAR MONTAJ care a început să funcționeze din anul 1982, cu lucrări de organizare de șantier.

Prima unitate de la CNE Cernavodă urma să fie pusă în funcțiune în 1985.

La 10 martie 1982, finanțarea oferită de corporația canadiană EDC a fost suspendată deoarece România ajunsese în incapacitate de plată. Doar jumătate din suma oferită de canadieni fusese cheltuită până la acea dată. Așadar, programul de energetică nucleară în România nu a urmat linia tradițională, mai sigură, de a cumpara la cheie un reactor și de a trece apoi la replicarea lui prin creșterea treptată a contribuției industriei naționale, ci a preferat să înceapă prin implicarea maximă a industriei naționale. Astfel, s-a cerut industriei să producă componente de reactor, schimbătoare de căldură, rezervoare, pompe și fittinguri nucleare. Investițiile considerabile în tehnologii de fabricație și utilaje scumpe din import nu au putut compensa lipsa de experiență și de profesionalism din unele unități industriale, astfel încât au început să apară întârzieri și probleme de calitate. Programele de asimilare puse în practică prin decizii administrative și presiuni politice au generat mari probleme programului nuclear din România.

Sistemul de conducere a proiectului de la Cernavodă și-a dovedit slăbiciunile chiar de la începutul perioadei de construcție. Lipsa de experiență în managementul proiectelor nucleare (controlul documentelor, controlul materialelor, planificarea pe drumul critic, lipsa planificărilor de detaliu) au condus la mari întârzieri în implementarea proiectului.

Proiectul de la Cernavodă a avut de suferit din cauza sistemului economic supercentralizat, în care deciziile erau luate de liderii politici, uneori împotriva argumentelor tehnice și economice. Concentrarea excesivă pe aspectele cantitative, precum volumul de materiale sau betoane puse în operă, echipament montat, număr de suduri, în defavoarea aspectelor calitative precum procedurile de asigurarea calității și de planificare a proiectului au condus la grave consecințe privind termenele și costurile. Problemele au fost agravate prin vizitele lui Nicolae Ceaușescu care, în 1985, obiecta constructorilor că toarnă prea mult beton în pereții anvelopelor de protecție ale reactorilor (19).

Proiectul de la Cernavodă, ca de altfel toate marile proiecte energetice românești, a suferit și din cauza lipsei de motivație și a condițiilor deplorabile de muncă și viață ale miilor de lucrători de pe șantier.

La sfârșitul anului 1989, la 10 ani de la turnarea primelor betoane, prima unitate nuclearo-electrică de la Cernavodă era realizată în proporție de 40%. 15 mii de lucrători români și 14 canadieni desfășurau o activitate haotică. Programul energetic nuclear al României socialiste nu produsese nici un kilowat.

Alegerea tehnologiei CANDU, utilizând apa grea și uraniul natural, a fost o decizie corectă, bazată pe argumentele tehnico-economice. Programul nuclear bazat pe această tehnologie a fost condus prin directive și indicații ale conducătorilor politici. Rezultatele imixtiunii politicului în problemele tehnice au fost mult sub așteptări.

Prima mare eroare a fost aceea că s-a trecut la realizarea Centralei de la Cernavodă cu implicarea masivă a industriei naționale, în contrast cu abordarea din celelalte țări posesoare de centrale CANDU, care au început cu proiecte la cheie. Industria românească s-a adaptat greu la rigurile și cerințele standardelor de calitate pentru echipamentele nucleare și de aici au rezultat nenumarate probleme și întârzieri.

Stilul de muncă al șefilor și al muncitorilor de pe șantierul centralei de la Cernavodă a fost deficitar. Lipsa de profesionalism și de motivare au creat mari probleme în realizarea lucrărilor la termen și la nivelul de calitate cerut în industria nucleară. Mentalitatea lucrului făcut de mântuială era ireconciliabilă cu cultura de securitate cerută de industria nucleară.

Principalele deficiențe care s-au înregistrat și care țin în esență de managementul unei investiții complexe ca centrala nucleoelectrică:

- nu s-a acordat o atenție suficientă pregătirii optime a managementului investiției, fără să se realizeze organizarea specifică obiectivelor nucleare în acord cu recomandările și ghidurile Agenției Internaționale

pentru Energia Atomică (AIEA), care reflectau experiența acumulată pe plan mondial. S-a ales o schemă clasică de realizare a investiției în care unitatea beneficiară, coordonată de un for tutelar (inițial CSEN – Comitetul de Stat pentru Energia Nucleară, ulterior, MEE – Ministerul Energiei Electrice) avea responsabilitatea gestionării investiției, colaborând, pe baze contractuale, cu celelalte unități participante (proiectanți, constructori, montatori, furnizori), cu delegarea de responsabilități în acord cu prevederile legii investițiilor în vigoare (Legea nr.9/1980). În condițiile unei lipse de experiență în realizarea de obiective nucleare, s-ar fi impus încheierea unui contract de management al investiției, cu o firmă specializată, cel puțin la Unitatea 1;

- recomandarea studiilor de fundamentare a PNN ca prima unitate energetică nucleară să se contracteze la “cheie,” ceea ce ar fi permis o garanție mai mare a realizării la timp și cu avantajul pregătirii din mers a tuturor participanților, inclusiv pe linia asimilării metodelor și instrumentelor moderne de management al lucrărilor, nu a fost acceptată. S-a ales un tip de contract pe “segmente” (split contract), dificil de gestionat;

- odată stabilit cadrul de management al investiției, trebuia ca acesta să fie menținut cu fermitate pentru derularea normală a lucrărilor.

- începerea lucrărilor pe șantier (aprilie 1979 - primele lucrări de amenajare a terenului) fără a avea definitive toate contractele de bază pentru ansamblul CNE (ex. Contractul cu partenerii italieni de la Ansaldo și cu cei de la General Electric, pentru partea clasică, a fost încheiat în 1981);

- abateri sau, pur și simplu, nerespectarea unor prevederi contractuale în relația cu licențiatorul sistemului nuclear CANDU (AECL– Canada);

- nu a fost trimis la specializare nici un proiectant din cei 56 prevăzuți a participa, la sediul AECL, la elaborarea proiectelor pentru CNE Cernavodă Unitatea 1; în acest fel, nu s-a utilizat know-how de proiectare cumpărat de partea română, ceea ce a împietat asupra implementării și dezvoltării în țară a proiectării părții nucleare a centralei și a echipamentelor sale, plătinându-se cu sume mari în valută asistența tehnică straină;

- a fost reconsiderat, pe parcurs, gradul de contribuție a industriei autohtone încă de la Unitatea 1; lipsa de experiență a unităților constructoare de mașini care s-au angajat să fabrice în țară componente fără a avea materialele și tehnologiile necesare, ceea ce a condus la întâzieri în asigurarea echipamentelor pe baza unor aprobări suplimentare de valută obținute cu greu de la conducere;

- schimbarea din mers a profilului centralei, hotărându-se introducea cea de a 5-a unități pe amplasamentul de la Cernavodă (sept.1982);

-adoptarea unui proces greoi și cu durate mari de elaborare și aprobare în tranșe a detaliilor și devizelor de execuție până la nivel de for tutelar;

-în perioada comunistă, minimizarea costurilor de investiție nu constituia o preocupare de prim ordin. Costurile de investiție ale unităților nucleare au fost foarte mari, din cauza numeroaselor lucrări de reparații și refaceri, sau de înlocuire a unor echipamente care nu corespundeau calitativ. Construirea simultană a cinci unități la Cernavodă a lungit mult timpul de execuție și a determinat amânarea de mai multe ori a termenului de punere în funcțiune a primei unități;

-presiunea factorului politic pentru producerea cu orice preț a unor cantități de combustibil nuclear și apă grea a produs alte dificultăți. Uzina de apă grea nu a putut atinge parametrii proiectați decât după revoluție, iar fabrica de combustibil nuclear de la Pitești a trebuit să fie re tehnologizată pentru a produce combustibil la standardul de calitate cerut;

-dispersarea forțelor prin începerea construirii pe amplasament a 5 unități. Optim ar fi fost realizarea primelor două unități, pentru care s-au contractat echipamentele nucleare de bază;

-nu s-a dat curs prevederii din contractul cu AECL ca proiectanții români să lucreze timp de 600 om- lună în unități de proiectare canadiene. În acest fel, nu s-a utilizat know-how de proiectare cumpărat de partea română, ceea ce a împietat asupra implementării și dezvoltării în țară a proiectării părții nucleare a centralei și a echipamentelor sale, plătindu-se cu sume mari în valută asistența tehnică străină;

-lipsa de experiență în coordonarea unui obiectiv de asemenea amploare fiind antrenate 2 unități de proiectare, două unități de construcție și 3 unități de montaj;

-inexistența unui furnizor general al părții nucleare a centralei;

-lipsa de experiență a unităților constructoare de mașini care s-au angajat să fabrice în țară componente fără a avea materialele și tehnologiile necesare, ceea ce a condus la întârzieri în asigurarea echipamentelor pe baza unor aprobări suplimentare de valută obținute cu greu de la conducere;

-condițiile precare socio-economice ale lucrărilor șantierului centralei, multe echipe ale executanților venind pe șantier "prin rotație" de la alte șantiere mai bine asigurate cu condiții de viață. Asta a împietat calitatea lucrărilor. Consider regretabil că persoanele venite din partea statului, inclusiv Nicolae Ceaușescu, nu au acordat nici o atenție condițiilor socio-economice a celor ce lucrau pe șantier, al căror număr a ajuns la peste 10.000 de oameni;

-perturbarea desfășurării normale a lucrărilor de pe șantier prin ingerințele permanente ale factorilor de conducere a țării, prin impunere

de grafice nerealiste, criticarea de soluții tehnice (ca cea de grosime a peretelui anvelope de beton a reactorului), prin introducerea prematură a apei de răcire în lacul de acces din fața centralei (10;19).

3.2. Istoria post-decembristă a programul energetic nuclear

După decembrie 1989, timp de doi ani, practic, lucrările au stagnat aplicându-se un program de verificări și inspecții a lucrărilor executate. Schimbări semnificative realizate în planul conducerii investiției au avut loc odată cu semnarea contractului de management al lucrărilor la CNE Cernavodă Unitatea 1, încheiat cu consorțiul AAC format de AECL (Canada) și Ansaldo (Italia). La momentul preluării managementului investiției Unitatea 1 de către AAC, obiectivul era definitivat conceptual, aflându-se într-un studiu de realizare de cca 40%. Punerea în funcțiune a avut loc în 1996, la cca. 10 ani după termenul prevăzut inițial. Fiecare zi de întârziere în punerea în funcțiune a unei unități CANDU-700 MWe însemnând nerealizarea unei producții de cca. 500.000 USD.

Nici problema deșeurilor radioactive nu a fost rezolvată în cele mai bune condiții. Pe lângă tehnologiile competitive folosite în stațiile de tratare a deșeurilor de la Măgurele și Pitești, s-au folosit și improvizații, precum fortul de la Măgurele, sau depozitul de la Baița. Începând cu Unitatea 1 de la Cernavodă, problema deșeurilor radioactive a fost tratată la nivelul cerințelor din standardele europene.

Multe din dificultățile întâmpinate în realizarea obiectivelor programului nuclear au fost legate de politica de centralizare excesivă, când funcțiile de reglementare și control ale autorităților de stat erau amestecate cu cele de promovare și de execuție. Independența efectivă a organismului de reglementare și control în domeniul nuclear, în concordanță cu cerințele standardelor internaționale, s-a realizat efectiv numai după revoluție. Începând din acel moment cultura de securitate și calitate în domeniul industriei nucleare a devenit o realitate.

După 1989, energetica nucleară s-a bucurat de atenția noilor autorități de la București. Frontal Salvării Naționale, prin Decretul nr.6/01.01.1990, a desființat Comitetul de Stat pentru Energie Nucleară – organ de partid și de stat care contribuise decisiv la impasul programului energetic național. Atribuțiunile lui au fost preluate de către Ministerul Energiei Electrice, Institutul de Reactori Nucleari Energetici de la Pitești trecând în subordinea aceluiași minister. Prin același decret, a fost

reînființat Institutul de Fizică Atomică. În 1991, România a fost de acord să-și pună toate instalațiile sub controlul de garanții al AIEA, iar la 17.06.1972, Consiliul Guvernatorilor al AIEA a solicitat României să declare că renunță definitive la cercetările din domeniul aplicațiilor militare și să pună în practică un număr de măsuri, printre care: renunțarea la cercetările de separare a plutoniului și instalarea aparaturii de monitorizare a AIEA la CNE Cernavodă și la Institutul de Cercetări Nucleare de la Pitești.

Odată cu trecerea la economia de piață, au fost reconsiderate toate programele de investiții, printre care și cel nuclear. Încă din 1990, România a invitat o misiune de experți, din partea AIEA (misiunea PRE-OSART, adică o echipă de evaluare a siguranței operaționale – operational safety review team) să inspecteze șantierul de la Cernavodă. S-a primit recomandarea de a încredința conducerea proiectului unei firme specializate, cu experți în realizarea proiectelor nucleare, precum și concentrarea eforturilor pentru finalizarea primului grup energetic, restul urmând să fie trecut în conservare.

Partea română a negociat cu autoritățile canadiene și italiene un contract pentru terminarea lucrărilor și punerea în funcțiune a unității 1 de la centrala nucleară de la Cernavodă. Ca urmare, în august 1991 a fost semnat un contract între Regia Autonomă de Electricitate – RENEL și Consorțiul AECL – Ansaldo (AAC), având ca obiect preluarea de către Consorțiu a conducerii lucrărilor la unitatea 1 în scopul finalizării, punerii în funcțiune și exploatării unității 1 de la CNE Cernavodă.

O a doua misiune PRE-OSART a fost solicitată de România în 1993. Misiunea PRE-OSART trimisă de AIEA a făcut un număr de recomandări pentru asigurarea securității nucleare și îmbunătățirea activității pe șantier.

România a îndeplinit toate cerințele organismelor internaționale, ceea ce însemna că AIEA consideră că programul nuclear național se înscria pe un făgaș normal. În aprilie 1994, în urma vizitei unei delegații AIEA conduse de Hans Blix, directorul general al AIEA, România a primit un program de asistență în valoare de 1,5 milioane \$ care a inclus consultanța, echipamente, burse și seminarii de specialitate.

Pe baza pașilor menționați a fost posibilă reluarea lucrărilor la Unitatea 1 de la Cernavodă și punerea acesteia în funcțiune la sfârșitul anului 1996 (15;16;17).

Energetica nucleară a fost organizată, în cadrul RENEL, sub denumirea de Grupul de Energetică Nucleară. Prin Ordonanța Guvernului României nr.15 din 1993, Grupul de Energetică Nucleară din cadrul RENEL a fost desemnat administratorul următoarelor unități de producție și de cercetare-proiectare din cadrul Programului Energetic Nuclear:

- Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă,
- Fabrica de Combustibil Nuclear Pitești,
- Fabrica de Apă Grea ROMAG Drobeta Turnu-Severin,
- Centrul de Inginerie și Obiective Nucleare București
- Institutul de Cercetări Nucleare Pitești

Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă - 5x700 MW, a fost proiectată cu cinci unități reactor nuclear – grup turbogenerator, având fiecare o putere instalată de 700 MW. Producția anuală netă de energie electrică pentru un grup urma să fie de 4200 milioane kWh, la o disponibilitate anuală de 6670 ore, cu un consum specific de 22,236 grame uraniu/MWh.

Costul estimat al energiei electrice care urma să fie livrată din unitatea 1 a CNE Cernavodă era de circa 34,0 dolari SUA/MWh. Estimarea era bazată pe faptul că amortizarea investiției se realizează în 30 de ani. Ponderea amortismentelor în prețul de cost era de circa 58%. Cheltuielile de exploatare – făcute în principal pentru necesarul anual de apă grea și salariile personalului – reprezentau 11%, iar cheltuielile cu ciclul combustibil 12%. Menționăm că acestea din urmă includeau, în afara costului combustibilului nuclear consumat anual și cheltuielile legate de depozitarea deșeurilor radioactive și a combustibilului nuclear ars. Cheltuielile de reparații precum și cele legate de dezafectarea unității după expirarea duratei de viață reprezentau 8% din prețul energiei livrate. În calculul prețului de cost au fost considerate beneficiul și taxa de dezvoltare, care însumate aveau o pondere de circa 11%. Prețul de cost estimat era comparabil cu cel realizat în Canada la firma Ontario Hydro. Fiecare din cele cinci unități ale centralei constituiau un ansamblu funcțional independent, în alcătuirea căruia se regasesc în principal reactorul nuclear, grupul turbogenerator și instalațiile auxiliare ale acestora.

Sistemul CANDU era caracterizat prin performanțe deosebite în ceea ce privește asigurarea securității nucleare. Astfel, sistemele tehnologice în care are loc reacția de fisiune și generarea produselor radioactive sunt amplasate în interiorul unei construcții etanșe din beton precomprimat, așa zisa “anvelopă”. Reactorul nuclear CANDU este dotat cu două sisteme de securitate, independente, capabile să oprească reactorul sigur în orice condiții, iar volumul mare de apă rece aflat în vasul Calandria și în structura care îl înconjoară contribuie la micșorarea efectelor celor mai severe accidente. La proiectarea reactorului nuclear CANDU s-au aplicat principiile protecției în adâncime, conform căruia defectarea oricăror sisteme de securitate este contracarată prin măsuri eficiente care permit controlul oricăror accidente și protecția populației și

a mediului înconjurător. În jurul centralei nucleare se prevede o zonă de supraveghere, cu o rază de 25 – 30 kilometri, în interiorul căreia urmau să fie instalate puncte de măsură și control al nivelului de iradiere.

Cantitatea foarte redusă de deșeuri radioactive produsă anual de reactorul nuclear CANDU este gestionată într-un mod foarte strict pentru a nu afecta populația și mediul înconjurător. Deșeurile cu activitate specifică redusă urmau să fie ambalate în containere etanșe și depozitate în locuri special amenajate până la dispariția radioactivității. Combustibilul nuclear ars conținând cea mai mare parte a produselor radioactive generate prin reacția de fisiune, constituie deșeul cel mai periculos produs de reactorul nuclear CANDU. Pentru a preveni orice impact ecologic al combustibilul nuclear ars, acesta urma să fie depozitat temporar în spații special amenajate, sub un control foarte strict, urmând ca pe baza tehnologiilor în curs de elaborare să fie izolat în formațiuni geologice de mare adâncime, pe durata nelimitată.

Centrala nuclearelectrică urma a fi realizată în conformitate cu standardele recunoscute pe plan mondial în ceea ce privește proiectarea antiseismică a structurilor de rezistență, a echipamentelor și utilajelor. În vederea eliminării situațiilor ce ar fi putut conduce la deteriorarea instalațiilor datorită unor factori din exteriorul centralei, precum și pentru păstrarea sigură a materialelor nucleare, urma a fi realizat un sistem de protecție fizică a Unității 1.

La semnarea contractului cu AAC, lucrările de construcții – montaj pentru unitatea 1 erau realizate doar în proporție de circa 55%. Ritmul de realizare a lucrărilor pe șantier a fost la fel de bun ca cel obținut la unitatea 1 a CNE Wolsung din Republica Coreea, considerat cea mai bună performanță a AECL din acea vreme. Forța de muncă existentă pe șantier, aparținând organizațiilor de construcții – montaj românești se ridică la circa 5000 de oameni, în marea majoritate cu înaltă calificare.

Unitatea 2 era realizată în proporție de 35%, dar începând cu anul 1993 lucrările de progres au fost sistate datorită lipsei resurselor de finanțare. Majoritatea echipamentelor tehnologice (vasul Calandria și turburile de presiune ale reactorului nuclear, generatorii de abur, grupul turbogenerator etc.), aduse în principal din import, erau în șantier. Se avea în vedere reluarea lucrărilor în cursul anului 1995, prin atragerea unor investitori străini și cu susținere din partea guvernului român. Pornind de la necesitatea recuperării cheltuielilor făcute până în prezent pentru unitatea 2 și ținând seama de disponibilitatea scăzută a resurselor interne de finanțare, Regia Autonomă de Electricitate – RENEL, cu abilitarea Guvernului României, urma să stabilească cu partenerii externi o

soluție de finanțare a lucrărilor de finalizare a acesteia. Recuperarea capitalului investit de partenerii externi urmând a se face din vânzarea energiei electrice produse după punerea în funcțiune a unității respective, corespunzător contribuției fiecăruia dintre aceștia.

Fabrica de Combustibil Nuclear de la Pitești, având o capacitate anuală de 150 tone combustibil nuclear producea combustibil pentru reactorul CANDU, pe baza pulberii de dioxid de uraniu produsă în țară la unitatea de la Feldioara a Regiei Autonome a Metalelor Rare. Obiectivul a fost dezvoltat pentru asigurarea necesarului de combustibil pentru CNE Cernavodă. În perioada 1980 – 1989, pe baza unei tehnologii indigene, au fost fabricate circa 500 tone de combustibil nuclear. În scopul calificării fabricii ca producător de combustibil nuclear de tipul CANDU 6, în cadrul contractului încheiat cu AAC, s-a convenit și retehnologizarea liniei de producere a combustibilului nuclear și evaluarea calității combustibilului existent în stoc.

În anul 1996, pe baza asistenței tehnice din partea firmelor canadiene AECL și Zircotec fabrica de la Pitești a fost retehnologizată și calificată să producă combustibil CANDU. Începând din anul 1997, Centrala Nucleară Cernavodă folosește numai combustibilul produs la Pitești, performanțele dovedindu-se a fi la nivelul celor mai bune pe plan mondial.

Până la urmă, România a reușit să producă combustibilul nuclear CANDU, așa cum își propusese în urmă cu 20 de ani.

Fabrica de Apă Grea ROMAG Drobeta Turnu – Severin a fost transferată la RENEL în anul 1992. Tehnologia de producerea apei grele, dezvoltată de specialiștii români, era bazată pe schimbul izotopic dintre apă și hidrogenul sulfurat, urmat de o distilare în vid.

Primele două module au fost puse în funcțiune în perioada 1988 – 1989. Datorită unor incertitudini legate de desfășurarea programului de energetică nucleară și unor neajunsuri tehnice, imediat după decembrie 1989, funcționarea acestor module a fost oprită. Modulul 1 a fost repornit în cursul anului 1992, după transferarea fabricii la RENEL, iar modulul 4 a fost planificat să fie repornit în 1994. La 10 mai 2001, inventarul de apă grea fabricată în România a atins valoarea 1000 de tone. Suportul de inginerie-proiectare și de cercetare-dezvoltare era asigurat de cele două institute de specialitate: **Centrul de Inginerie Tehnologică pentru Obiective Nucleare-CITON din București-Măgurele și Institutul pentru Cercetări Nucleare-ICN din Pitești**, care prin personal de specialitate și dotare erau destinate să asigure asistența tehnică necesară programului nuclear românesc. Pentru Unitatea 1 CNE Cernavodă, CITON a asigurat servicii de proiectant general și proiectant de specialitate.

Începând din 1991, CITON a elaborat sub coordonarea consorțiului AAC, documentații tehnico-economice legate de realizarea lucrărilor în șantier și a avut o grupă de asistență tehnică în amplasament care în perioada de vârf a ajuns a numărat 135 de persoane.

La sfârșitul anului 1996 Unitatea 1 de la CNE Cernavodă a început să funcționeze în condiții comerciale, producând energie electrică ieftină, în condiții de deplină siguranță.

Centrul de Pregătire a Personalului (CPP), căruia i s-a atribuit un rol deosebit de important în “viața” centralei încă de la primele începuturi, a fost prevăzut în lista lucrărilor ce se finanțează în anii 1979-1980 pentru investiția CNE Cernavodă, înainte de aprobarea proiectului de execuție. Cu toate acestea, datorită neînțelegerii locului și rolului pregătirii personalului care lucrează într-o centrală nucleară și a atitudinii de respingere a factorilor de decizie, execuția lucrărilor pentru CPP a început numai în iunie 1993. CPP are în structura sa încăperile necesare instalării simulatorului integrat de pregătire a personalului, ateliere, săli de curs, încăperi pentru activități suport pregătire și o sală de conferințe.

Simulatorul este un echipament complex care a fost instalat în CPP în anul 1995, înainte ca Unitatea 1 CNE Cernavodă să fie în funcțiune. Softul simulatorului s-a realizat conform proiectului unității 1 pe care o reprezintă cu fidelitate. În anul 1996 și prima parte a anului 1997, centrala nucleară a furnizat proiectantului simulatorului, firma CAE din Canada, date rezultate din operarea unității 1, necesare definitivării softului. Începând cu anul 1999, simulatorul reprezintă cu fidelitate Unitatea 1 și este parte componentă a programelor de pregătire de la CPP, fiind utilizat pentru dezvoltarea cunostințelor, îndemânărilor și atitudinilor necesare operatorilor pentru a exploata unitatea într-o manieră sigură și eficientă. Simulatorul poate fi folosit cu succes și în alte acțiuni inițiate cu scopul realizării unei exploatare mai sigure și eficiente a centralei. Acesta, de exemplu, poate fi util la studierea unor procese privind funcționarea unității, pentru confirmarea unor soluții tehnice, pentru testarea unor noi proceduri sau a modificărilor celor existente, înainte de aplicarea lor.

Centrul de Pregătire a Personalului de la CNE Cernavodă este la nivelul centrelor de pregătire a personalului care funcționează pe lângă centralele nucleare electrice din Canada și comparabile cu cele existente în Europa.

Programul social asociat cu CNE Cernavodă. Un aspect pozitiv deosebit al proiectului centralei nucleare electrice de la Cernavodă, care trebuie atribuit ca merit și autorităților din perioada comunistă a fost recunoașterea, cel puțin teoretică, a necesității dezvoltării orașului

Cernavodă, care se afla la o distanță de 2 Km de centrala nucleară. Finanțarea a început să devină însă efectivă abia după 1989.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 454 din 1991, Guvernul României a aprobat "Programul social de urgență pentru îmbunătățirea condițiilor de viață din orașul Cernavodă și ale personalului de execuție și exploatare a Centralei Nuclearoelectrice". Acest program cuprindea obiective edilitare, sociale și culturale în orașul Cernavodă, locuințe pentru personalul de exploatare a CNE Cernavodă, precum și îmbunătățirea condițiilor de cazare a personalului de execuție, un total de 21 obiective. Din cele 21 obiective, au fost finalizate și receptionate 10 obiective. Acestea sunt:

- lucrări pentru asigurarea apei potabile în orașul Cernavodă, obiectiv finalizat;

- racorduri noi rutiere în Cernavodă;

- magazin alimentar complex în șantier;

- locuințe de serviciu amplasate în centrul orașului Cernavodă;

- reparații capitale la fondul de locuințe;

- dezafectarea și renovarea locuințelor provizorii existente în organizarea de șantier;

- acces rutier la stația CF Cernavodă Pod și la autostrada Cernavodă Fetești peste canalul Dunăre Marea Neagră;

- spital cu 100 paturi și dispensar policlinic cu dotări, constând în aparatură medicală modernă pentru dotarea unei săli de operații, precum și mobilier pentru dotarea saloanelor din spital;

- liceu cu profil energetică nucleară cu 32 săli de curs și sala de festivități, internat 296 locuri, ateliere, centrală termică, sală și terenuri de sport;

- un număr de 112 apartamente în Constanța, pentru personalul centralei nucleare.

Astăzi sunt în continuare, în execuție sau nominalizate spre a fi executate: rețele de termoficare și puncte termice, un număr de apartamente în orașul Cernavodă, stația de epurare ape reziduale și menajere a orașului Cernavodă.

În perioada 1991-1995, RENEL a suferit câteva etape de restructurare recomandate de firma Bossard în studiul întocmit în 1992. Filozofia acestei restructurări a fost menținerea unui monopol integrat (generare, transport, distribuție) și externalizarea serviciilor suport.

În anul 1996 companiile de consultanță Bechtel International, Arthur Andersen și Pierce Atwood au prezentat Guvernului român raportul final intitulat „Studiu privind opțiunile pe termen lung pentru sectorul energetic”. În primăvara anului 1997 în cadrul RENEL a fost înființat un comitet pentru strategie și reformă condus de Aureliu Leca. Misiunea acestui

comitet a fost conturarea unui program de restructurare și reformă pe baza studiului Bechtel, care a constatat în principal din următoarele (10):

- Separarea activităților de generare, transport și distribuție și organizarea lor ca societăți comerciale pe acțiuni, care interacționează prin relații bazate pe contracte comerciale;

- Introducerea competiției și a mecanismelor de piață în producerea și vânzarea electricității;

- Organizarea transmisiei și distribuției ca monopoluri naturale funcționând pe bază de licență;

- Înființarea unui organism de reglementare;

- Preluarea de către guvern a funcției de dezvoltare și politici energetice.

Ordonanța de urgență a guvernului nr. 28/1998, aprobată de parlament cu legea 99/2000 a dus la înființarea Agenției Naționale pentru Reglementare Energetică ANRE.

Procesul de restructurare a sectorului energetic a fost implementat în două etape principale:

a) reorganizarea din 1998 a RENEL prin înființarea următoarelor entități:

- Compania Națională de Electricitate – CONEL

- Societatea Națională NUCLEARELECTRICA

- Regia Autonomă de Activități Nucleare

b) În anul 2000 CONEL a fost divizat în patru entități:

- TRANSELECTRICA (transport)

- TERMoeLECTRICA

- HIDROELECTRICA

- ELECTRICA (distribuție)

Tranziția treptată de la stadiul de monopol la piața competitivă de electricitate a trebuit să țină seama de condițiile specifice din România:

- O structură de generare mixtă termo, hidro, nuclear;

- Pondere mare a cogenerării

- Dificultățile financiare ale clienților și plățile făcute cu mari întârzieri;

- Existența unor grupuri de interese (sindicatele) care se opun restructurării;

- Tradiția subvenționării prețului energiei pentru anumiți consumatori și dificultatea acceptării prețurilor bazate pe costuri;

Restructurarea a avut în vedere pentru un orizont mai îndepărtat (2004) și începerea privatizării sectorului energetic.

Introducerea competiției a început prin crearea pieței de energie și prin autorizarea consumatorilor eligibili. Participanții la piața de energie au posibilitatea să încheie contracte bilaterale sau să cumpere și să vândă electricitate pe piața spot.

Societatea Națională NUCLEARELECTRICA SA (SNN) este o companie cu capital integral de stat, constituită în 1998, prin restructurarea RE-NEL. SNN SA este sub autoritatea Ministerului Energiei, Intreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri statul detinând 82,48% din acțiuni, Fondul Proprietatea, 9,10% și alți acționari, 8,42% (20).

Principalele domenii de activitate ale SNN S.A. se axează pe producerea de energie electrică, termică și de combustibil nuclear.

De asemenea, SNN S.A. coordonează lucrările de investiții-dezvoltare, precum și activitățile de formare și perfecționare a resurselor umane din domeniu.

S.N. "Nuclearelectrica" S.A. are două sucursale, fără personalitate juridică:

- Sucursala CNE Cernavoda, exploatează Unitățile 1 și 2 de la CNE Cernavoda precum și serviciile auxiliare

- Sucursala FCN Pitesti, fabrică calificată de combustibil nuclear.

Sintetic, etapele realizării și punerii în funcțiune a Unităților 1 și 2 de la CNE Cernavodă au fost:

- 1976** - Finalizarea studiului de fezabilitate româno-canadian pentru sistemul CANDU în România

- 14 aprilie 1979** - Inceperea primelor lucrări de amenajare a terenului pe șantierul CNE Cernavodă

- 11 mai 1979** - Intrarea în vigoare a contractelor între ROMENERGO și AECL (Atomic Energy of Canada Ltd) pentru preluarea licenței sistemului CANDU, proiectarea și procurarea echipamentelor specifice părții nucleare a Unității 1

- Septembrie 1980** - Turnarea primei lamele la subradierul clădirii reactorului 1

- Februarie 1981** - Încheierea contractelor ROMENERGO - ANSALDO (Italia) și General Electric (SUA) pentru partea clasică a Unității 1

- Trim. IV 1981** - Primele lucrări de excavații pentru fundațiile clădirilor Unității 2

- 1982** - Turnarea primului beton la clădirea reactorului Unității 1

- 16 martie 1983** - Glisarea peretelui perimetral la clădirea reactorului 1

- Noiembrie 1983** - Glisarea peretelui perimetral la clădirea reactorului 2

- Decembrie 1985** - Sosirea vasului Calandria pentru Unitatea 1
- August 1988** - Montarea ansamblului fider reactorul 1
- Decembrie 1989** - Stadiul realizării investiției Unității 1 este de 45%
- Februarie 1990** - Guvernul aprobă execuția CNE Cernavodă cu 5 unități
- Aprilie-Mai 1993** - Prima misiune PREOSART la CNE Cernavodă a Agenției Internaționale de Energie Atomică (AIEA) de la Viena
- August 1991** - Încheierea contractului între RENEL și Consorțiul AECL-ANSALDO pentru finalizarea, punerea în funcțiune și exploatarea inițială a Unității 1, CNE Cernavodă
- August 1992** - Intrarea în vigoare a contractului cu Consorțiul AECL-ANSALDO
- 1993** - Sistarea lucrărilor pentru Unitatea 2
- 31 Ianuarie 1995** - Începerea umplerii moderatorului cu apă grea – reactorul Unității 1
- 15 Mai 1995** - Emiterea autorizației CNCAN pentru PIF
- 10 Iunie 1995** - Începerea încărcării manuale cu combustibil nuclear – reactorul Unității 1
- 16 aprilie 1996** - Prima criticitate a reactorului Unității 1
- 11 iulie 1996** - Prima conectare a Unității 1 la Sistemul Energetic Național
- 2 octombrie 1996** - Atingerea puterii nominale a Unității 1
- 2 decembrie 1996** - Trecerea la exploatarea comercială a Unității 1
- 30 iunie 1997** - Transferul de responsabilitate a exploatării de la Consorțiul AECL-ANSALDO la RENEL – FCNE Cernavodă
- 5 februarie 1999** - Finalizarea punerii în funcțiune a Simulatorului Full Scope
- 28 aprilie 1999** - Obținerea primei autorizații de funcționare a Unității 1 de la CNCAN, cu obținerea în prealabil a autorizației de mediu prin H.G # 234/99
- 31 august 1999** – Recepția definitivă – Unitatea 1
- 21 mai 2001** - Semnarea contractului de finalizare și punere în funcțiune, cu AECL și ANSALDO
- 24 martie 2003** - Intrarea în vigoare a contractului de finalizare și punere în funcțiune cu AECL și ANSALDO
- 5 septembrie 2006** - Umplerea moderatorului cu apă grea- reactorul Unității 2
- 15 februarie 2007** - Introducerea primului fascicul de combustibil nuclear în zona activă a reactorului Unității 2 de la CNE Cernavodă

- 22 februarie 2007** - Finalizarea încărcării reactorului cu combustibil nuclear - Unitatea 2 a devenit obiectiv nuclear
- 2 martie 2007** - Încărcarea apei grele în circuitul de răcire al reactorului Unității 2
- 7 mai 2007** - Prima criticitate a reactorului Unității 2
- 7 august 2007** - Conectarea la rețeaua națională de distribuție a Unității 2
- 12 septembrie 2007** - Atingerea puterii nominale a Unității 2
- 28 septembrie 2007** - Trecerea la operarea comercială și predarea managementului Unității 2 către SN Nuclearelectrica – CNE Cernavodă
- 5 octombrie 2007** - Inaugurarea oficială a Unității 2
- Noiembrie 2007** – Obținerea primei autorizații de funcționare a Unității 2 de la CNCAN
- 14 decembrie 2009** - Receptia finală a Unității 2
- 29 aprilie 2010** - Obținerea reautorizării de operare și mentenanță a Unității 1 și a Unității 2, de la CNCAN.
- 16 decembrie 2010** - Obținerea certificării ISO 27001 – “Sistemul de Management al Securității Informației - CNE Cernavodă”.
- 28 octombrie 2011** - Intocmirea “Raportului de Reevaluare a Marginilor de Securitate Nucleară la CNE Cernavodă” și transmiterea la CNCAN
- 7 februarie 2012** - Înființarea Consiliului de Informare și Consultare a Comunității (CICC) (15;16;17;20)

3.3. Prezentarea soluției constructive de la CNE Cernavodă

Unitatea 1 a centralei nucleareo-electrice de la Cernavodă, a fost realizată după conceptul CANDU 600-PHWR. Schema constructivă a acesteia este prezentată în figura 1.

Trăsăturile definitorii ale acestui concept sunt date de reactorul cu tuburi sub presiune având drept combustibil uraniu natural și moderator de apă grea (D2O), încărcarea cu combustibil făcându-se în sarcină, fără oprirea reactorului nuclear.

Față de alte tipuri de CNE, conceptul CANDU prezintă o serie de avantaje, printre cele mai importante fiind folosirea uraniului natural (al cărui preț este scăzut deoarece nu comportă îmbogățire), încărcarea în sarcină și asigurarea unei securități nucleare sporite.

telor și să ofere protecție personalului ocupat profesional, populației, mediului înconjurător și bunurilor materiale împotriva iradierii sau contaminării radioactive.

Conceptul CANDU are la bază strategia de "apărare în adâncime" care constă din conceperea unui sistem de bariere fizice în calea eliberării radioactive. Pentru fiecare dintre acestea există mai multe nivele de apărare împotriva evenimentelor care ar putea afecta integritatea fiecărei bariere fizice, și anume (21):

- pastila de dioxid de uraniu care reține cea mai mare parte a produșilor de fisiune solizi, chiar la temperaturi înalte (factorul de reținere este de 99%);

- teaca elementului combustibil care reține producții de fisiune volatili, gazele nobile și izotopii iodului ce difuzează din pastilele de combustibil;

- sistemul primar de transport al căldurii care reține producții de fisiune care ar putea scăpa ca urmare a defectării tecii;

- anvelopa care reține producții radioactivi în cazul avarierii tecii și sistemului primar;

- "zona de excludere", zona cu rază de circa 1 km în jurul reactorului unde nu sunt permise activități umane permanente nelegate de exploatarea CNE și care asigură o diluție atmosferică a oricăror eliberări de radioactivitate, evitându-se astfel expuneri nepermise ale populației.

În componența unei CNE tip CANDU 600-PHWR intră un număr de circuite majore care, împreună cu circuitele auxiliare aferente, realizează transformarea energiei nucleare în energie electrică.

Circuitele majore ale CNE CANDU 600-PHWR sunt:

- circuitul primar de transport al căldurii;
- circuitul de abur viu și apă de alimentare;
- circuitul de apă de răcire la condensator;
- circuitul moderatorului;
- circuitul de combustibil.

Prin circuitul primar de transport al căldurii circulă apă grea sub presiune (agentul primar), care trece prin canalele de combustibil din reactorul nuclear preluând căldura degajată în urma fisiunii nucleare a uraniului. Căldura primită de agentul primar este apoi cedată în cei 4 generatori de abur apei de alimentare (agentul secundar) care se transformă în abur saturat. Circulația agentului secundar se face cu ajutorul celor 4 pompe primare.

Aburul saturat din generatorii de abur se destinde în turbină, care are un corp de înaltă presiune (CIP) și trei corpuri de joasă presiune (CJP), între CIP și CJP existând o treaptă de separare de umiditate și

supraîncălzire a aburului. Aburul condensează în trei condensatori, iar apa de alimentare rezultată parcurge circuitul regenerativ (3 preîncălzitoare de joasă presiune, degazor și un preîncălzitor de înaltă presiune) și ajunge din nou la generatorii de abur, încheind astfel, circuitul secundar de abur viu și apă de alimentare.

Prin circuitul moderatorului circulă apă grea cu presiune și temperatură scăzută, rolul acesteia fiind de a asigura agentul moderator, necesar întreținerii reacției de fisiune din reactorul nuclear, la parametrii corespunzători. Echipamentele majore ale acestui circuit sunt două schimbătoare de căldură și două pompe de circ

Combustibilul nuclear

- O bună proiectare și fabricare a combustibilului conduce la realizarea unui fascicul care va funcționa sigur și economic.

- Funcționarea sigură implică faptul că fasciculul de combustibil nu va elibera produse de fisiune radioactive în funcționarea normală sau în situații anormale. Caracteristicile de proiectare și de funcționare concură la prevenirea eliberărilor de radioactivitate.

- Funcționarea economică necesită ca fiecare fascicul să producă cantitatea de energie proiectată, pe o perioadă îndelungată de timp, în condiții de securitate nucleară.

- Fasciculele de combustibil sunt formate din elemente combustibile. Elementele (creioanele combustibile) conțin pastile de UO_2 , introduse într-o teacă din zircaloy. Distanțele între creioane și respectiv între fascicul și pereții tubului de presiune, sunt menținute cu ajutorul distanțierelor și a plăcilor de capăt din zircaloy.

Uraniul natural a fost utilizat drept combustibil până în prezent sub mai multe forme, și anume uraniu metalic, bioxid de uraniu, aliaje de uraniu. Combinația dintre bioxidul de uraniu și zircaloy pentru teacă și alte componente structurale, reprezintă combinația cel mai des folosită în cazul reactoarelor comerciale de putere, din întreaga lume.

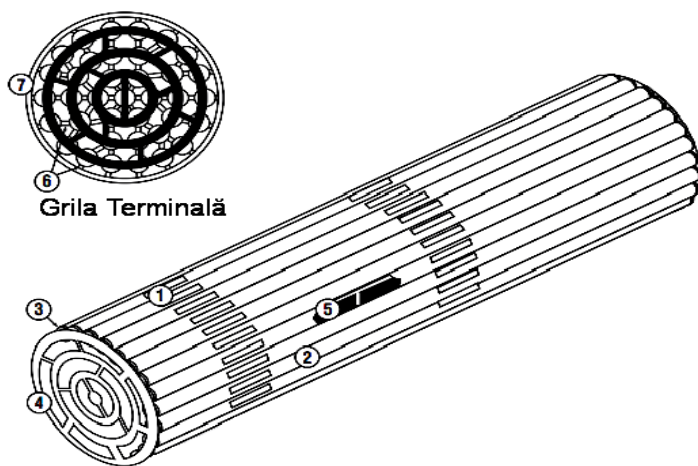
Pastilele de bioxid de uraniu, de densitate mare, conțin pe jumătate din cantitatea de uraniu conținută de uraniul metalic

Conductivitatea termică scăzută reprezintă principalul dezavantaj al bioxidului de uraniu. Datorită acestui fapt, temperatura în centrul pastilei este mult mai ridicată decât în exterior. Cele mai fierbinți elemente din zona activă au temperaturile interioare în jur de $1800^{\circ}C$.

Pastilele prezintă la unul din capete o teșitură pentru a permite expansiunea termică. Interiorul pastilei, care este mai fierbinte se dilată mai mult decât exteriorul. De asemenea, teșitura asigură un spațiu pentru colectarea produselor de fisiune.

Bioxidul de uraniu fierbinte nu este fragil. În timpul funcționării normale, nu apar crăpături în zona centrală. Eforturile termice duc la apariția de crăpături în zona exterioară, care este fragilă. Aceste crăpături pot să afecteze teaca, dar acest fapt nu este probabil în funcționarea normală.

Figura 2: Ansamblul elementului combustibil (sursa: 22)



- 1.patine de ghidaj
- 2.teacă
- 3.dop de capăt
- 4.placă terminală
- 5.pastile UO_2
- 6.distanțier
- 7.tub de presiune

Tuburile de presiune sunt introduse în tuburile calandria. Fiecare tub de presiune conține 12 fascicule de combustibil. Gazul din spațiul inelar izolează termic, moderatorul rece din calandria de agentul de răcire fierbinte din tubul de presiune.

Apa grea absoarbe mai puțini neutroni decât cea ușoară, dar nu este tot atât de eficientă la încetinirea neutronilor rapizi. Pentru aceeași putere produsă, un reactor cu apă grea este mai mare decât unul cu apă ușoară.

Pereții tuburilor calandria și ai tuburilor de presiune sunt dintr-un material care prezintă absorbție scăzută la neutroni. Aceste tuburi sunt făcute din zircaloy (un aliaj al zirconiului), un material scump, dar care nu

absoarbe decât puțini neutroni, comparativ cu alte materiale. Tuburile sunt aranjate într-o rețea pătratică cu latura de 30 cm.

Ansamblul canal combustibil. Rolul principal al ansamblului canal combustibil, este de a conține combustibilul și de a dirija debitul de agent de răcire peste combustibil, pentru a prelua căldura produsă prin fisiune.

Ansamblul este alcătuit din:

- tubul de presiune,
- doua fittinguri terminale,
- alte elemente asociate.

Teaca elementului combustibil CANDU este un tub cu pereți subțiri (0,4 mm) și este umplută cu combustibil. Datorită condițiilor de iradiere, pe suprafața ei se formează un strat de oxid de zirconiu aderent și, uneori, se depun produși de coroziune aduși de agentul de răcire. În plus, se produce modificarea caracteristicilor microstructurale ale materialului și, implicit, variația rezistivității. Condiția suprafeței limitează detectarea defectelor de suprafață, iar variația rezistivității influențează răspunsul curenților turbionari.

Ringurile terminale asigură legăturile de intrare și ieșire pentru agentul de răcire, realizând în același timp și o legătură etanșă de presiune, pentru mașinile de încărcare-descărcare (MID), pentru a permite introducerea/extragerea și, respectiv, deplasarea combustibilului.

Un dop de protecție din oțel inoxidabil, lung de aproximativ 1 m, asigură protecția la radiațiile gama, la capetele canalelor combustibile. După oprirea reactorului, radiațiile gama care provin din dezintegrarea produselor de fisiune, ar putea deveni un pericol serios, în cazul în care s-ar executa operații de întreținere/reparații pe fețele reactorului. Câte un dop de închidere este localizat la ambele capete ale canalului combustibil. Dopul este fixat cu o etanșare metalică sub presiune.

Agentul de răcire intră și iese în/din canalul combustibil prin intermediul fiderilor. O flanșă de conectare a fiderului pe fiecare fitting terminal, asigură fixarea acestuia la fitting printr-o garnitură metalică.

Un aspect interesant al acestui tip de ansamblu este modul de susținere: tubul de presiune este fixat în fittingul terminal prin intermediul unei îmbinări mandrinat. Fittingul la rândul lui, este susținut de protecția de capăt prin intermediul unor lagăre radiale. Tubul calandria este fixat într-o placă tubulară din oțel inox (placa tubulară interioară) tot prin mandrinare. Placa tubulară este parte a protecției de capăt.

Din bara de zircaloy se fabrica dopurile care au rolul de închidere a tecilor cu pastile la ambele capete. Tabla de zircaloy este ștanțată în patine și distanțieri. Pe suprafața acestora se depune prin evaporare în vid, beriliu.

Combustibilul nuclear utilizat în reactorul CANDU este constituit dintr-un fascicul de 37 elemente asamblate prin intermediul unor grile de capăt. Acest fascicul are lungimea de 495 mm, diametrul de 103 mm și greutatea de 24 kg.

Elementul combustibil CANDU conține pastile cilindrice de dioxid de uraniu (UO_2) sintetizate, aflate într-un tub (teacă) de Zircaloy-4 (aliaj de zirconiu și puțin fier, crom și staniu) închis la ambele capete cu dopuri. El are lungimea de 492 mm și diametrul de 13,1 mm.

Manipularea combustibilului proaspăt. Dioxidul de uraniu este fragil și se poate sparge dacă nu este manipulat corespunzător. Fragmentele care rezultă pot să deterioreze suprafața tecilor.

Pentru manipularea și stocarea combustibilului proaspăt, încărcarea și descărcarea reactorului, precum și pentru manipularea și stocarea combustibilului uzat se utilizează echipamente speciale.

Reactorul este realimentat, în timpul funcționării, cu combustibil prin intermediul a două mașini de încărcare-descărcare, câte una la fiecare capăt al acestuia. Mașinile de combustibil funcționează la capetele opuse ale aceluiași canal de combustibil, una introducând combustibilul proaspăt și cealaltă extrăgând combustibilul uzat.

În timpul funcționării normale a centralei, sistemul de realimentare cu combustibil îndepărtează căldura de dezintegrare din combustibilul aflat în capul MID pe tot parcursul perioadei de timp în care mașina de încărcat este atașată reactorului, apoi pe durata transferării combustibilului la poarta de transfer combustibil către bazinul de combustibil ars.

Combustibilul ars este descărcat de mașinile de încărcare-descărcare prin porțile de descărcare a combustibilului uzat, în bazinul de recepție a acestuia, de unde este transferat pe sub apă, la bazinul de combustibil uzat, amplasat în clădirea serviciilor auxiliare nucleare. Bazinul de combustibil uzat are o capacitate de stocare suficientă pentru "calmarea" combustibilului acumulat timp de cel puțin 6 ani și cu o rezervă până la transferul către alte modalități de stocare. Bazinul de combustibil uzat este prevăzut cu echipamente de ridicare și transport pe sub apă a combustibilului uzat și cu un sistem de răcire și purificare a apei capabil să evacueze căldura eliberată de combustibilul uzat în apa bazinului și să mențină regimul chimic și radioactivitatea apei la nivele acceptabile.

Încărcarea cu combustibil. Într-un reactor CANDU, încărcarea este o operație de rutină. O pereche de mașini de încărcare /descărcare, acționate de la distanță, introduc combustibilul proaspăt și-l extrag pe cel iradiat, cu reactorul în funcțiune.

Cele două mașini acționează pe cele două fețe, opuse ale reactorului, cuplându-se la fitingurile terminale. Când s-a realizat o cuplare etanșă, presiunea în capetele MID crește până la valoarea presiunii din circuitul primar.

MID-ul are în componența sa o magazie rotativă, asemănătoare cu butoiușul unui revolver. Un dispozitiv special, ansamblul ram, extrage dopul de închidere și cel de protecție, înainte ca să înceapă încărcarea- descărcarea. Cele două dopuri sunt stocate în magazia MID-ului. Câteva din locașurile magaziei MID conțin fasciculele de combustibil, câte două într-un locaș. Locașurile corespondente din cea de a doua mașină sunt goale. Ansamblul ram introduce câte două fascicule odată, înlocuind pe cele iradiate, care vor fi preluate de locașurile goale din cea de a doua mașină.

După încărcare, ansamblul ram introduce dopurile de protecție și de închidere. Oricare din cele două mașini poate să încarce sau respectiv să descarce. Combustibilul este introdus în reactor în sensul curgerii agentului de răcire. Două canale adiacente vor fi încărcate în sensuri opuse. La o operațiune, un canal este încărcat cu opt fascicule, încărcarea unui canal durează în jur de două până la trei ore. Funcționarea staționară la putere necesită aproximativ 100 până la 140 fascicule/săptămână.

Manipularea combustibilul iradiat. Dezintegrarea produselor de fisiune generează căldură în combustibilul iradiat. Această cantitate de căldură este relativ mare, în momentul extragerii din zona activă. Răcirea combustibilului se continuă în permanență și după extragere. Chiar și câteva minute de expunere la aer poate fi suficientă să cauzeze defecte în combustibil.

Combustibilul iradiat este foarte radioactiv. El este descărcat într-un bazin de descărcare, iar apoi este transferat într-un bazin de stocare, plin cu apă demineralizată, care este răcită în permanență.

Combustibilul iradiat este fragil când este rece. Operațiunile de manipulare sunt reduse ca număr, stocarea făcându-se pe rastele.

Combustibilul defect ar trebui extras din reactor, imediat ce este detectat. Majoritatea defectelor se pot înrăutăți în cazul în care combustibilul este lăsat în reactor. Produsele de fisiune eliberate în agentul de răcire cresc expunerea personalului centralei. De asemenea, ele contribuie la creșterea riscului de expunere a populației. Un conținut ridicat de I-131 poate să ducă la oprirea reactorului. Impuritățile din agentul de răcire conduc la o detectare sau localizare mai dificilă a combustibilului defect.

Odată extras, combustibilul defect este introdus în containere speciale, umplute cu apă. După aceea el este depozitat, asemeni combustibilului iradiat, într-un bazin de stocare combustibil defect.

Tipuri de combustibili

a) Combustibilul proaspăt: Într-un reactor nou sau care a fost retubat, tot combustibilul este proaspăt. Pe perioada primelor două luni de funcționare, conținutul de U-235 este ridicat. Pentru acumularea produselor de fisiune, absorbante de neutroni, este nevoie de o perioadă de timp. În schimb, conținutul de plutoniu crește rapid. Efectul de uniformizare a fluxului de neutroni, dat de combustibilul cu grad mare de ardere, lipsește.

b) Combustibil saracit: Fasciculele de combustibil săracit sunt identice cu cele standard, cu excepția conținutului de U-235, care este în jur de 0,4% - 0,5%. Fasciculele de combustibil săracit, plasate în centrul zonei active, contribuie la uniformizarea fluxului de neutroni.

Moderatorul și sistemul principal moderator. Moderarea sau încetinirea neutronilor este o trăsătură caracteristică a tuturor reactoarelor cu neutroni termici.

La apariția lor, în urma procesului de fisiune, neutronii au energii de aproximativ 2 MeV și viteze de aproximativ 1/20 din viteza luminii (aproximativ 10.000 km/s). Pentru a fi utilizați eficient în reactoarele ce folosesc uraniu natural, sunt necesare energii de circa 0,025 eV (energie care corespunde unei viteze de 2,2 km/s). Cea mai mare parte din încetinire se realizează în moderator.

Sistemul moderatorului are următoarele funcții:

- moderează (încetinește) neutronii rapizi de fisiune;
- evacuează căldura degajată în cadrul procesului de moderare;
- servește ca mediu de dispersie al substanțelor chimice introduse pentru reglarea reactivității în zona activă;
- evacuează căldura degajată de combustibil în cazul LOCA (Loss of Coolant Accident - pierderea agentului de răcire), concomitent cu indisponibilitatea sistemului de răcire la avarie a zonei active;
- menține o temperatură constantă de 60-80°C a moderatorului în calandria.

Sistemul principal al moderatorului constă în:

- două pompe centrifuge P1, P2 (2x100%), verticale, montate în paralel;
- două schimbătoare de căldură HX1, HX2 (2x50%), verticale, montate în paralel și înseriate cu pompele;
- vas de expansiune TK1;
- conducte și armătur

Izotopul apei grele moderator este în jur de 99,8%. Numărul de neutroni absorbiți de moderatorul D_2O este foarte mult influențat de cantitatea de H_2O ca impuritate în D_2O . Absorția în nucleul de hidrogen este atât de mare (de aproximativ 600 ori mai mare), față de absorția în nucleul de deuteriu, încât o modificare de numai 0,1% a cantității de H_2O în D_2O , conduce la o modificare importantă a absorției moderatorului.

Este importantă menținerea în limite foarte restrânse a acestei purități izotopice a moderatorului deoarece scăderea acesteia va implica o creștere a cheltuielilor cu combustibilul. Aceasta se va întâmpla deoarece neutronii absorbiți suplimentar în H_2O vor trebui înlocuiți prin supraîncărcarea cu combustibil.

Dacă izotopul moderatorului scade foarte mult, reactorul nu va mai putea funcționa și se va opri. În acest caz, este necesară reconcentrarea apei grele, operație care se face într-un turn de îmbogățire.

În timpul funcționării reactorului, moderatorul devine radioactiv, datorită absorției de neutroni în deuteriu, cu formarea de tritiu (care are un timp de înjumătățire de aproximativ 12 ani). Aceasta conduce la producerea de apă tritiată, care este un pericol de radiații.

Tritiul emite radiații β , care nu pot străbate conductele, astfel încât pericolul de expunere la radiații apare numai dacă apă grea tritiată este eliberată în atmosferă sau curge dintr-un sistem care o conține. Oricum, tritiul reprezintă un pericol de radiații intern. Vaporii de apă tritiată intră în organismul uman prin plămâni și prin piele. Apoi este dispersat în întreg corpul. Tritiul este cel mai important pericol de iradiere contribuind cu 30% până la 50%, la doza încasată de personalul centralei.

Un alt fapt deosebit de important este acela că moderatorul devine mult mai tritiat decât agentul de răcire. Acesta este încă un considerent pentru care moderatorul nu trebuie să se amestece cu agentul de răcire, (pe lângă faptul că au izotopic diferit). În cazul în care se lucrează în atmosfera tritiată se vor lua măsuri deosebite de radioprotecție, (costum de plastic, aparat de respirat, etc).

Moderatorul are cea mai mare concentrație de tritiu, comparativ cu agentul de răcire deoarece:

- Apa grea moderator stă un timp mai îndelungat în zona activă fiind astfel mai mult timp expusă fluxului de neutroni.

- Apa grea agent de răcire stă mai puțin de 5% din timp, când trece prin zona activă.

- Concentrația de neutroni *termici* în moderator este mult mai mare comparativ cu agentul de răcire, moderatorul fiind sursa de *neutroni termici*.

- Activitatea tritiului este *independentă* de funcționarea reactorului.

Pompele de moderator aspiră apa grea de la partea inferioară a calandriei. Apa grea este returnată în vasul calandria prin câte patru stuțuri prevăzute pe părțile laterale ale calandriei. Schimbătoarele de căldură din circuit servesc la răcirea apei grele moderator înainte de a se întoarce în calandria. Agentul de răcire din aceste schimbătoare de căldură este *apa ușoară demineralizată*.

Prin varierea debitului de apă de răcire se controlează temperatura apei grele. Când temperatura moderatorului este ridicată, *armăturile de control ale temperaturii* de pe partea de apă ușoară se vor deschide mai mult. Aceasta va duce la creșterea debitului de agent de răcire în schimbătoare. Pe măsură ce temperatura scade, aceste armături se vor închide, reducând transferul de căldură.

Pompele de moderator aspiră dintr-un colector comun, *colectorul de aspirație*. Un *colector de egalizare*, conectează refulările celor două pompe. Aceste colectoare asigură condiții similare la aspirația și refularea celor două pompe, ajutând la egalizarea debitului către cele două schimbătoare de căldură.

Însăși configurația sistemului permite ca extragerea căldurii să poată avea loc chiar și după izolarea unei pompe sau schimbător de căldură în vederea întreținerii. De remarcat *clapetele de reținere* (în scopul prevenirii reîntoarcerii debitului prin pompe), cât și *armăturile de izolare* (necesare pentru operațiunile de întreținere/reparații).

Exploatarea în siguranță a centralei necesită ca extragerea căldurii din moderator să se facă permanent. Analizând sursele de căldură din moderator, se poate observa că există o cantitate semnificativă de căldură chiar și când reactorul este oprit.

În acest scop, se prevăd *echipamente auxiliare de extragere a căldurii*. Pompele de moderator prezintă un motor auxiliar (pony motor).

Schimbătoarele de căldură și pompele sunt prevăzute cu armături de drenare în vederea întreținerii.

Sistemul de adiție otrava lichidă. Borul și gadoliniul sunt substanțe puternic absorbante de neutroni, utilizate pentru reglarea reactorului. Sistemul de adiție otravă lichidă introduce aceste otrăvuri în apa grea moderator. Există două rezervoare, unul pentru bor și celalalt pentru gadoliniu. Otrava este adăugată gravitațional. Armăturile de adiție sunt acționate din camera de comandă principală. *Anhidrida borică și nitratul de gadolinu se prezintă sub forma unor pulberi solubile, de culoare albă.*

Sistemul primar de transport al căldurii. *Apa grea agent de răcire extrage căldura din combustibil și o transferă la generatoarele de abur. În consecință acest sistem are două scopuri principale:*

a) *Apa grea agent de răcire extrage căldura din combustibil.*

Acest rol este extrem de important, chiar dacă reactorul funcționează la putere sau nu. Fără o răcire adecvată, combustibilul se va defecta eliberând materiale radioactive.

b) *Apa grea agent de răcire transferă căldura preluată din combustibil la generatoarele de abur. Aceasta conduce la producerea de abur utilizat la generarea de energie electrică.*

Pericolele radiologice aferente sistemului primar de transport al căldurii sunt asemănătoare cu cele descrise pentru moderator. Când reactorul funcționează, datorită interacțiunii oxigenului cu neutronii se formează izotopii de N-16 și O-19. Radiația gama care provine de la acești izotopi împiedică accesul la echipamentele care conțin apă grea când reactorul este la putere. Ei dispar la scurt timp după oprire.

Tritiul este prezent în permanență în agentul de răcire. Eliberările de tritii sunt mult mai probabile din agentul de răcire, comparativ cu moderatorul, deoarece acesta este fierbinte și sub presiune. Un sistem deschis pentru întreținere reprezintă de asemenea, un pericol radiologic din punct de vedere al tritiului.

Din combustibil se eliberează în agentul de răcire o serie de materiale radioactive. Unele, de exemplu cum este Iodul 131, sunt volatile, creând un pericol radiologic în jurul echipamentelor. Câmpurile de radiații gama persistă și când reactorul este oprit.

Sistemul primar de transport al căldurii prezintă două pericole convenționale pe care nu le întâlnim la sistemul moderator. Acestea sunt presiunea și temperatura ridicată.

Sistemul primar de transport al căldurii constituie veriga principală în evacuarea căldurii din combustibil.

Agentul de răcire transferă căldura la generatoarele de abur, în scopul producerii de abur.

Agentul de răcire protejează combustibilul, răcindu-l. Aceasta previne apariția defectelor de combustibil și a eliberărilor de radioactivitate.

Pompele primare preiau apă grea din generatoarele de abur și o trimit în colectorii de intrare. Colectorii distribuie agentul de răcire prin intermediul fiderilor, în canalele combustibile.

Agentul de răcire, după ce a preluat căldura din combustibil, iese prin *fiderii de ieșire*. *Colectorii de ieșire* preiau apa grea care vine de la fideri, apoi agentul de răcire intră în *generatoarele de abur*. Aici, apa grea

cedează căldura preluată din combustibil, apei ușoare din generatoare . În continuare, agentul de răcire iese din generator și este preluat de către cea de a doua pompă. Agentul de răcire va fi trimis la primul generator de abur prin intermediul celui de al doilea colector de intrare, a fidelilor de intrare conectați la el și a canalelor combustibile.

Intrările și ieșirile din zona activă se află la fiecare capăt al reactorului. Agentul de răcire curge în direcții opuse prin canale adiacente. *Curgerea bidirecțională* reduce diferențele de temperatură dintre fețele reactorului. Aceasta contribuie la scăderea eforturilor termice între protecțiile de capăt, calandria și tuburile calandria.

La intrarea în reactor, apa grea agent termic are o presiune de 111,3 bar și o temperatură de 266°C iar la intrarea în cele patru generatoare de abur are 98,9 bar și 310°C. Acesta este circuitul primar. În circuitul secundar apă-abur, parametrii aburului viu la ieșirea din generatoarele de abur sunt: 46,9 bar și 260°C., iar parametrii apei de alimentare la intrarea în generatoarele de abur sunt: 48 bar și 187°C. Preîncălzirea apei de alimentare se realizează în cinci trepte (trei preîncălzitoare de joasă presiune, un degazor și un preîncălzitor de înaltă presiune). Apa grea moderator, spre deosebire de apa grea agent termic se află sub presiune și temperatură reduse: 1,2 bar și 70°C.

Turbine cu abur saturat este o turbină de condensatie, cu un corp de medie presiune și trei corpuri de joasă presiune, toate în dublu flux, turație de 1500 rot/min, parametrii aburului la intrare: 45,5 bar și 258°C, presiunea din condensator: 0,0423 bar, corespunzătoare temperaturii medii a apei de răcire de 15°C.

Generatorul electric are o putere aparentă de 800 MVA, factor de putere 0,9, tensiune nominală 24 kV, agenți de răcire: hidrogen la rotor și apă ușoară la stator (16; 17; 18; 19; 20; 21; 22; 23; 24; 25; 26; 27).

CAPITOLUL 4. PERSPECTIVELE PROGRAMULUI NUCLEAR DIN ROMÂNIA

4.1. Sistemul energetic din România și opțiunea nucleară

Evoluția energiei românești și a Uniunii Europene, precum și realitățile geopolitice impun elaborarea unei noi Strategii energetice pentru perioada 2016-2035 prin revizuirea celei existente (2007-2020). Dezideratele acestei viitoare strategii – al cărui scop principal este acela de a contribui la creșterea economică și, drept urmare, la creșterea nivelului de trai – ar trebui să fie:

- Securitatea aprovizionării cu energie și asigurarea dezvoltării economico – sociale, în contextul unei viitoare cereri de energie în creștere;
- Asigurarea competitivității economice prin menținerea unui preț suportabil la consumatorii finali;
- Protecția mediului prin limitarea efectelor schimbărilor climatice.

Pentru a răspunde acestor trei deziderate majore, România va avea în vedere realizarea unui mix energetic diversificat, echilibrat, cu utilizarea eficientă a tuturor resurselor de energie primară interne, precum și a tehnologiilor moderne ce permit utilizarea pe termen lung a combustibililor fosili cu emisii reduse de gaze cu efect de seră, a surselor de energie regenerabilă, precum și energia nucleară.

Pe fondul crizei financiare și contractării economiei din ultimii ani, consumul de energie electrică și, în consecință prețul său, s-au redus semnificativ, atât la nivelul României, cât și la nivel regional și global. Ca urmare, capacitățile de producție instalate sunt excedentare cererii de energie electrică. În România, impactul semnificativ a apărut asupra capacităților pe bază de cărbune, accentuat pe fondul separării producătorilor pe surse de generare (cărbune, gaz, nuclear, hidro), cât și de punerea în funcțiune de noi capacități din surse regenerabile.

Redresarea treptată a economiei României și a economiilor regionale va conduce la revenirea într-un ritm mai lent a consumului de energie electrică, pe fondul eficienței energetice sporite și, de asemenea, a prețurilor energiei electrice, având în vedere obiectivul consumatorilor industriali de a rămâne competitivi la nivel regional și mondial.

Obiectivul sectorului energetic din România, de asigurare a securității alimentării cu energie electrică și termică a tuturor consumatorilor, la un nivel de calitate corespunzător, trebuie să se realizeze cu cele mai mici costuri pentru consumatori, cu respectarea cerințelor de mediu și în acord cu obiectivele din Cadrul de reglementare pentru politici de mediu și energie pentru perioada 2020 – 2030 elaborat de Comisia Europeană și Strategia Europeană de securitate energetică, astfel încât să fie menținute siguranța în alimentarea cu energie, competitivitatea industriei și protejarea locurilor de muncă (28).

Foaia de Parcurs 2050 pentru Energie a U.E – a cărei lansare, în 2011, a deschis calea dezbaterilor la nivel european asupra modalităților/căilor de a face față provocărilor energetice și climatice, precizează că energia nucleară poate fi o opțiune pentru reducerea emisiilor de CO₂, asigurând, în prezent, cea mai mare parte a electricității produsă fără emisii de CO₂ la nivelul U.E. și reducând, în același timp, dependența față de importul de gaze naturale.

Energia nucleară este recunoscută ca o sursă semnificativă de energie - așa cum preciza Asociația Mondială a Energiei Nucleare (World Nuclear Association – WNA), energia nucleară asigura aproximativ 11,5% din consumul global de electricitate și aproximativ 27% din energia țărilor U.E. - , cu conținut redus de carbon, având, în continuare, de făcut față procedurilor ridicate de acceptarea acestora de către populație, îngrijorată de aspectele privind:

- securitatea nucleară;
- deșeurile radioactive;
- proliferarea.

În cadrul dezbaterii „reglementat – dereglementat” – pornind de la argumentul imposibilității acumulării fondurilor necesare dezvoltării marilor proiecte nucleare sau convenționale într-o piață dereglementată – este tot mai oportună discuția asupra structurii piețelor de energie.

Din punct de vedere al energiei nucleare, Europa prezintă următorul paradox: este lider mondial în ceea ce privește capacitatea instalată în centrale nucleare și numărul mare de companii care le exploatează, producția de echipamente și ciclul combustibilului nuclear, aflată într-o competiție crescută cu industriile nucleare din SUA, Coreea de Sud, Rusia, China, Japonia, dar este confruntată cu îngrijorarea unei mari părți a cetățenilor Uniunii privind energia nucleară. După accidentul de la Fukushima, Japonia, din 11 martie 2011 – provocat de un dezastru natural (cutremur urmat de un tsunami de mari proporții) corelat cu o inacceptabilă greșeală de

proiectare – industria mondială a fost pusă în fața grelei întrebări „dacă poate face față unei asemenea situații de urgență?”.

În acest context, implicarea voluntară a statelor membre ale U.E în programul de „Teste de stres” inițiat de către Consiliul Uniunii Europene imediat după accidentul de la Fukushima, arată determinarea celor implicați (organisme naționale, de reglementare, deținători și operatori de centrale nucleare, organizații de inginerie, proiectare și cercetare ș.a.) în reevaluarea răspunsului centralelor nucleare existente la evenimentele extreme, de origine naturală sau induse de către om. Europa rămâne, însă, puternic divizată în privința utilizării energiei nucleare, în contextul în care Germania grăbește ieșirea din zona energiei nucleare, cu un preț suplimentar semnificativ plătit de consumatori și cu creșteri notabile ale emisiilor de carbon, Elveția a decis să stopeze orice inițiativă privind construcția de noi centrale nucleare, iar Italia a hotărât să nu mai revină la energia nucleară. Rămân însă cele 13 state membre care operează centrale nucleare, însumând 135 de reactori nucleare care acoperă circa 27% din necesarul de energie electrică al U.E. evitând emisii de peste 6 milioane tone CO₂. La nivel continental 15 state membre ale U.E. și Federația Rusă și-au menținut opțiunea nucleară pentru un orizont de timp previzibil, dintre acestea Finlanda, Franța, Slovacia și Federația Rusă au proiecte nucleare în derulare. Marea Britanie rămâne un promotor, dar și un inovator în domeniul găsirii de noi instrumente de susținere a finanțării proiectelor energetice de mare putere, non-carbon, la care se adaugă Polonia cu mari ambiții în dezvoltarea domeniului nuclear. Motivarea acestor acțiuni este dată de necesitatea reducerii dependenței de importul de gaze naturale, acesta fiind un comandament general al Statelor Membre ale Uniunii.

În procesul de dezvoltare a energiei nucleare, atât în lume, cât și la nivel european, pe lângă îngrijorările provocate de urmările accidentului de la Fukushima se pot semna, printre condițiile majore, barierele financiare care afectează proiectele energetice de mare capacitate, printre care și cele nucleare, accentuate de criza financiară mondială. Voci din lumea bancară și a consultanței financiare internaționale împărtășesc îngrijorările industriei privind lipsa de atractivitate a marilor proiecte energetice europene (nucleare, hidro) pentru finanțatori, solicitând implementarea unor măsuri de reducere a riscurilor de finanțare, cum ar fi: suportul guvernamental sub formă de garanții suverane care să reducă riscurile specifice, încurajarea contractelor de livrare a energiei electrice pe termen lung, încheiate în condiții de transparență și cu termeni și condiții reciproc avantajoase, abordarea echilibrată a celor trei piloni ai

strategiei europene (schimbările climatice, eficiența economică și siguranța energetică) și a tuturor formelor de producere a energiei electrice care nu produc emisii de carbon.

Se menționa mai sus rolul jucat astăzi de Marea Britanie în dezvoltarea de noi instrumente de susținere a finanțărilor marilor proiecte energetice, inclusiv prin suportul statului acordat dezvoltatorilor acestor proiecte într-un parteneriat avantajos părților, creșterii rolului Agențiilor pentru Credite de Export în finanțarea proiectelor nucleare și acordarea garanțiilor de stat. La nivel mondial, nu trebuie uitat exemplul dat de Statele Unite în susținerea unor tehnologii non-carbon, fără excepție, atât regenerabile, cât și nucleare, în efortul reducerii emisiilor, dar și al menținerii eficienței industriei energetice din această țară (29).

În România, energia nucleară reprezintă o alternativă sustenabilă pentru crearea unui portofoliu echilibrat de surse de producere a energiei. Importanța energiei nucleare este, de asemenea, menționată și în Strategia Energetică a României pentru perioada 2007-2020, ținând seama de resursele limitate de gaze naturale și cărbune, precum și nevoia de a produce energie electrică la prețuri competitive și cu emisii reduse de CO₂.

Având în vedere schimbările ce se petrec la nivel mondial și european, devine esențială revizuirea Strategiei Energetice Naționale în concordanță cu obiectivele noii politici a U.E., pentru o Strategie Competitivă și Sigură, care să exprime în mod clar atât principalele obiective, cât și definirea priorităților de acțiune, în contextul unei piețe libere.

Până în prezent, în România, capacitățile nucleareoelectrice în funcțiune, precum și activitățile asociate cu asigurarea resurselor, au demonstrat următoarele avantaje competitive, oportunități, deficiente și riscuri (20; 30):

a. Avantaje competitive:

- Ciclu nuclear complet.
- Impact redus al fluctuațiilor prețului componentei uraniu în prețul combustibilului nuclear, comparativ cu alți combustibili fosili.
- Tehnologie sigură, recunoscută internațional.
- Tehnologie de producție cu emisii reduse de carbon
- Cadru solid de reglementare a activității din domeniul nuclear.
- Performanță tehnică și operațională ridicată.
- Programe de pregătire a personalului consistente, la nivelul standardelor internaționale.
- Menținerea colaborării strânse cu furnizorul tehnologiei nucleare utilizate.

-Experiență solidă în exploatare, bine documentată, accesibilă și preservată.

-Accesul direct la experiența similară internațională prin organisme la care industria nucleară românească este afiliată.

-Suportul unei industrii orizontale naționale și internaționale implicate în programul nuclear din faza de construcție.

-Experiența în gestionarea și depozitarea intermediară a deșeurilor radioactive.

-Buna comunicare cu populația, comunitatea locală și factorii de decizie la nivel local și național.

b.Oportunități:

-Contribuitor semnificativ în privința securității energetice și a reducerii emisiilor de carbon.

-Posibilitatea asigurării altor surse de uraniu din piața internațională, din zone geografice fără conflicte sau necondiționate politic.

-Capacitate tehnologică de a procesa steril.

-Optimizarea producției prin programarea perioadelor de mentenanță și alimentare cu combustibil nuclear în funcție de curbele de consum.

-Dezvoltarea unor programe de cercetare în domeniul nuclear.

c.Deficiențe:

-Flexibilitate redusă în a prelua fluctuații ale SEN.

-Deși există progrese în cadrul unor programe pilot, nu există tehnologii la scară comercială în privința dezafectării centralelor nucleare și a depozitării pe termen lung a combustibilului nuclear ars.

-Tehnologie costisitoare de producere a apei grele.

-Lipsa surselor de finanțare pentru continuarea programului nuclear fără atragerea altor investitori.

d.Riscuri:

-Asigurarea apei de răcire în condiții de secetă severă.

-Asigurarea aprovizionării cu uraniu pe termen lung din surse interne, în condiții de incertitudine privind economicitatea deschiderii unor noi exploatare uranifere.

-Riscul politic de a surveni modificări majore ale reglementărilor specifice industriei nucleare, posibil a fi indus de schimbarea viziunii

politice asupra utilizării energiei nucleare ca urmare a presiunii opiniei publice.

- Mobilitatea ridicată a personalului de specialitate.

- Scăderea prețurilor din piața de energie electrică, cu impact asupra acoperirii costurilor de operare, mentenanță și re tehnologizare a instalațiilor.

Asigurarea combustibilului nuclear

În România, resursele minerale de uraniu sunt în administrarea Companiei Naționale a Uraniului (CNU). În prezent, singura exploatare de uraniu activă în România este localizată în județul Suceava și asigură producția de minereu uranifer prin exploatarea a două structuri mineralizate, respectiv Crucea și Botușana. Cu o vechime în exploatare de 26 ani, zăcământul Crucea-Botușana este în curs de epuizare (22).

În perspectivă, CNU are în vedere atragerea în circuitul economic a unui nou perimetru din zona Carpaților Orientali, zăcământul uranifer Tulgheș-Grințieș. În acest context, există posibilitatea construirii unor noi capacități de prelucrare și rafinare, cu tehnologii avansate, care să asigure creșterea gradului de recuperare a uraniului și reducerea costurilor de producție.

Resursele naționale de uraniu și stocurile de concentrate tehnice de uraniu aflate în diverse stadii de rafinare și depozitate la Platforma Feldioara asigură necesarul de materie primă pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar reactoarelor 1 și 2 de la Cernavodă pe întreaga durată tehnică de exploatare a acestora.

Astfel, pentru funcționarea continuă și în condiții de siguranță a Unităților 1 și 2 este necesară deschiderea zăcământului uranifer Tulgheș-Grințieș. O soluție pe termen mediu ar putea fi și importul și prelucrarea concentratelor tehnice de uraniu, în vederea obținerii pulberii de dioxid de uraniu. În condițiile deschiderii și exploatării noului zăcământ uranifer, resursele interne de uraniu nu pot asigura complet necesarul de combustibil pentru patru unități nucleare, în perspectiva construirii și punerii în funcțiune a Unităților 3 și 4, pe toată durata de operare a acestora, fiind necesar și importul de octoxid de uraniu (U_3O_8). Octoxidul de uraniu importat poate fi procesat în România, în concordanță cu necesarul rezultat din programul de dezvoltare al energiei nucleare.

Necesarul anual de combustibil nuclear CANDU este de aproximativ 5.300 de fascicule combustibile pe unitate nucleară, iar necesarul anual de pulbere de dioxid de uraniu pentru cele două unități nucleare este de aproximativ 200 tone echivalent uraniu.

România nu exportă minereu, concentrate tehnice de uraniu sau pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu și nici combustibil nuclear sub formă de fascicule sau altă formă.

Până în prezent, întreaga cantitate de uraniu necesară fabricării combustibilului nuclear utilizat intern a fost asigurată prin procesarea minereurilor de uraniu din producția autohtonă și rafinarea concentratelor tehnice de uraniu depozitate pe platforma de la Feldioara.

Având în vedere încetarea activităților miniere în perimetrele uranifere din Caraș-Severin și Bihor, epuizarea resurselor din zăcămintul Crucea-Botușana, precum și diminuarea stocurilor de concentrate tehnice de uraniu și întârzierea pe termen lung a deschiderii zăcămintului Tulgheș-Grințieș, este necesară stabilirea abordării optime în asigurarea securității energetice naționale privind utilizarea resurselor autohtone de uraniu, coroborată cu achiziționarea de uraniu de pe piața internațională.

De pe piața internațională pot fi achiziționate concentrate tehnice de uraniu (yellow cake) sau pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu necesară fabricării combustibilului nuclear de tip CANDU. Achiziția acestora se realizează pe bază de contracte pe termen lung, prima livrare aferentă cantității contractate fiind efectuată la o perioadă de 5 ani de la semnarea contractului.

CNU are în administrare resursele minerale de uraniu și desfășoară următoarele activități: exploatarea zăcămintelor de uraniu, prepararea și obținerea concentratelor uranifere, rafinarea concentratelor tehnice de uraniu și valorificarea pulberii de dioxid de uraniu, precum și activități de conservare, închidere și ecologizare a obiectivelor cu activitate sistată.

Platforma Feldioara asigură prelucrarea minereului de uraniu în uzina de prelucrare minereuri uranifere unde se obține concentratul tehnic de diuranat de sodiu și în uzina de prelucrare concentrate tehnice de uraniu, care asigură obținerea octoxidului de uraniu (produs intermediar stabil) și a pulberii sinterizabile de dioxid de uraniu (materia primă pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar centralelor nucleare-electrice tip CANDU).

Prin activitatea celor două uzine, România este singura țară din Europa care produce în prezent combustibil nuclear pentru centrale nucleare-electrice de tip CANDU. CNU este calificată ca furnizor de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu, în conformitate cu specificațiile pentru combustibilul nuclear de tip CANDU și cu normele Comisiei Naționale pentru Controlul Activităților Nucleare (CNCAN), fiind și unicul furnizor local de pulbere sinterizabilă de dioxid de uraniu pentru Fabrica de Combustibil Nuclear de la Pitești.

Combustibilul nuclear necesar funcționării celor două unități nucleare de la Cernavodă este produs la Fabrica de Combustibil Nuclear Pitești (FCN Pitești), sucursală a Societății Naționale Nuclearelectrice (SNN).

Capacitatea de producție a FCN Pitești asigură necesarul anual pentru funcționarea Unităților 1 și 2, având posibilități de extindere pentru a acoperi necesarul de combustibil nuclear pentru noi unități nucleare.

Deși nu este parte integrantă a ciclului combustibilului nuclear, apa grea este un produs indispensabil utilizării combustibilului nuclear cu uraniu natural în reactoarele nucleare de tip CANDU.

În România, producția de apă grea este asigurată de Uzina de apă grea ROMAG PROD situată în apropierea orașului Drobeta – Turnu Severin. Cu o capacitate de 360 tone pe an, uzina a furnizat încărcăturile inițiale pentru Unitățile 1 și 2 și Unitățile 3 și 4, precum și necesarul de apă grea pentru completările tehnologice la Unitățile 1 și 2, aflate în exploatare.

La nivel național, nu există o piață de tranzacționare organizată pentru uraniu sau combustibilul nuclear, însă toate tranzacțiile cu uraniu sunt notificate Agenției EURATOM de Furnizare a Uraniului (ESA – EURATOM Supply Agency), care este și parte semnatară a contractelor de comercializare a uraniului, alături de furnizor și cumpărător.

În România, tranzacționarea apei grele se realizează la preț reglementat (10).

Integrarea pieței românești în piața europeană

Prin tratatul EURATOM, a fost creată o piață nucleară comună la nivelul Uniunii Europene. Tratatul desemnează ESA pentru a asigura accesul egal al tuturor utilizatorilor la minereu și combustibilul nuclear, în cadrul Uniunii. Totodată, ESA are dreptul de opțiune privind achiziționarea de material nuclear, inclusiv uraniu, produs în Statele Membre ale Uniunii Europene.

Deșeurile radioactive nu sunt tranzacționabile, importul acestora fiind interzis de majoritatea statelor membre ale Uniunii Europene, inclusiv în România. Există preocupări, la nivel de concept, privind depozitarea finală a deșeurilor radioactive în depozite regionale.

Prin ciclul combustibilului nuclear „deschis” adoptat în conformitate cu angajamentele de neproliferare asumate de România, este prevăzută depozitarea finală a combustibilul nuclear ars în depozite geologice, opțiunea reprocesării acestuia și reutilizării produselor fisionabile rezultate în reactoarele nucleare reproducătoare nefiind luată în considerare.

România fiind singura utilizatoare a tehnologiei CANDU în Europa, nu există oportunități reale de export pentru apa grea.

Proiectul nuclear de la Cernavodă se încadrează în categoria investițiilor în tehnologii cu emisii reduse de carbon, absolut necesare pentru România, în contextul obiectivelor foarte ambițioase de decarbonizare la nivel european, reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în anul 2030. În același timp, este necesar de avut în vedere faptul că asemenea proiecte de anvergură sunt caracterizate de infuzii de capital majore în perioada de construcție, dar cu venituri sigure și stabile în perioada de exploatare (capacitățile nucleare funcționează în baza curbei de sarcină, pe o perioadă de 50 de ani, având o contribuție majoră la asigurarea securității Sistemului Electroenergetic Național)(31).

În contextul economic actual și al pieței de electricitate care nu oferă condiții suficiente pentru realizarea investițiilor în proiectele mari de infrastructură energetică, necesare sectorului energetic, cu impact major în revigorarea economică a României, coroborat cu specificitatea tehnologiilor energetice cu emisii reduse de carbon, adesea caracterizate prin necesar de capital intensiv și durate mari de realizare, se pune problema necesității unor mecanisme suport care să faciliteze realizarea investițiilor mari de infrastructură energetică, bazate pe principiile pieței libere de energie și cu respectarea reglementărilor europene privind transparența, competiția și ajutorul de stat. Securizarea va putea fi realizată atât prin mecanisme fiscale, cât și cu ajutorul unor instrumente comerciale adaptate domeniului energetic, care să permită, în principal, predictibilitatea recuperării investiției pentru investitorii în capacități de producere a energiei prin tehnologii cu emisii reduse de carbon

4.2. Realizare Unităților 3 și 4 la CNE Cernavodă

Principalele provocări ale sectorului energetic sunt: asigurarea securității energetice, înlocuirea capacităților ineficiente cu durata de viață expirată, cererea de energie în creștere în viitorul apropiat, managementul sistemului energetic în condițiile creșterii ponderii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie și integrarea în piața regională și europeană. Pentru a îndeplini obiectivele de mai sus, reducând în același timp puterea totală instalată prin retragerea treptată a vechilor capacități, corelat cu creșterea așteptată a cererii de energie, este evidentă nevoia instalării și punerii în funcțiune de noi capacități.

Există un angajament clar al Guvernului român de a promova tehnologii de producere a energiei electrice fără emisii de carbon. Prin punerea în funcțiune a Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, care vor aduce o contribuție anuală de energie electrică de aproximativ 11 TWh, mixul

de energie electrică produsă în România va fi modificat în mod semnificativ, energia nucleară reprezentând, la nivelul deceniului următor, aproximativ 30% din producția de energie electrică a României.

Planurile de a îmbunătăți conexiunile cu Serbia, Republica Moldova și Turcia sporesc capacitățile de export ale României și reduc congestiile la frontieră.

Proiectul Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă prezintă următoarele caracteristici care îl fac o opțiune rezonabilă de generare a energiei electrice pe termen lung pentru România (15;16;17;20):

- CANDU este o tehnologie demonstrată atât la nivel mondial, cât și în România, care are experiență în construirea, autorizarea și buna operare a unităților de producție de acest tip.

- Bunele performanțe ale Unităților 1 și 2, indică faptul că personalul de operare SNN este calificat și are experiența necesară în operarea reactoarelor tip CANDU 6. Instruirea personalului se realizează de către SNN folosind propriul simulator "full scope" CANDU 6. Programele de formare sunt în conformitate cu cele mai bune practici și standarde internaționale. Ca urmare, SNN are expertiza tehnică de a instrui personalul de operare și restul personalului pentru Unitățile 3 și 4.

- Având în vedere experiența acumulată pe durata construcției, punerii în funcțiune și exploatării Unităților 1 și 2, există în cadrul SNN personalul tehnic și de conducere calificat, care poate prelua pozițiile cheie pentru punerea în funcțiune și exploatarea Unităților 3 și 4, asigurând totodată pregătirea personalului nou care va fi selectat pentru completarea echipelor de operare.

- România are instalații industriale care acoperă în întregime ciclul combustibilului nuclear 5 de tip CANDU 6, precum și tehnologia industrială pentru producerea apei grele. Prima încărcătură de apă grea necesară Unităților 3 și 4 este deja fabricată, aflându-se în proprietatea Statului român și a SNN.

- Fabrica de Combustibil Nuclear (FCN), Pitești - sucursala a SNN, a fost licențiată de către AECL și Zircotec Precision Industries (ZPI) din Canada (astăzi parte a Cameco Group, Canada), în 1994, pentru fabricarea combustibilului de tip CANDU 6 cu uraniu natural. Calitatea înaltă a combustibilului nuclear produs în România a fost dovedită de către comportamentul și performanțele sale pe parcursul funcționării celor două unități nucleare existente. Rata de defect realizată până în prezent la cele două unități în exploatare, a fost de 0,04% la un factor mediu de ardere de 170 MWh / KGU. Prin extinderea capacității de producție, FCN poate

asigura necesarul de combustibil nuclear pentru Unitățile 3 și 4, atât pentru prima încărcătură, cât și pe durata exploatării acestora.

-În prezent, pentru programul de energie nucleară din România se folosește uraniu din resursele interne. Consumul de uraniu este de aproximativ 100 de tone / an per unitate.

-Strategia de gestionare a deșeurilor radioactive implementate la Unitățile CNE Cernavodă 1 și 2 este în conformitate cu cerințele și bunele practice ale AIEA și Uniunii Europene. Deșeurile radioactive sunt colectate, prelucrate (acolo unde este cazul) și depozitate în instalații în condiții de siguranță prevenind orice efecte negative asupra sănătății publice și mediului.

-Pe amplasamentul Cernavodă există un depozit intermediar de combustibil nuclear ars (DICA) care funcționează din 2003, pentru a stoca combustibilul uzat de la Unitățile 1 și 2 pentru o perioadă de peste 50 ani. Se are în vedere extinderea acestuia cu scopul depozitării combustibilului uzat de la Unitățile 3 și 4.

-Prin implicarea în construcția Unităților 1 și 2, mai multe companii românești de fabricație și construcție au dobândit experiența necesară, precum și autorizările specifice domeniului, care să le permită producerea de componente și asigurarea lucrărilor de construcții-montaj pentru unități nucleare de tip CANDU 6.

-Companiile românești de proiectare și inginerie au dobândit o experiență vastă în proiectarea și evaluarea diferitelor aspecte ale centralelor cu reactoare tip CANDU .

-Implicarea industriei din România la finalizarea Unităților 3 și 4 va asigura menținerea și crearea de noi locuri de muncă, contribuind la politica națională de reindustrializare. Din analizele Forumului Atomic Român, asociație a industriei nucleare din România, afiliată organizației similar europene (FORATOM) rezultă un potențial economic-financiar semnificativ în cadrul societăților identificate, candidate în a oferi servicii și lucrări pentru unitățile 3 și 4, indicându-se o cifră de afaceri de peste 500 milioane de euro.

-Conform Strategiei de Continuare a Proiectului Unitățile 3 și 4 de la CNE Cernavodă, aprobată de Guvernul României: "Documentația aferentă procedurii de selectare a investitorilor pentru Proiect va conține și clauze specifice destinate promovării industriei românești (volum indicative de 30% dar nu mai puțin de 20% din valoarea lucrărilor, procurărilor de echipamente, materiale și ingineriei). Suplimentar, inventarul inițial de apă grea și prima încărcătură de combustibil nuclear se vor asigura de către Statul român și SNN.

-Potrivit unui studiu elaborat de asociația Romatom, abandonarea construcției reactoarelor 3 și 4 de la CNE Cernavodă ar aduce pierderi în

economia românească de circa 3 miliarde de euro, prin dispariția industriei nucleare orizontale, lipsa unor noi contracte și nevalorificarea investițiilor deja realizate.

-Proiectul a fost prezentat Comisiei Europene în contextul Art. 41 din Tratatul EURATOM și după o examinare aprofundată, Guvernul României a primit opinia favorabilă a acesteia pentru implementarea investiției. Această opinie atestă că proiectul a adoptat obiective de securitate nucleară asociate cu proiectele de noi centrale nucleare; Proiectul răspunde, de asemenea, lecțiilor-cheie învățate din evenimentele de la centrala nucleară Fukushima Daiichi din martie 2011.

-EnergoNuclear SA a pregătit împreună cu consultanții de specialitate studiile aferente de securitate nucleară și inginerie (analiza de risc seismic, evaluările de securitate în urma accidentului de la Fukushima, evaluări probabilistice de securitate, analiza preliminară de securitate - Capitolul 15 din Raportul Preliminar de Securitate Nucleară, evaluarea seismică a echipamentelor majore, lista modificărilor de proiect pentru a îmbunătăți caracteristicile de securitate și de operare, plan de dezafectare preliminar, strategia de gestionare a deșeurilor radioactive.

-Documentele de autorizare și ghidurile de securitate pentru cele două unități, definind cerințele tehnice de autorizare, au fost deja aprobate de către Comisia Națională pentru Controlul Activităților Nucleare - CNCAN - organul de reglementare român. Scrisoarea de confort, emisă de CNCAN în mai 2012, confirmă că proiectul este autorizabil în conformitate cu legislația națională în vigoare.

-Ministerul Mediului și Schimbărilor Climatice a emis către SNN Acordul de mediu pentru finalizarea proiectului Unităților 3 și 4.

-Starea tehnică a structurilor civile existente ale Unităților 3 și 4 corespunde finalizării, punerii în funcțiune și exploatării pe termen lung a unităților nucleare. Acest lucru a fost certificat și de către Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL), astăzi CANDU Energy, autoritatea de proiectare și deținătorul tehnologiei de tip CANDU 6, după un program amănunțit de inspecție;

-Construirea și exploatarea Unităților 1 și 2 a contribuit la dezvoltarea capacităților actuale în furnizarea serviciilor de proiectare, fabricație, construcție și management existente astăzi în România.

Dezvoltarea de noi unități nucleare în România se afla în discuție încă din 2003. Studiul de fezabilitate realizat de Deloitte&Touche și prezentat Consiliului de Administrație al SNN SA în luna martie 2006, a identificat ca soluție optimă pentru realizarea Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, înființarea unei Companii de Proiect formată din investitori locali și străini. Guvernul român și-a demonstrat angajamentul pentru

acest proiect când a anunțat, la data de 14 septembrie 2006, realizarea a două noi unități nucleare în România.

Unitățile 3 și 4 se află în conservare, încă din 1992. Rata totală de finalizare: circa 15% la Unitatea 3 și 14% la Unitatea 4, constând în lucrări civile la clădirea reactorului, clădirea turbine și clădirea de servicii.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 643/2007, Guvernul României a aprobat strategia de atragere a investitorilor în vederea realizării Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, inclusiv graficul de înființare a noii companii responsabile cu finalizarea proiectului. În urma depunerii ofertelor, 6 companii au fost selectate pentru realizarea proiectului, fiecare investitor obținând un procent din numărul total de acțiuni, proporțional cu capitalul investit: Nuclearelectrica (51%), ArcelorMittal România (6.2%), CEZ Republica Cehă (9.15%), GDF SUEZ Belgia (9.15%), ENEL Italy (9.15%), Iberdrola Spain (6.2%) și RWE Power Germany (9.15%). În continuare, lucrările s-au derulat astfel:

La 29 martie 2009 a fost înregistrată compania de proiect sub denumirea SC EnergoNuclear SA la Registrul Roman de Comerț și a fost desemnată echipa managerială. EnergoNuclear este o companie cu capital public-privat.

În noiembrie 2010, Comisia Europeană a emis opinia pozitivă asupra proiectului, conform prevederilor Art. 41 din Tratatul EURATOM fapt ce confirmă aplicarea criteriilor tehnice și de securitate nucleară în vigoare la nivelul UE.

În perioada 2010 – 2011 a fost făcută o evaluare tehnică de detaliu a construcțiilor existente pe amplasament, rezultând faptul că acestea pot fi utilizate pentru continuarea proiectului.

În 2011, investitorii GDF SUEZ, CEZ, RWE și Iberdrola s-au retras din proiect, motivând decizia lor prin necesitatea concentrării investițiilor în țările de origine, pe fondul crizei economice.

În luna ianuarie 2012, Consorțiul format din SNC Lavalin (Canada), Ansaldo Nucleare (Italia) și Elcomex IEA (Romania) este singurul ofertant pentru "Contractului de inginerie, procurare, construcție și punere în funcțiune pentru unitățile 3 și 4 ale centralei nucleare-electrice de la Cernavodă".

În luna mai 2012, CNCAN a emis Scrisoarea de confort prin care a stipulat ca proiectul este autorizabil.

În septembrie 2012 a fost finalizat Studiul de fezabilitate al proiectului, care releva faptul că proiectul este fezabil din punct de vedere tehnic și economic. La data de 25 septembrie 2013 a fost aprobată Hotărârea privind emiterea acordului de mediu pentru proiectul „Continuarea lucrărilor de construire și finalizare a Unităților 3 și 4 la C.N.E. Cernavodă”.

Ca urmare a exercitării opțiunii de ieșire din proiect a investitorilor rămași (ENEL și ArcelorMittal), în decembrie 2013, SN Nuclearelectrica SA devine unicul acționar al companiei de proiect EnergoNuclear SA.

În data de 22.08.2014, Adunarea Generală a Acționarilor SNN a aprobat Strategia de continuare a Proiectului Unitățile 3 și 4 CNE Cernavodă prin lansarea unei proceduri competitive de selectare a unui investitor privat (IP) în vederea constituirii unei societăți, respectiv un joint-venture. Procedura este lansată în data de 27.08.2014, iar prima etapă, cea de calificare este încheiată la data de 09.09.2014 odată cu calificarea investitorului China General Nuclear Power Corporation. După analiza Documentației de Intenție (experiența investitorului în proiecte similare, capacitatea financiară, gradul de aderare al Investitorului Calificat la Memorandumul privind implementarea Proiectului propus de SNN și la Strategie), CGN este declarat investitor selectat la data de 17.10.2014 prin semnarea unei Scrisori Comune privind Intenția de Realizare a Proiectului.

În data de 22.10.2015, acționarii SNN au aprobat în Adunarea Generală a Acționarilor semnarea Memorandumului de Înțelegere privind dezvoltarea, construirea, operarea și dezafectarea Unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă. La data de 9 noiembrie 2015, SN Nuclearelectrica SA a informat acționarii și investitorii că Memorandumul de Înțelegere privind dezvoltarea, construcția, operarea și dezafectarea Unităților 3 și 4 CNE Cernavodă a fost semnat de conducerea părților implicate în proiect: SN Nuclearelectrica SA și China General Nuclear Power Corporation.

Memorandumul este parte a Strategiei guvernamentale de continuare a Proiectului Unitățile 3 și 4 CNE Cernavodă prin organizarea unei proceduri de selectare de investitori și stabilește direcțiile viitoarei cooperări între cele două companii. Semnarea acestui Memorandum de Înțelegere de către companiile implicate în dezvoltarea celui mai important proiect energetic de investiții reprezintă pasul concret în stabilirea coordonatelor majore ale dezvoltării proiectului: Acordul Investitorilor, Actul Constitutiv al noii companii de proiect, structurarea finanțării și contractarea serviciilor de inginerie, construcție și procurare.

Proiectul Unităților 3 și 4 va răspunde pe termen lung necesităților de sistem energetic coroborate cu țintele politicii de decarbonizare, asigurând securitate în aprovizionare, contribuția la un mix energetic echilibrat, stabilitate și accesibilitatea prețului la consumatorul final. De asemenea, pentru Nuclearelectrica dezvoltarea acestui proiect va înseamna venituri din valorificarea activelor existente, din servicii de operare și mentenanță și furnizare de combustibil nuclear. Așadar, proiectul va fi benefic atât pentru statul român și sistemul energetic, cât și pentru

creșterea și dezvoltarea companiei. La acestea, se adaugă și dezvoltarea industriei nucleare românești prin implicare în dezvoltarea proiectului, crearea a mii de locuri de muncă și a unui climat economic și tehnologic atractiv pentru investitori.

Noua companie de proiect va fi una de tip “joint-venture”, în care China General Nuclear Power Corporation va deține cel puțin 51% din capitalul social, în conformitate cu Strategia de Continuare a Proiectului Unităților 3 și 4 CNE Cernavodă, aprobată de Guvernul României în anul 2014.

“Semnarea Memorandumului de Înțelegere reprezintă o etapă foarte importantă în colaborarea cu partenerii români. În contextul extinderii cooperării cu Europa Centrală și de Est, implicarea financiară și expertiza CGN în inginerie și operare-ocupând primul loc în China cu 15 reactoare în operare și 11 în construcție – atestă dezvoltarea relațiilor de cooperare cu Europa Centrală și de Est, în general, și cu România, în mod special. În calitate de partener strategic, CGN este pregătită să lucreze îndeaproape cu partenerii români, canadieni și europeni pentru a continua Proiectul Unităților 3 și 4 CNE Cernavodă, în spiritul cooperării reciproc avantajoase, în prezent și în viitor.”, a spus la semnarea Memorandumului Zhang Qibo – CEO CGN România Nuclear Power Company, China General Nuclear Power Corporation (CGN).

Proiectul Unităților 3 și 4 CNE Cernavodă implica construcția a încă două reactoare de tip CANDU 6 pe amplasamentul CNE Cernavodă, fiecare cu o putere instalată de 700 MWh și o durată de viață de 30 de ani cu posibilitatea de extindere cu încă 25 de ani. Dublarea capacității de producție la CNE Cernavodă prin construcția a încă două unități reprezintă un avantaj competitiv major pe termen mediu și lung întrucât România deține întreg ciclul de producție nucleară: materii prime (combustibil nuclear fabricație proprie, apa grea) infrastructura de specialitate, resursa umană înalt calificată.

În ceea ce privește contribuția la atingerea țintelor de decarbonizare, prin dublarea capacității nucleare cu încă două reactoare de tip CANDU 6 se va evita eliberarea în atmosferă a aproximativ 12.000.000 tone de CO₂/an. Din punct de vedere al eficienței energetice, energia produsă de un singur fascicul de combustibil nuclear este de 1115 MWh, cantitate echivalentă cu energia produsă de: 470 tone de combustibil convențional, 2220 tone de cărbune brun, 317 tone de petrol și 363 mii Nm³ (metri cubi normali) de gaze naturale (20).

ÎNCHEIERE

În România, obținerea primului kilowatt nuclear a reprezentat o cale lungă și dificilă. Privind retrospectiv, putem distinge trei perioade:

1.Perioada de pionierat din 1949 până în 1970, când știința și politica nu s-au amestecat, iar lucrurile au evoluat firesc și s-au obținut rezultate semnificative ce au stat la baza conturării programului românesc de energetică nucleară.

2.Perioada 1970-1989, în decursul căreia programul de energetică nucleară a fost condus prin indicații ale conducerii partidului unic și s-au înregistrat cele mai mari dificultăți.

3.Perioada tranziției la economia de piață, când energetica nucleară a trebuit să se adapteze la cerințele standardelor internaționale de securitate, competitivitate și protecție a mediului.

Ca orice început, activitatea de cercetare de la IFA a avut multe ezitări și dificultăți, dar drumul a fost mereu ascendent, multumită entuziasmului și dăruirii multor generații de cercetători. România a pus în funcțiune în 1957 primul reactor de cercetare din țările Europei de Est. Lucrările cercetătorilor români, apreciate în țară și în străinate, au pus bazele industriei naționale de apă grea și combustibil nuclear. Dispunând de aceste două tehnologii strategice, România a putut să opteze pentru un program nuclear care urmărea o independență energetică cât mai mare.

Alegerea tehnologiei CANDU, utilizând apa grea și uraniul natural, a fost o decizie corectă, bazată pe argumentele tehnico-economice. Programul nuclear bazat pe această tehnologie a fost condus prin directive și indicații ale conducătorilor politici, rezultatele acestei imixtiuni în problemele organizatorice și tehnice au fost, însă, mult sub așteptări.

Prima mare eroare a fost aceea că s-a trecut la realizarea Centralei de la Cernavodă cu implicarea masivă a industriei naționale, în contrast cu abordarea din celelalte țări posesoare de centrale CANDU, care au început cu proiecte la cheie. Industria românească s-a adaptat greu la rigurile și cerințele standardelor de calitate pentru echipamentele nucleare și, de aici, au rezultat nenumarate probleme și întârzieri.

Stilul de muncă al șefilor și al muncitorilor de pe șantierul centralei de la Cernavodă a fost deficitar. Lipsa de profesionalism și de motivare au creat mari probleme în realizarea lucrărilor la termen și la nivelul de calitate cerut

în industria nucleară. Mentalitatea lucrului făcut de mântuială era ireconciliabilă cu cultura de securitate cerută de industria nucleară.

Cu toate dificultățile și întârzierile mari, România a parcurs întregul drum până la obținerea energiei electrice din combustibil nuclear.

Merită de subliniat importanța deciziei politice, luată în primii ani după decembrie 1989, de a continua lucrările la CNE Cernavodă și de a implica autoritățile competente ale statului în finalizarea acestui obiectiv (de exemplu, prin garanții guvernamentale care au făcut posibilă acordarea creditelor externe). Această decizie salutară a fost luată chiar în condițiile în care consumul de energie electrică al țării începuse să scadă, iar implicarea statului în economie devenise un subiect în reconsiderare. De asemenea, trebuie remarcat curajul semnării, în anul 1991, a contractului cu consorțiul canadiano-italian AECL-Ansoldo (AAC) pentru finalizarea și punerea în funcțiune a Unității 1 CNE Cernavodă. Contractul a fost unul de tip nou, pentru managementul lucrărilor de construcții-montaj și punere în funcțiune, și fără de care lucrurile ar fi fost abandonate.

Evoluția ulterioară a sectorului energiei, precum și rezultatele tehnice și economice înregistrate în funcționarea CNE Cernavodă, au dovedit corectitudinea acestei decizii.

La 2 decembrie 1996, România a devenit cea de a 31-a țară din lume producătoare industrială de energie electrică de origine nucleară, centrala nucleareo-electrică de la Cernavodă obținând performanțe la nivelul celor mai bune centrale din Canada și din lume. Realizate după licența CANDU, Unitățile 1 și 2 ale centralei de la Cernavodă asigură un nivel ridicat de securitate nucleară, de radioprotecție pentru personal, populație și mediu.

Energetica nucleară a avut un impact social benefic, atât pe plan local cât și pe plan național. Orașul Cernavodă există și se dezvoltă datorită energiei nucleare. Industria nucleară a determinat apariția unei forțe de muncă bine calificată și motivată, cu o reală cultură de securitate și calitate.

Pe lângă avantajele economice de necontestat, energetica nucleară prezintă și avantaje ecologice, prin absența poluării întâlnită la alți producători de electricitate. Costurile de mediu sunt internalizate în totalitate și sistemul de gospodărire a deșeurilor radioactive se aliniază la practicile din Uniunea Europeană. În iulie 2003, pe amplasamentul CNE Cernavodă a fost pusă în funcțiune prima capacitate a Depozitului Intermediar de Combustibil Ars (DICA). Acest depozit reprezintă o tehnologie sigură de depozitare a combustibilului ars pe o perioadă de câteva decenii până la stabilirea soluției tehnologice de depozitare finale, în acord cu experiența și practica internațională. DICA asigură protejarea populației și a mediului înconjurător la nivelul standardelor internaționale ale

Agenției Internaționale pentru Energie Atomică de la Viena, respectiv la nivelul de protecție specific practicilor similare din țările Uniunii Europene. Fiind lipsită de emisii, energia nucleară permite României să contribuie substanțial la reducerea gazelor cu efect de seră și protejarea mediului înconjurător.

După cum se arată în capitolul precedent al acestei lucrări, energia nucleară din România nu și-a epuizat resursele de dezvoltare. Există voința acționarilor și posibilitățile financiare ale unor investitori străini ca centrala de la Cernavodă să-și mărească zestia cu încă două unități nucleare-electrice.

BIBLIOGRAFIE

1. Poenaru, D., 75 de ani de fizică nucleară, Revista de Politica Științei și Scientometrie – serie nouă, vol.4, No.1, martie 2015, pp.50-54
2. Cecal, A., Energia nucleară la 75 de ani, Editura Matrix Rom, București, 2013
3. Outline History of Nuclear Energy, Nuclear Issues Briefing Paper # 50, February, 2002
4. Goldschmidt, B., Complexul atomic, Ed. Politica, 1985
5. Ivașcu, M., Fizica și problemele energiei, Ed. Științifică și Enciclopedică, 1987
6. Dănilă, N., coord., Centralele Nucleare Electrice, Coord. Ed. Didactică și Enciclopedică, 1980
7. Nuclear power plants design characteristics, IAEA/TECDOC-1544, Vienna, 2007
8. Mihăilescu, N., Elemente de teoria reactoarelor nucleare, curs UPB, 2000
9. The AEC and the development of commercial nuclear power. A short History of the CANDU, Nuclear Power System, 2002
10. Andrei, V. ș.a., Asociația Română Energia Nucleară, De la atom la kilowatt în România, Editura Modelism, 2007
11. Ursu, I., Energia Atomică, Ed. Științifică, 1973
12. Winnacker, K., Destinul energiei nucleare, Editura stiintifica si enciclopedica, 1980
13. Peculea, M., Apa grea, Ed. Scrisul Romanesc, 1985
14. Vaida, V. ș.a., Pagini ale istoriei energeticii românești, Editura Mirton, 2004
15. www.nuclear.ro
16. www.cne.ro
17. The CANDU 6 / www.ieee.ca
18. Chirică, T., Dezvoltarea energeticii nucleare, AREN-AGIR, martie 1995
19. Chirică, T., Meteș, M., Decizii și opțiuni în programul românesc de energetică nucleară, Energetica, vol.50, nr.9, 2002, pp.408-411
20. www.snn.ro
21. Valeca, S., Eneregetica clasică și nucleară, Note de curs, doc slide/documents.tips

22. www.cnu.ro
23. Ursu, I., Fizica si tehnologia materialelor nucleare, Ed. Academiei, 1982
24. Campureanu, T. ș.a., The Cernavoda Project - past and future, Uranium Institute, 1996
25. Budan, O., Rotaru I., Romanian nuclear fuel program – past, present and future, 5th CNC CANDU fuel conference, 1997, Proceedings NUCINFO 2000, Baita Bihor, 5-8 September 2000
26. Dănilă, N., Rotaru, I., Concepția și realizarea CNE Cernavodă, Energetica, vol.50, nr.9, 2002, pp.405-407
27. www.candu.com
28. Strategia energetică a României 2016....., Ministerul Energiei, Proiect
29. www.iaea.org
30. Rotaru, I., Bilegan, I., C., CANDU technology: Benefits and Perspectives in Romania, 22nd Annual CNS – Canadian Nuclear Society, Toronto, June, 11th-13th, 2001
31. Glodeanu, F., Andrei, G., New Coopertion Strategies in the Geopolitical and European Space-UE 27, Thessaloniki, June 7th-8th, 2007



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”

Domeniul strategic 6: Cercetări pentru dezvoltarea durabilă
a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară: 6.21. Noua Enciclopedie a României.
Cunoașterea enciclopedică a României

Tema de cercetare: 6.21.2. Evoluția sectorului energetic din
România, 2018



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”
CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGILOR
REGENERABILE ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

EVOLUȚIA SECTORULUI ENERGETIC DIN ROMÂNIA (1)

Coordonator:
CS III dr. Filip Cîrlea

CUPRINS

CAP. 1. EVOLUȚIA ISTORICĂ PRIVIND PRODUCEREA ENERGIEI

ELECTRICE ÎN ROMÂNIA	7
Introducere	7
1.1. Pagini de istorie în dezvoltarea energetică din România	7
1.2. Etapa 1883-1907	8
1.3. Etapa 1908-1929	11
1.4. Primele rețele electrice de medie și joasă tensiune în România	12
1.5. Etapa 1930-1941	12
1.6. Etapa 1941-1944 și etapa 1945-1949	13
1.7. Etapa 1950-1960	14
1.8. Surse și rețele de alimentare	14
1.9. Etapa 1961-1979	15
1.10. Etapa 1980-1989	18
1.11. Etapa 1990-1993	19
1.12. Etapa 1994-2003	19
1.13. Consumul de energie electrică după anul 1990	20
1.14. Programul nuclear național	21

CAP. 2. RESURSELE ENERGETICE ALE ROMÂNIEI —

GAZE NATURALE	23
Introducere	24
2.1. Geologia generală a gazelor în bazinul Transilvaniei	27
2.2. Exploatarea, transportul și distribuția gazului metan	28
2.3. Gazul metan din bazinul Transilvaniei și bazinul extracarpatic — în perioada interbelică	29
2.4. Întrebuintările gazelor naturale — folosirea gazului metan	32
2.5. Consumul de gaze în Transilvania	33
2.6. Gaze naturale în bazinele extracarpatic	34
2.7. Gaze de sondă (<i>asociate</i>)	35
2.8. Folosirea gazelor de sondă	38
2.9. Gazele naturale după al doilea război mondial	38
2.10. Gaze naturale — producție și consum — <i>perioada după 1989</i>	42
2.11. Utilizarea gazelor în industria chimică	45
2.12. Transportul și înmagazinarea gazelor naturale	46
2.13. Înmagazinarea gazelor naturale	47
2.14. Gazele naturale în bazinul Mării Negre	48
2.15. Utilizarea gazelor în industria chimică	48
BIBLIOGRAFIE	50

CAP. 1. EVOLUȚIA ISTORICĂ PRIVIND PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN ROMÂNIA

Introducere

Energia electrică este necesară în toate domeniile de activitate și, datorită posibilităților de a fi produsă, distribuită și transformată în alte forme de energie și transportată cu ușurință la distanțe mari, a avut un rol deosebit în progresul omenirii. Energia electrică are un rol important în evoluția social-economică, iar progresul social și economic al societății este caracterizat, de regulă, prin creșterea consumului de energie.

Momentul istoric al începerii utilizării energiei electrice este consemnat în SUA, la 13 sept. 1882, când Thomas Edison a pus în funcțiune prima centrală electrică publică la New York, cu o rețea de distribuție pentru câteva zeci de abonați.

În anul 1850, 15% din energia de care dispunea omenirea se regăsea în forța musculară a oamenilor, 79% provenea din forța fizică a animalelor domestice și numai 6% era lucrul mecanic de la roțile hidraulice, morile de vânt și mașinile cu abur. În prezent, ponderea efortului fizic al oamenilor și animalelor domestice este circa 1% în balanța energetică a omenirii, restul este energie obținută din resursele energetice ale naturii înconjurătoare.

1.1. Pagini de istorie în dezvoltarea energetică din România

Prima instalație bazată pe electricitatea atmosferică, folosită pe teritoriul României și atestată documentar, a fost aceea a unui paratrăsnet, instalat în anul 1795, la turnul bisericii din Cislădie, în urma unor incendii provocate de trăsnete. Primele utilizări ale energiei electrice s-au înregistrat în 1854, prin introducerea telegrafului cu fir pe linia de cale ferată București-Giurgiu, urmată de linia București-Predeal.

Având în vedere resursele naturale existente, în avangardă s-a situat industria petrolului. Anul 1857 este considerat data oficială de naștere a industriei românești de petrol, deoarece în România (Principalele Unite) s-au înregistrat trei evenimente de excepție în premieră mondială,

și anume: prima țară din lume înregistrată oficial în statisticile mondiale (The Science of Petroleum) cu o producție de 275 tone țiței, prima rafinărie din lume construită de frații Mehedințeanu la Râfov (lângă Ploiești) și primul oraș din lume (București) care a fost iluminat public cu lămpi cu petrol lampant. După aprobarea primei Legi a Minelor, în 1885, s-au înființat numeroase societăți cu capital românesc, străin sau mixt; a crescut producția de țiței, ajungându-se la cifra record de 1.883.619 tone (anul 1913) și o capacitate de rafinare de 1.800.000 de tone (anul 1916), România fiind al șaselea producător mondial de țiței. În paralel, s-a dezvoltat fabricarea în țară de utilaje și scule petroliere, piese de schimb etc.

După anul 1880, imediat după realizarea primelor centrale electrice în lume care foloseau motoare termice (ex. mașina cu abur — în 1769, motorul cu explozie — în 1860, turbina cu abur — în 1884, motorul cu combustie internă — în 1897 și turbina hidraulică pentru antrenarea generatoarelor electrice), producerea și utilizarea energiei electrice a început să se „se propage” și în România.

1.2. Etapa 1883-1907

Între anii 1882-1883, România se afla în competiție cu timpul și cu provocările tehnice pentru a răspunde solicitării privind energia în viața economică și socială a vremii. Puterea instalată în centrale electrice creștea, se diversifica tehnologia de producere, precum și rețeaua de transport și distribuție, iar formele de administrare și conducere ale acestor activități se adaptau schimbărilor tehnice și economice interne sau regionale, în timp ce școala tehnică românească începea să formeze specialiști în domeniu.

Exemplele ilustrează că energetica românească a fost în pas cu energetica europeană și chiar cu cea mondială. Astfel, la București și Bușteni, în anul 1882 se aprindeau becurile, utilizând energie electrică produsă în centrale locale de mică putere; prima instalație a fost pusă în funcțiune la Palatul Regal, pe Calea Victoriei. În SUA și în România s-a trecut, în același an, la utilizarea energiei electrice.

Iluminatul electric stradal din Europa s-a realizat, pentru prima dată, la Timișoara în anul 1884, iar primul spital din Europa iluminat electric a fost Spitalul Militar din București, începând din 1885. În 1894 s-a inaugurat prima linie de tramvai electric, pe ruta Cotroceni-Obor, fiind printre primele tramvaie electrice din Europa.

Teatrul Național din București — care există de la 2/14.04.1885, cu premiera piesei de teatru “D’ale Carnavalului” de I.L.Caragiale — a fost al

treilea teatru iluminat electric în Europa, urmat de Teatrul Național din Craiova în anul 1886 și, un an mai târziu, cu iluminatul public din oraș. Prima extracție de petrol din lume care a utilizat energia electrică a fost la Schela Bucea de lângă Câmpina, în anul 1897.

Perioada 1882-1883 marchează introducerea, cu caracter demonstrativ, a primei centrale electrice pusă în funcțiune în București, cu linii de distribuție a energiei; centrala, amplasată pe un teren aproape de Calea Victoriei, pe care mai târziu s-a înființat Biblioteca Fundației Regale (în prezent, Biblioteca Centrală Universitară), era echipată cu un cazan mobil cu abur și dinamuri Bruch (tensiune de producere și distribuție 2000 V, curent continuu); cu centrala electrică erau conectate 2 linii electrice, una subterană pentru iluminatul exterior al Teatrului Național din Calea Victoriei și una aeriană pe stâlpi, realizată un an mai târziu, pe străzile Știrbei Vodă, Plevnei și Panduri (cca. 4 km) ce asigura iluminatul Palatului Cotroceni; aceasta a fost prima linie electrică din țară, care ilumina și grădina Cișmigiu, începând din 1889. În lucrarea "1880-1890, Un siècle d'électricité dans le monde", editată de l'Association pour l'Histoire de l'Electricité, de la Paris, în 1986, se menționează despre existența în România, încă din anul 1882, a instalațiilor de producere și utilizare ale energiei electrice.

Ca și în alte orașe din Europa, până în anul 1906 și la București se instalaseră 50 de grupuri electrogene locale: la Atelierele căilor ferate de la Gara de Nord, Abatorul comunal (1888) sau pentru alimentarea primei linii electrice pentru tramvai, realizată în 1894, pe bulevardele est-vest nou deschise; linia de tramvai asigura legătura dintre cartierele Cotroceni și Obor, cu 8 tramvaie — fiecare cu un vagon motor și o remorcă.

Prima întreprindere de electricitate din țară a funcționat la Timișoara din anul 1884 – fiind aceeași societate care a construit prima cale ferată electrificată, Arad-Radna, în anul 1913. Primele centrale hidroelectrice (CHE) din țară s-au pus în funcțiune în anul 1886, la Suceava (CHE Iacobeni) și la București (CHE Grozăvești); din anul 1890, au început să funcționeze primele centrale electrice locale în localitățile Brăila, Fetești, Târgu Mureș și Zlatna; de menționat că centrala hidroelectrică de la Fetești a livrat energie electrică, în principal, pentru construirea podului metalic, sub coordonarea ing. Anghel Saligny.

În anul 1889 s-a atestat documentar punerea în funcțiune a primei centrale hidroelectrice din țară, pe râul Dâmbovița — CHE Grozăvești cu 2 generatoare — curent continuu (2x180 CP) acționate de turbine hidraulice, pentru furnizarea de energie cu care se alimenta stația de pompare a apei de la Grozăvești și iluminatul pe bulevardul Carol I, Elisabeta și Șos. Kiseleff (150 lămpi cu arc, 10 A, 600 V). În domeniul rețelelor

electrice, prima linie electrică aeriană (LEA) din țară s-a realizat în anul 1896 între centrala hidroelectrică Sadu și orașul Sibiu, având 18 km, medie tensiune monofazată, 4,5 kV.

Prima comună electrificată din țară, cu energie electrică de la centrala hidroelectrică de 80 kW de pe râul Bârza, a fost Topleț — aproape de Turnu Severin, în anul 1893.

În agricultură s-a folosit energia electrică pentru prima dată pentru treieratul grâului, în anul 1899, lângă Sibiu. Prima stație de convertizoare din România s-a construit la Sibiu, în anul 1902, ceea ce a permis ca, din anul 1904, să circule primul troleibuz din țară, în orașul respectiv.

La Turnu Severin, iluminatul electric s-a introdus în anul 1907, odată cu punerea în funcțiune a primei centrale electrice echipată cu 3 motoare Diesel-Sulzer de 120 CP fiecare, care asigurau funcționarea a 3 generatoare de curent continuu, de 80 kW fiecare; în orașul Tr. Severin se practica, în anul 1907, cel mai mic preț pentru „1 kilowatoră — lumină electrică”. Deși începuturile utilizării energiei electrice în București datează din 1883, prima formă modernă de organizare a întreprinderii este „Societatea Generală de Gaz și Electricitate” (societate anonimă română, care a funcționat între anii 1906-1948), care a impulsionat electrificarea orașului, prin începerea unor lucrări de alimentare cu energie electrică.

În București, primăria dispunea de 2 uzine electrice instalate la Palatul Eforie și la Monetăria Statului, iar multe imobile publice și locuințe particulare (ex. primarul Pache Protopopescu) dispuneau de uzine proprii, încă înainte de 1900.

Unul dintre cei mai străluciți reprezentanți, pioner al energiei românești, a fost inginerul Dimitrie Leonida (1883-1965), care a condus Serviciul Electricitate în orașul București, între perioada 1908-1913. După 1918, Dimitrie Leonida ¹ își prezenta pentru prima dată viziunea asupra unui sistem energetic bazat pe centrale de mare putere în nou înființata revistă *Energia*. În anul 1920, Asociația Generală a Inginerilor din România (AGIR) preia această idee și o dezvoltă, în următorii doi ani, susținând debutul procesului de electrificare generală, de la căile ferate (Cartianu², 1996).

¹ Dimitrie Leonida (1883-1965): „pionier al electrificării” și „fondator al școlii energetice românești”, organizează în anul 1908 prima școală de ucenici electricieni din țară; se ocupă de introducerea iluminatului electric în București; este fondatorul Muzeului Tehnic din București, pe care, în 1950, îl încredințează statului, odată cu cele 100.000 de volume din biblioteca personală; în anul 1921, înființează revista *Energia* (Dicționar, 1982).

² Paul Cartianu (1905-2001): coordonează elaborarea *Manualului inginerului electrician* (opt volume), (1953-1959); îi este acordat premiul Dimitrie Leonida pentru lucrări de istoria tehnicii (Dicționar, 1982).

În decurs de 120 de ani, începând de la primele instalații din anul 1883, sursele de energie și rețeaua de distribuție ale orașului București s-au dezvoltat de la structura în formă inelară inițială, ajungându-se în 1908, la o structură unitară, continuată prin modernizări și creșteri cantitative, până la sistemul actual de alimentare cu energie electrică a municipiului București.

Electrificarea este una din realizările tehnice principale ale României, aceasta contribuind în mare măsură la dezvoltarea economică, socială și culturală a țării. Electrificarea a început anul 1882, urmând o dezvoltare continuă, dar relativ modestă, până în anul 1950. În perioada respectivă, producția de energie electrică era realizată în centrale electrice — cu distribuție de energie la joasă tensiune, doar pentru o localitate și, în primul rând, pentru iluminatul electric stradal și casnic. Însă, în zone unde au început să apară exploatarea miniere sau petrolifere, precum și unele unități industriale, s-au realizat o serie de electrificări regionale, alimentate la tensiune înaltă din cel puțin două centrale electrice. Astfel, la nivelul anului 1920, aproape toate orașele importante ale țării dispuneau de energie electrică, iar între anii 1920-1950 utilizarea energiei electrice s-a extins continuu, nu numai pentru iluminat, ci și pentru forța motrice și tracțiune urbană. Resursele de energie primară folosite pentru producerea energiei electrice erau petrolul, gazele naturale, cărbunele și potențialul hidroenergetic.

1.3. Etapa 1908-1929

La 1 sept. 1908 a fost pusă în funcțiune Uzina Electrică Filaret din București, construită în perioada 1907-1908 pe terenul Uzinei de Gaz de la Filaret (realizată în 1871), ce furniza energie la Teatrul Național, cu ocazia deschiderii stagiunii de toamnă (primar Vintilă Brătianu). Din anul 1908, centrala electrică Filaret producea energie electrică cu 3 grupuri Diesel (675 CP fiecare), fiind cele mai mari din Europa, și cu generatoare Siemens-Schuckert (Berlin) — primele din lume cu această putere. În anul 1912, s-a instalat un motor diesel de 5.000 CP (3.600 kW) la Filaret, fiind cel mai mare din Europa într-o centrală electrică și a fost pusă în funcțiune centrala electrică Grozăvești (2 turbogeneratoare de 1.000 kW fiecare), care alimenta rețeaua pentru tramvaie electrice, iluminatul public și casnic etc.; în același an a intrat în exploatare prima stație de transformare (800 Vcc) pentru alimentarea tramvaielor, pe bulevardul Carol I. Interconectarea celor 2 centrale electrice (Filaret și Grozăvești) s-a realizat după primul război mondial, în urma înțelegerii dintre Societatea Generală de Gaz și Electricitate și Primăria București, care deținea

Uzina Grozăvești; în anul 1926, puterea instalată în centralele din București era 30 MW.

1.4. Primele rețele electrice de medie și joasă tensiune în România

În perioada 1908-1920, numărul posturilor de transformare a crescut la 200 unități, iar puterea instalată în acestea s-a mărit de la 2,5 MVA la 10 MVA, lungimea rețelei de 5 kV a crescut cu 35 km, iar cea a rețelei de joasă tensiune cu aprox. 100 km.

În anul 1924 s-a realizat prima conexiune cu așa-numitul "sistem energetic" din Valea Prahovei, printr-o linie electrică aeriană (tensiune 60 kV, lungime 80 km), care alimenta cu energie electrică orașul București — prin stația electrică Grozăvești (60/5 kV), acestea fiind primele instalații de 60 kV din România.

Introducerea iluminatului electric s-a realizat în cartierele periferice și pe bulevardele centrale nou create în oraș, deoarece zonele centrale erau iluminate cu lămpi cu gaz existau și zone fără rețea de iluminat public, iar alimentarea surselor de lumină se asigura din rețeaua de joasă tensiune pentru nevoile casnice; punerea în funcțiune a surselor de lumină se făcea cu puncte de aprindere montate pe fiecare stâlp.

1.5. Etapa 1930-1941

Dezvoltarea în ritm rapid a capitalei necesita asigurarea corespunzătoare a serviciilor de interes public, precum transportul în comun, alimentarea cu apă potabilă, iluminatul stradal și distribuția energiei electrice la consumatori, ceea ce impunea noi soluții privind sursele de alimentare și rețeaua de distribuție.

Anul 1930 a fost marcat prin punerea în funcțiune a 2 centrale electrice în afara capitalei: centrala hidroelectrică (CHE) de la Dobrești (16 MW) și centrala termoelectrică (CTE) de la Schitul Golești (3x5 MW). Astfel, s-au creat condiții tehnice pentru instalarea, în București, a unei rețele cu tensiunea 110 kV, iar capitala a început să fie alimentată cu energie din aceste centrale prin linia electrică (110 kV) de la CHE Dobrești la Stația electrică Grozăvești (110/30/5 kV), conectată în Stația Târgoviște (110/60 kV) cu linia de 60 kV, alimentată din CTE Schitul Golești. Astfel, s-a constituit nucleul viitorului Sistem Energetic Național. Între anii 1930-1931 s-a construit și pus în funcțiune prima linie electrică

de transport pe stâlpi de beton armat din țară (Grozăvești-Arcuda-Ulmi), cu izolație elastică.

Orașul București a devenit al doilea oraș european, după Berlin, cu o "suprarețea de 30 kV", realizată între anii 1931-1933, după punerea în funcțiune a 2 stații de 30/5 kV (Grozăvești 2x15 MVA – anul 1931 și Grivița – anul 1934), cu câte 2 cabluri Grozăvești-Filaret și Grozăvești-Obor, respectiv un cablu Grozăvești-Grivița.

În perioada 1933-1938, rețeaua de distribuție de 5 kV s-a extins de la 350 km la 670 km, iar numărul posturilor de transformare a crescut de la 350 la 450; între anii 1937-1938 s-a implementat prima instalație de aprindere centralizată a iluminatului public în zona Grant-Crângași.

În etapa 1920-1930, puterea instalată în centrale locale și în stații de interconexiune a crescut cu 600%, iar puterea maximă a crescut cu 470%.

În perioada 1930-1940 puterea maximă a crescut cu 180%, iar între anii 1940-1950, consumul anual de energie electrică a crescut de la 190 GWh la 300 GWh.

1.6. Etapa 1941-1944 și etapa 1945-1949

În timpul celui de-al doilea război mondial, consumul de energie electrică s-a diminuat, precum și ritmul de dezvoltare al instalațiilor pentru alimentarea cu energie electrică a orașului București. În plus, uzura și degradarea instalațiilor electrice s-a accentuat, cu afectarea continuității alimentării consumatorilor.

După al doilea război mondial, s-a trecut la reorganizarea sectorului energiei electrice: la 5 aprilie 1947 s-a înființat Direcția Electricității în cadrul Ministerului Industriei, iar în anul 1948, după naționalizare, s-a creat Centrala Industrială a Energiei Electrice în Ministerul Industriei și s-au redefinit unitățile de producere, transport și distribuție a energiei electrice. Societatea de Gaz și Electricitate a devenit Societatea Generală de Electricitate (SGE) București, iar din anul 1948 s-a înființat Întreprinderea Regională de Electricitate București, în cadrul Centralei Industriale a Energiei Electrice. În 1949 s-au înființat Ministerul Energiei Electrice și Industriei Electrotehnice, Institutul de Studii și Proiectări Energetice (ISPE), întreprinderea Energoconstrucția și întreprinderea Electromontaj. Între anii 1945-1950 s-au reluat lucrări de renovare, reparații și reamenajare ale instalațiilor electrice existente; s-a acordat atenție măririi duratei de utilizare a capacității instalate în centrale, precum și a rețelilor electrice existente. Astfel, după aproape o jumătate de secol, în anul 1949, s-a instalat prima linie de troleibuz de la Piața Victoriei la

hipodromul Băneasa (Casa Presei Libere). După 1948, dezvoltarea economică s-a făcut pe bază de hotărâri politice care vizau construcția de întreprinderi industriale și dezvoltarea unităților comerciale, de învățământ, asistență socială, edilitar-administrative, precum și a construcției de locuințe în cartiere mari. Creșterea economică s-a reflectat în creșterea consumului de energie electrică și în programe de dezvoltare continuă a instalațiilor de alimentare cu energie electrică, asociată cu dezvoltări similare în rețelele electrice de distribuție. Între anii 1943-1951, puterea instalată s-a majorat cu numai 1,5%, respectiv cu 41% cantitatea de energie electrică livrată.

1.7. Etapa 1950-1960

Începând cu anul 1950, dreptul stabilit prin lege de a produce, transporta, distribui și vinde energie electrică aparținea statului. Statul exercita acest drept prin Ministerul Energiei Electrice (MEE), pe baza prevederilor planului de stat; prin lege s-au stabilit principiile de urmat la producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei electrice, iar prin decrete/lege sarcinile și responsabilitățile MEE.

După anul 1950, datorită industrializării accelerate a țării, se acorda prioritate centralelor termoelectrice care produceau energie electrică pe bază de cărbune, păcura sau gaze naturale, până la amenajările hidroenergetice care s-au realizat după mai mulți ani și cu costuri foarte mari.

În anii 1950-1970, în România, hidrocarburile (petrol și gaze naturale) erau combustibili disponibili, cu eficiență economică și energetică și cu posibilitatea obținerii în termen scurt și investiții minime, în comparație cu cărbunele. Pe de altă parte, centralele electrice pe bază de hidrocarburi (ex. gaze naturale), în comparație cu cele cu cărbuni, au durată de realizare mai redusă, la prețuri mai mici și eficiență economică superioară.

1.8. Surse și rețele de alimentare

Cererea de energie electrică a crescut, în 1950, cu 41% față de anul 1943, ceea ce a condus la inițierea unui plan de dezvoltare a sectorului energetic, la început anual și zonal, care prevedea lucrări de extindere ale vechilor instalații și de noi investiții. "Planul de Electrificare a țării" pentru decada 1950-1960 (aprobat la 26 oct. 1950) prevedea, printre altele, concentrarea producției de energie electrică în centrale mari cu randamente ridicate și crearea Sistemului Energetic Național, conform

cerințelor economiei și dezvoltării sociale și presupunea dezvoltarea co-ordonată a infrastructurii energetice. În acest scop, pentru adoptarea de soluții energetice și proiectarea de capacități energetice s-au creat Institutul de Studii și Proiectări Energetice (ISPE), în anul 1949, Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice (ISPH), Institutul de Reactoare Nucleare Energetici (IRNE) ș.a. Prin planul de electrificare, realizat în mare măsură într-o economie centralizată, se prevedea construirea, punerea în funcțiune și conectarea la sistemul energetic național a unor hidrocentrale și termocentrale echipate cu grupuri de ordinul sutelor de MW (ex. hidrocentrale la: Bicaz, Porțile de Fier I, Porțile de Fier II; termocentrale la: Ovidiu, Doicești, Paroșeni, Iernut, Mintia, Ișalnița, Rovinari, Turceni). Puterea instalată în centralele electrice din România a crescut de la 740 MW în anul 1950, la 22.900 MW în anul 1989, înregistrând în cca. 40 de ani o creștere de peste 30 de ori; numai în centrale hidroelectrice puterea instalată era aproape 5.800 MW.

Aceste capacități de producere au livrat României energie electrică și termică și au pregătit specialiști cu experiență pentru energetica românească.

În anul 1955, ponderea energiei electrice produse pe bază de păcură, motorină și gaze naturale a fost 77,4%, iar din cărbune 19,5%; în anul 1989, păcura, motorina și gazele naturale au ajuns la o pondere de 59,2%, iar aportul cărbunelui la 38.6 % (păcura și motorina au scăzut de la 35,7%, la 13,5%).

Sistemul Electroenergetic Național (SEN) s-a creat în anul 1958, prin interconectarea sistemelor electroenergetice locale și s-a dezvoltat în corelare cu construcția centralelor electrice,

În 1959 a avut loc punerea sub tensiune a primei linii electrice subterane (cablu subteran) de 110 kV, între stația București-Centru și cabina Aurora (instalație de conectare cu linia electrică aeriană de 110 kV); cablul a fost pus sub tensiune la 25.10.1961, când s-a dat în funcțiune în stația București-Centru, cu primul transformator de 110/30/5 kV (40 MVA, de tip interior), fabricat la Electroputere Craiova. În anii următori s-a închis bucla liniei electrice Fundeni-Jilava-Grozăvești, fiind prima porțiune a inelului exterior cu tensiunea 110 kV, care a contribuit la creșterea siguranței în alimentarea cu energie a consumatorilor.

1.9. Etapa 1961-1979

Creșterea consumului de energie a necesitat adaptarea rețelei electrice existente impusă de dezvoltarea urbanistică a orașului București, realizându-se noi căi de comunicații, extinderea transportului în comun

electrificat, punerea în funcțiune a primei linii de metrou, cartiere de locuințe, construcții social-culturale și edilitare etc.

Rețeaua de transport și distribuție de 110 kV s-a dezvoltat intensiv, precum și numeroase stații de transformare de 110/5kV (10) kV, puse în funcțiune la Jilava, Militari, Pipera, IMGB, Solex, Dudești, FCME, Nord, Crângași, Centru ș.a. Trecerea la tensiunea 220 kV a avut loc în anul 1963, când a fost pusă sub tensiune LEA 220 kV dintre CHE Bicz (Moldova) și CTE Fântânele (Ardeal), realizându-se legătura energetică dintre Moldova de Ardeal. În anul 1965 a devenit operațională linia electrică cu tensiunea 400 kV între România (Iernut) și Ucraina (Mukacevo), la acea dată în structura URSS.

După anul 1970, zone industriale noi (ex. platforme industriale Militari, Pipera, IMGB, Republica și Dudești) erau alimentate cu energie din stații la tensiunea 110 kV (medie tensiune), reprezentând până la 10% din consumul de energie electrică în sectorul industrial. Rețeaua electrică de 110 kV s-a dezvoltat prin realizarea unor stații de 110 kV — alimentate radial sau în buclă, din zone diferite, cu posibilitatea preluării consumului de putere din două noduri de conexiune, respectiv rezervarea 100% la nivelul liniilor de 110 kV și al surselor de alimentare din sistem. Inelul exterior de 110 kV s-a realizat cu linii electrice aeriene și linii subterane; diagonalele care traversau orașul s-au realizat în cablu electric subteran (110 kV, 80-120 MVA). Modificarea concepției constructive a unor elemente de rețea a fost impusă de dezvoltarea urbanistică a orașului București.

În anul 1979 s-a dat în folosință prima galerie subterană vizitabilă pentru instalații edilitare din țară, pe bulevardul 1 Mai (Filantropia), în paralel cu galeria pentru termoficare, apă, telefonie și cabluri electrice din rețeaua de distribuție a orașului. Pentru îmbunătățirea exploatarei s-a stabilit realizarea unui dispecer central pentru rețeaua de 110 kV, cu 4 dispeceri locali pentru circuite de medie tensiune. În perioada 1968-1970 s-au implementat Dispecerul central și Dispecerul local Nord.

Metroul a reprezentat, începând cu anul 1976, un consumator important în municipiul București; magistrala 1 a fost alimentată cu energie electrică la tensiunea de 10 kV din stații IDEB existente, într-o schemă care asigură un grad ridicat de siguranță în funcționare. Instalațiile de iluminat public s-au modernizat, iar corpurile de iluminat s-au dotat cu sisteme optice cu repartitie corespunzătoare a intensităților luminoase și protecție eficientă împotriva apariției fenomenului de orbire.

În 1970, rețeaua de iluminat public a capitalei a început să fie comandată dintr-un punct central, cu celule fotoelectrice. După anul 1960

s-au realizat în București instalații de iluminat arhitectural ale unor monumente și clădiri reprezentative, cu scopul de a se evidenția, pe timpul nopții, caracteristicile arhitecturale ale ansamblurilor respective (ex. Ateneul Român, Arcul de Triumf, Palatul din Piața Victoriei, Casa Centrală a Armatei, Sala Palatului, Clădirea Mării Adunări Naționale etc.). În acei ani, cererea de energie electrică a crescut, consumul de energie, în 1972, a fost 2.815 GWh. Consumul casnic a crescut de la 30 GWh în 1940, la 610 GWh în 1972, iar ca pondere în consumul total aproape s-a dublat (de la 14.2% la 21.7%); numărul de consumatori casnici a crescut de la 98.000 în 1944, la 450.000 în 1972. Consumul anual de energie electrică a înregistrat o creștere aproape constantă până în anul 1977, când a atins nivelul maxim de 3.585 GWh. Evoluția consumurilor de energie electrică a fost determinată de creșterea numărului de consumatori (în special consumatori casnici; în perioada 1975-1979 a crescut de la 521.115 la 610.836 consumatori), de dezvoltarea industrială și comercială și de diversificarea aparatelor electrocasnice ale populației.

Evenimentele din Orientul Mijlociu, din anii 1970-1971, care au declanșat o criză a energiei, au produs un semnal de alarmă și în România asupra perspectivei de epuizare a zăcămintelor de țiței și gaze naturale. Aceasta a determinat creșterea aportului de cărbune la producerea de energie electrică, în locul păcurii și gazelor naturale.

La 04.03.1977, ca urmare a cutremurului de la ora 21:25 au rămas fără tensiune toate instalațiile electrice care alimentau cu energie electrică consumatorii din Municipiul București, prin declanșarea tuturor grupurilor generatoare din centralele electrice ale sistemului energetic al capitalei (CET Sud, CET Vest, CET Grozăvești), precum și de declanșarea liniilor de înaltă tensiune care asigurau legătura cu Sistemul Energetic Național.

Centrala nucleareoelectrică de la Cernavoda a primit aprobarea pentru amplasament în anul 1979, cu unități de 700 MW fiecare; construcția a început în 1985, iar primul grup a intrat în funcțiune în dec. 1996, iar cel de al doilea în oct. 2007.

Între anii 1973-1979, marii consumatori aveau obligația să dețină registre (sigilate) de furnizare a energiei cu evidență orară a consumului, prin consemnarea indexului fiecărui contor; aceste registre erau controlate și exista obligația lunară de raportare a consumurilor realizate. În acest mod întreprinderea de distribuție și furnizare a energiei electrice deținea o bază de date pentru elaborarea curbelor de consum și stabilirea politicilor de tarifyare. Perioada respectivă era caracterizată de lipsa de putere în sistem și nu se putea acoperi decât prin reducerea consumului de energie. Personalul din serviciile de furnizare lucra în cooperare cu

dispecerul energetic pentru definirea tranșelor de limitare a consumului și a tranșelor de sacrificare automată a consumatorilor și cu personalul serviciului tehnic pentru identificarea surselor de alimentare.

1.10. Etapa 1980-1989

În sistemul electroenergetic al municipiului București, în anul 1980, se producea energie electrică în 3 centrale electrice de termoficare (București Sud, București Vest și Grozăvești) și dispunea de 3 stații de injecție din Sistemul Energetic Național: București — Sud 400/220/110 kV, București Vest (Domnești) 400 (200)/110 kV și Fundeni (București — Est) 220/110 kV; rețeaua de transport, la care erau racordate stațiile de injecție din sistem, sub forma unui inel exterior incomplet (deschis în partea de vest și nord), funcționa la tensiunea 400 kV — zona sud, respectiv la 220 kV — zona est. La aceasta se adăuga o rețea de transport, cu tensiunea 110 kV, într-un inel deschis în zona de nord-vest și o diagonală legată între două surse de injecție puternice, la vest și la sud.

Rețeaua de distribuție urbană de medie tensiune (20 kV) s-a introdus treptat, în urma unor lucrări de sistematizare urbană, prin mărirea gradului de încărcare al instalațiilor existente (10 kV), repartitia densităților de sarcină și posibilitatea asigurării sursei de alimentare la tensiunea 20 kV. Pentru trecerea la tensiunea 20 kV, începând cu perioada 1980-1981, s-au realizat lucrări noi sau reamenajări de stații de transformare, posturi de transformare și linii electrice subterane etc. Rețeaua de alimentare la tensiunea 10 kV s-a desființat treptat, prin introducerea tensiunii de 20 kV; cablurile-fider cu izolație de 20 kV s-au integrat în rețeaua de distribuție de 20 kV.

În perioada 1983-1984 s-au pus în funcțiune stații de transformare la Vulcan, Balta Albă, Băneasa, Mihai Bravu, Timpuri Noi — echipate la tensiunea 110 kV, cu celule pentru sistem simplu de bare, capsulate în anvelopa metalică, cu izolație de SF₆ (fabricate la "Electroputere" Craiova); în zonele centrale, s-au extins traseele de cabluri montate în galerii subterane vizitabile. Pentru asigurarea continuității alimentării cu energie electrică s-au prevăzut grupuri electrogene fabricate în țară, cu posibilitatea de preluare a consumului într-un timp foarte scurt (18-20 sec.). Rețeaua de distribuție de 20 kV din București subterană s-a realizat, în mare parte, cu cabluri de 20 kV, cu izolație din polietilenă normală, fabricate în țară.

În perioada 1983-1989, criza energetică a afectat sistemul energetic (ex. frecvența cca. 47 Hz), ceea ce a impus măsuri de limitare a consumului de energie electrică (s-au introdus cote de consum, limitări de

putere, deconectări manuale și automate. În perioada 1980-1989 s-a redus consumul pentru iluminatul public de la 44.023 MWh în 1975 (2,7% din total vânzări), la 12.390-13.215 MWh în anii 1985-1987.

1.11. Etapa 1990-1993

Modificările consumului de energie din economie, în perioada de tranziție la economia de piață, au schimbat repartiția teritorială și structura consumului de energie. În perioada 1990-1993, consumul de energie electrică în București a scăzut cu cca. 19%, de la 4.100 Gwh în 1990, la 3.320 Gwh în 1993. Scăderea consumului total de energie a determinat revederea studiului privind structura și evoluția consumului de energie electrică al orașului și modul de repartizare pe zone, pentru a crea baza regândirii priorităților și dimensionării instalațiilor. În anul 1990, consumul de energie electrică a înregistrat o scădere de 10% față de consumul anului anterior. În următorii ani, consumul a continuat să scadă; a avut loc schimbarea structurii prin creșterea consumului casnic și a iluminatului public și scăderea consumului la consumatorii industriali; consumul casnic a ajuns cca. 33% din consum, iar marii consumatori doar 53%. La 01 iulie 1991, s-a înființat RENEL (Regia Autonomă de Energie Electrică), întreprinderea a devenit Filială de Distribuție a Energiei Electrice (FDEE), păstrând în mare măsură organizarea din anul anterior.

Producerea de energie din surse regenerabile de energie (vânt, soare, apă, biomasa ș.a) s-a realizat printr-un program inițiat după anul 1990, ajungându-se la o putere instalată de cca. 4.500 MW, însă primele încercări, cu caracter experimental, au fost făcute înainte de anul 1989.

1.12. Etapa 1994-2003

În perioada 1994-2003, structura consumului de energie electrică și repartiția teritorială a acestuia sunt asemănătoare perioadei 1990-1993, deși consumul industrial a păstrat tendința de scădere, iar consumul casnic, comercial și pentru iluminat public tendința de creștere; totodată, s-au înregistrat consumatori mici și mijlocii în zone centrale și extracentrale ale localităților. Pentru prima dată, în sistemul de distribuție a energiei electrice în România s-a realizat o stație de transformare cu echipament secundar digital integral, fără panouri de comandă — condusă cu ajutorul echipamentelor de calcul, cu tehnologie digitală.

Din anul 1999 până în 2003 s-au realizat și implementat tehnologii și sisteme moderne, astfel:

- sisteme de telegestiune tip LANDIS & GYR pentru urmărirea energiei achiziționate;
- cabluri de medie tensiune (MT) cu protecție specială la agenți corozivi (ex. rețeaua de distribuție în zona Văcărești — București);
- celule de stații MT cu întrerupător având și rol de separator (stații electrice la Obor, Pipera și Crângași din București);
- sisteme informatice pentru activități comerciale cu energie (OSGC);
- instalații radio-trunking;
- sisteme pilot de urmărire a calității energiei furnizate;
- bază de date informatice referitoare la instalații de distribuție cu tehnologie tip GIS.

1.13. Consumul de energie electrică după anul 1990

Evoluția consumului de energie electrică a fost influențată de ritmul de dezvoltare economică și de o serie de factori externi asociați cu prețul combustibililor și fenomene de criză economică, care s-au manifestat în economia României.

Începând din 1996, când s-a înregistrat un vârf de consum de energie (3.504 GWh), a început stabilizarea consumurilor anuale. Structura consumului pe categorii de consumatori, cu excepția consumului pentru iluminatul public care a crescut la 1,7%, a fost asemănătoare cu cea din perioada anterioară; modificarea structurii consumului de energie electrică (ex. municipiul București) a determinat aplatizarea curbei zilnice de consum, ceea ce s-a reflectat pozitiv asupra costurilor cu producerea, transportul și distribuția energiei electrice. Din anul 1998 s-a aplicat o serie de măsuri organizatorice și administrative, când s-a înființat CONEL, iar IDEB (Întreprinderea de Distribuție a Energiei Electrice București) a devenit sucursală în cadrul societății comerciale Electrica. În anul 2000 s-a înființat Societatea Comercială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice. În anul 2000, în cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN) principalele societăți producătoare de energie electrică erau:

- Termoelectrica (20 sucursale) — energie electrică în centrale termoelectrice cu grupuri pe cărbune și hidrocarburi și în centrale de cogenerare, care produceau și energie termică;
- Hidroelectrică — energie electrică în centrale hidroelectrice;

- Nuclearelectrica – energie electrică produsă în reactoare nucleare pe bază de uraniu natural și apă grea.

Compania Națională Transelectrica asigură funcționarea și administrarea sistemului național de transport al energiei electrice; puterea instalată totală, la începutul anului 2000, a fost cca. 22.600 MW. Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde totalitatea rețelelor electrice cu tensiunea 750 kV, 400 kV și 220 kV; sistemul electroenergetic național are un grad de uzură medie de 56% pentru stațiile de transformare, respectiv 67% pentru liniile de transport și distribuție de energie electrică.

Infrastructura sectorului de distribuție a energiei electrice, pe teritoriul României, este alcătuită din rețelele electrice de distribuție care asigură vehicularea energiei electrice de la nodurile rețelei electrice de transport (220 kV și 400 kV) și din centrale electrice care debitează până la tensiuni de 110 kV. Rețelele de distribuție funcționează la tensiuni între 0,4 kV și 110 kV.

1.14. Programul nuclear național

Cu 110 ani în urmă, în timp ce microcentrala hidroelectrică din Fețești producea energie electrică pentru podul Anghel Saligny, cei mai îndrăzneți visători ai energiei românești nu ar fi gândit că în vecinătatea podului, după un secol, va fi posibil să se producă energie electrică din surse nucleare, pentru România.

Energetica nucleară s-a aflat în preocupările conducerii statului, începând cu anul 1950. Cercetarea românească în domeniul fizicii nucleare s-a afirmat prin activitatea din Institutul de Fizică Atomică al Academiei Române, condus de Horea Hulubei. În anul 1955, printr-o hotărâre a Consiliului de Miniștri, s-a înființat Comitetul pentru Energia Nucleară, însărcinat cu organizarea cercetării nucleare în țară. În anul următor, 1956, printr-o altă hotărâre, Institutul de Fizică al Academiei Române s-a reorganizat sub numele Institutul de Fizică Atomică, cu sediul la Măgurele — lângă București, dotat cu tehnologie de cercetare pentru energie nucleară, unde s-a instalat un reactor de cercetare și un ciclotron, furnizate din Uniunea Sovietică. Cercetarea românească în domeniu privește fizica reactoarelor, materialele nucleare, separarea izotopilor și obținerea deuteriului, efectul iradierii asupra materialelor, radiochimia etc. Mulți cercetători, unii dintre aceștia academicieni, sunt parte în istoria cercetării nucleare, precum Horia Hulubei, Șerban Țițeica, Florin Ciorăscu, Ion Agârbiceanu, Eugen Bădăraș, Victor Mercea, Marius Peculea și alții.

Din anul 1957, România a participat, ca țară fondatoare, la activitățile organizate de Agenția Internațională pentru Energia Atomică. În 13 iunie 1968 s-a reorganizat Comitetul pentru Energia Nucleară, având sarcina îndrumării și coordonării științifice și metodologice a activității în domeniul nuclear din România. În același an, Institutul de Fizică Atomică al Academiei Române este trecut în subordinea Comitetului pentru Energia Nucleară.

În vederea accelerării procesului de dezvoltare a energiei nucleare, în anul 1968 s-a aprobat primul program nuclear național, până în 1980, pentru centrale nucleare electrice cu puterea nominală până la 1.000 MW și cu recomandări pentru intensificarea acestui proces în anii următori.

La începutul deceniului 7 al sec. XX, programul de energetică nucleară din România avea ca obiectiv principal instalarea în centrale nucleare electrice a unei capacități totale de circa 10.000 MW. Astfel, se avea în vedere realizarea și punerea în funcțiune a 12 reactoare nucleare tip CANDU, cu uraniu natural și apă grea, plus 3 unități cu reactoare tip VVER cu uraniu îmbogățit și apă ușoară.

Un alt obiectiv al programului nuclear național consta în producerea de apă grea, iar cercetarea pentru tehnologia apei grele a început la Cluj (secția condusă de prof. Victor Mercea), la Institutul de Fizică Atomică. Ulterior, tehnologia românească de producere a apei grele s-a realizat și testat la Uzina "G" de la Govora jud. Vâlcea, sub coordonarea acad. Marius Peculea. Prin programul nuclear național, industria românească a fost implicată în fabricația de materiale și echipamente pentru centrale nucleare electrice, ceea ce a reprezentat un aport important al industriei naționale la Centrala Nuclearo-Electrică de la Cernavodă.

Sintetic, în perioada 1883-2003 s-au consemnat (cronologic) o serie de investiții tehnologice cu caracter de pionierat în energetica românească, cele mai multe fiind în București, astfel:

- 1882-1883: prima instalație electrică formată dintr-o centrală electrică și două linii de distribuție pentru iluminatul exterior al Teatrului Național și Palatului Cotroceni;
- 1885: iluminatul interior al Teatrului Național — al treilea din Europa & iluminatul Spitalului Militar- primul din Europa;
- 1889: prima centrală hidroelectrică din țară, de la Grozăvești, echipată cu 2 generatoare de curent continuu și acționate cu turbine hidraulice (2x180 CP);
- 1912: punderea în funcțiune a unui motor diesel (5.000 CP/3.600 kW), de la Filaret, fiind cel mai mare din Europa instalat într-o centrală electrică;

- 1924: prima instalație de 60 kV din țară — linia electrică aeriană (LEA) 60 kV Florești-București,;
- 1959: prima linie electrică subterană (LES) 110 kV, stația București Centru-Cabina Aurora, care se continua cu LEA 110 kV CET Sud;
- 1961: punerea în funcțiune a stației București Centru, cu primul transformator 40 MVA (10/30/5 kV, de tip interior) și prima instalație de comanda selectivă;
- 1963: montarea primelor bobine de compensare pe bare de 5 kV în stația Filaret și la 10 kV în stația Obor București.

CAP. 2. RESURSELE ENERGETICE ALE ROMÂNIEI — GAZE NATURALE

Introducere

Istoria industriei de gaze românești se îngemănează cu istoria petrolului, însă începuturile exploatării zăcămintelor de gaze naturale sunt mai târzii cu circa 50 de ani față de cele ale petrolului. Gazele naturale asociate au însoțit țițeiul de la primele extracții primitive (jumătatea secolului XIX-lea), dar acestea nu au fost dorite în prima etapă deoarece provocau probleme tehnice la extracția țițeiului prin pericolul mare de explozii sau incendii. Gazele de sondă (asociate) se găseau în zăcăminte împreună cu petrolul, sub presiune. România s-a înscris pe harta internațională a petrolului încă din anul 1857 prin trei premiere mondiale, și anume prima țară în extracția mondială (275 tone țițeiⁱ în anul 1857) cu o producție de țiței raportată oficial, prima rafinărie de petrol pusă în funcțiune (Rîfov-Ploiești) și orașul București — prima capitală europeană iluminată cu petrol lampant.

Performanțele din domeniul industriei de gaze românești sunt consemnate în urmă cu peste 110 ani, de la primele foraje cu rezultate pozitive în bazinul Transilvaniei. Zăcămintele de *gaze libere* — *nu însoțite de petrol* — din porii nisipului neogen, împiedicate să iasă la suprafață de straturile impermeabile, în deplasare datorită mișcărilor tectonice, s-au format în depozite (cele mai mari din Europa) în bazinul transilvănean. Astfel, existența gazelor naturale s-a consemnat încă din sec XVII, în zona Saroșul Unguresc (Maramureș), Sărmășel și Bazna. Mărturiile despre „fântâni de foc” sau emanații de gaze din zona Mediaș, Gănești (Mureș), Bazna sunt ale poezilor Valentin Frank von Frankenstein (poem, anul 1672)ⁱⁱ, F. Masigli („Fântâni de foc”, 1690), L.J. Marienburg (izvoare calde la Bazna, 1690)ⁱⁱⁱ.

Așadar, gazele naturale din România se identifică cu gazul metan din Transilvania sau din zona subcarpatică și cu *gazele de sondă*, asociate zăcămintelor de țiței din bazinele extracarpătice. În România, primele zăcăminte de metan s-au exploatat prin foraje executate în zona Sărmășel-Transilvania (26 nov. 1908) și reprezintă începutul dezvoltării unui sector economic nou al României moderne. Zăcămintele de gaze din bazinul transilvănean aveau

un procent mare de metan, cantități mici de componente grele (C₅+) și foarte mici de impurități (hidrogen sulfurat, heliu, azot).

România s-a situat, chiar de la începuturile extracției de gaze, pe primele locuri în Europa și în lume în privința producției anuale (zeci de ani situându-se pe poziția a treia sau a patra), a capacității de prelucrare, transport sau export de gaze naturale. De altfel, în România s-au înregistrat ne-numărate premiere tehnice privind utilizarea gazelor naturale în industria chimică, transportul sau distribuția prin conducte, înmagazinare sau tehnologii inovatoare la forare. Gazul metan românesc era cel mai pur din lume (compoziție: peste 99% metan și cantități mici de sulf sau gaze anorganice), ceea ce impunea folosirea rațională și prelucrarea superioară pentru obținerea de produse prin sinteze fine, cu valoare adăugată mare.

În România, la București, în anul 1859, s-a construit o conductă pentru distribuirea "gazului manufactural"^{iv}; producția și distribuția gazelor manufacturale s-a făcut, din anul 1870, de Societatea Generală de iluminat și încălzire cu gaz (Uzina de la Filaret), care a funcționat până în 1937 (din anul 1933 s-au distribuit butelii de GPL — gaz petrolier lichefiat)^v. În mărturiile privind apariția accidentală a unor emanații de gaze la foraje pentru petrol sau depozite de sare se menționează că proprietarul unor sonde din zona Băicoi, colonelul Călinescu, a captat gazele apărute la forare pentru petrol, folosindu-le în gospodărie. Prima erupție de gaze naturale în România s-a produs în anul 1883 la o sondă proprietatea „Sospiro”, Drăgăneasa din jud. Prahova, dar și incendii în saline din cauza emanațiilor de gaze, precum s-au petrecut la Doftana, în 1886 și Slănic Prahova, în 1889^{vi}. Ipoteza unor zăcăminte mari de săruri de potasiu, care ar însoți masivele de sare din bazinul transilvănean^{vii}, a fost emisă după anul 1880 de către geologi austrieci și unguri, pe baza unor similitudini cu zăcămintele reale din zona Magdeburg din Prusia Orientală^{viii}.

Cercetarea minieră întreprinsă în anii următori de către o societate de forare ungară consemna, la 29 sept. 1907, existența unor depozite în structura bazinului transilvănean — în apropierea gării din Sărmașul Mare și a fost confirmată în lucrări elaborate de geologi cu experiență în domeniu (prof. K. Papp — Universitatea din Budapesta, E. Suess — președintele Academiei de științe din Viena, K. Paul, V. Uhling)^{ix}. Ulterior, la 6 feb. 1908, firma germană H. Thuman din Halle a executat un foraj până la adâncimea de 627 m, dar apoi lucrarea a fost abandonată datorită erupției unei cantități mari de apă sărată. Însă, după un foraj la adâncimea de 22 m, la circa 3 km spre est de prima sondă^x, în localitatea Sărmașel, într-o zonă mlăștinoasă, dar cu emanații de gaze, la 26 nov. 1908, au apărut cantități însemnate de gaze, însoțite de un volum mare de apă sărată^{xi}.

Forajul a continuat sub presiune din cauza erupției libere și s-a stopat la adâncimea de 302 m, la 22 apr. 1909, când garnitura de săpat a sondei a fost aruncată în exterior; pentru a limita pierderea de gaze din zăcământ, după repetate încercări, sonda a fost închisă prin montarea unui capac de închidere la gura erupției, la 30 iunie 1910. Cantitatea de gaze emanată, calculată pe baza presiunii și vitezei, înscrisa sonda nr. 2 Sărmășel pe poziția a patra în lume^{xii}. La 29 oct. 1911, o altă erupție de gaze, cu pământ și apă și aprinderea gazelor cu flăcări până la cca. 30 m înălțime, era menționată în presa locală, care scria „... gazurile au explodat despicând pământul pe o lungime de 200 m, a stricat calea ferată, telegraful și telefonul în lungime de 3-4.000 m. Flăcările ies și acum mereu din găurile pământului, înălțându-se până la 20-25 m cu o vâjâială grozavă. Oamenii nu se pot apropia, de căldura cea mare... Așa o minune nu am auzit să mai fi pomenit în țara noastră niciodată”^{xiii}. Focul a fost stins după 4 zile, lăsând sonda să erupă liber până la sfârșitul anului 1913, când a fost cuplată la prima conductă de gaz metan pe zona Sărmășel–Turda. Sonda 2 Sărmășel a fost activă până la 25 nov. 1935, când a fost închisă din cauza presiunii scăzute^{xiv} a gazelor.

Abia în 1951 sonda a fost repusă în funcțiune și a funcționat până în anul 1983, când depozitul de gaze s-a epuizat. Câmpul de gaze de la Sărmășel, unde s-au găsit pentru prima oară gaze naturale din Transilvania, se află în regiunea Cojocna, în apropierea satului Sărmășel, la 30 km depărtare de Cluj^{xv}. În urma descoperirii zăcământului de la Sărmășel, guvernul ungar a declarat problemă de stat exploatarea și utilizarea gazelor și, prin „Legea pentru exploatarea substanțelor petrolifere și a gazelor naturale” din anul 1911, s-a instituit dreptul de monopol, asigurat prin înființarea Serviciului de Stat pentru Exploatare Miniere de la Cluj.

La început, se executau foraje pentru depistarea zăcămintelor de săruri de potasiu. Primele societăți care s-au înființat pentru extracția și transportul gazelor naturale au fost Erste Siebenburgische Erdgas Aktiengesellschaft conducta Sărmășel–Turda, în anul 1912 și UEG – Ungarische Ergas Gesellschaft – Societatea de foraj, producție și transport, în anul 1915, însă dezvoltarea industriei gaziere transilvănene s-a produs după Marea Unire de la 1 dec. 1918.

După experiența de la Sărmășel 2 și pe baza unor studii elaborate între anii 1910-1911 s-au făcut foraje de explorare la Diciosânmartin (Târnăveni), Reghinul Săsesc, Sângiorgiu de Mureș, Sânbenedic ș.a., dar fără rezultate notabile. În perioada 1911-1913 a început explorarea la 16 sonde, care au descoperit gaze la Zaul de Câmpie-Turda, Saroș-Târnavă Mică, Copșa Mică-Târnavă Mare și Șincai.

Cercetarea geologică, inițiată de specialiști unguri și austrieci, între anii 1911-1912, prin Direcția Monopolurilor Miniere din Ungaria, avea caracter general, dar pe această bază s-au identificat un număr de 15 anticlinale îndreptate de la nord la sud, iar în anul 1913, geologul american Fr. G. Clapp a întocmit o listă cu 5 zăcăminte de gaze^{xvi} și 36 de domuri productive^{xvii}.

Pe baza experienței americane în domeniu, cu specialiști de profil, în studii și lucrări complexe geologice s-au evidențiat nenumărate domuri favorabile de gaze. Se poate aprecia că descoperirea primului zăcământ de gaz metan a reprezentat începutul evoluției industriei gaziere, care a contribuit la dezvoltarea României peste 100 de ani.

Producerea de gaze a stimulat consumul intern care, la finele anului 1913, ajungea la 12.963 m³, pentru ca în continuare să crească treptat (19,56 mil. m³ în anul 1914, cca. 28,5 mil. m³ în 1915, 44,5 mil. m³ în 1916, respectiv, în anul 1918, la 55.5 mil. mc)^{xviii}.

2.1. Geologia generală a gazelor în bazinul Transilvaniei

Zăcămintele de gaze din „cuveta transilvăneană” (cca. 20.000 km²) s-au identificat într-o zonă de scufundare internă a Carpaților, între munții Harghita, Carpații de Sud (Făgăraș și Perșani), munții Apuseni și Biho-
rului, munții Crasnei, Lăpușului, Rodnei și Călimanului.

Un rol deosebit în dezvoltarea industriei gazelor naturale din Transilvania l-a avut o serie de geologi și specialiști de talie mondială, precum Ludovic Mrazec, C.I. Motaș, M. Pizanty, A. Vancea și alții. Geologul C.I. Motaș, considerat coordonator al industriei gazului metan în Transilvania la vremea aceea, afirma „... aspectul general al bazinului este un platou cu dealuri și văi. Cuveta este umplută cu straturi de vârstă terțiară (neogenă) tânără, în cea mai mare parte cu nisipuri și marne, alternând des între ele și aproape cu totul lipsite de fosile.”^{xix}; „... în sedimentele sarmațiene, cuprinse între orizontul tufului de Ghiriș și bază, se află formațiunea cu gaz metan. Aceste sedimente sunt formate din nisipuri și marne nisipoase, bogate în resturi carbonizate de plante. Toate rocile poroase din complexul marno-nisipos sarmațian sunt îmbibate cu gaz metan”^{xx}. Ludovic Mrazec, director al Institutului Geologic Român, prezenta zonele tectonice astfel „Din punct de vedere tectonic se deosebesc trei unități. La exterior, o bordură formată din straturi neogene necutate, în general horizontale sau ușor înclinate spre centrul bazinului, având un facies litoral grezos; înspre interior, urmează o zonă de terenuri neogene intens cutate, având și cute diapire, cu sâmburi de sare, faciesul acestei zone

fiind marno grezos; în centrul bazinului se află cuveta propriu-zisă formată, de asemenea, din straturi neogene (sarmațiene și pontiene), însă numai ușor cutate”^{xxi}.

În anul 1926, cercetările s-au extins după înființarea unui birou geologic românesc în cadrul Direcției Exploatării Tehnice Cluj, iar profesorul Mrazec, împreună cu o echipă de reputați geologi (ex. A. Vancea D. Ciupagea ș.a.), au emis noi puncte de vedere privind geologia zăcămintelor de gaze. Cercetările geologilor de specialitate, precum Popescu Voinești (între anii 1927-1939) și D. Ciupagea și A. Vancea (în anul 1935), au evidențiat 4 zăcăminte deosebite cu date și informații despre geologia bazinului Transilvaniei în general, dar în special pe potențiale structuri cu zăcământ; astfel, s-au detaliat structuri geologice la Zaul de Câmpie și la Bazna, respectiv stratigrafia și litologia depozitelor miocene superioare purtătoare de gaze. Concluzia generală a fost aceea că structura geologică alternantă a unor straturi permeabile (nisipuri) cu straturi impermeabile (marne, argile) favoriza acumulări de gaze naturale (*în activitatea de foraj gaze s-a introdus așa-numitul sistem „Rotary” din anul 1931*).

2.2. Exploatarea, transportul și distribuția gazului metan

În anul 1912, la Turda s-a înființat „Societatea transilvăneană pentru conductul gazului pe pământ” (Erste Siebenburgische Erdgas Aktiengesellschaft – ESEA), fiind prima societate de profil din Europa, care a apărut datorită necesităților de gaze ale fabricilor din zonă (ex. Solvay din Uioara sau fabrica de ciment din Turda). Pe șantierul de la Sărmășel s-a înregistrat, în anul 1913, prima producție de gaze naturale (113 mii m³), care a permis lansarea consumului de gaze. Într-o evidență statistică de la 31 dec. 1918 se consemnează că în 4 bazine transilvănene se extrăgeau gaze cu 17 sonde (cu foraje de 200 – 400 m), la Sărmășel – sonda 2 (1908), Saroș – sondele 1 (1912), 2 (1913), sonde de la 3 la 10 (1917), sondele 11 și 12 (1918), Bazna – sondele 5 (1917) și 6 (1918), Șincai – sondele 1 (1912) și 2 (1913). Gazele de la Sărmășel conțineau metan cu puritate superioară; analizele din primii ani de exploatare indicau metan (98-99%), oxigen (0,2-0,8%), azot (0,2-0,8%) și heliu (0,001%)^{xxii}.

Pentru exploatarea, transportul și distribuția gazului metan din Transilvania, la 26 nov. 1915 s-a înființat „Societatea Ungară de Gaz Natural” (Ungarische Erdgas Gesellschaft – UEG), în baza unei convenții între Ministerul de Finanțe ungar și Deutsche Bank din Germania, fiind prima societate integrată din Europa^{xxiii}. Exploatarea zăcământului de gaze de la Saroșul Unguresc (Deleni) a necesitat construirea conductei

Deleni-Târnăveni, finalizată la 17 nov. 1917, iar în același an UEG a finalizat construcția conductei Bazna-Mediaș pentru exploatarea zăcămintului de la Bazna.

2.3. Gazul metan din bazinul Transilvaniei și bazinul extracarpatic – în perioada interbelică

După încheierea primului război mondial și Marea Unire din 1 dec. 1918, patrimoniul societăților care exploatau zăcămintele de gaze până la începutul războiului a fost sechestrat, fiind considerat "avere inamică". În acest scop, statul român a instituit sechestru juridic și a înființat Direcția Gazelor Naturale la Cluj, sub coordonarea Ministerului Industriei și Comerțului, în locul Serviciului de Stat pentru Exploatarea miniere de la Cluj; până la finalizarea aspectelor juridice de preluare a patrimoniului, activitatea Societății Ungare de Gaze Naturale (UEG) a fost pusă sub controlul unui Consiliu Dirigent. În bazinul Transilvaniei, gazele se captau de către societățile SONAMETAN (șantierul Sărmășel) și UEG (Societatea Anonimă de Gaz Metan – șantierele Bazna și Saroș); pentru se prezintă cantitățile de gaze captate de cele două societăți în anii 1930 și 1931^{xxiv}:

- SONAMETAN: din bazinul Sărmășel în anul 1930 s-au captat 126 mil. m³, iar în anul 1931, circa 92,8 mil.m³ (în industrie se folosea circa 80%);
- UEG: în bazinul Bazna 41,3 mil. m³, în anul 1930 și 35,6 mil. m³ în anul 1931; în bazinul Saroș – 57,6 mil. m³ în 1930 și 50,8 mil. m³ în 1931; total UEG, în cele 2 bazine: 98,9 mil. m³ în 1930 și 86,4 mil. m³ în anul 1931.

În bazinul Transilvania, producția totală de gaze combustibile a fost de circa 225 mil. m³ în anul 1930, respectiv 179,3 mil. m³ în anul 1931.

În anul 1927 s-a construit, la Sărmășel, o stație de comprimare a gazelor pentru menținerea presiunii la sondă și asigurarea consumului, în special, în orașul Turda; stația era echipată cu 3 compresoare orizontale Ingersol Rand, uzină electrică, sistem de reglare-măsurare debit/presiune și un turn de răcire.

La 22 nov. 1925 s-a înființat Societatea Națională de Gaz Metan – SONAMETAN, prin preluarea activității Direcției Gazelor Naturale de la Cluj, cu activitate de explorare, exploatare, transport, distribuție și utilizare a metanului. Distribuția locală a gazelor se asigura de către două societăți, la Câmpia Turzii și la Mediaș. În urma unui acord economic dintre Germania și România privind bunurile germane – considerate avere

inamică — s-a restrâns sechestrul asupra societății UEG, iar SONAMETAN a preluat 85% din acțiunile UEG, devenind acționar majoritar. UEG și-a mutat sediul de la Budapesta la București și și-a schimbat denumirea în „Societatea Anonimă Română de Gaz Metan” (SRG); activitatea SRG se concentra pe șantierele de la Bazna și Saroș, care alimentau cu gaze orașele Mediaș și Târnăveni. În anul 1938, SONAMETAN și „Societatea Anonimă Română de Gaz Metan” (SRG) au fuzionat și s-a creat Societatea Națională de Gaz Metan SONAMETAN.

În perioada 1913-1938 producția de gaze naturale a fost de 4,96 mil. m³ (SONAMETAN: 63,7%, SRG: 36,3%^{xxv}). După război, pe baza noilor cercetări geologice și prin perfecționarea tehnologiilor de exploatare, producția de gaze a crescut continuu^{xxvi}. În anul 1926 erau active următoarele sonde de la Sărmășel, Bazna, Saroș (*în paranteză anul de forare*):

- Sărmășel: 9 sonde [2 (1908); 5, 7, 9, 11 (1912); 14, 15 (1915); 16 (1921); 18 (1924)];
- Bazna: 3 sonde [5 (1918), 7 (1920), 8 (1923)];
- Saroș: 11 sonde [1 (1912), 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 (1917), 11, 12 și 13 (1918)].

Tabelul 1. Producția de gaze naturale din România, în perioada interbelică (m³)

1921	90.062.667
1922	155.021.735
1923	186.030.428
1924	215.965.225
1925	225.077.363
1926	242.041.761
1927	252.311.768
1928	272.076.381
1929	258.876.379
1930	208.336.856
1931	160.354.815
1932	143.032.298
1933	157.475.291
1934	171.378.854
1935	185.165.425
1936	204.721.172
1937	246.546.019
1938	300.784.503

1939	358.483.539
1940	334.744.687
1941	362.026.000
1942	470.811.447
1943	607.959.269
1944	474.250.581

Tabel 2. Volumul de gaze naturale extrase în bazinul extracarpatic și Transilvania (*mil. m³*)

Anul	Bazinul extracarpatic	Transilvania
1921	90,4	90
1922	95	155
1923	101	186
1924	146,3	215
1925	144,7	225
1926	134,6	242
1927	186,7	252,3
1928	340,9	272
1929	547,7	258,9
1930	597,7	208,3
1931	439	160,3

În zona extracarpatică, începând din anul 1928, cantitatea de gaze extrase a fost de peste trei ori mai mare față de gazul transilvănean. Un eveniment nedorit s-a produs la 13 iulie 1933, cu mari pierderi din producție, din cauza cimentării defectuoase la sonda 5 Copșa Mică, unde s-a produs o erupție urmată de explozie și incendiu; focul a fost stins după 7 ani (la 30 iulie 1940^{xxvii}), fiind cel mai mare incendiu din istoria exploatării gazelor naturale. Un martor al locului relatează că „...dintre două coaste de deal acoperite de pădure de fagi și stejari, am simțit un val de căldură înspăimântătoare.

Cu vreo doi-trei kilometri mai jos de sondă, vâlvătaia aceasta părea că se rupe în două, ca și cum s-ar fi lovit în cale de un obstacol puternic... Mediașul era luminat feeric. Turnul Trompeților din centrul orașului, cu acoperișuri de țiglă colorată, sclipea puternic în vâlvătaia îndepărtată a focului... În cerdacuri și la balcoane locuitorii din Mediaș își citeau ziarele la lumina așa de bogată a sondei. ...Între Mediaș și Copșa Mică era un convoi nesfârșit de curioși, unii veneau, alții se duceau...^{xxviii}”.

Între anii 1939–1944, producția de gaze a crescut treptat, ca urmare în special a prospecțiunilor în regiuni presupuse gazeifere, precum Ocna Sibiului, Târnăveni-Luduș, Sanger ș.a. Astfel, în 1939, producții mari s-au obținut la șantierele Sărmășel (138 mil. m³), Saroș (92 mil. m³) și Copșa Mică (102,9 mil. m³), iar în anul 1943 producția a fost de 607,9 mil. m³ (Sărmășel: 158,5; Saroș: 129,4; Copșa Mică: 99,7; Noul Săsesc: 148,2). În perioada războiului s-au efectuat foraje la Noul Săsesc, astfel că, la sfârșitul anului 1942, produceau 9 sonde (6 forate în perioada 1939–1942 și 3 în 1942), la Copșa Mică — 7 sonde (1 și 2 abandonate, 3 în rezervă și restul în producție), iar în anul 1943 s-a forat și terminat sonda 8 și parțial 9, la Sărmășel erau 13 sonde în funcțiune (18, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 și 33). Pe lângă cele 13 sonde erau încă 5 sonde în rezervă; la Saroș, 12 sonde în producție (1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14), la Bazna, 7 sonde exploatare (5, 7, 8, 9, 10, 11, 12)^{xxxix}.

În bazinul transilvănean, în anul 1944, existau 35 km de conductă de colectare a gazelor naturale de la 6 șantiere de exploatare (Sărmășel — 12,4 km; Saroș — 4,6 km; Nadeș — 0,7 km; Copșa Mică — 6,3 km; Noul Săsesc — 6,8 km; Bazna — 4,3 km). Conductele de transport aveau, în același an 1944, lungimea totală de 326 km^{xxx}, iar consumul de gaze a fost de cca. 82% pentru industrie și 18% — casnic. Până în anul 1938, societățile care produceau ***gaze lichefiate*** pentru populație erau Concordia, Prahova, Redevența și Româno-Americană (1 litru de benzină≈0.9 m³ gaz metan^{xxxi}).

2.4. Întrebuințările gazelor naturale — folosirea gazului metan

În Transilvania, a început folosirea prin ardere a metanului în fabrici limitrofe, precum și la încălzit sau iluminat, din zăcămintul de la Sărmășel și construirea primei conducte Sărmășel-Turda (1914), „...cantitatea de gaz predată a fost utilizată la diverse industrii situate lângă conducta principală. Principalul punct de consumație este Turda, unde se consumă jumătate din cantitatea de gaze predate. Stațiunea de compresoare a căilor ferate de stat din Sărmășel a început să consume gaz încă din anul 1913. Până la începutul anului 1922 s-au consumat cca. 1.834.514. m³. Gazul se comprima la 150 atmosfere în bombe de oțel cu o capacitate de 40 litri (6 m³ de gaz în fiecare bombă) și este apoi utilizat la iluminatul vagoanelor de cale ferată”^{xxxii}. Metanul s-a folosit la Fabrica de ciment și Uzinele Solvay Turda (1914) și Uioara (1918). Rezervele de sare și calcar, sursele de apă și transportul pe calea ferată au făcut posibilă construirea mai multor

fabrici în zonă: societatea belgiană „Solvay et Co”, împreună cu „Vereins für Chemische und Metallurgische Production” din Karlsbad a construit o fabrică de produse sodice (sodă calcinată, cristalizată și caustică) la Ocna Mureș (devenită Upson Ocna Mureș, care după anul 2012 s-a desființat). Grupul de uzine Solvay, înființat la Turda, în anul 1911, a fost transformat, după anul 1948, în Uzinele Chimice Turda care, după anul 2000, s-au lichidat datorită gradului ridicat de poluare. Uzinele chimice din Diciosanmartin, viitorul oraș Târnăveni, singurul producător de carbid, cu 2 cuptoare construite în 1918, au oprit funcționarea în 2006 din cauza lipsei pieței de desfacere a produselor.

Gazul metan a fost utilizat la iluminatul public în orașe apropiate de zonele de extracție, respectiv în zona conductelor de alimentare: Turda, Mediaș, Diciosanmartin (Târnăveni), Uioara și Câmpina. Pentru nevoi menajere, în anul 1934, S.A.R. Gaz metan (fosta U.E.G.) a instalat, la Mediaș, o stație pentru comprimarea metanului (350 atm), în butelii de oțel (12 m³ metan, capacitate 50 l, 60 kg, presiune 200 atm.)^{xxxiii}.

2.5. Consumul de gaze în Transilvania

Consumul de gaze în Transilvania a crescut, în perioada 1922–1939, de la 155 mil. m³ la 348 mil. m³, astfel: consumul populației, inclusiv pentru iluminatul public, a rămas aproape constant (30–40 mil. m³), iar în industrie, inclusiv ca materie primă pentru industria chimică a crescut de la 111 mil. m³ în anul 1922, la 230 mil. m³ în anul 1939. Înainte de război, în Transilvania, SONAMETAN desfășura activitate de exploatare, explorare, transport și utilizare, iar la distribuție participau și 2 societăți orășenești: Societatea comunală de distribuire a gazului natural din Câmpia Turzii și UCSAM la Mediaș^{xxxiv}. În industria chimică, gazul metan era materia primă pentru fabricarea de negru de fum, aldehydă formică și amoniac. În anul 1935 (la 14 iunie), la Copșa Mică, s-a pus în funcțiune prima fabrică de negru de fum prin procedeul canalelor, care a ajuns, în 1939, la o producție de cca. 1.000 t/an; fabrica fost adusă de la zăcământul de la Bucșani jud. Dâmbovița cu scopul de recuperare parțială a gazelor de erupție, care ardeau liber la sonda nr. 5 Copșa Mică (incendiul din perioada 1933–1940). În perioada 1935–1944 s-a produs o cantitate de cca. 7,2 mii t negru de fum activ, iar până la finele anului 1940 s-au construit, la Copșa Mică și Mediaș, 4 fabrici de negru de fum, obținut prin procedeul american al canalelor (comercializat sub denumirea „Carbomet”); produsul era de cea mai bună calitate și se folosea la producerea

de anvelope, lacuri și vopsele; produsele realizate prin sistemul „disocierii” se comercializau cu denumirea de „Metanex”, la Mediaș.

În anul 1943 a început construirea a 46,28 km conductă de gaze pentru uzinele chimice UCEA (viitorul combinat din orașul Victoria) din cadrul Ministerului Înzestrării Armatei. Conductele de distribuție, sub monopolul Societății Naționale de Gaz Metan, aveau lungimea de circa 212 km și asigurau nevoile consumatorilor din orașele Brașov, Turda, Târnăveni, Sibiu, Făgăraș, Ocna Mureș, Sighișoara, Târgu Mureș și Bazna. Principalii consumatori industriali, în anul 1943, erau SONAMETAN, Nitrogen, fabrica de ciment de la Turda, fabricile de sodă Solvay Turda și Ocna Mureș, fabrica de sticlă Turda și Societatea sârmei – Câmpia Turzii.

Folosirea intensivă a gazului metan pentru industria chimică a început în anul 1938, când s-au construit, de către SONAMETAN, fabrica de amoniac la Târnăveni și fabrica de aldehidă formică de la Copșa Mică. În premieră mondială, fabrica de la Târnăveni aplica procedeul de folosire a hidrogenului obținut din metan. O instalație cu performanțe de nivel mondial a fost proiectată în anul 1939 și pusă în funcțiune la „Nitramonia” din Făgăraș, în anul 1942. Cracarea metanului în cuptoare tubulare, stația de compresoare modernă, sistemul de desulfurare, cu capacitate relativ mare (8 t/zi) erau printre cele mai performante din lume, iar pe aceeași platformă, instalația producea amoniac pentru fabricarea de acid azotic. La Copșa Mică, în anul 1938, se analiza posibilitatea fabricării formaldehidei folosind gazul metan, după brevete românești — premieră mondială; formaldehida se întrebuițea în industria de coloranți, rășini sintetice și în agricultură — ca dezinfectant. În anul 1941 a intrat în funcțiune, la Copșa Mică, o instalație germană care producea circa 18 t/lună de formaldehidă, pentru obținerea de rășină sintetică.

2.6. Gaze naturale în bazinele extracarpatic

Petrolul a început să se extragă în zona extracarpatică în a doua jumătate a sec. XIX și, deși tehnologia de captare a gazelor naturale avansase suficient, folosirea gazelor de către un potențial consumator nu a trezit interes major. Însă, după primul război mondial, exploatarea gazelor din zona extracarpatică — bogată în zăcămintele petrolifere s-a dovedit atractivă inclusiv pentru exploatarea de zăcămintele gazeifere.

Gaze „libere”: în regiunea prahoveană, explorarea și exploatarea gazelor cu sondă la Mănești și Vlădeni se făceau de către Administrația Comercială pentru prospecțiuni și Exploatarea miniere (ACEX), înființată

prin Decret Regal, la 9 ian. 1939, cu scopul sistematizării exploatărilor necontrolate care nu țineau cont de interesele statului. Gazele din zăcămintele proprii asigurau nevoile orașului București; între anii 1942-1945 s-au livrat circa 348 mil. m³ gaze pentru industrie, unități publice (91%), respectiv consum gospodăresc (4%).

Prin decret de lege s-a acordat dreptul de exploatare în perimetre cu gaze naturale din zona extracarpatică (ex. Vlădeni, Mănești, Bucșani) și de prospecțiuni în județele Neamț, Bacău, Iași și Vaslui întrerupte în perioada războiului sau în zone unde se semnalau emanații de gaze. În unele arii geografice, extracția de gaze oferea alternativa la petrolul extras de către alte societăți petrolifere, între care Astra Română, la Boldești și Ochiuri sau Creditul minier, la Ceptura, Aricești și Mărgineni.

În anul 1939 se capta o cantitate de gaze de cca. 1,55 miliarde m³ de la 1.557 sonde; cea mai mare cantitate (1,22 miliarde m³) de la 871 sonde în județul Prahova, în jud. Dâmbovița — 0,32 miliarde m³, de la 514 sonde, respectiv în jud. Bacău — 2,2 miliarde m³, de la 84 sonde^{xxxv}. După începerea războiului a crescut cererea de gaze naturale pentru populație, sectorul economic și capacități de producție pentru război (ex. echipament militar și muniție). Conducta de transport gaze Mănești-Vlădeni-București s-a finalizat cu dificultate din cauza lipsei de materiale^{xxxvi}, însă la 1 iunie 1943 a început alimentarea cu gaze în București (Uzinele de Apă Electricitate Grozăvești și Societatea de Gaz și Electricitate). Majorarea consumului a necesitat suplimentarea cu gaze din bazinul Transilvaniei. În acest scop, s-au demontat conductele Ploiești-Giurgiu pentru a se racorda pe circuitul Botorca-Cetatea de Baltă, s-a instalat, la Râșnov, o stație de compresoare care asigura presiunea spre București (stația de compresoare cu piston Ingersoll Rand, conducta cu diametrul 10-20 țoli, traseul Botorca-București de 295 km^{xxxvii}).

În anul 1938, România se situa pe locul 3 în lume în ceea ce privește producția de gaze (17,06% din producția mondială^{xxxviii}), adică cca. 2,13 miliarde m³ (gaz metan — 0,31 miliarde m³, gaze asociate — 1,82 miliarde m³^{xxxix}).

2.7. Gaze de sondă (*asociate*)

În general, gazele de sondă se găsesc în zăcămintele împreună cu petrolul, îmbibate în roci și nisipuri poroase și au în compoziție hidrocarburi (cca. 90-95%) în stare gazoasă, respectiv în stare lichidă sub

presiune. Compoziția gazelor de sondă din același zăcământ diferă în funcție de straturile de rocă; spre exemplu, la Moreni — zona cea mai mare și mai bogată în zăcăminte petrolifere, pe structura Dacian, proporția dintre petrol și gaze variază între 55 și 400 m³ gaze la 1 tonă petrol^{xl}. La forajele în zăcăminte de țiței, când se atinge primul strat, în același timp se producea erupția gazelor, însă scopul forajului consta în captarea țițeiului. După erupție, la gura puțului sau a sondei rămâneau gaze în absorbție în țiței, care erau generatoare de explozii și incendii. Conform datelor din literatura de specialitate, compoziția medie a gazelor extrase în perioada interbelică era metan (80%), etan (8,5%), propan (5,5%), izobutan (1%), butan (1,4%), pentan (1,7%).

Până la începutul secolului XX, timp de aproape 50 de ani, gazele de sondă nu s-au folosit în mod corespunzător, de cele mai multe ori fiind eliberate în atmosferă, cu pericol de explozie în zonă. În prima parte a secolului XX, gazele de sondă au început să fie captate și folosite la schelă pentru forajul petrolului, iar după 1920 se distribuiau consumatorilor din industrie și populației. Primele captări de gaze de sondă s-au făcut în anul 1906 și s-au folosit pentru nevoi industriale sau la producerea de energie (ex. la Bușteni și Câmpina). În anul 1907 se captau circa 60.000 m³ gaze, ajungându-se în anul 1914^{xli} la 113 mil. m³, ceea ce însemna o creștere importantă, dar extrem de mică față de gazele care se eliberau sau ardeau în atmosferă.

Folosirea gazelor pe plan local pentru producerea de energie (termică sau electrică) după separarea componentelor lichide (*debenzinare — proprietatea de adsorbție a unor substanțe poroase pentru a reține anumite hidrocarburi^{xlii}*) sau prin reintroducerea acestora în zăcământ pentru menținerea presiunii de forare, conducând la creșterea randamentului de exploatare a petrolului. Astfel au funcționat cu gaze de sondă termocentralele de la Câmpina, Moreni, Florești și rafinăriile din Ploiești și Câmpina.

Între anii 1927-1928 s-au construit două conducte de distribuție pentru orașele Câmpina și Ploiești de către societățile „Astra” și „Steaua Română”. În anul 1923, s-a experimentat, la Moreni, prima stație de debenzinare prin metoda compresiei, iar în anul 1925 s-a pus în funcțiune prima stație de degazolinare prin metoda absorbției cu cărbune, la Câmpina. Între anii 1930-1931, societățile „Astra” și „Steaua Română” se ocupau de captarea și degazolinarea a cca. 50% gaze asociate în România; „Astra Română” obținea (prin degazolinare) 93 mil. m³ pentru consum

propriu și 158 mil. m³ disponibil – din 269 mil. m³ gaze captate; „Steaua Română” folosea pentru consumul propriu 34 mil. m³ și disponibil 200 mil. m³ din 249 mil. m³ gaze captate. În anul 1930, din 1039 mil. m³, se folosea pentru uzul propriu 265 mil. m³, iar disponibil pentru industrie și populație era cca. 713 mil. m³. În tabelul 3 se prezintă producția de gaz de sondă în perioada 1920-1938 (mil. m³)^{xliv}.

Tabelul 3. Producția de gaz de sondă în perioada 1920-1938 (mil. m³)

Anul	Producție
1920	1,678
1921	1,808
1922	1,901
1923	2,021
1924	2,200
1925	2,000
1926	2,000
1927	1,800
1928	1,325
1930	2,303
1931	2,359
1932	2,219
1933	2,057
1934	2,571
1935	2,766
1936	2,744
1937	2,120
1938	1,725

Folosirea gazelor de sondă impunea pentru transport și o îndepărtare a fracțiunii ușoare (gazolina sau natural gas gasoline); gazolina în benzină ridică cifra octanică și produce detonații în motor. Între anii 1925-1930 s-au pus în funcțiune 26 instalații de debenzinare gaze, care produceau cca. 300 t/zi gazolină, fiind amplasate la Moroeni (11 instalații), Gura Ocniței (5 instalații), Ochiuri, Boldești, Băicoi și Ceptura, în Moldova la Solonti-Stănești (zona Moinești) și 2 în rafinăriile din Ploiești și Câmpina. În anul 1939, funcționau 34 de stații de degazolinare,

aparținând societăților cu activitate în ramura petrolieră, precum „Unirea” (9 stații), „Astra Română” (7 stații cu capacitatea de 940 tone), „Steaua Română” (6 stații cu capacitatea de 125.000 tone), „Româno-Americană”, „Creditul Minier” și „Prahova” câte 3 stații, „Colombia”, „Redevența”, și „Debenzinarea” câte o stație. Conținutul de gazolină variază în funcție de tipul de gaze, păstrând aceeași pondere la un strat petrolifer bine determinat^{xlv} (1 m³ gaze ≈ min. 70 g gazolină). Conținut gazolină (g/m³ gaz), în anul 1939: Aricești (170), Băicoi (108), Boldești (70-140), Bucșani (130-200), Ceptura (80-160), Gura Ocnitei (110-160), Moreni (106-120), Ochiuri (70-130), Țintea (100-200)^{xlvi}.

În Districtul Prahova se utiliza cea mai mare cantitate de gaze captate în regiunile petrolifere; din 1927 până în 1930, ponderea de captare și utilizare a crescut de la 63% la 86%.

2.8. Folosirea gazelor de sondă

Gazele captate din exploatările petrolifere se foloseau pentru combustie; una dintre primele lucrări științifice din lume despre petrol, scrisă de un român la 1881, intuia rolul gazelor combustibile pentru iluminarea orașelor, astfel „... un sorginte de gaz inflamabil ieșea din pământ, în mare cantitate, într-o localitate de lângă Băicoiu (Prahova). S-a emis ideea de a se capta acest gaz și apoi a se aduce printr-o canalizațiune până la Ploiești, unde să fie distribuit ca gaz de iluminat... gazul de Băicoiu se poate recolta în cantități destul de suficiente pentru a putea fi utilizat la iluminarea unui oraș”^{xlvii}. Ca o ironie a istoriei, abia după circa 50 de ani (1928) s-a introdus gazul combustibil în Ploiești, în zona împânzită de sonde, unde petrolul „mustea”; cazanele cu abur din șantierele petrolifere și coloniile de pe lângă sondele de exploatare, foloseau drept combustibil gazul captat. S-a trecut apoi la întrebuințarea gazelor la motoarele cu explozie din șantierele petrolifere. Gazul natural avea și rol de agent de extracție la exploatarea țițeiului, menținând presiunea în zăcământ prin recirculare. În România, folosirea intensivă a gazelor naturale a început după anii 1920, când se construiau conducte de transport de la câmpurile petrolifere spre rafinării și către marile orașe.

2.9. Gazele naturale după al doilea război mondial

Al doilea război mondial a produs însemnate distrugerii în sectorul petrolier și de gaze (sonde bombardate și incendiate, conducte de petrol

și gaze demolate, în special în bazinul Prahova, sau avarii la stații de reglarea presiunii la Turda, Câmpia Turzii și Ocna Mureș, remediate în noiembrie și decembrie 1944^{xlvi}).

După al doilea război mondial, activele rafinăriilor, sondelor și conductelor deținute de societățile „Concordia”, „Colombia”, „Petrol Blok”, „Buna Speranță” ș.a. au devenit aport al URSS în parteneriatul petrolier, prin înființarea, la 17 iunie 1945, a societății mixte SOVROMPETROL. România participa cu zăcămintele de gaze, respectiv cu rafinăriile „Creditul Minier” și „Redevența”. În anul 1948 s-a înființat SOVROMGAZ pentru sectorul gaze, în spiritul convenției dintre guvernele Republicii Populare Române (R.P.R.) și URSS, printr-o decizie a Ministerului Minelor și Petrolului. SOVROMGAZ a preluat în explorare, exploatare, transport și desfacere gazele naturale din zăcămintele de la Sărmășel, Bazna și Copșa Mică^{xlix}. În patrimoniul SOVROMGAZ intrau, de asemenea, fabricile de negru de fum și formaldehidă de la Copșa Mică. În urma naționalizării unităților industriale, Ministerul Minelor și Petrolului a desființat SONAMETAN, în iulie 1948 și a înființat Centrala de Gaz Metan^l.

Din anul 1945, s-au reluat activitățile privind sondările, valorificarea zăcămintelor pe baza cercetărilor geologice și de explorare în zone cu potențial economic. În bazinul Transilvaniei s-au reactivat cele mai multe șantiere, precum Noul Săsesc, Sărmășel și Copșa Mică. Prin decret-lege (Monitorul Oficial nr. 120/1945), Administrația de Stat pentru Exploatarea Miniere (ACEX) a primit dreptul de exploatare și valorificare ale zăcămintelor de petrol și de gaze din 3 perimetre (cca. 95.900 ha), pe teritoriul comunei Bucșani din jud. Dâmbovița; zăcămintele fuseseră trecute în rezervă la începutul războiului. În același an s-a forat sonda 1 la Cetatea de Baltă, care urma să exploateze un zăcământ important (la presiunea 20 bari)^{li}. La Mănești forau 12 sonde, din care 8 productive, iar la Vlădeni din cele 6 sonde forate, erau 2 sonde productive, cu o producție medie zilnică de 300-360 mii mc^{lii}. Din 780 km de conducte, existente în anul 1948 — în România, circa 371 km aparțineau SONAMETAN. În urma naționalizării întreprinderilor, SONAMETAN s-a desființat, la 10 iunie 1948. Înainte de naționalizare, exploatarea, transportul și distribuția de gaze naturale a fost asigurată de societățile ACEX, „Astra” și „Steaua Română”. După naționalizare, exploatarea a revenit Centralei de Gaz Metan și SOVROM Gaz Metan București; distribuția de gaze a trecut, începând din anul 1949, în administrarea primăriilor orașenești.

După anul 1950, explorarea și exploatarea zăcămintelor se realizau cu utilaje, echipamente și instalații complexe de foraj fabricate în România, la UPETROM ”1 Mai” Ploiești^{liii}, iar prin schimbarea tehnologiilor

s-a mărit eficiența lucrărilor de forare cu grad înalt de siguranță la adâncime mare. Perioada 1960-1970 a fost prolifică din punct de vedere al cercetării geologice, iar în bazinul Transilvaniei s-au pus în valoare acumulări din structuri vechi și orizonturi noi. În zona extracarpatică, în formațiuni gazeifere din depresiunea Bârladului, Getică, Panonică și în zone limitrofe exploatărilor de petrol s-au descoperit zăcăminte de gaze, ca și în Moldova la Tazlău, Săuceni sau în Muntenia la Ghergheasa, Podeni și Gura Șuții^{liv}.

Pentru satisfacerea cererii de gaze s-a pus în funcțiune, la 10 dec. 1947, conducta de alimentare cu gaze a orașului București. Din anul 1946, orașul Sinaia se alimenta cu gaze din conducta Mănești-Sinaia (66 km), care s-a prelungit până la Câmpina. Concomitent, s-a lucrat la conductele de alimentare cu gaze ale orașelor Azuga și Bușteni. La 2 ani de la începutul lucrărilor la conducta Ceanu Mare-Cluj s-a conectat la gaze orașul Cluj^{lv}. Prin desființarea societății SOVROMGAZ Mediaș, în anul 1945, zăcămintele de la Sărmășel, Bazna și Copșa Mică reveneau statului român. În anul 1956 s-a elaborat programul de construire a unui sistem radial de transport de gaze din Bazinul Transilvania către celelalte regiuni ale țării; s-au construit conductele Bazna-Arad, Sărmășel-Baia Mare, Țicleni-București, Nadeș-Onești, Onești-Bucecea, Onești-Galați și altele (cu diametre 20-28 țoli). În premieră europeană, în anul 1957, a început construirea unui depozit de înmagazinare subterană pentru a asigura necesarul de gaze în vârful de consum, care a devenit operabil în anul 1961. O altă premieră europeană a fost livrarea de gaze naturale către Ungaria în anul 1958, în baza unei convenții guvernamentale dintre cele două țări din 1952, România devenind prima țară exportatoare de gaze din Europa^{lvi}. După anul 1960, având în vedere creșterea consumului de gaze peste cantitățile obținute din sondele în exploatare, s-a raționalizat consumul la unii consumatori mari.

Pentru satisfacerea nevoilor economice în creștere s-a realizat o rețea de alimentare cu gaze, cu o nouă conductă spre București și o magistrală spre vestul țării către combinate metalurgice și siderurgice. De asemenea, s-au lansat proiecte pentru o magistrală spre estul țării pentru centrele industriale în construcție (ex. Focșani, Galați, Buzău), o conductă spre nordul țării utilă inclusiv pentru exportul de gaze în Ungaria, alimentarea marilor unități printr-o conductă magistrală în zona orașelor Brașov și Ploiești^{lvii} etc. În anul 1963, ponderea consumului de gaze se afla pe primul loc (37%)⁷³ în balanța de energie primară din România, înaintea petrolului.

În perioada 1960-1980, sectorul de gaze naturale a înregistrat performanțe remarcabile, astfel:

- în 1965, România a fost prima țară din Europa care a construit o stație de comprimare de gaze naturale, amplasată pe o conductă magistrală (în 1927, Societatea Națională de gaz Metan SONAMETAN a construit, la Sărmășel, prima stație de comprimare cu 3 motocompresoare într-un câmp de gaze);
- în 1968, România ocupa locul al 4-lea în lume privind producția de gaze (24 miliarde m³), reprezentând 2,54% din producția mondială;
- în 1971, existau 96 regiuni gazeifere sigure, din care 59 în Transilvania și 37 în zona extracarpatică; cea mai mare cantitate de gaze, exceptând gazele asociate, s-a obținut în anul 1976, (29,83 miliarde m³, din care 24,69 miliarde m³ în bazinul Transilvania și 5,14 miliarde m³ în zona extracarpatică); producția maximă de gaze (gaze libere & gaze asociate) s-a obținut în 1986 (39,36 miliarde m³, din care 32% gaze asociate^{lviii});
- supratraversarea cu magistrala de gaze pe traseu suspendat (430 m) peste râul Siret, în zona Cosmești, la înălțimea de 40 m;
- conducte magistrale de mari dimensiuni în Dobrogea, pe linia Isaccea–Negru Vodă (prin convenții guvernamentale între România, Bulgaria, URSS, ulterior Grecia și Turcia); prima conductă (diametrul 1000 mm, presiune de regim 55 atm) a fost construită pentru transportul gazelor în Grecia și Turcia — pusă în funcțiune la sfârșitul anului 1989;
- pentru asigurarea consumului de vârf de sarcină în perioada de iarnă, capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor s-a mărit prin construirea de depozite de gaze naturale, la Urziceni (1978) și Bîlculești (1982);
- în perioada 1984-1989 a existat cel mai mare număr de sonde în exploatare (254 sonde, din care, 186 în exploatare) și de metri foraj (330.062 m, din care, 183.540 m la sonde în exploatare)^{lix}.

În perioada 1980-1989, producția de gaze naturale (gaze asociate și gaz metan) a înregistrat cea mai mare dezvoltare în urma rezervelor descoperite în podișul Transilvaniei, în zona subcarpatică (Câmpia de Vest) și în platforma continentală din Marea Neagră.

Tabelul 4. Producția de gaze din România în perioada 1938-1989^{lx}
(mld. m³)

Anul	1938	1950	1960	1970	1980	1989
Gaz metan	0,311	2,057	6,706	19,971	28,156	22,222
Gaze asociate	1,820	1,365	3,823	5,338	7,015	10,729
Total gaze	2,131	3,422	10,530	23,309	35,171	32,951

2.10. Gaze naturale – producție și consum – perioada după 1989

Începând cu anul 1998, investițiile destinate activităților de explorare-exploatare până la transport-distribuție au scăzut, cu consecințe directe asupra producției și evoluției pe termen mediu și lung a sectorului. Recurgerea la import în detrimentul producției interne, costuri mari pentru lucrările de foraj, prețul gazelor importate, amânarea înlocuirii unor tehnologii învechite sau ineficiente și schimbările administrativ-organizatorice au accentuat scăderea producției.

În tabele se prezintă producția de gaze a principalului producător – Romgaz, în perioada 1991-2017 și a Petrom, OMV Petrom (1991-2014), respectiv consumul de gaze din România – producție internă și import până în anul 2017 (scădere de cca. 3 ori în ultimii 27 ani).

Tabelul 5. Producție gaze naturale ROMGAZ – perioada 1991-2017^{lxi}

Anul	Producție (mld. mc)
1991	17,3
1992	15,1
1993	14,7
1994	13,4
1995	12,8
1996	11,8
1997	10
1998	9,1
1999	8,8
2000	8,4
2001	8

Anul	Producție (mld. mc)
2002	7,3
2003	7
2004	6,6
2005	6,3
2006	6,2
2007	5,9
2008	5,9
2009	5,8
2010	5,8
2011	5,6
2012	5,7
2013	5,7
2014	5,7
2015	5,56
2016	4,22
2017	4,53

Tabelul 6. Producția de gaze la Petrom & OMV Petrom, în perioada 1990-2014

Anul	Producție (mld. m ³)
1990	9,1
1991	7,7
1992	6,4
1993	6,6
1994	6,2
1995	6,1
1996	6,2
1997	5,7
1998	5,2
1999	4,6
2000	5,3
2001	4,9
2002	5
2003	5,4
2004	6,1
2005	6
2006	6

Anul	Producție (mld. m ³)
2007	5,6
2008	5,4
2009	5,1
2010	5
2011	5,1
2012	5
2013	5
2014	5,1

Din anul 2003, la producția de gaze din România se adaugă compania AMRONCO (0,2-0,3 mld. m³ până la 0,43 mld. m³ în 2016), iar din 2014, încă 4 producători au adăugat cca. 0,2 mld. m³/an. Consumul total de gaze, incl. gaze asociate din zăcăminte OMV Petrom, în perioada 2003–2017 (mld. mc), conf. tabelul 14^{lxii}.

Tabelul 7. Producția și importul de gaze în România (2003-2017)
(mld. m³)

Anul	Producție internă	Import	Total
2003	12,9	5,4	18,3
2004	12,7	5	17,7
2005	12,4	5,2	17,6
2006	12,1	5,2	17,3
2007	11,6	4,8	16,4
2008	11,1	4,4	15,5
2009	11,1	2	13,1
2010	11,5	2,3	13,8
2011	11	3,2	14,2
2012	10,3	3,2	13,5
2013	10,6	1,9	12,5
2014	11,4	0,9	12
2015	10,88	0,21	11,1
2016	9,51	1,5	11,05
2017	10,25	1,16	11,41

Producția de gaze a înregistrat un declin, care a continuat în perioada 2003-2017, cu o stabilizare în perioada 2013-2014, la 11-12 mld. m³/an, determinată de programul de investiții ale celor 2 operatori (OMV Petrom și Romgaz) și de măsurile operative la exploatarea zăcămintelor

de lucru. Analiza producției de gaze a ultimilor ani evidențiază o cantitate anuală mai mare a OMV Petrom față de aceea a Romgaz^{lxiii}; astfel, producția OMV Petrom, în perioada 2015-2017, a fost peste 50% din total. În ultimii ani, la producția de gaze naturale s-au adăugat încă 5 producători; în anul 2016, producția de gaze a acestora a fost următoarea: Raffes Energy (0,002 mld. m³), Foraj Sonde (0,01 mld. m³), Hunt Oil (0,01 mld. mc), Saturn Energy (0,22 mld. m³) și Amroco Energy (0,43 mld. m³)^{lxiv}.

Agencia Națională pentru Resurse Minerale (ANRM) a publicat, în anul 2015, resursele și rezervele: resurse geologice 703,227 mld. m³, resurse dovedite 101,37 mld. m³, rezerve probabile 42,307 mld. m³ și rezerve posibile 10,958 mld. mc^{lxv}. Deși producția anuală din ultimii ani s-a redus considerabil (circa 10-12 mld. m³/an) România a rămas cel mai important producător de gaze din Europa de Est (circa 50% din producția zonală), iar importul (cca. 10% față de producția internă) este printre cele mai mici din zona europeană.

Analiza consumului de gaze combustibile în ultimii 10 ani reliefează:

- scăderea (reducerea cu 50%) consumului de gaze în industria chimică; închiderea complexelor petrochimice sau a instalațiilor producătoare de îngrășăminte azotoase (metan – materie primă pentru producerea de amoniac, acid azotic, azotat de sodiu și uree); tendința europeană și mondială indică creșterea consumului, cu importante beneficii;
- creșterea cu cca. 10% a consumului de gaze pentru producerea de energie electrică și pentru consum casnic.

Pe baza potențialului geologic de adâncime în bazinul Transilvaniei, în zona extracarpatică și a zăcămintelor din Marea Neagră, se poate considera că România se află pe o poziție importantă pe piața europeană a gazelor naturale.

2.11. Utilizarea gazelor în industria chimică

Primele încercări în industria chimică s-au întreprins după înființarea, în Transilvania, a Societății Anonime Ungare de îngrășăminte azotoase „Nitrogen” în anul 1916, pentru fabricarea, în prima fază, a carbidului de metan. După un an s-a construit, la Diciosanmartin, prima fabrică de cianamidă de calciu (îngrășământ azotos) – prin reacția între carbid și azot, la temperaturi ridicate. La Copșa Mică s-a construit, în anul 1934, prima fabrică de negru de fum, utilizând o parte din energia

degajată de incendiul declanșat după explozia, scăpată de sub control, de la gura sondei (la 13 iulie 1933 și eliminat după 7 ani).

Ulterior s-au realizat încă 3 fabrici de negru cu diferite tehnologii (produse „Metanex”, „Carboterm” și „Carbomet”); produsul realizat la Mediaș, prin metoda disocierii, de calitate medie, avea denumirea comercială de „Metanex”.

Anul 1937 reprezintă anul începerii propriu-zise a procesului de chimizare a gazelor prin construcția primei fabrici de amoniac la Târnăveni (Fabrica Nitrogen), folosind gazul metan românesc de înaltă puritate; următoarea fabrică de amoniac de capacitate mare (peste 8 t/zi) s-a pus în funcțiune la Făgăraș, în 1942, în care procedeele tehnologice, echipamentele și îmbunătățirile aduse de proiectanți români reprezentau performanțe mondiale. Cerințele de război au majorat cantitățile de acid azotic, azotat de amoniu, pulberi și explozivi, ceea ce impunea construirea unui alt ansamblu de instalații pe lanțul metan – amoniac la Ucea (viitorul oraș Victoria). Cererea de rășini sintetice a impus construirea la Copșa Mică a unei fabrici moderne (tehnologie germană) de formaldehidă.

După al doilea război mondial, necesitățile mari de negru de fum pentru industria de cauciuc, tipografie, etc., impunau condus la construirea unor noi fabrici de negru de fum, de mare capacitate și cu tehnologii noi. La Copșa Mică s-au construit, la începutul anilor 1950, trei fabrici cu capacități între 1.100 t/an și 1.500 t/an, prin procedeul canalelor și prin procedeul disocierii, iar în perioada 1964-1965 s-au realizat linii de fabricație negru de fum de cca. 12.000 t/an. Capacitatea maximă de 60.000 t negru de fum s-a construit la Combinatul Petrochimic din Pitești, în anul 1970. Însă, negru de fum obținut prin valorificarea gazului metan românesc pur devenea o metodă neeconomică, învechită pentru chimizare. Metoda era indicată exclusiv pentru obținerea de negru de fum de calitate superioară, în cazul zăcămintelor de presiune mică.

2.12. Transportul și înmagazinarea gazelor naturale

Crearea sistemului național de transport de gaze în România s-a inițiat încă din anul 1956, prin conceperea unei rețele radiale de conducte din centrul Transilvaniei, unde se aflau zăcămintele importante, către toate regiunile țării, iar în anul 1957 s-a constituit Sistemul Național de Transport prin interconectarea subsistemelor locale într-un sistem radial-inelar. Sistemul Național de Transport de gaze naturale (SNTGN)

s-a extins în perioada 1975-1985, pentru preluarea a circa 35-40 mld. m³ de gaze, corespunzător cerințelor economiei românești. După anul 1990, din cauza restrângerii activității marilor consumatori naționali, rețeaua de transport (cca. 13.000 km) s-a exploatat la capacitate redusă. SNT este operat și coordonat de SNTGN TRANSGAZ, societate națională care răspunde strategiei în domeniu. Transportul, tranzitul internațional, dispeceratul și cercetarea-proiectarea sunt principalele activități ale Societății Naționale de Gaze Naturale TRANSGAZ (înființată la 28 apr. 2000, prin reorganizare). În afara rețelei de conducte, patrimoniul TRANSGAZ mai cuprinde 16 stații centrale de comandă, 976 stații de reglare-măsurare, 2 stații de măsură și reglare import gaze și 6 stații de comprimare^{lxvi}. Transportul gazelor naturale se asigură prin 13.000 km de conducte pe trei sisteme de presiune (joasă: 2-6 atm, medie: 6-20 atm, înaltă: 20-40 atm) Sistemul de distribuție al gazelor naturale s-a extins în marile orașe și în zone adiacente și cuprinde cca. 40.000 km de conducte, cu aproape 40 de operatori.

2.13. Înmagazinarea gazelor naturale

Pentru asigurarea, în sezonul rece, a unor nevoi suplimentare de consum și pentru a crește siguranța alimentării consumatorilor, începând din 1970, s-a impus necesitatea asigurării unor rezerve prin stocarea gazelor naturale. Prima înmagazinare experimentală s-a realizat de către societatea „Astra Română”, la zăcămintul Boldești, în anul 1940, iar în 1961, a intrat în exploatare depozitul subteran de înmagazinare a gazelor naturale de la Ilimbav^{lxvii}, jud. Sibiu, premieră europeană. România a devenit printre primele state din Europa care a agreeat soluția amenajării unor sisteme subterane de gaze combustibile^{lxviii}. În general, depozitele subterane se amenajează în zone unde este dificilă alimentarea constantă cu gaze naturale.

În anul 1978 a intrat în funcțiune depozitul de la Urziceni, iar în anul 1982 s-a construit cel mai mare depozit, la Bilciurești. Ulterior s-au construit depozite în bazinul Transilvaniei și în zona extracarpatică (1991 – Bălăceanca, 1996 – Sărmășel, 1998 lângă Târgu Mureș), ajungându-se la o capacitate totală de înmagazinare de circa 4,5 mld. m³/ciclu, cu volum util de lucru circa 3 mld. m³/ciclu. Înmagazinarea gazelor naturale securizează sistemul la fluctuații sezoniere, când consumul depășește producția.

2.14. Gazele naturale în bazinul Mării Negre

O importantă resursă de gaze naturale pentru România o constituie zăcămintele din platoul continental al Mării Negre. Primele cercetări s-au întreprins în perioada 1967-1969, cuprinzând prospectarea geofizică și forajul marin propriu-zis. După realizarea primei platforme de foraj marin „Gloria”, în anul 1976, la șantierul naval Galați, a început primul foraj de explorare în Marea Neagră la adâncimea de 84 m. Deși primele sonde au forat la adâncimea de peste 4.000 m, nu s-au confirmat rezultate pozitive.

Însă s-a confirmat la a 3-a forare, pe structura Lebăda, la circa 80 km NE de orașul Constanța, la adâncimea de 30 m. Echipamentele de exploatare a zăcămintelor de țiței și gaze marine constau în 6 platforme de foraj marin, nave de transport, conducte-submarine până la țărm, terminalul petrolier Midia etc.; transportul țițeiului pe conducta subacvatică până în zona Capului Midia, cu lungimea de 64 km, a început în 1987.

2.15. Utilizarea gazelor în industria chimică

Primele încercări în industria chimică s-au întreprins după înființarea, în Transilvania, a Societății Anonime Ungare de Îngrășăminte azotoase „Nitrogen” în anul 1916, pentru fabricarea, în prima fază, a carbidului de metan. După un an s-a construit, la Diciosanmartin, prima fabrică de cianamidă de calciu (îngrășământ azotos) — prin reacția între carbid și azot, la temperaturi ridicate. La Copșa Mică s-a construit, în anul 1934, prima fabrică de negru de fum, utilizând o parte din energia degajată de incendiul declanșat după explozia, scăpată de sub control, de la gura sondei (la 13 iulie 1933 și eliminat după 7 ani). Ulterior s-au realizat încă 3 fabrici de negru de fum cu diferite tehnologii (produse „Metanex”, „Carboterm” și „Carbomet”); produsul realizat la Mediaș, prin metoda disocierii, de calitate medie, avea denumirea comercială de „Metanex”.

Anul 1937 reprezintă anul începerii propriu-zise a procesului de chimizare a gazelor prin construcția primei fabrici de amoniac la Târnăveni (Fabrica de Nitrogen), folosind gazul metan românesc de înaltă puritate; următoarea fabrică de amoniac de capacitate mare (peste 8 t/zi) s-a pus în funcțiune la Făgăraș, în 1942, în care procedeele tehnologice, echipamentele și îmbunătățirile aduse de proiectanți români reprezentau performanțe mondiale.

Cerințele de război au majorat cantitățile de acid azotic, azotat de amoniu, pulberi și explozivi, ceea ce impunea construirea unui alt

ansamblu de instalații pe lanțul metan – amoniac la Ucea (viitorul oraș Victoria). Cererea de rășini sintetice a impus construirea la Copșa Mică a unei fabrici moderne (tehnologie germană) de formaldehidă.

După al doilea război mondial, necesitățile mari de negru de fum pentru industria de cauciuc, tipografie, etc., au condus la construirea unor noi fabrici de negru de fum, de mare capacitate și cu tehnologii noi. La Copșa Mică s-au construit, la începutul anilor 1950, trei fabrici cu capacități între 1.100 t/an și 1.500 t/an, prin procedeul canalelor și prin procedeul disocierii, iar în perioada 1964-1965 s-au realizat linii de fabricație negru de fum de cca. 12.000 t/an. Capacitatea maximă de 60.000 t negru de fum s-a construit la Combinatul Petrochimic din Pitești, în anul 1970. Însă, negru de fum obținut prin valorificarea gazului metan românesc pur devenea o metodă neeconomică, învechită pentru chimizare. Metoda era indicată exclusiv pentru obținerea de negru de fum de calitate superioară, în cazul zăcămintelor de presiune mică.

BIBLIOGRAFIE

- Economia României, un secol de transformări (1918-2018), coord. acad. Iancu A., cap. Evoluția sectorului energetic din România în perioada 1918-2018, Bădileanu M., Cârlea F. & *documentare și analiză informații statistice*: Bozga R.E., Băleanu D.N., Georgescu L.I., Editura Academiei, 2018
- Centenarul energiei românești — seria repere istorice, Vaida V., Editura AGIR, 2018
- Hidrocentră și barajul Vudraru 50, album monografic — 50 de ani, Gheorghiescu P., Gheorghiescu Al., Asociația REST.ART, C. De Argeș, 2016
- Din galeria marilor electricieni români, Oameni. Vieți. Fapte, Tănăsescu F. T., Editura AGIR, 2016
- Ingineri români, Dicționar enciclopedic, vol. I, coord. Gleb Drăgan, Editura MEGA, 2014
- 90 de ani de brand energetic românesc (monografie), Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei CNR-CME, Editura AGIR, 2014
- File din istoria energiei românești, vol. I, II, III, IV, ed. A V-a, coord. Pâslaru C., Zonel H. Vasiliu, Conecini I., Marinescu C., Voinea E.; Breazu I., Editura N'ergo, 2007
- Energia electrică la 120 de ani de utilizare în București, Editura N'ergo, 2003
- Stănescu Gh., Minescu M., Niță C., Gaz de România – istorie ilustrată (Best of Romania – illustrated history), Editura Boldăș, România, 2018
- i. Motaș V., Dezvoltarea exploatarea gazelor naturale în România, *Revista Petrol și Gaze*, nr. 9-10, 1957, p. 477
 - ii. Simescu N., Trifan C., Albulescu M., Chisăliță D., *Activitatea gazi-eră din România*, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2008, p. 7
 - iii. Ivănuș Gh., Ștefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuța St. Tr., Coloja M.P., *Industria de petrol și gaze din România*, Editura AGIR, București, 2009, p. 153

- iv. Chisăliță D., Asupra începuturilor utilizării gazelor naturale în România (I), Jurnalul de Petrol și Gaze, februarie 2001, p. 42
- v. Gheorghe Gh., Distribuția gazelor naturale, Editura Tehnică, București, 1973
- vi. Ivănuș Ghe., Ștefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuța St. Tr., Coloja M.P., Industria de petrol și gaze din România, Editura AGIR, București, 2009, p. 153
- vii. Lațiu V., Gazul metan din bazinul Transilvaniei, Camera de Comerț și industrie Cluj, 1957, p. 17
- viii. Chisăliță D., O istorie a gazelor naturale din România, Editura AGIR, București, 2009, p. 91
- ix. Giura L., Contribuții la istoria gazului metan din România, Editura Universității „Lucian Blaga”, Sibiu, 1998, p.20
- x. Lazăr V., Gazul metan din Transilvania, Analele minelor din România, p.26
- xi. Motaș V., Dezvoltarea exploatarei gazelor naturale în România, Revista Petrol și Gaze, 1957, p. 479
- xii. Giura L., Contribuții la istoria gazului metan în România, Editura Universității „Lucian Blaga”, Sibiu, 1998, p.21
- xiii. ***, „Foaia poporului” numărul 43, 25 octombrie 1911
- xiv. Chisăliță D., Piteu M.A., Descoperirea gazelor naturale așa cum a fost ea, 1909 – Sărmășel, Editura AGIR, București, 2009, p. 62
- xv. Lesto V., Câmpul de gaz natural de la Sărmășel, Analele Minelor din România, p. 26
- xvi. Sinescu N., Trifan C., Albulescu M., Chisăliță d., Activitatea gazi-eră din România, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2008, p. 39
- xvii. Chisăliță D., Piteu M.A., Descoperirea gazelor naturale așa cum a fost ea, 1909 – Sărmășel, Editura AGIR, București, 2009, p. 32
- xviii. Pizanty M., Le Petrole en Roumanie, Imprimeries Moderne Bucuresti, 1933, p. 92
- xix. Motaș C.I., Zăcămintele de gaz metan, Enciclopedia României, Economia Națională, Imprimeria Națională, vol. III, București, 1939, p. 653
- xx. Motaș C.I., Zăcămintele de gaz metan, Enciclopedia României, Economia Națională, Imprimeria Națională, vol. III, București, 1939, p. 655
- xxi. Mrazec L., Jekelius E., Apercu sur la structure du basin neogen de Transilvanie et sur ses gisements de gaz, Guide de excursions, București, 1927

- xxii. Motaş C.I., Zăcămintele de gaz metan, Enciclopedia României, Economia Naţională, Imprimeria Naţională, vol. III, Bucureşti, 1940, p. 660
- xxiii. Şerban C., Primele societăţi pentru exploatarea şi transportul gazului metan în Transilvania, Revista română de petrol, p. 4
- xxiv. Pizanty M., Le Petrole en Roumanie, Institut Roumain du Petrole, Imprimeries Moderne Buc., 1933, p. 230-231
- xxv. Chisăliţă D., Asupra activităţii de producţie a gazelor naturale din România, Jurnalul de petrol şi gaze, noiembrie/decembrie 2003, p. 80
- xxvi. Gazele naturale în România, Oficiul de studii şi documentare, Secţia economică, Bucureşti, 1946, p. 21
- xxvii. Giura L., Contribuţii la istoria gazului metan în România, Editura Universităţii „Lucian Blaga”, Sibiu, 1998, p.82
- xxviii. Velescu O., Bondoc A., Itinerar pe Târnave, Editura Sport-Turism, Bucureşti, 1978, p. 113
- xxix. ***, Gazele naturale din România, Oficiul de studii şi Documentare, Secţia Economică, Buc., 1946, p 15-17
- xxx. ***, Gazele naturale din România, Oficiul de studii şi Documentare, Secţia Economică, Buc., 1946, p 28-29
- xxxi. ***, Gazul metan, combustibilul indigen ideal, Institutul de Arte Grafice „Luptta”, Bucureşti, 1935, p. 103
- xxxii. Letso V., Câmpul de gaz natural de la Sărmăşel, Analele Minelor din România, p. 26
- xxxiii. ***Gazul metan. Combustibilul indigen ideal în variatele lui întrebuinţări (menaj şi industrie), Societatea Naţională de Gaz Metan – S.A.R. de gaz metan (fostă UEG), 1935, p. 101-142.e
- xxxiv. ***, Gazele naturale în România. Oficiul de studii şi Documentare, Secţia Economică, Bucureşti, 1946, p. 31
- xxxv. ***, Statistica industriei extractive, 1942
- xxxvi. ***, Gazele naturale în România. Oficiul de studii şi Documentare, Secţia Economică, Bucureşti, 1946, p. 30
- xxxvii. Ivănuş Ghe., Ştefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuţa St. Tr., Coloja M.P., Industria de petrol şi gaze din România, Editura AGIR, Bucureşti, 2008, p. 470
- xxxviii. Bidilica-Vasilache G., ROMGAZ-ul de la modelul estic la cel vestic, Editura Samule, Meduaş, 2007, p. 80
- xxxix. Florescu M., Este eficientă petrochimia?, Editura Chiminform Data, Bucureşti, 1996, p. 192

- xl. ***, Gazele naturale în România. Oficiul de studii și Documentare, Secția Economică, București, 1946, p. 5
- xli. Stavăr I., La Roumanie, pays petrolifere, Bulletin d'Information et de Documentation de la Banque Nationale de Roumanie, nr.7, 1943
- xl.ii. Cerchez v., Obținerea gazolinei din gaze de sondă în industria petroliferă română, Monitorul petrolului Român, 1940
- xl.iii. Pizanty M., Le Petrole en Roumanie, Institut Roumain du Petrole, Imprimeries Moderne Bucuresti, 1933, p.85
- xl.iv. ***, Gazele naturale din România, Oficiul de studii și Documentare, Secția Economică, București, 1946, p. 25
- xl.v. Severin E., Petrolul. Studiu fizic, chimic, geologic, tehnologic și economic, Monitorul oficial și Imprimeriile statului, București, 1931, p. 361
- xl.vi. Cazimir E., Proprietes des petroles de Roumanie, Anuarul Institutului geologic al României, vol. XVI, 1931
- xl.vii. Cucu N. St., Petroleul, derivatele și aplicațiunile lui, Tipografia „Românul”, București, 1881, p.186
- xl.viii. Ivănuș Ghe., Ștefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuța St. Tr., Coloja M.P., Industria de petrol și gaze din România, Editura AGIR, București, 2008, p. 470
- xl.ix. Chisăliță D., O istorie a gazelor naturale din România, Editura AGIR, București 2009, p. 323
 - l. Ivănuș Ghe., Ștefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuța St. Tr., Coloja M.P., Industria de petrol și gaze din România, Editura AGIR, București, 2008, p. 410
 - li. Ivănuș Ghe., Ștefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuța St. Tr., Coloja M.P., Industria de petrol și gaze din România, Editura AGIR, București, 2008, p. 410
 - lii. ***, Gazele naturale în România. Oficiul de studii și Documentare, Secția Economică, București, 1946, p. 20
 - liii. Spiridon Gh., Monografia UPETROM 1 Mai, Ploiești, 1908-2008
 - liv. Chisăliță D., O istorie a gazelor naturale din România, Editura AGIR, București 2009, p. 345
 - lv. Ivănuș Ghe., Ștefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuța St. Tr., Coloja M.P., Industria de petrol și gaze din România, Editura AGIR, București, 2008, p. 470
 - lvi. Chisăliță D., România. Prima țară exportatoare de gaze naturale din Europa, Petroleum Industry Review, An X, nr. 107, septembrie 2017, p. 78

- lvii. Motaș V., Dezvoltarea exploatării gazelor naturale în România, Petrol și Gaze, 1957, p. 480
- lviii. Chisăliță D., O istorie a gazelor naturale din România, Editura AGIR, București 2009, p. 102
- lix. Ivănuș Ghe., Ștefănescu I.St., Antonescu N.N., Mocuța St. Tr., Coloja M.P., Industria de petrol și gaze din România, Editura AGIR, București, 2008, p. 473
- lx. Florescu M., Este eficientă petrochimia?, Editura Chiminform Data, București, 1996, p. 192
- lxi. Ivănuș GH., coordonator, Pagini din istoria dezvoltării industriei României, Industria chimică, petrochimică și de petrol, Editura AGIR, București, 2016, p. 168
- lxii. Ivănuș GH., coordonator, Pagini din istoria dezvoltării industriei României, Industria chimică, petrochimică și de petrol, Editura AGIR, București, 2016, p.167
- lxiii. Roșoiu L, 2016, anul relansării sectorului de petrol și gaze de la BVB, Petroleum Industry Review, An IX, nr. 101, martie 2017, p. 78-79
- lxiv. Iuga V., Dudău R, Raport. Perspectivele gazelor naturale în România și modalități de valorificare superioară a acestora, Iunie, 2018, p.12
- lxv. Iuga V., Dudău R, Raport. Perspectivele gazelor naturale în România și modalități de valorificare superioară a acestora, Iunie, 2018, p.11
- lxvi. Chisăliță D., O istorie a gazelor naturale din România, Editura AGIR, București 2009, p. 452
- lxvii. Sovronos P., Înmagazinarea subterană a gazului în câmpul Ilimbav, Buletin informativ, nr. 3, Direcția Generală a Gazului Metan, 1962
- lxviii. Pavel Alecs, Mărășescu I.D., Stocarea industrială a gazelor lichefiate, Editura univ. Petrol-Gaze Ploiești, 2012, p. 205
