



MINISTERUL ENERGIEI

Profesionalism. Integritate. Transparență

Partea I: Analiza stadiului actual

Partea II: Angajamentele naționale și internaționale

Februarie 2016

Glosar

AGA	Adunarea Generală a Acționarilor
ANDR	Agenția Națională pentru Deșeuri Radioactive
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agenția Națională pentru Resurse Minerale
ANRSC	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice
BNR	Banca Națională a României
BRM	Bursa Română de Mărfuri
CA	Consiliu de Administrație
CE	Comisia Europeană
CET	Centrală Electrică de Termoficare
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEMP	Centrală Hidroelectrică de Mică Putere
CNP	Comisia Națională de Prognoză
CNU	Compania Națională a Uraniului
CPC	Componenta de Piață Competitivă
CPT	Consum Propriu Tehnologic
CT	Centrală Termică
CV	Certificat Verde
DFDSMA	Depozitul Final pentru Deșeuri Slab și Mediu Active
DICA	Depozitul Intermediar de Combustibil Ars
ECE	Europa Centrală și de Est
EIA	Energy Information Administration (SUA)
ENTSO-E	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică
ENTSO-G	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Gaze Naturale
ESA	Agenția Euratom Furnizare Combustibil Nuclear (<i>Euratom Supply Agency</i>)
E-SRE	Energie Electrică produsă din Surse Regenerabile de Energie
FP	Fondul Proprietatea
Gcal	Giga Calorie
GJ	Giga Joule
GNCV	Gaze Naturale Comprimare pentru Vehicule
GNL	Gaz natural lichefiat
GWh	Gigawatt-oră

HHI	Indicele Herfindahl-Hirschman
INS	Institutul Național de Statistică
IPCA	Indicele Prețurilor de Consum Armonizat
Kcal	Kilo-calorie
MAI	Ministerul Afacerilor Interne
mc	metru cub
MHC	Microhidrocentrală
mil	Milioane
mld	Miliarde
Mtep	Milioane Tone Echivalent Petrol
MWh	Megawatt-oră
OSD	Operatorul Sistemului de Distribuție (gaze naturale sau energie electrică)
OST	Operatorul Sistemului de Transport (gaze naturale sau energie electrică)
PCCB	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
PCCB-NC	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale cu Negociere Continuă
PCCV	Piața Centralizată de Certificate Verzi
PCV	Piața de Certificate Verzi
PE	Piața de Echilibrare
PI	Piața Intrazilnică
PIB	Produsul Intern Brut
PNAEE	Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice
PNAER	Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei Regenerabile
PRE	Parte Responsabilă cu Echilibrarea
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
RACC	Rata Anuală Compusă de Creștere
RES	Resurse Energetice Secundare
RET	Rețeaua Electrică de Transport
RON	Moneda Națională a României, Leu
RSC	Recomandările Specifice de Țară
SACET	Sistemul de Alimentare Centralizată cu Energie Termică
SCADA	Sistem Informatic de Monitorizare, Comandă și Achiziție de Date
SEN	Sistemul Energetic Național
SNTGN	Sistemul Național de Transport al Gazelor Naturale
SNTT	Sistemului Național de Transport al Țițeiului
SRE	Surse Regenerabile de Energie
SRM	Sistem Reglare Măsurare
STS	Servicii Tehnologice de Sistem
TA	Turbină de Abur

tep	Tone Echivalent Petrol
TG	Turbină de Gaz
TPA	Accesul Terților la Rețea (<i>Third Party Access</i>)
TWh	Terrawatt-oră
UE	Uniunea Europeană
UM	Unitate de Măsură
UR	Utilizator de Rețea
VTP	Punct Virtual de Tranzacționare (<i>Virtual Trading Point</i>)

CUPRINS

Introducere	1
Descrierea procesului de elaborare a noii Strategii Energetice	9
I. ANALIZA STADIULUI ACTUAL	16
1. Cadrul macroeconomic	17
2. Analiza sectorului energetic	18
2.1 Hidrocarburi	18
2.2 Țiței	19
2.2.1 Resurse naționale	19
2.2.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului	20
2.2.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	21
2.2.4 Infrastructura	22
2.2.4.1 Sistemul național de transport (SNTT)	22
2.2.4.2 Terminale	23
2.2.4.3 Rafinării	24
2.2.5 Piețe de tranzacționare	25
2.2.6 Analiza SWOT – Țiței	25
2.3 Gaze naturale	26
2.3.1 Resurse naționale	27
2.3.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului	28
2.3.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	29
2.3.3.1 Producția de gaze naturale din România	29
2.3.3.2 Importul de gaze naturale	30
2.3.4 Infrastructura gazelor naturale	30
2.3.4.1 Sistemul național de transport	30
2.3.5.2 Depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale	34
2.3.5.3 Sisteme de distribuție gaze naturale	35
2.3.6 Piața gazelor naturale	36
2.3.7 Analiza critică	42

2.3.8 Infrastructura	43
2.4 Cărbune	46
2.4.1 Resurse naționale	46
2.4.2 Cererea: Analiza consumului	46
2.4.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	47
2.4.4 Infrastructura	49
2.4.5 Piețe de tranzacționare organizate	50
2.4.6 Analiza critică	50
2.5 Uraniul, ciclul combustibilului nuclear, gestionarea și depozitarea deșeurilor radioactive	54
2.5.1 Resurse naționale	54
2.5.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului	55
2.5.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor	55
2.5.4 Infrastructura	55
2.5.5 Piețe de tranzacționare organizate	56
2.5.6 Analiza critică	57
2.6 Surse regenerabile de energie (SRE)	58
2.6.1 Resurse naționale	58
2.6.2 Piața de certificate verzi (CV)	59
2.7 Energie electrică	66
2.7.1 Cererea: Analiza consumului și a exportului	66
2.7.2 Oferta: Analiza producției și a importului	66
2.7.3 Infrastructura	68
2.7.4 Piețe de tranzacționare organizate de energie electrică	76
2.7.5 Analiză critică	85
2.8 Energia termică	88
2.8.1 Cererea: Analiza consumului	88
2.8.2 Oferta: Analiza producției	90
2.8.3 Infrastructura	90
2.8.4 Piețe de tranzacționare organizate	93
2.8.5 Analiza critică	93

3. Sinteza mixului energetic	95
3.1 Consumul de energie primară	95
3.2 Producția de energie primară	96
3.3. Importul de energie primară	97
3.4 Exportul de energie primară	97
3.5 Consumul final de energie	98
3.6 Dependența de importul de energie primară	99
3.7 Eficiența energetică	100
II. ANGAJAMENTELE INTERNAȚIONALE ALE ROMÂNIEI ÎN SECTORUL ENERGETIC	105
1. Cadrul general european de politici în domeniul energetic	106
1.1 Uniunea Energetică: energie sigură, durabilă, competitivă și la prețuri accesibile pentru Europa	106
1.2 Protocolul de la Paris – combaterea schimbărilor climatice globale după 2020 – COM(2015)81108	
1.3 Cadrul 2020 – 2030	108
1.3.1 Reforma EU ETS	110
1.3.2 Asigurarea concurenței pe piețele integrate de energie	110
1.3.3 Strategia Europeană de Securitate Energetică	111
1.3.4 Noul cadru de monitorizare	111
1.4Perspectiva energetică 2050	112
2. Angajamentele României de reformă în domeniul energetic	115
2.1. Programul Național de Reformă: Realizarea țintelor naționale stabilite în cadrul Strategiei Europa 2020	115
2.1.1 Recomandările specifice de țară, 2015	116
2.1.2 Planul de Acțiuni al României pentru implementarea recomandărilor specifice de țară	116
2.3 Concluzii privind angajamentele internaționale ale României	119

Introducere

Contextul actual internațional al energiei

Ultimii ani au adus schimbări de amploare în peisajul global al energiei, generate de doi factori dominanți: noile tehnologii, pe de o parte, și mobilizarea internațională fără precedent de implementare a unor politici de combatere a fenomenului de încălzire globală, pe de altă parte.

Prețul petrolului

Cea mai marcantă trăsătură a contextului global actual este prăbușirea prețului petrolului pe piețele internaționale și crearea unor condiții de persistență prelungită a prețurilor mici. În cursul lunii februarie 2016, prețul barilului Brent a oscilat în jurul pragului de 30 dolari, coborând ocazional la 28 dolari. Căderea este dramatică, privită din perspectiva nivelului anterior de stabilitate: în iunie 2014, prețul era de 110 dolari. Potrivit scenariului „Low Oil Price” al Agenției Internaționale pentru Energie (IEA) – prezentat în raportul *World Energy Outlook 2015* – echilibrul pe piața petrolieră nu va fi restabilit înainte de 2020, cu prețuri în coridorul 50-60 dolari, urmând apoi o lungă și lentă creștere până la 85 dolari în 2040.

Cauzele acestei stări de fapt țin de un salt tehnologic realizat în anii 2010 în dezvoltarea și producția de hidrocarburi, pe fondul unei perioade susținute de prețuri extrem de ridicate ale petrolului. Revoluția hidrocarburilor „de șist” în America de Nord și, în general, creșterea continuă a producției de petrol în afara spațiului OPEC a culminat în momentul în care China, al doilea mare stat consumator de țiței al lumii, a început efectiv tranziția către un model de creștere economică mai puțin intensiv din punct de vedere al cererii de energie.

A rezultat astfel un excedent de producție petrolieră pe piețele internaționale, fapt ce a cauzat imediat rivalitate pentru menținerea cotelor de piață între marii producători ai lumii. La *summit*-ul OPEC din octombrie 2014, contrar așteptărilor pieței, Arabia Saudită a impus decizia creșterii producției de țiței, declanșând astfel un război al prețurilor pentru controlul unei cât mai mari cote din piața globală. OPEC a menținut aceeași linie de politică a prețurilor și la *summit*-ul de la Viena din 2015.

Efectele comerciale, economice și politice ale acestei evoluții sunt majore. Proiecte de investiții în valoare de sute de miliarde de dolari au fost suspendate în ultimul an de către marile companii petroliere ale lumii, mai cu ales în sectorul maritim de ape adânci. Veniturile marilor țări exportatoare de energie, Rusia și Arabia Saudită, au fost diminuate drastic, în vreme ce marii consumatori – SUA, UE, China și India – beneficiază de cele mai mici prețuri ale combustibililor din ultimul deceniu.

De asemenea, prețul gazelor naturale a scăzut considerabil pe piețele dominate de contracte indexate la prețul petrolului – inclusiv în Europa. În Statele Unite, gazele de șist extrem de ieftine au scos de pe piața de energie electrică capacități de generare pe cărbune, iar cărbunele american a luat calea exportului către Europa de Vest, unde a scos de pe piață gazele naturale.

Efectul de domino al căderii prețului petrolului se extinde și la profitabilitatea investițiilor în surse de energie regenerabilă (SRE) și în eficiență energetică – despre care vom discuta mai în detaliu în subsecțiunea următoare.

Istoria evoluției piețelor de țiței prezintă un tipar ciclic, de creștere și scădere, adesea bruște și ample, ale prețurilor. Totuși, nici nivelul minim, nici cel maxim, și nici extensia

segmentelor de echilibru al prețurilor nu sunt prestabilite. În aceste condiții, care sunt factorii care vor influența evoluția prețului petrolului în următorii ani?

Pe termen mediu (până în 2020), este de urmărit reinsertia Iranului în piața internațională, după ridicarea sancțiunilor internaționale împotriva acestui stat, în decembrie 2015, în legătură cu programul său nuclear. Rivalitatea pentru cotă de piață nu are loc doar între OPEC și producătorii non-OPEC, ci și în interiorul țărilor membre ale cartelului – în special între Arabia Saudită și Iran, dublată de motive politice. În orice caz, capacitatea Teheranului de a-și ridica semnificativ producția depinde de magnitudinea investițiilor internaționale pe care la va atrage.

Pe termen lung, pe partea de cerere, este de urmărit rolul pe care India, care găzduiește o șesime din populația planetei, dar consumă momentan doar 6% din totalul global de energie, îl va juca în următorii ani și decenii. India a intrat într-o perioadă de creștere susținută și se prognozează că va prelua în următoarele două decenii rolul pe China l-a avut de la începutul anilor 2000 până în prezent. IEA (2015) previzionează pentru 2040 un consum de 10 milioane de barili/ zi în India.

Un factor cu impact din ce în ce mai important asupra prețului petrolului și, în general, al combustibililor fosili, ține de angajamentele internaționale tot mai ferme de decarbonizare a producției și consumului de energie, cu asumarea de politici ambițioase de limitare a emisiilor de gaze cu efect de seră. Efectul previzibil este o creștere a rolului ponderii energiei electrice în mixul global de energie și o scădere graduală a ponderii combustibililor fosili în mixul de energie electrică.

Desigur, concurența pe piețele de energie va fi în continuare determinantă, rămânând de văzut dacă petrolul ieftin va ține pasul cu costurile tot mai mici al tehnologiilor SRE, precum și al tehnologiilor eficiente de consum final al energiei.

Angajamentele internaționale de reducere a emisiilor de carbon

Poate cel mai important act de diplomatie energetică al anului 2015 a fost semnarea Acordului de la Paris, în încheierea Conferinței Părților la Convenția Cadru a Națiunilor Unite pentru Schimbări Climatice (CCNUSC), COP 21, prin care statele semnatare au făcut promisiuni de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră sub formă de Contribuții Intenționate Determinate Național (INDC).

Tabelul de mai jos, alcătuit de IEA și prezentat în *World Energy Outlook* (2015), prezintă măsurile asumate de decarbonizare din INDC-urile primilor zece emitenți de gaze cu efect de seră ai lumii.

Partea la CCNUSC	INDC
China	Vârf de emisii în 2030 sau mai devreme și reducere a intensității de carbon a PIB cu 60-65% sub nivelul din 2005
Statele Unite	Reducerea netă a emisiilor de carbon cu 26-28% în 2025 față de nivelul din 2005
Uniunea Europeană	Reducerea emisiilor de carbon cu 40% până în 2030 față de nivelul anului 1990
India	Reducerea intensității de carbon a PIB cu 33-35% în 2030 sub nivelul anului 2005
Rusia	Reducerea emisiilor antropogene de carbon cu 25-30% în 2030 față de nivelul din 1990, incluzând în calcul evaluarea maximă a puterii de absorbție a pădurilor
Japonia	Reducerea emisiilor de CO ₂ legate de activitățile energetice cu 25%, reducerea emisiilor altele decât cele de carbon cu 6,7%, de CH ₄ cu 12,3%, de N ₂ O cu 6,1% și de gaze fluorinate cu 25,1% în 2030 față de nivelurile din 2013
Coreea de Sud	Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 35% în 2030 în comparație cu scenariul <i>business-as-usual</i>

Canada	Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 30% în 2030 sub nivelul anului 2005
Brazilia	Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 37% în 2025 sub nivelul anului 2005
Mexic	Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a emisiilor de poluanți cu timp scurt de viață în mod necondiționat cu 25% în 2030 față de scenariul <i>business-as usual</i>

Deși nivelul relativ de ambiție al acestor promisiuni nu este imediat evident, se poate observa că angajamentul colectiv al UE – asumat deja în 2014 prin *Cadrul UE pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030* – este mai stringent decât cele ale unor emitenți mai mari de carbon. Astfel, deși este cu totul salutară participarea Beijingului la Acordul de la Paris, China va continua să-și crească emisiile anuale de gaze cu efect de seră până în 2030. India promite o reducere a intensității de carbon a produsului său intern brut de până în 35% în 2030 față de 2005, ceea ce permite o creștere netă a emisiilor de carbon.

Desigur, este de înțeles nevoia puterilor emergente ale lumii de a-și asigura dezvoltarea economică. Dar efortul asumat de UE trebuie pus cu acuratețe în context internațional, în condițiile în care emisiile sale de carbon nu depășesc 11% din cele globale. Pentru a nu plăti un preț disproporționat de competitivitate economică și pentru a nu încuraja fenomenul de *carbon leakage* (migrarea industriilor cu emisii intense de carbon în jurisdicțiile cu reglementări mai puțin stringente), UE trebuie să-și folosească influența economică și diplomatică spre a obține angajamente ambițioase de decarbonizare de la toți ceilalți mari emitenți ai lumii și pentru a ajuta, după caz, financiar și prin transfer de tehnologie, la realizarea respectivelor angajamente. De asemenea, este utilă armonizarea și cuplarea diferitelor scheme *cap-and-trade* de reducere a emisiilor de carbon, pentru a favoriza tranzacționarea internațională a certificatelor de emisii și, astfel, reducerea globală a emisiilor de carbon prin mecanisme de piață liberă.

Cadrul european privind clima și energia pentru 2030 prevede și ținte colective pentru sursele regenerabile (SRE) (cel puțin 27% din consumul total de energie) și pentru eficiență energetică (cel puțin 20% mai mare față de scenariul *business-as-usual*).

SRE s-au dezvoltat fulminant la nivel mondial în ultimii ani, bazate pe scheme de subvenționare. Creșterea ponderii SRE în mixul energetic are de-a face cu politicile de mediu și de prevenire a schimbărilor climatice, dar SRE au și o solidă justificare de securitate energetică.

Totodată însă, susținerea regenerabilelor prin certificate verzi sau prin tarife de injectare (*feed-in*) cauzează anumite distorsiuni de ordin concurențial, descurajând investițiile în alte forme de producere a energiei, precum și costuri de integrare ale generării intermitente (eoliene și fotovoltaice), ce sunt parțial „socializate” la nivelul întregii piețe prin tarife de rețea. Se pune, astfel, problema modelului adecvat de piață energetică.

Din perspectiva investitorilor în SRE, este necesară stabilitatea și predictibilitatea reglementărilor – ceea ce, așa cum vom vedea mai jos, în prezent nu este cazul în România. Pe de altă parte, schemele de promovare a SRE trebuie să reflecte cât mai bine costurile reale ale tehnologiilor regenerabile, astfel încât să fie evitate supra-compensarea și stimularea neeconomică a investițiilor. Într-adevăr, aceste costuri sunt într-o scădere continuă și susținută, ceea ce creează premisele competitivității comerciale nesubvenționate a viitoarelor capacități de generare pe piața de SRE.

De asemenea, cercetarea științifică și inovarea produc noi tehnologii, bazate pe surse regenerabile, care pot aduce contribuții notabile la rezolvarea mai multor probleme ale sectorului energetic. Un exemplu este generarea de energie bazată pe deșeuri menajere și/sau agricole, care este deja validată la nivel comercial în țara noastră. Creșterea ponderii acestui tip de tehnologie oferă soluții multiple pentru problemele energiei, ale mediului înconjurător și ale locuirii moderne.

Managementul cererii de energie (*demand side management*) constituie una dintre cele mai promițătoare direcții de dezvoltare tehnologică ale prezentului. De la sistemele distribuite de generare de energie – adesea cuplate cu sisteme de stocare, care sunt pe punctul de a deveni

accesibile ca preț unei baze largi de consumatori – la aparatura electrocasnică inteligentă, la „internetul lucrurilor” și la automatizarea răspunsului optim la curba de preț a energiei la consumatorul final – acest nou domeniu atrage în sistemul energetic investitori până de curând atipici, precum companiile din domeniul IT sau al comunicațiilor. Această dezvoltare promite nu doar realizarea unui enorm potențial de eficiență energetică, ci și un rol substanțial pe piața de echilibrare a energiei electrice și, astfel, o contribuție la integrarea în sistem a surselor variabile de energie regenerabilă. Pentru aceasta este necesară introducerea rețelelor electrice inteligente (*smart grids*) și a contorizării inteligente (*smart metering*), prin intermediul cărora consumatorul clasic de energie să poată deveni un autentic *prosumer* (*consumator activ*).

Eficiența energetică pare a fi un adevărat „glonț magic” pentru rezolvarea multiplelor probleme ale sectorului energetic: securitate energetică, decarbonizare, reducerea poluării, protecția consumatorului vulnerabil, creșterea cererii de energie etc. La nivel global, reglementările de eficiență energetică au crescut de la o acoperire de 12% din consumul mondial de energie în 2005 la 27% în 2014. Cel mai mare potențial de creștere a eficienței energetice îl au statele în curs de dezvoltare. 36% din energia utilizată industrial este acoperită de reglementări de eficiență energetică pe plan mondial, procent care a crescut de la doar 3% în 2005. Rezultatele îmbucurătoare ale anului 2014 au fost că, în ciuda scăderii prețului energiei primare la nivel internațional, măsurile de eficiență energetică au determinat o scădere a intensității energetice globale de circa 2,7% față de anul precedent, o rată aproape dublă față de media deceniului precedent. (IEA 2015).

Electro-mobilitatea este un domeniu în evidentă dezvoltare, direct legat de costul în scădere al acumulatorilor, concomitent cu creșterea performanței lor. În 2014, numărul vehiculelor electrice vândute la nivel mondial a crescut cu nu mai puțin de 50% față de 2013. În afară de investițiile în cercetare și dezvoltare pe care le realizează companiile constructoare de automobile, sunt necesare reglementări cu privire la dezvoltarea și standardizarea infrastructurii de alimentare, precum și de promovare a electro-mobilității și în alte sectoare decât acela al transportului de persoane. În cele din urmă, dezvoltarea pe scară largă a electro-mobilității va ține de raportul calitate/preț pe care vehiculele electrice și hibride îl vor putea oferi în anii următori, în comparație cu cele bazate pe combustie internă.

Alte tehnologii de generare a energiei electrice cu emisii reduse sau nule de carbon – centralele nucleare, biocombustibilii sau capacitățile asociate de captare și stocare a carbonului (CCS) – au nevoie, respectiv, de susținere strategică, de implementarea unor standarde de sustenabilitate și de susținere guvernamentală pentru realizarea proiectelor pilot și reducerea riscului investițional.

În fine, un factor de mare importanță în determinarea locului pe care aceste tehnologii îl vor avea în mixul energetic al viitorului ține de **acceptabilitatea lor publică**. Aceasta depinde, la rândul-i, de un complex de variabile, printre care evaluarea colectivă a riscului de mediu și de sănătate publică al fiecărei tehnologii, stilul de viață al comunităților și, desigur, costurile aferente.

Or, tranziția globală către implementarea prevederilor Acordului de la Paris necesită investiții foarte mari. Potrivit unui recent studiu al *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) și al Ceres (SUA) (Bloomberg 2015), pentru încadrarea în limita de încălzire globală de cel mult 2°C față de perioada preindustrială sunt necesare investiții în „energii verzi” de 12,1 trilioane dolari în următorii 25 de ani, cu 75% mai mult decât proiecțiile actuale de creștere ale acestui sector. Nivelul anual de investiții în scenariul *business-as-usual* este de 276 mld dolari, în vreme ce necesarul anual calculat în studiul citat este de 484 mld dolari.

Politicile energetice europene

Un alt document european important al anului 2014, în afară de *Cadrul UE pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030* a fost comunicarea Comisiei Europene (CE) privind *Strategia Europeană de Securitate Energetică* (COM(2014) 330 final, 28.05.2014). Documentul notează că „cea mai presantă problemă de securitate a aprovizionării ține de

dependența puternică de un singur furnizor. Acest lucru este adevărat în mod special pentru gazele naturale, dar se aplică și la energia electrică:

- Șase State Membre depind de Rusia ca unic furnizor extern pentru întreaga lor cantitate de gaze importate iar trei dintre ele folosesc gazul natural pentru mai bine de un sfert din necesarul lor de energie. În 2013, livrările de gaze din Rusia au fost de 39% din totalul importurilor UE sau 27% din consumul UE”.

Strategia de Securitate Energetică distinge opt linii de acțiune pentru creșterea securității energetice europene, printre care întărirea mecanismelor de coordonare și planificare pentru situații de urgență; moderarea cererii de energie; construirea unei piețe funcționale și bine integrate de energie; creșterea producției de energie în UE; dezvoltarea de noi tehnologii energetice; diversificarea surselor externe; coordonarea politicilor energetice naționale.

Aceste linii de acțiune se regăsesc și în dimensiunile Strategiei Cadru a Uniunii Energetice din 2015 (COM(2015) 80 final, 25.02.2015):

- Securitate energetică, solidaritate și încredere;
- O piață energetică Europeană pe deplin integrată;
- Eficiență energetică, contribuind la moderarea cererii;
- Decarbonizarea economiei;
- Cercetare, inovare și competitivitate.

Proiectul Uniunii Energetice este cea mai importantă și mai complexă întreprindere a UE în materie de politici energetice, reunind obiective, preocupări, interese și viziuni diferite într-o fuziune încă fluidă, în a cărei dinamică este important pentru fiecare stat membru să se angajeze în mod activ și bine informat.

Dimensiunea solidarității și a articulării unei voci unice în este una deosebit de importantă, fiind accentuată mai cu seamă de statele Europei Centrale și de Est (ECE). Trebuie însă notat că progresul remarcabil al politicilor energetice europene pe planul liberalizării, al creșterii competitivității și al interconectării piețelor a generat o creștere importantă, deși nu suficient de evidentă, de securitate energetică.

Țările ECE au construit în ultimii cinci ani nu mai puțin de 42 mld mc/an de capacitate a interconectărilor interne de gaze naturale și cu Europa de Vest, capacitate totalizând în prezent 147 mld mc/an. Au fost eliminate clauzele de destinație și relaxate cele de *take-or-pay* din contractele de termen lung ale furnizorilor externi de gaze cu companiile europene și, sub presiunea investigației antitrust demarate de CE împotriva Gazprom în 2012, este probabil ca și statele central- și est-europene să obțină termeni contractuali mai buni în relația cu furnizorul rus: eliminarea restricțiilor teritoriale de utilizare a gazelor, precum și mecanisme de preț mai echitabile și mai transparente.

Terminalele de regazificare a GNL de la Klaipeda (Lituania) și Swinoujcsie (Polonia), cel de la Revithoussa (Grecia), cele planificate a fi construite la Omisalj (Croatia) și Alexandroupoli (Grecia), precum și gazoductele Coridorului Sudic de Gaz, vor aduce în Europa Centrală și de Est, prin intermediul conductelor interconectoare, noi surse de gaze: GNL de pe piețele internaționale, gaz caspic și/sau est-mediteranean, etc.

Contextul energetic actual al României

Cum întreg raportul de față este dedicat analizei sectorului energetic național, secțiunea prezintă notează doar câteva elemente concludente.

Sectorul energetic românesc pare a traversa o perioadă fastă: dependența de importuri de gaze naturale a scăzut în 2015 la sub 5%, după ce cu cinci ani mai devreme era de 24%; prețul *angro* al energiei electrice și al gazelor naturale este cel mai mic din UE, potrivit datelor

Eurostat (2015)¹, iar combustibilii s-au ieftinit apreciabil la pompă, pe fondul prăbușirii cotațiilor internaționale ale barilului de țiței. Structura consumului de energie primară e diversificată și echilibrată, ceea ce face din România o excepție regională și, pe plan european, țara cea mai puțin dependentă de importuri de energie *per capita* (Eurostat 2015).

Cu toate acestea, o analiză adâncită relevă o serie probleme serioase. Reducerea importurilor de gaze naturale a fost, în primul rând, efectul scăderii cererii interne – mai ales al închiderii de capacități industriale, dar și al iernilor blânde și al unor măsuri de eficiență energetică. Rata scăderii consumului s-a menținut, în ultimii ani, peste rata declinului producției de țiței și gaze. După cum este arătat în capitoul 3 (Sinteza mixului energetic), consumul național de energie primară a cunoscut o scădere continuă între 2008 și 2014, de la 39.799 mii tone echivalent petrol (tep) la 31.538 mii tep, adică cu peste 20%.

Producția de energie primară scăzut, de asemenea, din 2008 până în 2013, cunoscând o ușoară redresare, de la 25.853 mii tep în 2013 la 26.313 în 2014. Cea mai mare pondere în producția de energie primară o au gazele, cu 33%, urmate de cărbune (18%), țiței (15%) și lemne de foc și deșeuri agricole (14%).

În fapt, declinul producției de gaze naturale a fost diminuat mulțumită investițiilor în creșterea gradului de recuperare efectuate de cei doi mari producători autohtoni, OMV Petrom și Romgaz. Dar, începând a doua parte a anului 2014, prăbușirea prețului petrolului a redus din ce în ce mai mult capacitatea producătorilor de hidrocarburi de a investi în înlocuirea rezervelor și menținerea nivelului producției.

Pe de altă parte, unii producători de energie electrică cu capital majoritar de stat, din sectoarele hidro și cărbune, sunt fie în insolvență, fie la marginea ei; producerea energiei regenerabile este, după câțiva ani de creștere exponențială a investițiilor, într-o criză a schemei de susținere bazate pe certificate verzi, în vreme ce o centrală de generare nouă, cu tehnologie avansată de producere a energiei electrice pe bază de gaze naturale, nu intră în ordinea de merit, rămânând astfel cu mult sub-utilizată.

Sectorul energiei termice se confruntă cu mari probleme de ineficiență. Instalațiile au, în cea mai mare parte, durata de viață normată depășită și performanțe tehnice și economice foarte scăzute, ceea ce generează costuri mult mărite și probleme sociale. Pierderile energetice la nivelul clădirilor sunt aproape de trei ori mai mari decât media europeană.

Retorica transformării României într-un *hub* energetic regional a rămas lipsită de conținut. Pe de o parte, ultimul deceniu a consemnat puține succese ale proiectelor de infrastructură. Infrastructura energetică este, în segmente decisive, depășită moral și uzată tehnic, având nevoie urgentă de investiții. Producția de energie electrică depășește consumul intern, dar capacitatea de export rămâne limitată; eficiența sistemelor de transport de electricitate și de gaze e afectată de scăderea volumului intern de energie transmisă dar, în același timp, aceste sisteme nu oferă suficientă capacitate pe noile axe rezultate din evoluția capacităților de producție din ultimii ani.

Se remarcă, pe de altă parte, succesul recent al proiectului BRUA (coridorul conductei de transport Bulgaria – România – Ungaria – Austria) al companiei Transgaz, pentru dezvoltarea căruia UE a alocat în luna ianuarie 2016 suma de 179,3 milioane euro, sumă reprezentând 40% din valoarea eligibilă estimată. Este o realizare remarcabilă, întrucât proiectul BRUA este un pas semnificativ în sensul integrării piețelor europene de gaze și al creșterii securității energetice a țărilor implicate, prin facilitarea accesului la noi surse de gaze naturale: Bazinul Caspic, gaz natural lichefiat (GNL) din Grecia prin Bulgaria și potențiale gaze naturale din sectorul românesc al Mării Negre.

Într-un sistem energetic bazat pe principiile pieței libere, concurența reală încă lipsește atât la nivelul producției, cât și al furnizării (cu excepția celei de combustibili). Consumatorul final are încă un rol pasiv și, atunci când este vulnerabil, este asistat prin mecanisme ineficiente de

¹ Excepție face energia electrică pentru consumatorii casnici, unde prețul este al doilea cel mai ieftin, după cel din Bulgaria, și gazele naturale pentru consumatorii industriali, unde prețul este al doilea cel mai ieftin, după cel din Belgia.

protecție socială și economică. În fine, capacitatea instituțională și administrativă în domeniul energiei este insuficientă, atât din punct de vedere structural cât și al resurselor umane.

Acest tablou critic al sectorului energetic românesc poate fi îmbunătățit în toate elementele sale prin măsuri care vor fi propuse în Strategia Energetică a României în orizontul anului 2030 și, mai departe, în perspectiva anului 2050. Plecând de la tradiția solidă a țării noastre în sectorul energetic, de la o bază diversificată de resurse naturale, de la o situație geografică avantajoasă, de la un capital uman (încă) ridicat și de la oportunitățile oferite de noile tehnologii, țara noastră poate dezvolta un sistem energetic competitiv, cu servicii energetice de înaltă calitate, accesibile cetățenilor atât din punct de vedere fizic, cât și financiar; un sistem energetic rezilient în fața șocurilor externe de aprovizionare, adaptat la cerințele tot mai sofisticate ale consumatorilor; un sistem energetic apt să genereze creștere, locuri de muncă și activitate economică pe orizontală; în fine, un sistem energetic cu emisii reduse de gaze cu efect de seră și de alți poluanți, în care creșterea PIB va fi decuplată de creșterea cererii de energie.

Descrierea procesului de elaborare a noii Strategii Energetice

Ministerul Energiei a inițiat procesul de elaborare a unei noi Strategii Energetice a României, având ca orizont de timp anii 2016-2030 și perspectiva de termen lung a anului 2050.

Obiective strategice fundamentale

Politicile energetice trebuie să asigure pe termen scurt, mediu și lung, un echilibru dinamic între următoarele trei obiective strategice fundamentale:

- *Securitate energetică*

Pentru România, securitatea energetică înseamnă capacitatea sa de a-și asigura, în mod neîntrerupt, necesarul de consum energetic, la prețuri accesibile pentru consumatori. Securitatea energetică de termen scurt privește reziliența sistemului energetic la șocuri ale aprovizionării cu energie, în vreme ce securitatea energetică pe termen lung se realizează prin investiții derulate în timp în dezvoltarea și modernizarea capacităților de producție și generare de energie, de asigurare a stocurilor strategice, precum și în programe de calitate pentru protecția infrastructurii critice.

- *Competitivitatea piețelor de energie și competitivitate economică*

Obiectivul piețelor liberalizate și competitive de energie, pe toate segmentele lanțului valoric – producție, transport, distribuție, furnizare – se leagă de maximizarea raportului calitate/preț pentru serviciile energetice, în avantajul consumatorului final de energie. Prețurile competitive ale energiei sunt o condiție importantă a competitivității activităților economice. Rolul instituțiilor de reglementare, monitorizare și control este foarte important în asigurarea unui mediu concurențial și echitabil pe piețele de energie.

- *Sustenabilitate ecologică și climatică*

Reglementările, măsurile și programele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră, precum și a altor poluanți locali, traduc angajamentele României de a combate fenomenul de încălzire globală, de a menține integritatea mediului înconjurător și sănătatea publică.

Aceste obiective strategice fundamentale trebuie luate în considerare împreună atunci când sunt examinate politici energetice.

Obiective strategice operaționale

- *Menținerea unui mix de energie diversificat și echilibrat.*

Mixul energetic al României este diversificat și echilibrat, reflectând baza diversă de resurse naturale a țării și dezvoltarea în timp a unui sistem energetic amplu, bazat pe o multitudine de surse de producție. În vreme ce piața liberă limitează capacitatea statului de a modela mixul energetic, imperativul securității energetice justifică intervenția guvernamentală prin politici și mecanisme de susținere de a investițiilor

în capacități strategice de producție a energiei, sau chiar prin asumarea de către stat a rolului de investitor. Totodată, statul este interesat de păstrarea unui nivel ridicat de *know-how* în toate subsectoarele energiei din România.

- ***Decarbonizarea sistemului energetic prin mecanismele pieței concurențiale.***

Țintele stabilite prin Cadrul politicilor de energie și mediu pentru 2030 plasează România pe o traiectorie de decarbonizare a sistemului său energetic. Cu toate acestea, necesarul mare de investiții din partea sectorului privat, precum și exigența minimizării costurilor de reducere a emisiilor de carbon, trebuie să lase pieței de energie în sectorul de producție (*upstream*) o cât mai mare latitudine de a selecta cele mai eficiente tehnologii din punct de vedere comercial, pe baza raportul calitate / preț.

- ***Dezvoltarea investițiilor în sectorul energetic pentru eficientizare economică și decarbonizare.***

Sectorul energetic românesc necesită un volum mare de investiții în anii și deceniile care urmează, în toate segmentele lanțului valoric. Statul român trebuie să susțină investițiile în modernizarea sistemului energetic, cu obiectivul eficientizării economice a sectorului, al creării de locuri de muncă de înalt nivel de calificare, al menținerii unei rate ambițioase de reducere a emisiilor de carbon și, totodată, al minimizării prețului energiei la consumatorul final.

- ***Interconectare și integrare în piețele regionale de energie.***

Atât în spiritul obligațiilor sale europene, cât și al perspectivelor economice și de securitate energetică, România trebuie să acționeze în sensul creșterii gradului de interconectare cu sistemele de transport de energie electrică și de gaze naturale ale statelor vecine, al armonizării codurilor de rețea și a mecanismelor de capacitate și, în general, al bunei coordonări cu statele vecine în realizarea de mari proiecte energetice. Rațiunea unei piețe regionale competitive este de a asigura consumatorului final cel mai bun raport calitate/preț al serviciilor energetice. În același timp, interconectivitatea și coordonarea regională sunt instrumente eficiente de gestiune a situațiilor de șoc al aprovizionării cu energie.

- ***Protecția consumatorului vulnerabil și diminuarea sărăciei energetice.***

În ciuda prețurilor relativ mici ale energiei la consumatorul final față de media UE, puterea de cumpărare redusă, prevalența riscului de sărăcie (peste 40% din populație, potrivit datelor ONU, 2015) și de lipsuri materiale severe (29%) ridică în mod acut problema capacității unei bune părți a populației de a-și plăti facturile la serviciile energetice. De asemenea, în special mediul rural se confruntă cu o problemă majoră de acces la servicii energetice de calitate, în special pentru încălzire și gătit. Cum tendința de aliniere a prețurilor energiei din România la media europeană va accentua fenomenul de vulnerabilitate a numeroși consumatori de energie, este esențial ca statul să ia măsuri eficiente și bine direcționate de protecție socială a celor afectați. Actualul sistem de ajutoare sociale pentru încălzire trebuie reformat astfel încât ținta ajutoarelor să fie cu preponderență populația cea mai săracă.

- ***Îmbunătățirea calității guvernantei energetice și întărirea capacității instituționale și administrative a țării în sectorul energetic.***

Buna implementare a principiului guvernantei corporatiste în companiile energetice cu capital de stat majoritar, calitatea și stabilitatea reglementărilor și a actului legislativ, transparența administrativă și mecanismele anti-corupție, precum și corecta dimensionare și profesionalizare a instituțiilor publice din sectorul energetic sunt priorități strategice ale României. Clarificarea responsabilităților și atribuțiilor, precum și simplificarea fluxurilor de cooperare și comunicare între instituțiile statului cu atribuții în diferite segmente de politică energetică sunt, de asemenea, prioritare.

- ***România, pol energetic regional.***

Ca stat al regiunii sud-est europene, în care proiecția statului de pol energetic regional este un enunț bine răspândit, România are capacitatea reală, mulțumită resurselor și taliei sistemului său energetic, de a deveni, la orizontul anului 2030, un *hub* energetic al regiunii. Avantajele realizării acestui obiectiv sunt creșterea competitivității și lichidității piețelor de energie electrică și gaze naturale, investiții optimizate la nivel regional, creșterea regională a nivelului de securitate energetică și îmbunătățirea condițiilor naționale de competitivitate economică.

Principii de acțiune

- **Valorificarea bazei naționale de resurse energetice.**
Politicile energetice ale României trebuie să-i îngăduie valorificarea bazei sale diversificate de resurse energetice. Acesta este atât un imperativ de securitate energetică, ce ține de *adecvanța* sistemului energetic național, cât și unul economic și de asigurare a locurilor de muncă. Desigur, aplicarea acestui principiu depinde de capacitatea investitorilor din țara noastră de a dezvolta proiecte de investiții în „energie curată”, cu emisii mici sau nule de gaze cu efect de seră.
- **Statul ca facilitator al investițiilor în proiecte energetice,**
cu scopul garantării securității energetice, a ținutelor de decarbonizare și a adecvanței sistemului energetic național. Prin garanții de stat, scheme de susținere și diferite forme de ajutor de stat, guvernul poate să își asume un rol de promotor al proiectelor strategice, mai cu seamă în sectoarele afectate de imperfecțiuni ale pieței (*market failure*). Aceste intervenții ar trebui însă să fie proporționale scopului urmărit fără a împovăra excesiv generațiile viitoare prin sustenabilitatea lor scăzută. Mai mult, statul poate să-și asume și rolul de investitor activ în sectorul energetic, cu condiția ca rolul său de proprietar sau acționar să fie net diferențiat de rolul de legiuitor și arbitru.
- **Stimularea valorificării economice autohtone a energiei primare.**
Deși dezvoltarea și producția de energie din noi surse de energie primară trebuie încurajată, iar accesul producătorilor la piețele externe trebuie garantat, statul trebuie să susțină activ, prin politici economice și fiscale, capacitățile industriale de valorificare internă eficientă a energiei primare, în cât mai mare măsură. De asemenea, deși exportul de energie electrică pe piețele statelor vecine este un deziderat, preferabilă rămâne utilizarea și valorificarea economică internă a energiei electrice – cel puțin în lipsa unui mecanism de *offset* al subvențiilor (directe sau indirecte) acordate unor tehnologii de producție a energiei electrice.

Etapele elaborării noii Strategii Energetice a României

1. Actualizarea Analizei stadiului actual și a Angajamentelor României de reformă în sectorul energetic – finalizată la 15 februarie 2016

Analiza stadiului actual este un document de radiografiere și analiză critică a sistemului energetic românesc, elaborat în toamna anului 2014, spre a servi drept fundament procesului de elaborare a Strategiei Energetice. Documentul de față este o actualizare a versiunii din 2014 din punct de vedere al datelor, al tendințelor de piață și al obligațiilor internaționale ale României. Structura este, în linii mari, aceeași. Prezenta *Analiză a stadiului actual* devine astfel, ca bază factuală, parte integrantă a procesului în desfășurare de elaborare a noii Strategii Energetice a României.

2. Analiza calitativă a sectorului energetic românesc

Etapă de analiză calitativă este *cea mai importantă și mai substanțială* etapă în elaborarea Strategiei Energetice. Ea se va desfășura în perioada **29 februarie – 15 aprilie a.c.** și va consta în sesiuni distincte de lucru de nivel sectorial (țigăi, produse petroliere și gaze naturale; energie electrică; eficiență energetică, cogenerare și managementul cererii de energie; guvernanta energetică; securitate și diplomație energetică).

Grupurile de lucru vor reuni, fiecare, circa 30 de experți, care vor fi invitați de Ministerul Energiei pe baza apartenenței la organismele implicate în elaborarea Strategiei, a reputației lor profesionale și a reprezentativității categoriilor de părți interesate.

Grupurile de lucru vor organiza sesiuni de lucru de câte o zi, ce vor acoperi o serie de teme fundamentale comune (baza de resurse și de capacități, producția, oferta și cererea, infrastructura, vulnerabilitățile și oportunitățile subsectorului respectiv, prioritățile investiționale, prioritățile legislative sectoriale, situația consumatorului vulnerabil și măsurile specifice, obiective strategice sectoriale și propuneri de acțiuni pentru realizarea lor pe termen scurt, mediu și lung). Datorită complexității sale tematice, grupul de lucru dedicat energiei electrice va reuni 50-60 de specialiști, iar sesiunile de lucru respective îi vor fi alocate două zile.

Sesiunile de lucru se vor desfășura după o structură comună de program. Se vor lua minute ale lucrărilor și se vor elabora rapoarte de grup, după un model comun. Rapoartele vor fi ulterior supuse analizei participanților, urmând ca în interval de o săptămână de la finalizarea fiecărei sesiuni de lucru să fie primite intervenții scrise. Echipa de proiect va definitiva și va armoniza aceste rapoarte de grup, elaborând în final un raport integrat al întregului sector energetic național.

Raportul integrat al sesiunilor de lucru va constitui baza factuală și conceptuală a elaborării Strategiei Energetice, constituind în fapt analiza calitativă fundamentală a sectorului energetic românesc, cu propunerile necesare de soluții, căi de acțiune și recomandări.

Ulterior, după finalizarea studiului de analiză cantitativă (descriș mai jos), echipa de proiect a Strategiei Energetice va integra concluziile celor două rapoarte, în sensul evidențierii și prioritizării, pe baza rezultatelor modelării cantitative, a celor mai promițătoare și eficiente căi de acțiune de nivel sectorial pentru atingerea obiectivelor strategice.

3. Analiză și modelare cantitativă a datelor

Cu ajutorul unui consultant de reputație internațională, va fi realizat un studiu detaliat de analiză și modelare cantitativă a datelor despre sistemul energetic național, cu elaborarea unor scenarii relevante de evoluție posibilă în orizontul de timp al Strategiei: 2016-2030, cu perspectiva anului 2050.

Scenarii de dezvoltare

Ca parte studiului de analiză și modelare cantitativă, vor fi elaborate și investigate trei scenarii de dezvoltare ale sectorului energetic românesc, în perspectiva anului 2030. Scenariile sunt definite prin seturi distincte de politici energetice, aliniate la obligațiile europene de energie și mediu pentru 2030: reducerea cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră față de nivelul anului 1990; o pondere a SRE de cel puțin 27% din consumul total de energie, precum și o creștere de 27% a eficienței energetice în comparație cu scenariul *business-as-usual*. Astfel, vor fi construite și rulate următoarele scenarii:

- **Scenariul de Referință**, construit pe presupunerea menținerii cadrului legislativ și de reglementare actual, inclusiv actualele ținte pentru 2020.
- **Scenariul Politici 2030 maximal**, bazat pe supoziția asumării ca obligatorii la nivel național a tuturor țintelor stipulate în cadrul european al politicilor de energie și mediu pentru 2030, inclusiv a celor indicative: 40% reducere a emisiilor de gaze cu

efect de seră, cotă de cel puțin 27% din mixul de energie pentru sursele de energie regenerabilă și creștere de cel puțin 27% a eficienței energetice.

- **Scenariul Politici 2030**, bazat pe asumarea Țintelor UE de energie și mediu pentru 2030, cu obligativitatea obiectivului de reducere a emisiilor de GHS cu 40% și cu participarea României la efortul colectiv al Statelor Membre de atingere a Țintelor pentru regenerabile și eficiență energetică.

Scenariul Politici 2030 își propune să exploreze posibilitatea de a acorda pieței de energie o mai mare latitudine în a selecta tehnologii de generare apte a contribui la realizarea Țintelor de energie și mediu.

În acord cu abordarea *Cadrului UE pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030*, obiectivul de 27% privind sursele de energie regenerabilă nu e obligatoriu la nivel național, ci la nivelul întregii UE, ceea ce lasă Statelor Membre „mai multă flexibilitate pentru îndeplinirea obiectivelor naționale de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră, într-un mod care să asigure cea mai mare eficacitate a costurilor, în conformitate cu circumstanțele lor specifice, mixurile lor de energie și capacitățile de care dispun pentru producerea de energie din surse regenerabile.” [COM(2014) 15 final, p. 7]. Astfel, în afară de angajamentul clar față de efortul de limitare a fenomenului de încălzire globală, în definirea Scenariului Politici 2030 sunt avute în vedere următoarele considerente strategice (ce au fost detaliate mai sus):

- maximizarea utilizării bazei naționale de resurse energetice;
- menținerea unui mix energetic diversificat și echilibrat;
- eficientizarea economică a dezvoltării sistemului energetic, din perspectiva minimizării costurilor energiei la consumatorul final;
- asigurarea adecvanței sistemului energetic național.

Input

Modelarea va avea ca *input*, pentru fiecare model în parte, cel puțin următoarele categorii de date:

- **Creșterea economică** prognozată, totală și pe sectoare economice. Consultantul va evidenția intensitatea energetică a fiecărui sector economic în parte.
- **Tendențele demografice** naționale – prognoze de creștere demografică, grad de urbanizare, etc.
- **Proiecțiile de venit mediu și distribuția venitului populației**, în orizontul de timp al Strategiei.
- **Prețul certificatelor de emisii de carbon**. Analiza va include efectele estimate ale reformei schemei europene de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (EU ETS), dat fiind impactul major al prețului certificatelor de emisii asupra structurii mixului energetic și a cererii de energie.
- **Evoluția costului tehnologiei**. Evoluția pe termen lung a piețelor de energie depinde de tehnologiile utilizate pentru producerea, înmagazinarea și consumul energiei. Va fi estimată evoluția costurilor pe unitate de energie pentru următoarele tipuri de tehnologii: panouri fotovoltaice, turbine eoliene *onshore*, biogaz și biocombustibili, sisteme de stocare în acumulatori, sisteme de iluminat eficient, capacități de captare și stocare a carbonului (CCS), energie nucleară.
- **Prețul petrolului, al gazelor naturale, al cărbunelui și al uraniului**. În actualul context de colaps al prețului Țitei, trebuie avut în vedere impactul unei perioade probabil prelungite de prețuri scăzute. Acest factor va influența în mare măsură direcționarea fluxurilor de investiții în sectorul energetic, în concurență cu politicile de decarbonizare, cu schemele de susținere a energiilor verzi și cu măsurile de eficiență energetică.

Gazele naturale indexate la prețul țițeiului vor avea, de asemenea, un preț scăzut în scenariul petrolului ieftin. Dintre combustibilii fosili, prețul cărbunelui este cel mai sensibil la cadrul politicilor energetice; politicile stringente de decarbonizare la nivel european vor influența cererea și prețul cărbunelui.

Nivelul de dezagregare al modelării cantitative

Modelarea va evidenția printre altele, următoarele categorii și variabile măsurabile:

- Subsectoarele sectorului energetic, după tipul de energie produsă
- Tipurile de consumatori
- Utilizarea tehnologiilor de stocare a energiei
- Realizarea de capacități de captare, utilizare și stocare a CO₂ (CCUS)
- Desfășurarea tehnologiilor de management al consumului de energie
- Schema EU ETS și prețul certificatelor de emisii
- Măsurile de eficiență energetică – atât în producția energiei, transportul și distribuția, cât mai ales în consumul de energie (industrie, transporturi, rezidențial)
- Calendarul de dereglementare a prețurilor gazelor naturale și energiei electrice, tarife de rețea etc.
- Schimbări în schema de susținere a surselor de energii regenerabile, în sensul modificării sistemului de susținere sau a unor componente ale sale, precum numărul de certificate verzi alocate.
- Instrumente de susținere a altor tehnologii curate (CCUS, stocare de energie, nuclear, electro-mobilitate, transformarea deșeurilor în energie etc.)
- Realizarea unor investiții majore în capacități de producție și infrastructură energetică etc.

Output

Modelarea cantitativă trebuie să ofere rezultate în următoarele categorii:

- Proiecție de producție, cerere și ofertă de energie pe tipuri de energie primară și secundară
- Proiecție de consum final de energie pe sectoarele economiei
- Necesarul de investiții la nivel de subsector și agregat
- Emisiile de CO₂
- Proiecție a nivelului de sărăcie energetică
- Indicatori de evaluare a politicilor energetice
- Cuantificarea limitelor de reziliență ale subsistemelor de furnizare a energiei la șocuri de aprovizionare (combustibili pentru transport, combustibili industriali, gaze naturale, energie electrică, energie termică)

Cerințe specifice

Pentru fiecare scenariu, dat fiind rolul statului de acționar în sectorul energetic și potențialul strategic al unor proiecte majore de investiții, va fi determinat mixul energetic optim în condițiile adăugării, respectiv substrației unor capacități specificate de producție a energiei la/ din totalul de capacitate al sistemului energetic național.

Termenul pentru recepția studiului de modelare cantitativă este **15 august 2016**.²

4. Etapa de integrare a rezultatelor și de redactare a documentelor finale

² Termenul este condiționat de desfășurarea fără întârzieri a procedurilor planificate de selecție a consultantului.

Rezultatele analizei cantitative vor fi integrate în cele ale analizei calitative. Raportul sintetic final al Strategiei Energetice, împreună cu anexele tehnice aferente, vor fi finalizate la **15 septembrie 2016**.

*

Ca document de politici publice, Strategia Energetică va fi un text limpede și accesibil, cu menirea de a fi un ghid eficient pentru decidenții din sectorul public, pentru investitori și pentru consumatorii de energie.

Dar Strategia Energetică va fi mai mult decât un simplu document, ea va fi o adevărată instituție a statului român. Ea trebuie asumată nu doar de Guvern, ci și de Parlamentul României; va avea mecanisme intrinseci de revizuire periodică a datelor și a scenariilor de politici; va avea resurse umane dedicate și mecanisme interinstituționale de actualizare și ajustare.

Ca atare, Strategia Energetică va putea funcționa ca o adevărată ancoră în elaborarea politicilor și reglementărilor în sectorul energetic național.

I. ANALIZA STADIULUI ACTUAL

1. Cadrul macroeconomic

Pentru a evidenția caracteristicile mediului macroeconomic actual și influența principalilor indicatori macroeconomici asupra dinamicii sectorului energetic românesc, tabelul 1 prezintă principalii indicatori macroeconomici și ai sectorului energetic.

Tabel 1: Indicatori socio-economici și energetici, 2010-2014

Indicatori	UM	2010	2011	2012	2013	2014	Evoluție % 2010-2014
Populația rezidentă							
Valoare anuală	mil pers.	20,29	20,20	20,10	20,02	19,94	(-1,72)
Evoluție anuală	%	(-0,73)	(-0,44)	(-0,50)	(-0,40)	(-0,39)	-
Rata șomajului							
Indice anual	%	7,30	7,40	7,00	7,30	7,0	(-4,11)
Evoluție anuală	%	5,80	1,37	(-5,41)	4,29	(-4,11)	-
PIB							
Valoare anuală ²	mld EUR	126,82	133,34	133,91	144,66	150,23	18,46
Rata reală de creștere	%	(-0,80)	1,06	0,64	3,49	2,80	-
PIB/locuitor							
Valoare anuală	mii EUR/loc.	6,26	6,62	6,68	7,24	7,50	19,81
Rata reală de creștere	%	(-0,21)	1,55	1,08	3,89	3,30	-
IPCA³							
Indice anual	%	135,17	143,04	147,88	152,61	160,51	18,74
Evoluție anuală	%	6,07	5,82	3,38	3,20	5,18	-
Rata de schimb							
Valoare anuală	RON/EUR	4,21	4,24	4,46	4,42	4,52	7,36
Evoluție anuală	%	(-0,65)	0,67	5,15	(-0,83)	2,26	-
Intensitatea energetică⁵							
	tep/mil	274.54	267.35	260.26	218.68	209.93	(-23.53)
Valoare anuală	EUR						
Evoluție anuală	%	(-3,65)	(-2,62)	(-2,65)	(-15,98)	(-4,00)	-
Producția internă de energie primară							
Valoare anuală	1000 tep	27.428	27.465	27.112	25.853	26.314	(-4,06)
Evoluție anuală	%	(-2,16)	0,13	(-1,29)	(-4,64)	1,78	-
Consumul intern brut de energie primară							
Valoare anuală	1000 tep	34.817	35.648	34.851	31.634	31.538	(-9,42)
Evoluție anuală	%	1,42%	2,39	(-2,24)	(-9,23)	(-0,30)	-

Notă: (1) Date la 1 ianuarie; (2) Date provizorii, calculate conform SEC 2010; (3) IPCA este indicele prețurilor de consum armonizat cu indicii prețurilor de consum din statele UE; (4) 2005=100; (5) Intensitatea energetică este consumul intern brut de energie primară raportat la PIB. Sursa: EUROSTAT, INS, BNR

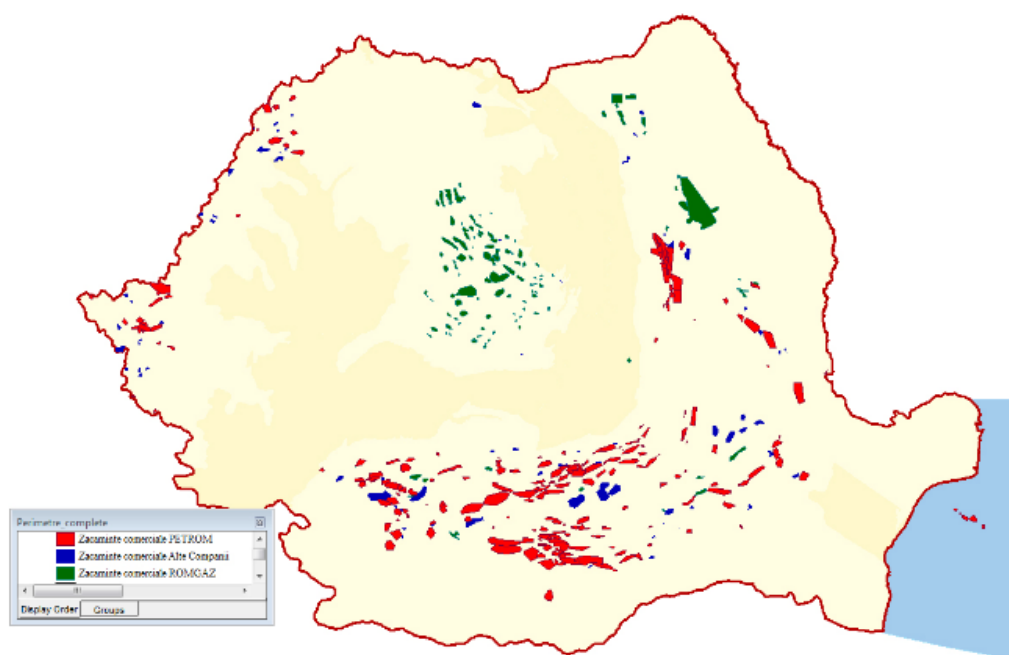
Analiza comparativă a indicatorilor prezentați mai sus reflectă decuplarea evoluției PIB de evoluția consumului de energie, fapt de importanță majoră în dimensionarea evoluției sectorului energetic românesc în perioada 2015-2030. Deși, istoric, evoluția consumului de energie reflectă într-o mare măsură evoluția PIB, această corelare între creșterea economică și creșterea consumului de energie nu mai este valabilă în perioada 2009-2014. Aceasta rezultă atât din evoluția anuală diferită a celor doi indicatori, precum și din evoluția diferită a acestora în cursul perioadei analizate. Rata anuală compusă de creștere a PIB în perioada analizată a fost de 4,68%, în timp ce consumul de energie primară a scăzut cu o rată anuală compusă de creștere de 2,02%. Totodată, în perioada 2010-2014, PIB a înregistrat o creștere de 18,46%, în timp ce consumul de energie primară s-a redus cu 9,42%.

2. Analiza sectorului energetic

2.1 Hidrocarburi

Industria petrolieră este un sector strategic al economiei naționale și un pilon al dezvoltării celorlalte sectoare ale industriei și economiei românești. România are o experiență de peste 150 ani în industria de țiței și de peste 100 ani în industria gazelor naturale, producțiile anuale maxime fiind atinse în anul 1977 (14,65 milioane tone țiței), respectiv 1986 (36,3 mld mc gaze naturale). Din cauza declinului natural al zăcămintelor de țiței și gaze naturale, în principal, dar și reducerii volumului lucrărilor de explorare și a investițiilor, producția anuală de țiței și gaze naturale a scăzut, ajungând în anul 2015 la 3,8 milioane tone de țiței, respectiv 10,8 mld m.c. gaze naturale. În figura 1 sunt prezentate zonele de exploatare a resurselor de țiței și gaze naturale din România.

Figura 1: Zonele de exploatare a resurselor de gaze naturale și țiței din România, 2016



Sursa: ANRM, ianuarie 2016

În prezent, în România, se exploatează 432 de zăcăminte de țiței și gaze naturale, din care:

- 240 de zăcăminte comerciale de țiței și gaze naturale cu aproximativ 9.400 de sonde de țiței și 800 de sonde de gaze naturale, pentru care acordurile petroliere sunt deținute de o singură companie, un producător de țiței și gaze naturale;
- 153 de zăcăminte comerciale cu aproximativ 3.200 de sonde de gaze naturale, pentru care acordurile petroliere sunt deținute de o singură companie care desfășoară activități în sectorul gaze naturale;
- alte 39 de zăcăminte pentru care au fost încheiate acorduri petroliere de dezvoltare-exploatare și exploatare petrolieră, având ca titulari diverse companii.

Majoritatea sunt zăcăminte mature, având o durată de exploatare de peste 25-30 ani.

Perspectivile de evidențiere de noi rezerve probabile și posibile sunt condiționate de investițiile în explorare geologică, precum și de gradul de reușită al sondelor de explorare.

Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure de țiței și gaze naturale se pot majora prin implementarea de noi tehnologii, care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcăminte, și prin implementarea proiectelor pentru explorarea de adâncime și a zonelor offshore din platforma continentală a Mării Negre.

În ceea ce privește explorarea zonelor de apă adâncă din sectorul românesc al Mării Negre, sunt în derulare acorduri/contracte de explorare încheiate între ANRM și producătorii interni (Romgaz și OMV Petrom) împreună cu operatori de renume internațional. Potențialul de hidrocarburi este încă insuficient cunoscut, explorările fiind încă într-o fază incipientă. Geologia Bazinului Mării Negre este mai degrabă favorabilă resurselor de gaze naturale. Descoperiri importante au fost făcute în blocul românesc Neptun, în 2012, de către companiile OMV Petrom și ExxonMobil, estimările plasând depozitul între 42 și 84 mld m.c., respectiv în 2015 de Lukoil, PanAtlantic și Romgaz, în blocul Trident, unde rezervele urmează a fi confirmate de forajul de evaluare, putând depăși 30 mld m.c. de gaze naturale.

În România, valorificarea resurselor de țiței și gaze naturale se realizează prin concesiune, în baza unor acorduri petroliere încheiate în urma unor oferte publice, între agenții economici și ANRM, acorduri care intră în vigoare după aprobarea prin Hotărâri de Guvern. Prevederile acordului rămân neschimbate pe toată durata acestuia. Drepturile și obligațiile titularilor se păstrează pe toată durata acordului petrolier, dacă părțile nu convin modificarea unor prevederi prin acte adiționale.

2.2 Țiței

Rezervele de țiței sunt limitate, în condițiile în care descoperirile din ultimii 30 de ani pot fi catalogate ca modeste – cu excepția unor semnale recente provenind din apele de mică adâncime ale Mării Negre, comercialitatea fiind încă în faza de analiză.

2.2.1 Resurse naționale

Conform datelor aflate în evidența ANRM, la începutul anului 2015, situația resurselor geologice și a rezervelor de țiței și condensat se prezenta astfel:

Tabel 2: Resurse și rezerve geologice, 2015

resurse geologice	2.203,979 mil tone
rezerve dovedite	38,678 mil tone
rezerve probabile	9,237 mil tone
rezerve posibile	10,620 mi tone

Sursa: ANRM (2016)

La producția medie anuală din ultimii ani (3,9 milioane tone), în condițiile unui declin anual constant al rezervelor sigure de 5% și o rată de înlocuire de 5% pentru rezervele de țiței și

condensat, se poate aprecia că rezervele actuale de țiței ale României se vor epuiza în aproximativ 20 de ani. Așadar, o perioadă scurtă, în care trebuie să aibă loc exploatarea rezervelor de categorie probabilă și posibilă, prin realizarea investițiilor necesare (sonde noi, operațiuni în sonde, etc.). Volumul rezervelor probabile și posibile prognozate poate fi confirmat integral sau chiar peste nivelul estimat, operațiunile petroliere conducând constant la modificarea acestora.

În ultimii cinci ani, producția internă de țiței a înregistrat un declin constant de 2%, iar previziunile pentru următorii cinci ani sunt de accentuare a declinului. Limitarea declinului la 2% a fost realizată prin investiții importante pentru menținerea unui nivel de producție cât mai ridicat – săpări de sonde noi, lucrări de reparații și repunere în producție, retrageri/adăuționări, investiții cu privire la aplicarea unor procese de recuperare secundară, etc. Dar, în contextul actual al prețului țițeiului și al previziunilor pesimiste privind redresarea sa în următorii ani, este de anticipat un volum redus de investiții și cheltuieli pentru menținerea producției. În aceste condiții, evoluția producției de țiței va fi, probabil, negativă

Majoritatea zăcămintelor de țiței din România sunt zăcăminte mature, cu un grad mare de depletare, a căror menținere în producție necesită un volum mare de investiții și cheltuieli de operare. Numărul zăcămintelor petroliere apreciate ca fiind ajunse la maturitate sau depleteate a înregistrat o evoluție crescătoare.

În ultimii cinci ani s-a renunțat la 32 zăcăminte mature de țiței, considerate neeconomic de exploatat. Este de așteptat că în următorii ani, dată fiind evoluția nefavorabilă a prețului, numărul zăcămintelor închise să crească și, în consecință, producția să scadă. De asemenea, interesul investitorilor pentru concesionarea unor perimetre de exploatare țiței este în scădere.

Orizontul de timp al investițiilor în sectorul de explorare și producție este de 20-30 de ani. Pentru ca statul să-și maximizeze câștigul, sistemul legislativ și de reglementare (mai cu seamă cel fiscal) trebuie să fie predictibil și stabil și, totodată, adaptat situației internaționale, pentru menținerea competitivității industriei petroliere naționale.

Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure de țiței pot fi majorate prin introducerea de noi tehnologii, care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcămintele existente, iar pe termen mediu și lung, prin dezvoltarea proiectelor de explorare a zonelor de adâncime (sub 3.000 m), a celor *onshore* cu geologie complicată și a zonelor *offshore* din Marea Neagră, îndeosebi a zonei de apă adâncă (sub 1.000 m).

2.2.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului

Consumul de țiței la nivel național a înregistrat o scădere continuă în perioada 2005-2012, cu o ușoară revenire în anul 2013, revenire continuată și în 2014. Evoluția consumului național de țiței în perioada 2003-2014 este prezentată în tabelul următor.

Tabel 3: Consumul național de țiței, 2003-2014, mii tone

Indicator	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Consum	12.451	12.312	14.088	13.467	13.072	12.917	11.294	10.021	9.527	9.119	9.283	11.124

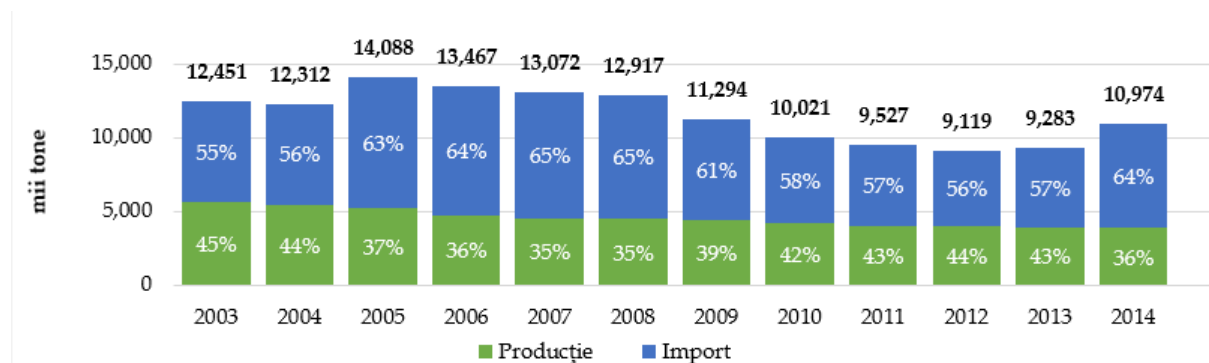
Sursa: Institutul Național de Statistică (INS, 2015)

Dezvoltarea economică, evoluția structurii PIB și măsurile de eficiență energetică reprezintă principalii factori de influență ai consumului intern de țiței.

2.2.3 Analiza producției, importului și a stocurilor

Producția de țiței a României s-a diminuat constant în ultimii ani, tendință înregistrată și de importurile de țiței – cu excepția anului 2014, când se constată o creștere notabilă a importurilor. Evoluția producției naționale și a importurilor de țiței e prezentată în figura 3.

Figura 2: Evoluția producției naționale și a importurilor de țiței, 2003 – 2014, mii tone



Sursa: ANRM

Tabel 4: Producția și importul de țiței, 2003-2014

Indicator	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Producție	5.651	5.462	5.215	4.791	4.541	4.500	4.400	4.200	4.075	3.991	3.984	3.903
Import	6.800	6.850	8.873	8.676	8.531	8.417	6.894	5.821	5.452	5.128	5.299	7.071

Sursa: INS (2015)

Potrivit datelor ANRM, producția națională de țiței în 2015 a fost de 3.813 mii tone. Deși se confruntă cu un declin natural al producției de țiței, România continuă să rămână a patra țară producătoare de țiței din UE, respectiv a cincea țară din Europa (incluzând Norvegia). Raportată la producția europeană, producția națională de țiței reprezintă aproximativ 2% din producția Europei și circa 6% din cea a UE.

Tabelul 5 prezintă o comparație între România și principalele țări producătoare de țiței din Europa, din punctul de vedere al producției de țiței.

Tabel 5: Principalele țări producătoare de țiței din Europa și producțiile naționale de țiței, 2010-2014, mil tone

Țara	2010	2011	2012	2013	2014
Norvegia	98,8	93,8	87,3	83,2	85,5
UK	63,0	52,0	44,6	40,6	39,7
Danemarca	12,2	10,9	10,0	8,7	8,1
Italia	5,1	5,3	5,4	5,6	5,8
România	4,3	4,2	4,0	4,1	4,0

BP (2015)

Producția internă de produse petroliere este destinată atât acoperirii cererii interne, cât și exportului. Producția de materii prime pentru industria petrochimică este conjuncturală, fluctuațiile pieței internaționale determinând o funcționare intermitentă a instalațiilor petrochimice.

Țițeiul este un produs cotelat la bursă, pe o piață mondială. Pe piața produselor petroliere există un climat concurențial, în curs de consolidare. Prețurile la carburanți se fixează liber, pe baza raportului dintre cererea și oferta de pe piața internă, respectiv de pe piața

Factorii care influențează cererea de produse petroliere pe piața internă sunt:

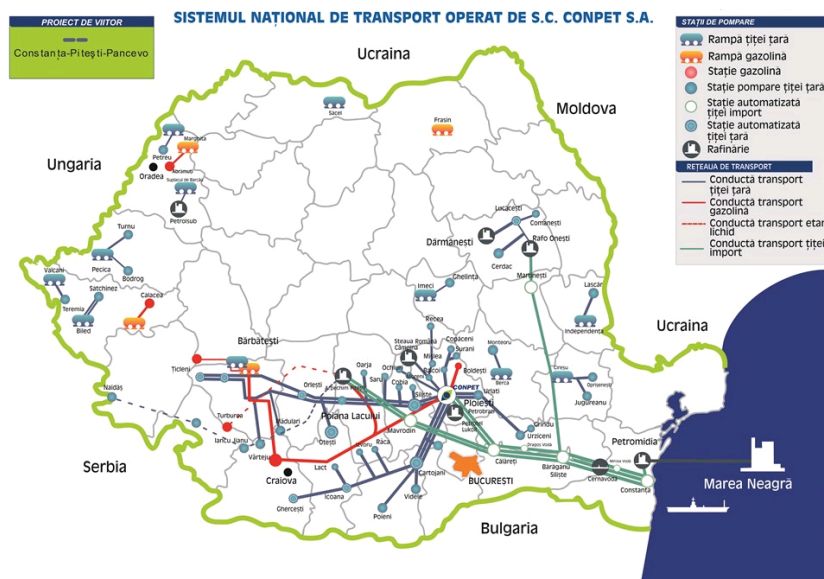
- evoluția prețului – influențată, pe de o parte, de scăderea cotațiilor internaționale ale țițeiului și, pe de altă parte, de tendința de aliniere la nivelul UE de accizare;
- creșterea prognozată a numărului de automobile per locuitor, România situându-se în prezent sub media europeană;
- dezvoltarea infrastructurii de alimentare a mijloacelor de transport cu surse alternative de energie (de exemplu, curent electric);
- dezvoltarea și modernizarea infrastructurii rutiere.

2.2.4.1 Sistemul national de transport (SNTT)

Reteaua de transport este structurată în patru subsisteme principale:

- subsistemul de transport al țițeiului intern, cu lungimea de 1.540 km și capacitatea de 6,9 milioane tone/an;
- subsistemul de transport al țițeiului din import, cu lungimea de 1.350 km și capacitatea de 20,2 milioane tone/an;
- subsistemul de transport al gazolinei și etanului, cu lungimea de 920 km și capacitatea de 230.000 tone/an gazolină și 100.000 tone/an pentru etan;
- subsistemul de transport pe calea ferată, cu vagoane-cisternă.

Figura 3: SNTT din România



În 1996, sistemul a intrat într-un program de reabilitare și modernizare. Conpet desfășoară activități de îmbunătățire a stării tehnice a SNTT, în scopul creșterii duratei de serviciu a sistemului de conducte, în condițiile respectării siguranței în exploatare:

- modernizarea/retehnologizarea SNTT prin continuarea programului de înlocuiri conducte;
- reabilitarea stațiilor de pompare de pe conductele magistrale și a rampelor de încărcare/descărcare;
- automatizarea sistemului de transport și introducerea sistemului SCADA;
- introducerea sistemelor de măsurare fiscală a țițeiului;
- modernizarea și monitorizarea sistemului de protecție catodică;
- realizarea unui program de reabilitare și redimensionare a rezervoarelor, în concordanță cu volumul cantităților ce urmează a fi transportate;
- realizarea unui sistem de detectare și localizare scurgeri.

Conpet oferă servicii specializate de transport petrolier și cu vagoane cisternă, pe calea ferată. Potrivit datelor Conpet (2015), principalii săi parteneri de afaceri sunt OMV Petrom (84,2% din cifra de afaceri în semestrul I 2015), Lukoil (13,9% din cifra de afaceri în semestrul I 2015) și Rompetrol Rafinare (1,3% din cifra de afaceri în semestrul I 2015).

2.2.4.2 Terminale

Oil Terminal

Oil Terminal S.A. Constanța este o companie listată, în care statul român deține pachetul majoritar (59,62% din acțiuni). Oil Terminal deține unul dintre cele mai mari terminale petroliere din Sud-Estul Europei, cu o capacitate maximă de vehiculare a țițeiului de 24 milioane tone/an.

Oil Terminal ocupă o poziție strategică în zona Mării Negre, fiind cel mai mare operator pe mare specializat în vehicularea țițeiului, a produselor petroliere și petrochimice lichide și a altor produse și materii prime, în vederea importului, exportului și tranzitului. Are următoarele avantaje strategice:

- acces la căile de comunicație rutiere și ferate;
- trei mari depozite, dotate cu rezervoare în care produsele petroliere sunt vehiculate, cu capacitate totală de depozitare de 1.700.000 mc;
- capacități de încărcare/descărcare a produselor petroliere și chimice la rampele căilor ferate, în lungime totală de 30 km;
- conducte de transport pentru încărcare/descărcare produse petroliere și chimice.

Oil Terminal deține șapte dane operative, care permit acostarea navelor cu o capacitate până la 165.000 tdw. În cele trei depozite ale sale sunt vehiculate următoarele produse: țiței, benzină, motorină, păcură, produse chimice și petrochimice, uleiuri, din import sau pentru export și tranzit.

Terminalul Marin Midia (Romp petrol – KMG)

Finalizat în 2008, ca urmare a unei investiții de 175 mil dolari, Terminalul Marin Midia al companiei Rompetrol este localizat la 8,6 km distanță de țărm și are o capacitate de 24 mil

tone/an, putând primi cargouri de până la 160.000 dwt.

Terminalul Marin Midia este conectat la rezervoare ale rafinăriei Petromidia a căror capacitate însumează 400.000 m³. Construcția sa permite economii semnificative de cost în aprovizionarea cu țiței, prin aceea că evită aprovizionarea rafinăriei Petromidia prin intermediul rețelei de conducte a portului Constanța, pe o distanță de 33 km.

De asemenea, Rompetrol a finalizat un program de investiții de 27 mil dolari pentru mărirea capacității de transit a produselor petroliere prin portul Midia.

În decembrie 2015, KMG International (Kazahstan) a semnat, la Beijing, o serie de acorduri privind preluarea unei participații de 51% la KMG International de către China Energy Company (CEFC), acorduri care includ și activele KMG din România.

2.2.4.3 Rafinării

România deține, nominal, cea mai mare capacitate instalată de rafinare din Europa Centrală și de Est (ECE), principalele rafinării ale țării având un indice de complexitate ridicat.

Tabel 6: Capacitatea și gradul de utilizare al rafinăriilor din Romania, 2014, milioane tone/an

Rafinărie	Locație	Capacitate		Grad de Utilizare Trim. 3, 2015
		Instalată	Operațională	
Petrobrazî	Ploiești	7,50	4,50	87
Arpechim	Pitești	7,00	-	-
Petrotel Lukoil	Ploiești	5,00	2,50	85 – 90
Petromidia	Midia	5,00	5,00	90,51
Petrolsub	Suplacu Barcău	0,45	-	-
Vega	Ploiești	0,80	0,33	97,68
Rafo	Onești	5,20		-
Dărmănești	Dărmănești	1,15		-
Astra	Ploiești	1,00		-
Steaua Română	Câmpina	0,60		-
Total		34,00	12,02	

Notă: (1) Capacitatea instalată este cea aferentă datei de punere în funcțiune; (2) Capacitatea operațională este cea disponibilă în septembrie 2015. Sursa: ARP (2016).

Conform datelor operatorilor, indicele de complexitate Nelson — care indică capacitatea de conversie secundară a unei rafinării relativ la capacitatea sa de distilare primară — pentru cele trei mari rafinării din România este următorul: Petromidia, 10,3; Petrobrazî, 12,04; Petrotel, 10,74. Acestea sunt considerate valori înalte de complexitate.

Din cele 10 rafinării existente în România, patru erau în stare de operare la începutul anului 2014, respectiv:

- Petrobrazî Ploiești
- Petrotel Lukoil Ploiești
- Petromidia Năvodari

■ Vega Ploiești.

În ciuda diminuării numărului de rafinării operaționale, România continuă să aibă o supra-capacitate de prelucrare a țițeiului în raport cu cererea de produse rafinate de pe piața internă, respectiv 286,27 mii barili/zi față de 284,69 mii barili/zi, în 2014, conform datelor IHS Cera (2015).

Rafinăria Petrobrazii Ploiești prelucrează preponderent țiței românesc, cu un conținut de sulf redus, iar celelalte două rafinării pot prelucra țiței cu un conținut ridicat de sulf, adus din import. Petrobrazii a procesat în semestrul I din anul 2014 circa 1,8 milioane de tone țiței exclusiv din producția internă, iar gradul de utilizare a rafinăriei a fost de circa 67,5%.

Petromidia a prelucrat în semestrul I din anul 2014 circa 2,26 milioane de tone țiței provenit din import, cu un grad de utilizare a rafinăriei de 90,52%. Petrotel Lukoil a rafinat în semestrul I din anul 2014 circa 1 milion de tone țiței din import.

Rafinăria Vega Ploiești prelucrează materii petroliere secundare, fiind unic producător pentru o serie de produse specifice, printre care se numără solvenți pentru polimerizare, solvenți petrolieri ecologici și alte produse petroliere (nafta, white-spirit, combustibil lichid ușor), precum și bitum (bitum rutier, bitum modificat cu polimer sau bitum special). Prin producția proprie de combustibil nafta, rafinăria Vega poate asigura 25% din necesarul de nafta al Oltchim.

Scăderea activității de rafinare în România este corelată cu tendința ultimilor ani de pierdere de competitivitate a industriei europene a rafinării pe plan mondial. Fenomenul s-a accentuat pe fondul prețului relativ ridicat al energiei în UE față de cel din regiunile competitive (*Joint Research Centre*, 2015) și al costului rezultat din reglementările europene severe de reducere a emisiilor de carbon și a poluării.

2.2.5 Piețe de tranzacționare

Produsele petroliere se tranzacționează liber, prin negociere directă, licitații sau la Bursa Română de Mărfuri (BRM).

2.2.6 Analiza critică

Analiza SWOT – Țiței

Avantaje competitive	Oportunități
■ Experiență și resurse umane calificate în industria țițeiului, tradiție de peste 150 de ani; ■ Infrastructură complexă și diversificată: sistem național de transport și capacități de rafinare mari; trei rafinării modernizate; ■ Piață liberalizată atât pentru țiței, cât și pentru produsele petroliere; ■ Prezența în activitatea de explorare, exploatare și producție de produse petroliere a unor companii de prestigiu internațional, cu de tehnologii de ultimă generație.	■ Mărirea producției de țiței prin creșterea factorului de recuperare, prin utilizarea unor tehnologii moderne și acordarea de facilități fiscale pentru zăcămintele aflate în fază finală de exploatare; ■ Intensificarea lucrărilor de explorare în vederea stabilirii potențialului structurilor geologice adânci (sub 3.000m) în domeniul onshore; ■ Intensificarea lucrărilor de explorare în vederea stabilirii potențialului în domeniul offshore, în special în sectorul de apă adâncă; ■ Dezvoltarea unui culoar est-vest de transport al produselor petroliere; ■ În perspectiva exploatării resurselor din Marea Neagră, creșterea gradului de

	utilizare a SNTT și a rafinăriilor.
Deficiențe	Riscuri
■ Zăcămintele <i>onshore</i> mature, în general de mici dimensiuni și cu o durată de exploatare deseori de peste 30 ani; ■ Întârzieri mari în programele de explorare pentru majoritatea operatorilor; ■ Reducerea activității de cercetare și lipsa unui institut național în sectorul petrolier; ■ Lipsa prevederilor legislative clare care să garanteze accesul titularilor de acorduri petroliere la terenurile necesare pentru operațiunile petroliere de durată scurtă, cum sunt prospecțiunile seismice, și scurtarea procedurilor de expropriere, pentru faza de exploatare sau construcție a conductelor; ■ Grad redus de utilizare a SNTT și a capacităților de rafinare ■ SNTT deservește numai doi utilizatori; ■ Posibilitate redusă de a importa hidrocarburi pe mare (limitarea importului de hidrocarburi prin strâmțurile Bosfor și Dardanele); ■ Nivelul scăzut al investițiilor în explorare, dezvoltare, rafinare și în dezvoltarea infrastructurii de transport țiței.	■ Rezerve limitate de țiței economic exploatabile și tendință de diminuare a producției indigene, în condițiile în care nu vor fi descoperite noi zăcămintele importante; ■ Reducerea interesului investitorilor, în lipsa unui cadru fiscal și legislativ predictibil pe termen mediu și lung (10-30 de ani), risc accentuat în actualul context al prețului scăzut al țițeiului; ■ Gradul ridicat de concentrare a pieței în sectorul producției; ■ Diminuarea gradului de utilizare a SNTT.

2.3 Gaze naturale

Sectorul gazelor naturale din România are un istoric de peste 100 de ani, fiind unul dintre cele mai dezvoltate la nivelul Europei Centrale și de Est (ECE) din punct de vedere al producției anuale, al rezervelor de gaze naturale disponibile și al infrastructurii. Totodată, România are o poziție favorabilă la nivel european din perspectiva independenței de sursele externe de gaze naturale, cea mai mare parte a consumului intern fiind acoperită din producția internă.

Ca resursă primară de energie, gazele naturale au o importanță însemnată pe piața internă de energie, cu o pondere de aproximativ 31% în consumul intern de energie primară. Factorii care au determinat acest fapt sunt, printre alții:

- disponibilitatea relativ ridicată a resurselor de gaze, impactul redus asupra mediului înconjurător al gazelor naturale, în comparație cu alți combustibili fosili, și caracterul lor complementar față de energia electrică produsă din sursele regenerabile;
- infrastructura existentă de extracție, transport, înmagazinare subterană și distribuție a gazelor naturale, extinsă pe întreg teritoriul țării;
- poziția favorabilă a României în cadrul sistemului de transport internațional al gazelor naturale la nivelul ECE și, implicit, posibilitatea de interconectare a Sistemului Național de Transport al gazelor naturale (SNTGN) cu sistemul vest-european și resursele de gaze din zona Mării Caspice și Orientul Mijlociu.

2.3.1 Resurse naționale

2.3.1.1 Resurse și rezerve de gaze convenționale

Conform datelor aflate ANRM, la începutul anului 2015, situația resurselor geologice și a rezervelor de gaze naturale (gaze libere și gaze asociate) se prezenta astfel:

Tabel 7: Resurse și rezerve geologice de gaze naturale, 2015

resurse geologice	703,227 mld mc
rezerve dovedite	101,370 mld mc
rezerve probabile	42,307 mld mc
rezerve posibile	10,958 mld mc

La producția medie anuală din ultimii ani (circa 10,8 mld mc) și în condițiile unui declin anual constant al rezervelor sigure de 5% și o rată de înlocuire a rezervelor de 80%, se poate aprecia că rezervele actuale de gaze naturale ale României se vor epuiza în 15-20 de ani.

Exploatarea rezervelor de categorie probabilă și posibilă necesită investiții eşalonate în timp (sonde noi, operații în sonde, etc.). Volumul rezervelor probabile și posibile prognozate poate fi confirmat integral, sau poate chiar depăși estimările, executarea operațiunilor petroliere conducând constant la modificarea lor. Perspectivile privind evidențierea de noi rezerve sunt condiționate de investițiile în explorare geologică de către companiile care activează pe teritoriul României.

Pe termen scurt și mediu, rezervele sigure se pot majora prin implementarea unor noi tehnologii, care să conducă la creșterea gradului de recuperare în zăcămintele existente, iar pe termen mediu și lung, prin implementarea proiectelor pentru explorarea zonelor de adâncime (sub 3.000 m), a zonelor cu geologie complicată în domeniul *onshore* și a zonelor *offshore* din Marea Neagră, îndeosebi a zonei de apă adâncă (sub 1.000 m).

În ceea ce privește explorarea sectorului românesc de apă adâncă al Mării Negre, sunt în derulare acorduri/contracte explorare încheiate între ANRM și producătorii interni (Romgaz și OMV Petrom) asociați cu operatori de renume pentru perimetrele *offshore*. Descoperiri importante au fost făcute doar în blocul românesc Neptun, în 2012, de către companiile OMV Petrom și ExxonMobil, estimările plasând depozitul între 42 și 84 mld mc, respectiv în 2015 de consorțiul Lukoil, PanAtlantic și Romgaz, în blocul Trident; rezervele urmează a fi confirmate de forajul de evaluare, putând depăși 30 mld mc de gaze.

2.3.1.2 Resurse și rezerve de gaze neconvenționale

Resursele de hidrocarburi neconvenționale constituie o formă alternativă de energie și sunt localizate în formațiuni sedimentare de diferite vârste, de regulă, la adâncimi mari în scoarța terestră și în zonele reci, în mări și oceane (gaz hidrații).

În acest domeniu, cercetările sunt abia la început în România, astfel că o estimare a acestor resurse va fi posibilă numai după desfășurarea unor lucrări de explorare mai aprofundate.

Activitățile de explorare și exploatare a hidrocarburilor, care implică procedeul de fracturare hidrolică de mare volum, se supune legislației generale și legislației UE privind protecția mediului. O serie de principii recomandate de CE (Recomandarea 2014/70/UE), privind explorarea și extracția hidrocarburilor (cum sunt „gazele de sist”, după cum sunt numite

popular gazele din argilele gazeifere) prin utilizarea fracturării hidraulice de mare volum sunt: asigurarea protecției climei și a mediului, utilizarea eficientă a resurselor, precum și informarea publicului. Totuși, în prezent, în UE nu există o legislație specifică privind utilizarea metodei fracturării hidraulice pentru exploatarea gazelor din argile gazeifere.

Conform raportului *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment* al Agenției pentru Informații în domeniul Energiei din Statele Unite (IEA 2013), se estimează că România deține resurse considerabile de gaze de șist, ocupând locul al treilea în Europa, cu un potențial de aproximativ 14.882 TWh resurse exploatabile. De asemenea, raportul *Resurse de gaze naturale din zăcămintele neconvenționale* al Comitetului Național Român al Consiliului Mondial al Energiei (CNR-CME, 2013) indică, pe lângă gazele de șist, posibilitatea existenței resurselor de *tight gas* și de gaz-hidrați în subsolul României.

Este necesară realizarea unor studii de cercetare geologică a rocilor sursă la nivel de bazin petrolifer. Evaluarea cantitativă a unor astfel de resurse presupune un volum mare de date, astfel că este necesară continuarea acestor activități pe mai multe componente:

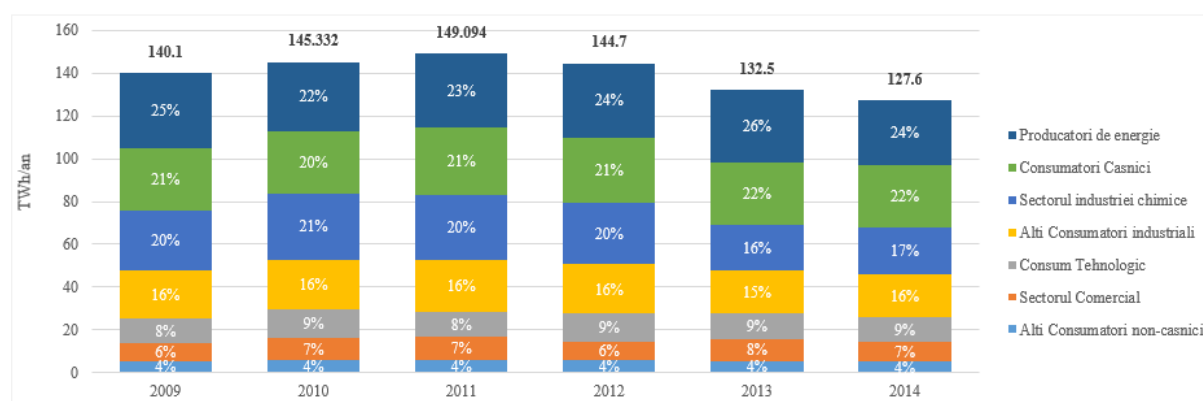
- reanalizarea fondului de carote mecanice și a celorlalte elemente critice în evaluarea unor astfel de resurse;
- programe de cercetare în sondele noi de explorare, adecvate pentru aceste categorii de gaze naturale;
- studii geologo-tehnice specifice.

Dezvoltarea și producția de gaze naturale neconvenționale presupune însă un nivel adecvat de acceptanță din partea părților interesate și a publicului larg, ceea ce necesită un amplu proces de informare și dezbateră publică. De asemenea, se impune legiferarea unor mecanisme fiscale de corectă compensare a comunităților afectate de efectele negative ale unor astfel de activități extractive.

2.3.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului

În figurile următoare este prezentată structura consumului anual de gaze naturale în perioada 2009-2014, în funcție de sursa de proveniență și de destinație.

Structura consumului anual de gaze naturale, pe categorii de consumatori, în perioada 2009-2014



Sursa: ANRE (2015)

Ponderea cea mai mare în consumul de gaze naturale o au producătorii de energie electrică și termică, urmați de consumatorii casnici și sectorul industrial. În funcție de categoria de consumatori, consumul intern de gaze naturale este influențat de o serie de factori:

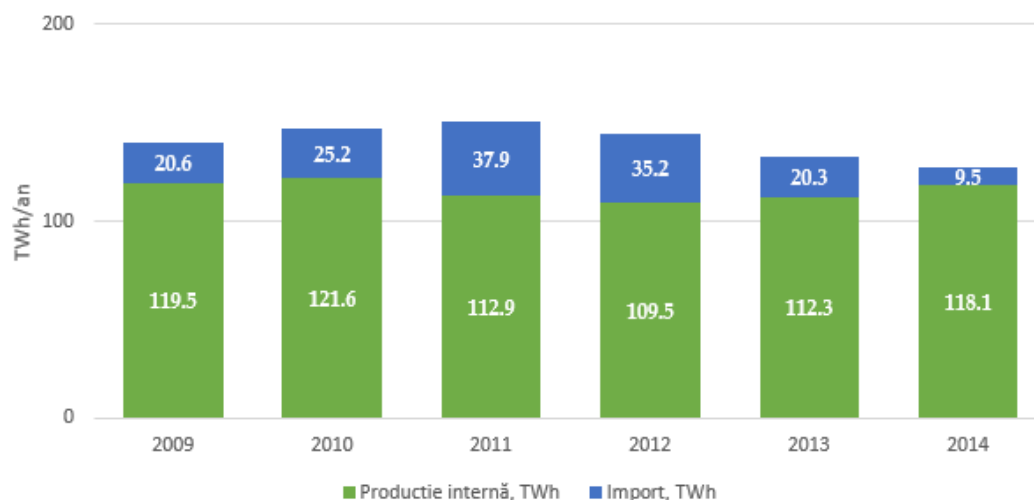
- **Consumul casnic:** în România, gradul de racordare a consumatorilor casnici la rețeaua de gaze naturale este mai mic de 50%, respectiv doar 44,2%. Totodată, consumul mediu de gaze naturale al unui consumator casnic este inferior mediei UE.
- **Sectorul industrial:** în ciuda creșterii economice, consumul de energie a scăzut, continuând tendința de decuplare a creșterii PIB de creșterea consumului de energie.
- **Producerea energiei electrice:** punerea în funcțiune a noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie (SRE) a determinat scăderea consumului de gaze naturale pentru producerea energiei electrice.
- **Sectorul comercial:** volumul redus al investițiilor noi din sectorul comercial a determinat reducerea consumului de gaze naturale.

2.3.3 Analiza producției, a importului și a stocurilor

2.3.3.1 Producția de gaze naturale din România

În anul 2014, producția internă de gaze naturale (producția curentă și producția extrasă din cantitățile de gaze naturale injectate anterior în depozitele de înmagazinare subterană) a acoperit 92,53% din consumul intern, diferența de 7,47% fiind acoperită din import (importul curent plus cantitățile importate de gaze naturale injectate anterior în capacitățile de înmagazinare subterană).

Evoluția producției și a importului de gaze naturale, 2009-2014, TWh/an



Sursa: ANRE (2015)

Tabelul 8 exprimă evoluția producției de gaze între 2011 și 2015 în milioane m.c.

Tabel 8: Producția națională de gaze naturale 2011-2015, milioane m.c.

an	2011	2012	2013	2014	2015
milioane m.c.	10.854	10.820	10.837	10.951	10.833

Sursa: ANRM (2016)

2.3.3.2 Importul de gaze naturale

Fiind cel mai mare producător de gaze naturale din ECE, România deține o poziție unică în regiune prin dependența limitată de surse externe. În ultimii ani, cererea de gaze naturale a cunoscut un trend descrescător, astfel încât dependența de importuri s-a diminuat, apelându-se la această sursă de aprovizionare doar pe perioade scurte din sezonul rece, în scopul acoperirii unor vârfuri de consum.

Cu toate că necesarul de import la nivelul unui an gazier este diminuat, nu se poate ignora importanța importurilor pentru acoperirea vârfurilor de consum atunci când condițiile meteo nefavorabile duc la creșterea cererii peste posibilitățile surselor de aprovizionare interne. Ponderea importului de gaze naturale în totalul consum de energie a înregistrat un trend descendent: 7,47% în anul 2014 și sub 5% în 2015. Principalele surse de import pentru gaze naturale sunt Federația Rusă și Ungaria.

2.3.4 Infrastructura gazelor naturale

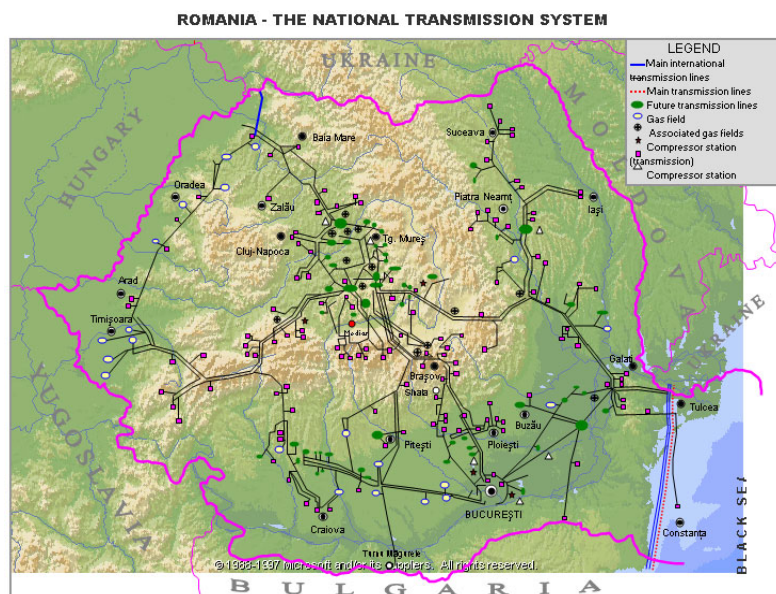
2.3.4.1 Sistemul național de transport

Sistemul Național de Transport al gazelor naturale (SNTGN) din România este operat de Transgaz, operatorul tehnic al sistemului de transport (OST). Capacitatea de transport a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare, cu diametre cuprinse între 50 și 1.200 mm și lungimea totală de 12.585 km (13.138 km incluzând și conductele de tranzit), la presiuni de operare cuprinse între 6 și 35 bar.

SNTGN este conectat cu statele vecine, respectiv cu Ucraina, Ungaria și Moldova, prin intermediul a patru puncte de interconectare:

- Medieșul Aurit (Ucraina, UkrTransGas → România, Transgaz): punct de intrare în zona de nord a țării, cu o capacitate anuală de import de 4,0 mld mc (42,2 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), diametru de 700 mm, presiunea de regim de 70 bar;
- Isaccea (Ucraina, UkrTransGas → România, Transgaz): punct de intrare în zona de est a țării, cu o capacitate anuală de import de 8,6 mld mc (90,73 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), diametru de 1.000 mm, presiunea de regim de 55 bar;
- Csanédpalota (Ungaria, FGSZ ↔ România, Transgaz): punct de intrare și ieșire în/din zona de vest a țării, cu o capacitate anuală de import de 1,75 mld mc (18,46 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), diametru de 700 mm, presiunea de regim de 63 bar și o capacitate anuală fermă de export de 0,087 mld mc (0,91 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) și o capacitate anuală întreruptibilă de export de 0,350 mld mc (3,69 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc);
- Iași-Ungheni (România, Transgaz → Moldova, Moldovatrangaz): punct de ieșire din zona de est a țării, cu o capacitate anuală de 1,5 mld mc (15,8 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc).

Sistemul Național de Transport al gazelor naturale (SNTGN)



Sursa: Transgaz (2015)

Capacitatea anuală maximă de import este de 14,35 mld mc (151,39 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc).

În prezent, exportul fizic este disponibil cu o capacitate limitată numai la punctele de interconectare cu Ungaria (Csanádpalota) și cu Moldova (Iași-Ungheni). Capacitatea anuală maximă de export este de 1,587 mld mc (16,74 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc)

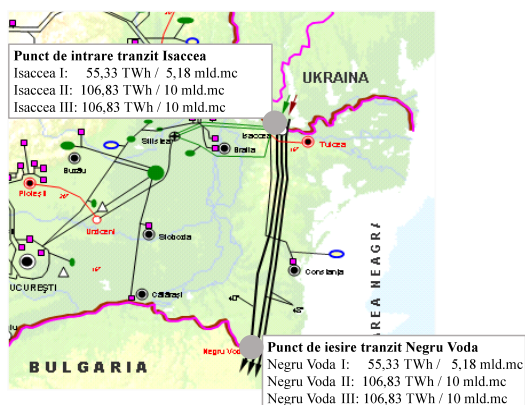
Capacitatea de interconectare a României cu statele adiacente va crește odată cu finalizarea subtraversării fluviului Dunărea și punerea în funcțiune a conductei Giurgiu-Ruse, descrisă mai jos.

2.3.4.2 Sistemul de tranzit al gazelor naturale

Tranzitul gazelor naturale este asigurat prin intermediul a trei conducte dedicate exclusiv acestei activități, având lungimea totală de 553 km și presiunea de regim de 54 bar. Cele trei conducte magistrale, cu capacitate totală de 268,99 TWh (25,18 mld mc), asigură tranzitarea gazelor naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări, între Isaccea și Negru-Vodă. Conducele de tranzit nu sunt conectate cu SNTGN și nu sunt interconectate între ele, având trei puncte de intrare diferite (Isaccea I, II și III) și trei puncte de ieșire diferite (Negru Vodă I, II și III). Astfel:

- Tranzit I (pusă în funcțiune în anul 1974) are o capacitate de transport de 5,27 mld mc (55,59 TWh/an, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către Bulgaria în baza unui contract din 2005 încheiat cu Bulgargaz EAD Bulgaria, valabil până la 31 decembrie 2016;
- Tranzit II (pusă în funcțiune în anul 1998) are o capacitate de transport de 10,0 mld mc (105,5 TWh/an, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către țările balcanice în baza unui contract din 1987, valabil până la 31 decembrie 2011, prelungit ulterior până la 31 decembrie 2016;
- Tranzit III (pusă în funcțiune în anul 2002) are o capacitate de transport de 10,0 mld mc (105,5 TWh/an, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) și asigură tranzitul gazelor naturale provenite din Rusia către țările balcanice în baza unui contract din 1999, valabil până la 31 decembrie 2023.

Infrastructura națională de tranzit al gazelor naturale din România



Sursa: Transgaz

2.3.5 Analiza infrastructurii de transport

În tabelul 9 sunt prezentate principalele componente ale SNTGN și durata lor de funcționare.

Tabel 8: Componente principale ale SNTGN și analiza gradului de uzură a acestora

Durata funcționare	Conducte transport	Racorduri alimentare	Direcții măsurare
UM	km	km	nr
Mai mult de 40 ani	5.182	219	127
Între 30 și 40 ani	2.583	170	51
Între 20 și 30 ani	1.064	191	69
Între 10 și 20 ani	1.043	553	463
Mai puțin de 10 ani	1.431	675	530
Total	11.287	1.808	1.119 SRM
	13.112		

Sursa Transgaz (2014)

Aproximativ 70% din conductele de transport au o durată de funcționare efectivă apropiată de durata normală de funcționare.

2.3.5.1 Planurile de dezvoltare a infrastructurii de transport

Actualul plan de dezvoltare a sistemului românesc de transport gaze naturale (PMD 2014-2023) cuprinde proiecte de anvergură menite să reconfigureze rețeaua de transport care, deși extinsă și complexă, a fost concepută într-o perioadă în care accentul se punea pe aprovizionarea cu gaze naturale a marilor consumatori industriali și crearea accesului acestora la resursele concentrate în cea mai mare parte în centrul țării și în Oltenia, precum și la sursele de import.

În identificarea proiectelor necesare a fi dezvoltate în SNTGN s-a pornit de la principalele cerințe pe care acesta trebuie să le asigure în actuala dinamică a pieței regionale de gaze. La nivel regional, s-au profilat noi surse potențiale de aprovizionare cu gaze naturale: Marea Caspică, Marea Neagră, dar și recente descoperiri din Mediterana de Est. Astfel, proiectele planificate ale infrastructurii naționale de transport de gaze au în vedere:

- asigurarea unui grad adecvat de interconectivitate cu țările vecine;

- crearea unor rute la nivel regional pentru a asigura transportul gazelor naturale provenite din noi surse de aprovizionare;
- crearea infrastructurii necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele *offshore* din Marea Neagră;
- extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării unor zone deficitare;
- crearea pieței unice integrate la nivelul UE.

Proiectele incluse în Planul de Dezvoltare al SNTGN 2014 – 2023 sunt următoarele:

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a SNTGN pe coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria – așa-numitul proiect BRUA, ce vizează dezvoltări ale capacităților de transport în sistem între interconectările dintre SNTGN și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei și care a fost inclus în lista proiectelor de interes comun (PCI) adoptată de Comisia Europeană (CE) în noiembrie 2015. Termen de finalizare: 2019.

2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre. Studiile realizate au evidențiat zăcămintele de gaze naturale semnificative în Marea Neagră. În aceste condiții, dezvoltarea pe teritoriul României a unei infrastructuri de transport gaze naturale de la țărmul Mării Negre până la granița România-Ungaria reprezintă o prioritate. Termen de finalizare: 2019, în funcție de realizarea proiectelor *offshore* din amonte.

3. Proiect privind interconectarea SNTGN cu sistemul de tranzit. Termen de finalizare: 2018.

- Implementarea conduce la eliminarea principalelor cauze pentru care CE a demarat procedura de *infringement* împotriva României, atât pentru încălcarea regulamentului CE nr. 715/2009 (printre altele, prin nepunerea la dispoziția pieței a capacității maxime a conductelor de tranzit), cât și pentru nerespectarea regulamentului UE nr. 994/2010 (neasigurarea curgerii bidirecționale permanente în punctele de interconectare);
- Contractele de transport aferente capacității totale a firelor I și II de tranzit expiră la 31 decembrie 2016, iar în vederea punerii la dispoziția pieței a acestor capacități, se asigură accesul mai multor *shipperi* de pe piața românească și regională;
- Proiectul devine necesar în perspectiva preluării în SNTGN a potențialei producții din Marea Neagră.

4. Proiect privind dezvoltări ale SNTGN în zona de nord-est a țării, în scopul îmbunătățirii aprovizionării zonei și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova. Sunt necesare o serie de dezvoltări în SNTGN astfel încât să poată fi asigurați parametrii tehnici adecvați pentru export. Va putea fi asigurată o capacitate de transport de 1,5 mld m.c./an în punctul de interconectare dintre România și Republica Moldova. Termen de finalizare: 2017.

5. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre. În funcție de volumul producției din Marea Neagră, este avută în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei: o rută secundară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria. Această rută va consta din reabilitarea tronsoanelor existente de conductă, construirea unor noi tronsoane de conductă suplimentare și 4-5 stații de comprimare. Termen de finalizare: 2023.

De asemenea, va fi finalizat proiectul de interconectare România-Bulgaria și vor fi continuate lucrările care să permită fluxuri bidirecționale de gaze naturale, prin:

- **Interconectarea dintre România și Ungaria,** pe direcția Arad – Szeged, care a fost pusă în funcțiune în iulie 2010. Sensul de curgere este din Ungaria în România. Începând cu 1 noiembrie 2014 se asigură curgerea bidirecțională permanentă la presiune de 20 bari și o capacitate fermă de transport de 10.000 mc/oră, cu capacitate întreruptibilă de transport de 40.000 mc/oră. Pentru a fi posibilă creșterea capacității de transport pe direcția

România-Ungaria la 1,75 mld mc/an și asigurarea ulterioară a capacității maxime de 4,4 mld mc/an sunt necesare dezvoltări tehnice atât la nivelul SNTGN, cât și la nivelul sistemului maghiar. Finalul anului 2019 termenul limită asumat de Transgaz pentru asigurarea debitului maxim bidirecțional de 4,4 mld mc/an. Condițiile tehnice care să permită un flux de gaze bidirecțional pe interconectarea Romania-Ungaria se vor realiza prin proiectul BRUA.

- **Interconectarea dintre România și Bulgaria**, pe direcția Giurgiu-Ruse; interconectarea este proiectată a avea flux invers. Proiectul este cofinanțat de UE prin Programul Energetic European pentru Redresare. Până în prezent s-a realizat construirea celor două stații de măsurare a gazelor (la Giurgiu și la Ruse), precum și a secțiunilor terestre de conductă din România și Bulgaria. Proiectul presupune și construcția conductei de subtraversare a Dunării prin două fire, realizând un sistem integrat, care va permite un flux bidirecțional. În prezent sunt în derulare procedurile de achiziție pentru subtraversarea fluviului Dunărea. Data finalizării proiectului, conform Deciziei de finanțare a CE, este 31 decembrie 2016. Noul termen pentru asigurarea fluxurilor bidirecționale este finalul anului 2019.

În aprilie 2014, Guvernul României și-a reiterat interesul pentru realizarea proiectului AGRI (*Azerbaijan-Georgia-Romania Interconnector*), care presupune transportul de gaze naturale prin conductă din Azerbaijan în Georgia și lichefierea respectivelor volume de gaze într-un terminal GNL georgian, urmată de transportul maritim până la un terminal de regazificare, planificat a fi construit în portul Constanța. În funcție de capacitatea de transport, investiția este estimată la 1,2 – 4,5 mld EUR.

Prin diversificarea infrastructurii gazelor naturale și a posibilităților de export, România are posibilitatea de a participa în proiecte strategice la nivelul UE.

2.3.5.2 Depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale a înregistrat o dezvoltare permanentă, capacitatea totală actuală fiind de aproximativ 4,5 mld mc/ciclu (47,47 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), din care volumul util de lucru este de circa 3 mld mc/ciclu (31,65 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc).

În prezent, în România, sunt șapte depozite de înmagazinare, amenajate în zăcăminte depletate. Șase depozite, cu capacitate activă totală de 2,76 mld mc/ciclu (29,12 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc), sunt deținute de Romgaz și un depozit (Târgu Mureș), cu o capacitate activă de 0,3 mld mc/ciclu (3,16 TWh, PCS mediu 10,55 MWh/1000 mc) este deținut de Engie (acționar majoritar) și Romgaz.

Romgaz operează următoarele șase depozite de înmagazinare gaze, cu o capacitate activă totală de 2,76 mld mc/ciclu și presiuni de operare cuprinse între 10 și 150 bari:

- Bilciurești – capacitate activă: 1,3 mld mc/ciclu;
- Urziceni – capacitate activă: 0,25 mld mc/ciclu;
- Bălăceanca – capacitate activă: 0,05 mld mc/ciclu;
- Sărmășel – capacitate activă: 0,8 mld mc/ciclu;
- Ghercești – capacitate activă: 0,15 mld mc/ciclu;
- Cetatea de Baltă – capacitate activă: 0,2 mld mc/ciclu;

Depozitul Depomureș, operat de Engie, are o capacitate activă de 300 mil mc.

Programul de dezvoltare al depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor are ca obiective creșterea flexibilității operaționale și crearea de noi depozite pentru zonele ce se confruntă cu greutăți în alimentare (sezoniere, zilnice și orare). Pe lângă mărirea capacității de lucru a

depozitelor subterane prin creșterea presiunii de operare, respectiv prin utilizarea orizonturilor productive în curs de epuizare din zăcămintele comerciale în care sunt deja amenajate depozite de înmagazinare, o atenție deosebită este acordată creșterii capacității maxime de livrare zilnică din depozite.

Cererea de gaze pe piața energetică românească este caracterizată de:

- fluctuații sezoniere de cca. 60%;
- fluctuații zilnice de cca. 25%;
- fluctuații orare care pot ajunge la cca. 30%.

Aceste fluctuații sunt cauzate în special de consumatorii din sectorul rezidențial (populație, spitale, școli, etc.) și energetic (termocentrale și centrale termice de zonă). Prin liberalizarea pieței autohtone de gaze naturale și integrarea ei în piața europeană, înmagazinarea subterană a gazelor naturale va căpăta noi valențe. Astfel, depozitele de înmagazinare vor putea fi utilizate pentru:

- acoperirea vârfurilor de consum și regimului fluctuant al cererii;
- redresarea operativă a parametrilor funcționali ai sistemului de transport (presiuni, debite);
- controlul livrărilor în situații extreme (opriri surse, accidente, etc.);
- optimizarea prețului gazelor naturale;
- creșterea flexibilității pe piața de gaze din România.

România dispune de un potențial încă nevalorificat de stocare a gazelor naturale în zăcămintele depletate, zăcămintele acvifere, cavități saline etc. Spre deosebire de înmagazinarea în depozite depletate, stocarea în cavități saline prezintă avantajul rapidității în operare, deoarece nu sunt necesare perioade de egalizare a presiunilor între ciclurile de injecție-extracție și nu există pericolul scurgerii de gaze, cavitățile fiind impermeabile. Dezavantajul îl reprezintă capacitatea redusă de stocare, comparativ cu depozitele clasice. Pentru identificarea locațiilor care pot îndeplini caracteristicile optime și condițiile de siguranță sunt necesare studii și analize efectuate pentru fiecare locație în parte.

Întrucât la sfârșitul fiecărui ciclu de extracție a gazelor naturale din depozitele de înmagazinare rămân în depozite aproximativ 0,5-0,6 mld mc (5-6 TWh/an), deși în depozitele de înmagazinare sunt injectate suficiente gaze naturale în perioada caldă, capacitățile de extracție sunt insuficient dimensionate pentru a permite extracția lor. Scăderea volumului gazelor din depozitele de înmagazinare determină scăderea capacității de extracție prin scăderea presiunii din depozite în sezonul rece, capacitatea de extracție fiind direct proporțională cu gradul de încărcare a depozitelor.

2.3.5.3 Sisteme de distribuție gaze naturale

Sistemul de distribuție a gazelor naturale este format din circa 40.000 km de conducte, din care 37.000 km sunt operate de cei doi mari distribuitori, E.ON Distribuție (20.000 km) și Distrigaz Sud Rețele (17.000 km), care alimentează aproximativ 3,2 milioane de consumatori. Pe piața gazelor naturale din România, activează 41 de operatori ai sistemelor de distribuție (OSD).

Cei mai mari doi OSD au o cotă cumulată de piață de 89%, în timp ce alți 39 de OSD, de nivel local/regional, dețin cumulativ o cotă de piață de aproximativ 11%.

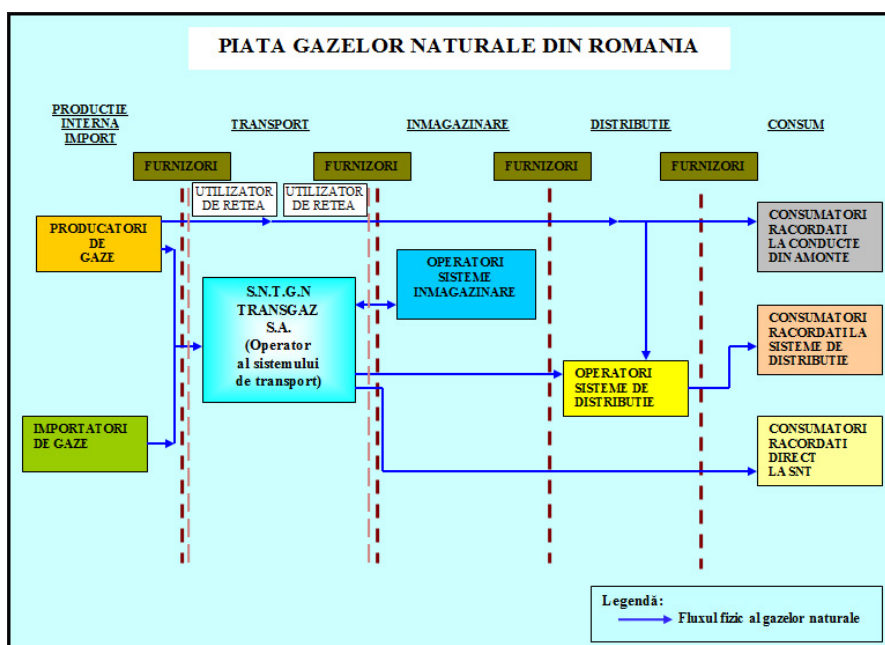
2.3.6 Piața gazelor naturale

Structura actuală a pieței românești a gazelor naturale cuprinde în prezent:

- un operator al Sistemului Național de Transport, SNTGN Transgaz SA Mediaș
- 9 producători: Romgaz, OMV Petrom, Foraj Sonde, Raffles Energy, Wintershall, Amromco Energy, Carpathian Energy, Lotus Petrol, Stratum Energy Romania
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz și Depomureș
- 41 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale către consumatorii captivi
- 121 de furnizori pe piața angro
- 2 operatori administrare piață centralizată: Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale din România (OPCOM) și Bursa Română de Mărfuri (BRM).

Piața de gaze naturale este compusă din **pieța reglementată** și **pieța concurențială**, iar tranzacțiile cu gaze naturale se fac **angro** sau **cu amănuntul**. Creșterea ponderii pieței concurențiale se realizează gradual, prin asigurarea accesului pentru cât mai mulți participanți, furnizori și clienți finali.

Participanții la piața de gaze naturale și structurile operaționale asociate sunt producătorii, furnizorii, clienții finali, operatorul/operatorii de transport și de sistem, operatorii conductelor de alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale, operatorii piețelor centralizate de gaze naturale, operatorii de distribuție, operatorii de înmagazinare/stocare și operatorul terminalului GNL.



Sursa: Transgaz (2015)

Dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată.

Furnizarea gazelor naturale pe piața reglementată se face pe bază de contracte-cadru aprobate de ANRE. ANRE monitorizează efectul pieței reglementate asupra pieței

concurențiale de gaze naturale și ia măsuri pentru evitarea eventualelor distorsiuni ale concurenței și pentru creșterea gradului de transparență a tranzacțiilor comerciale.

2.3.6.1. Piața concurențială de gaze naturale

Pe piața concurențială, tranzacțiile comerciale cu gaze se fac angro sau cu amănuntul, cu respectarea reglementărilor ANRE, iar prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei.

Piața concurențială angro funcționează pe bază de:

- a) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale;
- b) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz;
- c) alte tipuri de tranzacții sau contracte.

Pe piața concurențială cu amănuntul, furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate sau oferte-tip.

De la 15 iulie 2014 și până la 31 decembrie 2018, producătorii din România sau afiliații lor, după caz, au obligația să încheie tranzacții pe piețele centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea unei cantități minime de gaze naturale din producția proprie, destinată consumului intern, în conformitate cu reglementările emise de ANRE. Până în prezent, această obligație nu a fost realizată în mod corespunzător.

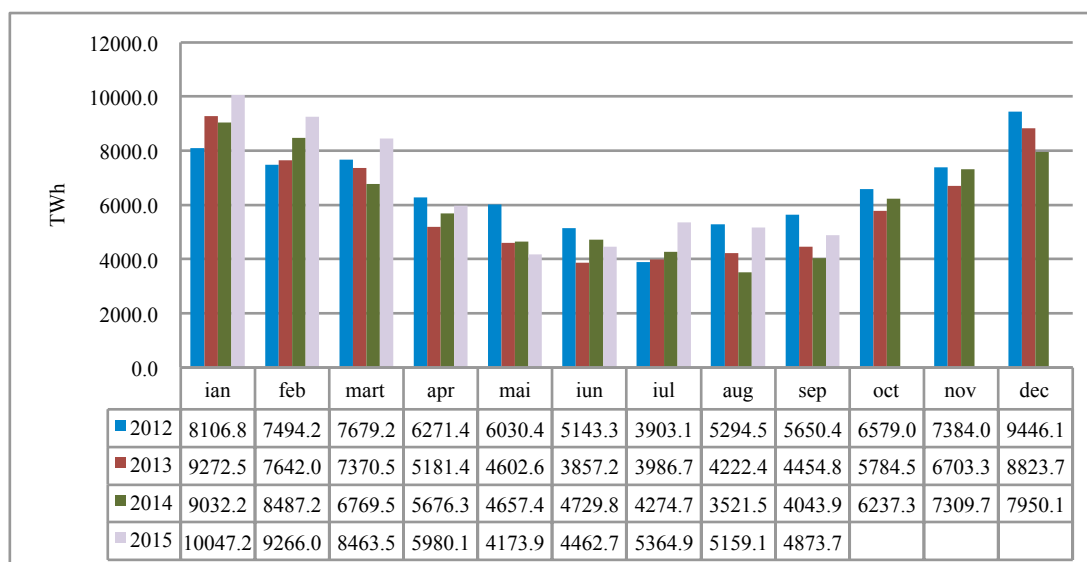
De la 1 ianuarie 2015 la 31 decembrie 2016, furnizorii licențiați au obligația să încheie tranzacții pe piețe centralizate, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea/cumpărarea unei cantități minime de gaze naturale, în conformitate cu reglementările emise de ANRE.

În vederea asigurării nediscriminării între aceleași categorii de consumatori, până la sfârșitul perioadei de reglementare, clienții casnici și producătorii de energie termică, doar pentru cantitățile utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în cele termice destinate consumului populației, au același tratament din punct de vedere al asigurării cantităților și prețului de vânzare al gazelor naturale consumate, indiferent dacă au ales să fie eligibili sau reglementați.

De la 1 iulie 2007, piața internă de gaze este deschisă integral pentru toți consumatorii, aceștia având libertatea de a alege un furnizor dintre cei licențiați de ANRE și de a-și negocia direct clauzele și prețul. Consumatorul poate să-și exercite calitatea de consumator eligibil în mod direct, fără a fi necesară îndeplinirea niciunei formalități administrative.

Începând cu 1 ianuarie 2015, piața a fost complet liberalizată pentru consumatorii noncasnici. În septembrie 2015, gradul efectiv de deschidere a pieței interne a fost de 66,83%. Dacă la sfârșitul anului 2014 numărul de clienți eligibili era de 10.558, odată cu liberalizarea completă a pieței pentru consumatorii noncasnici acesta a ajuns, în septembrie 2015, la 181.361.

Consumul de gaze naturale pe piața liberă 2012-2015, TWh



Sursa: ANRE

2.3.6.2 Piața reglementată a gazelor naturale

Piața reglementată cuprinde consumatorii casnici (care nu au optat pentru piața liberă) și producătorii de energie termică, doar pentru cantitățile utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în cele termice destinate consumului populației, cărora li se furnizează gaze la preț reglementat și în baza contractelor-cadru stabilite de ANRE. Activitățile aferente pieței reglementate cuprind:

- furnizarea gazelor naturale la preț reglementat și în baza contractelor-cadru până la 30 iunie 2021, pentru clienții casnici;
- furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale;

Sistemul de prețuri pentru gazele naturale este conceput astfel încât să asigure:

- a) apropierea de valoarea de piață a combustibililor alternativi, promovarea competiției pe piața gazelor naturale, diversificarea surselor de alimentare și mărirea siguranței furnizării;
- b) recuperarea costurilor efectuate într-o manieră prudentă, aferente activităților reglementate, cu asigurarea unei rate rezonabile a rentabilității pentru capitalul investit în activitățile reglementate;
- c) economisirea de energie la clienții finali;
- d) îmbunătățirea calității gazelor naturale și a serviciilor prestate clienților.

Calendarul de liberalizare a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, a fost aprobat prin HG nr. 488/2015 pentru perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2021. Calendarul este următorul:

Data	Clienți casnici și producători de energie termică, numai pentru cantitățile utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, lei/MWh
1.07.2015	60,00
1.07.2016	66,00
1.04.2017	72,00

1.04.2018	78,00*
1.04.2019	84,00*
1.04.2020	90,00*

*) Prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele termice destinate consumului populației, începând cu 1 aprilie 2018, urmează a fi reevaluat în urma unei analize derulate până la sfârșitul lunii martie 2018.

Prima etapă a fost pusă în aplicare începând cu data de 1 iulie 2015.

2.3.6.2 Piețe centralizate de gaze naturale

În conformitate cu Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, operatorul pieței de gaze naturale este persoana juridică ce asigură organizarea și administrarea piețelor centralizate, cu excepția pieței de echilibrare, în vederea tranzacționării angro de gaze naturale pe termen scurt, mediu și lung.

ANRE a emis licențe de administrare a piețelor centralizate de gaze naturale pentru OPCOM (Decizia nr 2120/19.07.2013) și pentru BRM (Decizia nr 2119/19.07.2013.) De la 1 august 2013, platforma OPCOM de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale este operațională, permițând încheierea tranzacțiilor cu efecte comerciale. Platforma BRM a devenit operațională la 16.09.2013.

Conform Ordinului ANRE nr. 118/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a obligației producătorilor și furnizorilor de gaze naturale de a încheia tranzacții pe piețele centralizate de gaze naturale din România,

- Producătorii de gaze naturale – titulari de acorduri petroliere (fie direct, fie prin intermediul unui operator economic afiliat), au obligația să încheie tranzacții pe piețele centralizate de gaze naturale din România, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea unui procent din cantitatea anuală de gaze naturale din producția internă proprie destinată consumului intern, după cum urmează: minimum 35% în 2015, minimum 30% în 2016, minimum 25% în 2017 și minimum 20% în 2018.
- În perioada 1 ianuarie 2016 - 31 decembrie 2018, furnizorii licențiați, cu excepția celor care au și calitatea de producători de gaze naturale – titulari de acorduri petroliere, au obligația să încheie tranzacții pe piețe centralizate din România, transparent și nediscriminatoriu, pentru vânzarea/cumpărarea unui procent din cantitatea totală de gaze naturale comercializată anual pe piața concurențială, după cum urmează: minimum 25% în anul 2016, minimum 20% în anul 2017 și minimum 15% în anul 2018.

În anul 2014, indicatorii specifici activității piețelor centralizate de gaze naturale au înregistrat următoarele valori (sunt incluse atât rezultate ale tranzacțiilor angro cât și cu amănuntul):

a) Număr de tranzacții înregistrate	- BRM:	158
	- OPCOM:	12
b) Volume oferite	- spre vânzare:	25.005.780,67 MWh
	- BRM:	21.730.780,67 MWh
	- OPCOM:	3.275.000,00 MWh
	- pentru cumpărare:	5.557.117,60 MWh
	- BRM:	5.408.717,60 MWh
	- OPCOM:	148.400,00 MWh
c) Volume tranzacționate	- BRM:	
	- vânzări:	1.967.600,00 MWh
	- achiziții:	1.870.617,60 MWh
	- OPCOM:	
	- vânzări:	0,00 MWh
	- achiziții:	0,00 MWh
d) Participanți înregistrați	- BRM:	80
	- OPCOM:	15
e) Participanți activi	- BRM:	64
	- OPCOM:	4

Sursa: ANRE (2015)

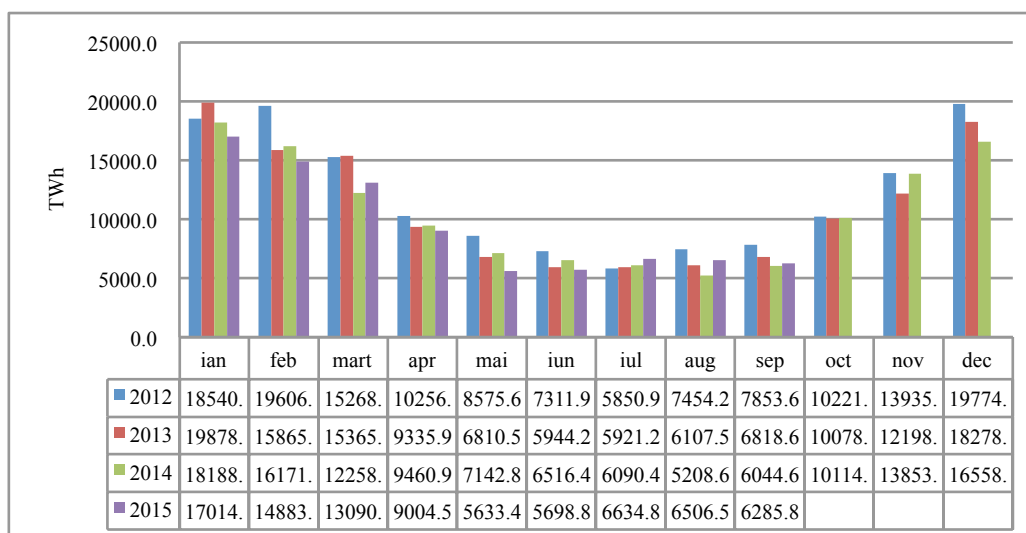
Potrivit datelor ANRE, în 2014 numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.372.559, din care 178.851 clienți noncasnici (5,30%) și 3.193.708 clienți casnici (94,70%). Consumul total de gaze naturale a fost de 127.608.082,917 MWh, din care 87.787.630,477 MWh a fost consum noncasnic (75,34%) iar 28.743.351,279 MWh a reprezentat consumul casnic (24,66%).

Pe piața reglementată, în anul 2014, clienții finali alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 39 furnizori; numărul total de clienți finali alimentați în regim reglementat a fost de 3.362.001, iar cantitatea de gaze naturale furnizată lor a fost de 43.841,567 GWh. Pe piața concurențială au activat 54 de furnizori. Consumul total a fost de 72.689,415 GWh.

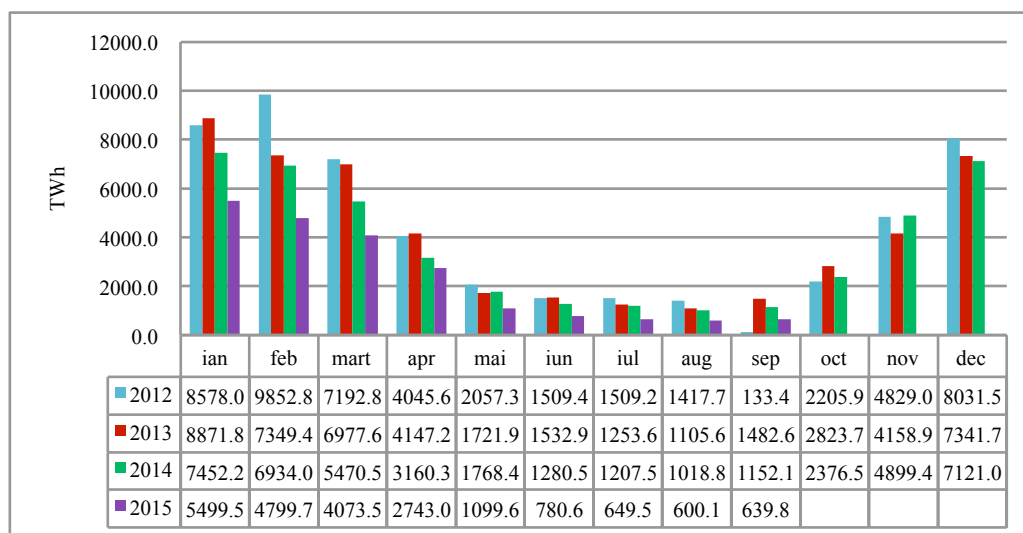
În continuare sunt prezentate grafic date ale ANRE privind evoluția consumului și a prețurilor gazelor naturale pe piața românească, din analiza cărora se poate conchide că:

- Consumul de gaze naturale în ultimii 4 ani a urmat un trend descendent, trendul regăsindu-se și la nivel lunar,
- Liberalizarea pieței clienților noncasnici a dus la reducerea semnificativă a gazelor vândute cu preț reglementat,
- Prețul gazelor tranzacționate pe bursă a urmat un trend descendent atât pe piața angro, cât și pe piața *en detail*, dar la un nivel superior față de prețul mediu al gazelor din contractele bilaterale încheiate pe piața concurențială. O explicație a acestei situații poate ține de activități speculative pe piața de gaze naturale.
- Prețul gazelor naturale importate, pe fondul scăderii cererii și a scăderii prețului petrolului, față de care există o strânsă corelație, a scăzut substanțial

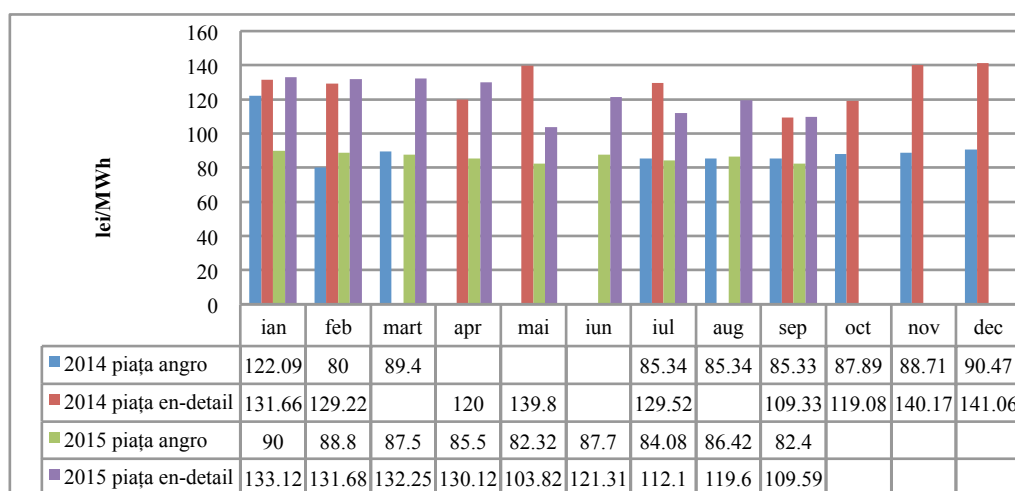
Consumul lunar de gaze naturale 2012-2015, TWh



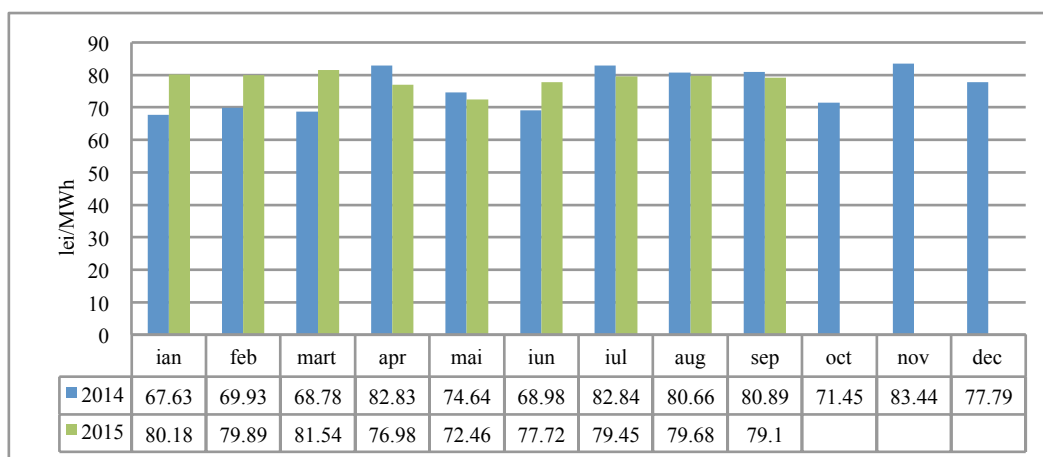
Consumul de gaze naturale pe piața reglementată 2012-2015, TWh



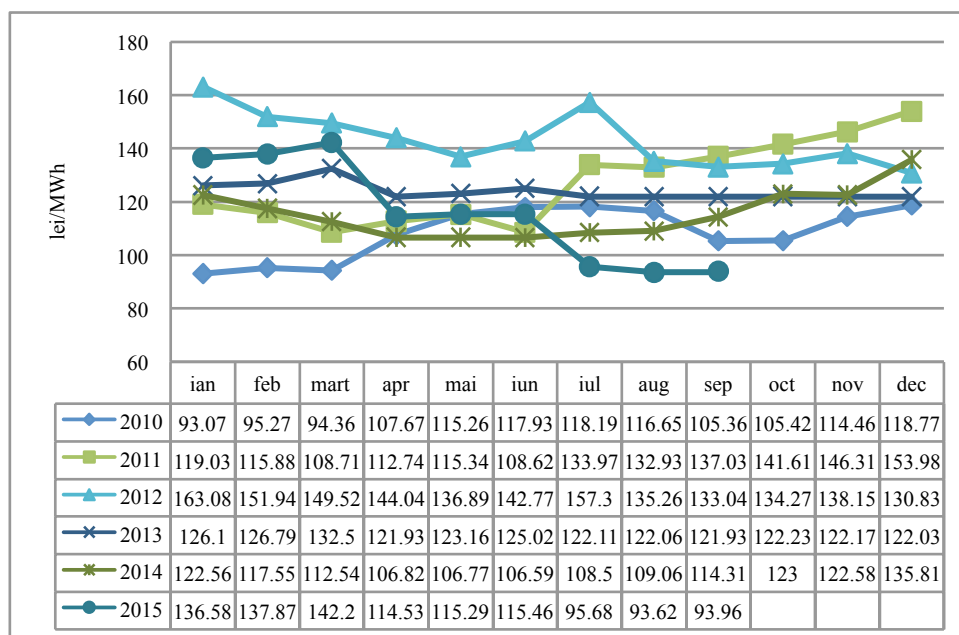
Evoluția lunară a prețului mediu ponderat rezultat din tranzacțiile pe piețe centralizate, 2014 - 2015, lei/MWh



Evoluția lunară a prețului mediu ponderat, fără tarife, al gazelor naturale din producție internă, vândute de producători la furnizorii clienților finali din piața concurențială, 2014 - 2015, lei/MWh



Evoluția lunară a prețului gazelor naturale din import, 2009 – 2015, lei/MWh



2.3.7 Analiza critică

Resurse

- O mare parte din zăcămintele de gaze din România sunt în stare avansată de exploatare, funcționând la presiuni mici și foarte mici (sub 10 bar) și, implicit, la debite mici.

Dinamica cerere-consum

- Cererea de gaze naturale din anumite perioade ale sezonului rece nu este satisfăcută integral de sursele interne și de gazele extrase din depozitele subterane de înmagazinare.
- Disponibilitatea gazelor din depozitele de înmagazinare subterană urmează o tendință descrescătoare pe parcursul celor trei luni de iarnă, ca urmare a extragerii din depozite în prima parte a sezonului rece.
- În ultimii ani, în perioadele cu vârf de consum, s-au diminuat livrările de gaze naturale către sectoarele de producere a energiei electrice și termice pentru a putea satisface consumul celorlalți consumatori, la temperaturi exterioare coborâte.

2.3.8 Infrastructura

Transport

Uzura fizică și morală, precum și depășirea duratei de viață a făcut ca pe multe din conductele de transport existente să se impună noi limite de presiune, astfel încât tronsoane întregi din SNTGN sunt limitate la presiuni sub 25 bar.

Gradul redus de utilizare a SNTGN, ca urmare a modificării dinamicii consumului și a surselor de gaze naturale, generează dificultăți tehnice în operare și mentenanță și costuri mari de operare. O atenție deosebită trebuie să se îndrepte către capacitățile tehnice de reglare-măsurare, considerate a fi o soluție eficientă din punct de vedere tehnic și economic.

Distribuție

Supradimensionarea sistemelor de distribuție, coroborată cu deracordarea unor consumatori și scăderea consumului de gaze naturale determină un grad redus de utilizare a multor sisteme de distribuție, ceea ce generează costuri mari în exploatare.

Depozitele de înmagazinare subterană

Depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România sunt utilizate sezonier, în regim reglementat, și au o flexibilitate redusă în raport cu ciclul de injecție/extracție și capacitățile zilnice de extracție.

Măsurile de remediere includ creșterea flexibilității operaționale, creșterea capacității de extracție și, eventual, crearea de noi depozite pentru zonele cu dificultăți în alimentarea cu gaze (atât sezoniere, zilnice, cât și orare), în vederea creșterii gradului de siguranță în asigurarea cu gaze naturale a tuturor consumatorilor în condiții imprevizibile.

Coroborat cu regândirea înmagazinării gazelor în România (depozite multiciclu, strategice și tehnologice), o atenție deosebită trebuie acordată creșterii capacității maxime de extracție zilnică din depozite.

Flexibilitate

Pentru a răspunde cerințelor de consum și a asigura securitatea livrării și a funcționării sistemelor, este necesară o nouă abordare a rolului depozitelor de înmagazinare din România.

Totodată, înmagazinarea gazelor în sistemele de transport și distribuție reprezintă o modalitate eficientă și ieftină de a pune la dispoziția clienților cantități de gaze într-un timp scurt. Chiar dacă această metodă nu este folosită în prezent în România, ea se poate genera atât flexibilitate, cât și o reducere a tarifelor de transport.

Este necesar să se legifereze mecanisme secundare prin care să se gestioneze derularea contractelor:

- Piața secundară de capacitate;
- Înmagazinarea gazelor în conductele de transport și distribuție;
- Introducerea „Titlului de gaze” și tranzacționarea pe bursă a acestor titluri, care să permită schimbul mai rapid și legal al gazelor, chiar și înaintea individualizării lui prin măsurare;
- Introducerea unor mecanisme de împrumut sau depozitare virtuală a gazelor.

Principii operaționale și cadru de funcționare al pieței

Din punct de vedere al principiilor operaționale și al cadrului de funcționare, piața din România prezintă o serie de deficiențe:

- Lipsa unui cod funcțional al rețelei de transport.

- Lipsa unei piețe secundare de tranzacționare a capacităților și a unei piețe de echilibrare.
- În absența pieței de echilibrare, un operator al pieței de echilibrare nu poate fi desemnat încă.
- Lipsa unui model de piață care să asigure o lichiditate sporită a pieței și un preț de referință stabilit pe baza semnalelor de preț.
- Lipsa unui model al pieței concurențiale angro a gazelor naturale, cu luarea în calcul a tuturor orizonturilor de tranzacționare (pe termen scurt – ziua următoare, intrazilnic, respectiv pe termen mediu și lung), în baza căruia să fie realizată proiectarea și implementarea tuturor mecanismelor de tranzacționare specifice acestora.
- Grad redus de utilizare al piețelor centralizate de tranzacționare de către participanții la piața gazelor naturale, în principal din cauza flexibilității reduse a pieței angro, precum și a inexistenței produselor de tranzacționare pe termen scurt, care ar permite echilibrarea portofoliilor participanților la piață.
- Lipsa regulilor de impunere a principiului rezervării de capacitate la punctele de intrare/ieșire în/din depozit și a garantării de către operatorul de înmagazinare a capacității rezervate. Astfel, există riscul ca o parte din gazele achiziționate să nu ajungă a fi injectate sau o parte din gazele vândute să nu fie extrase din depozitul de înmagazinare subterană.
- Lipsa impunerii capacității de *backhaul* la nivelul punctelor de intrare în depozit și de intrare din perimetrele de producție în SNTGN, care ar permite derularea tranzacțiilor de tip SWAP.
- Absența sistemelor informatice performante, care să permită urmărirea continuă cel puțin zilnică a fluxurilor și tranzacțiilor efectuate, ceea ce va face dificilă derularea corespunzătoare a contractelor semnate în sistem bursier.

Analiza SWOT – Gaze naturale

Avantaje competitive	Oportunități
■ Experiență tehnică, resurse umane calificate și experiență în industria gazelor naturale de peste 100 de ani; ■ Resurse interne importante de gaze naturale în context regional; ■ Infrastructură complexă și diversificată: rețele naționale de transport și distribuție, depozite de înmagazinare; ■ Situatrea geografică favorabilă din punct de vedere al proximității față de coridoarele regionale de transport de gaze;	■ Poziție favorabilă de a participa activ la dezvoltarea proiectelor de magistrale pan-europene de gaze naturale; ■ Capacitate a sistemelor de transport, distribuție și înmagazinare, ce poate asigura preluarea solicitărilor utilizatorilor; ■ Experiența tehnică și instituțională, relevantă pentru proiectarea modelului pieței concurențiale angro de gaze și a mecanismelor de tranzacționare aferente, acumulată prin parcurgerea unui proces similar pentru piața de energie electrică; ■ Principalii operatori din piața de gaze naturale sunt listați la BVB, putând atrage capital pentru noi investiții; ■ Accesarea fondurilor europene.
Deficiențe	Riscuri
■ Dependența de o singură sursă externă de aprovizionare cu gaze naturale; ■ Zăcămintele <i>onshore</i> mature, în general de mici dimensiuni și cu o durată de exploatare deseori de	■ Rezerve limitate de gaze naturale exploatabile economic și tendință de diminuare a producției indigene; ■ Volatilitatea prețurilor hidrocarburilor pe

peste 30 ani; ■ Durata de funcționare depășită pentru 70% din conductele de transport gaze naturale și pentru aproximativ 27% din stațiile de reglare-măsurare; ■ Lipsa definirii consumatorului protejat și a politicilor de protecție; ■ Structura neomogenă, din punct de vedere al presiunii și diametrelor în SNTGN, fapt care determină flexibilitatea redusă și dificultăți în asigurarea presiunilor la extremitățile sistemului; ■ Depozite de înmagazinare inadecvate pieței; ■ Grad redus de utilizare a infrastructurii de transport, înmagazinare și distribuție; ■ Limitări în livrarea gazelor la vârf de consum; ■ Grad de concentrare mare a pieței de gaze naturale, în special la nivelul producției; ■ Capacitate instituțională insuficientă în dezvoltarea pieței; ■ Instrumente operaționale și cadru de funcționare a pieței insuficiente; ■ Investiții scăzute în infrastructura de transport	piețele internaționale;
--	-------------------------

2.4 Cărbune

2.4.1 Resurse naționale

Conform datelor ANRM, situația resurselor geologice de cărbune la nivelul anului 2014 se prezintă astfel:

Tabel 10: Resurse naționale de cărbune, 2014, mil tone

Resursă	Perimetre în exploatare	Perimetre neconcesionate	Total
Huică	592	1.614	2.206
Lignit	986	11.606	12.592
Total	1.578	13.220	14.798

Sursa: ANRM (2015)

Huică

Majoritatea zăcămintelor de huică din România sunt concentrate în bazinul carbonifer al Văii Jiului, puterea calorifică medie a rezervelor sigure fiind de 3.650 kcal/kg. Zăcămintele de huică din România sunt situate în condiții geo-miniere complexe, iar caracteristicile mineralogice ce influențează calitatea se situează la limita inferioară.

Lignit

Cea mai mare parte a rezervelor de lignit (95%) sunt localizate în Bazinul Minier Oltenia (județele Gorj, Mehedinți și Vâlcea), cu o putere calorifică cuprinsă între 1.650 și 1.950 kcal/kg, înregistrând o valoare medie de 1.800 kcal/kg. Zăcămintele de lignit aflate în exploatare dispun de rezerve de peste 400 mil de tone. Rezervele de lignit concesionate pot asigura exploatarea eficientă a acestora pentru încă aproximativ 15 ani, la un nivel al producției de circa 30 mil tone/an.

2.4.2 Cererea: Analiza consumului

Evoluția consumului național de cărbune în perioada 2008-2014 este prezentată în tabelul 11.

Tabel 11: Consumul național de cărbune, 2008-2014, mii tep

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Consum cărbune	9.649	7.436	6.911	8.147	7.552	5.725	4.946

Sursa: INS (2015)

Capacitatea totală de producție pentru lignit se ridică la circa 33 milioane tone/an, în timp ce consumul intern de lignit este circa 23 milioane tone/an, ceea ce înseamnă o supracapacitate de producție de circa 10 milioane tone/an. Pe de altă parte, producția națională de huică nu acoperă cererea la nivelul pieței interne, fiind necesar importul.

2.4.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor

Producția națională de cărbune s-a redus în ultimii trei ani cu 31%, în contextul diminuării producției de lignit cu 32%, respectiv a producției de huilă cu 13%.

Tabel 12: Producția națională de cărbune, 2008-2014, tone

Tip resursă	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Huilă	2.809.925	2.199.681	2.283.345	2.121.574	1.876.062	1.839.667	1.583.350
Lignit	34.058.631	29.301.153	28.837.223	33.882.246	31.569.180	22.922.521	23.136.030
Total	36.868.556	31.500.834	31.120.568	36.003.821	33.445.242	24.762.188	24.719.380

Sursa: ANRM (2015)

Evoluția importului de cărbune în perioada 2009-2014 este prezentată în tabelul 13.

Tabel 13: Importul de cărbune, 2009-2014, mii tep

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Import cărbune¹	640	540	596	765	594	501

Notă: (1) Fără cocs din import. Sursa: INS (2015)

Huilă

Ca urmare a restructurărilor sectoarele minier și energetic din România, în prezent întreaga producție de huilă este realizată de Divizia Minieră a Complexului Energetic Hunedoara (CHE), prin patru exploatări miniere, și de Societatea Națională de Închideri Mine Valea Jiului SA, prin trei exploatări miniere.

Deși în ultimii ani producția națională de huilă a avut o tendință descrescătoare, România ocupă locul 7 între producătorii de huilă din țările membre ale UE. Și la nivelul UE producția de cărbuni superiori s-a redus cu 6% în 2014 față de 2013, de la 111,7 milioane tone la 105,7 milioane tone.

Societatea Națională de Închideri Mine Valea Jiului S.A. își desfășoară activitatea în baza Planului de Închidere, urmând ca extracția să continue până în anul 2018, cantitatea planificată de huilă extrasă în intervalul 2016 – 2017 fiind de 478.000 tone. Începând cu anul 2018, Divizia Minieră a CEH va rămâne singurul producător de huilă din România.

Huila extrasă este livrată sub formă de huilă energetică sortată și huilă energetică mixtă către CEH, pentru sucursalele Electrocentrale Paroșeni și Electrocentrale Deva.

Oferta de huilă la nivelul actualilor producători din România este mai mică decât cererea. Gradul de asigurare la nivelul actual de producție (1,5 mil tone anual) este de 36 ani.

La începutul lunii ianuarie 2016, CEH a intrat în procedură de insolvență. Compania are circa 6.000 de angajați la exploatările miniere Livezeni, Lupeni, Lonea și Vulcan și la termocentralele Mintia și Paroșeni. Este de așteptat ca procesul de restructurare să ducă la o reducere a dimensiunilor CEH, în scopul eficientizării sale economice.

Lignit

Lignitul reprezintă materia primă utilizată pentru producerea energiei electrice și termice în majoritatea termocentralelor din România. Energia termoelectrică produsă pe bază de lignit

în 2014 a reprezentat 30% din energia electrică produsă în România. În ultimii trei ani, producția de lignit din România s-a diminuat pe fondul reducerii cererii de lignit energetic.

Și celelalte țări producătoare de lignit din UE, cu excepția Bulgariei, s-au confruntat cu o reducere a producției de lignit în 2014 față de 2013. Dacă la nivelul UE producția de lignit s-a redus cu 3% în 2014 față de 2013, în România scăderea a fost de 4%.

Tabel 14: Producția de lignit în Uniunea Europeană, 2013-2014, mil tone

	2014	2013
Germania	178,2	183,0
Polonia	63,7	65,7
Grecia	50,6	52,5
Cehia	38,2	40,4
Bulgaria	32,6	28,6
Romania	22,0	22,9
Ungaria	9,5	9,5
Slovenia	3,7	4,4
Slovacia	2,2	2,2

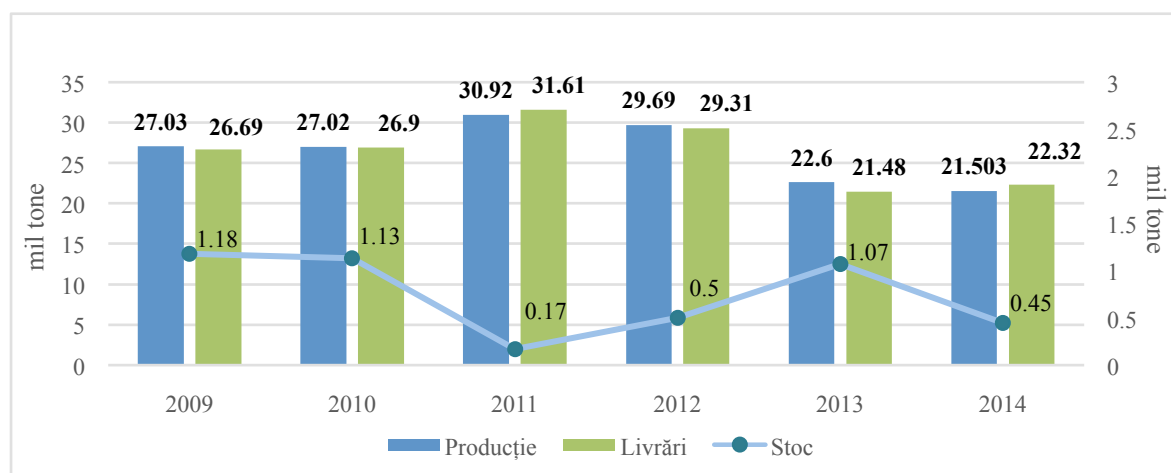
Sursa: Euracoal (2014)

După restructurarea sectoarelor minier și energetic, principalul producător de lignit din România este Sucursala Divizia Minieră Târgu-Jiu, aparținând Complexului Energetic Oltenia (CEO) – 97,7% din producția națională în anul 2014 – care asigură în totalitate necesarul de lignit pentru CEO și livrează lignit celorlați producători de energie termoelectrică.

Începând cu anul 2011, livrările către o parte din beneficiarii tradiționali (CET Brașov, CET Bacău) au încetat, lor adăugându-li-se din 2014 SE Oradea și CET Arad.

Astfel, producția, livrările și stocurile Sucursalei Divizia Minieră Târgu-Jiu dau o referință relevantă asupra pieței. Dinamica producției, livrărilor și stocurilor de lignit la principalul producător indică o scădere a producției de lignit de 5% în anul 2014 și o scădere a stocurilor în depozite cu 58%, pe fondul scăderii cererii de energie electrică, în general, și a cererii de energie termoelectrică produsă pe baza de lignit, în special.

Figura 4: Dinamica producției, livrărilor și stocurilor de lignit la principalul producător, 2009-2014, mil tone



Sursa: Complexul Energetic Oltenia (2015)

2.4.4 Infrastructura

Huică

Divizia Minieră a Complexului Energetic Hunedoara (CEH) dispune de peste 87.927 m de lucrări miniere subterane (puțuri, galerii, plane înclinate, suitori, etc.) precum și de construcțiile de suprafață (corpuri administrative, stații de ventilatoare, ateliere mecanice, electrice etc.) la toate cele patru exploatare miniere.

La momentul actual, Sucursala Divizia Minieră are în exploatare două abataje cu complex mecanizat (E.M. Livezeni și E.M. Lupeni), 10 abataje cu banc subminat și 2 abataje frontale echipate cu stâlpi SVJ și grinzi GSA. Pentru conturarea altor capacități de producție au fost planificate a se executa pe anul 2014 7.378 ml lucrări miniere de pregătire cu o eficiență de aproximativ 4,95 ml/1.000 tone.

Procesarea cărbunelui extras din subteran, pentru încadrarea în parametri de calitate, precum și pentru realizarea sorturilor solicitate de beneficiari, are loc în cadrul unei uzine de preparare. Aceasta funcționează la punctul de lucru Prepararea Cărbunelui „Valea Jiului” Vulcan (PCVJ) și este dotată cu o modernă instalație pusă în funcțiune în 2004, care îndeplinește normele europene de protecție a mediului.

Transportul cărbunelui extras de la punctele de lucru spre termocentrale se face cu vagoane pe calea ferată existentă, existând în dotare 10 locomotive și 43 km cale ferată.

Lignit

Sucursala Divizia Minieră Târgu-Jiu desfășoară activități de extracție a lignitului în 12 cariere prin tehnologii de extracție în flux continuu, cu excavatoare cu rotor (50 utilaje active), transportoare cu banda de mare capacitate (220 km) și mașini de haldat (39 utilaje active), la care se adaugă un perimetru de exploatare în subteran în care extracția lignitului se realizează cu abataje cu front lung, echipate cu complexe mecanizate, la care se adaugă un perimetru de exploatare în subteran în care extracția lignitului se realizează cu abataje de front lung, echipate cu complexe mecanizate.

Infrastructura în sectorul lignitului prezintă un grad de utilizare redus, din cauza subutilizării utilajelor de mare capacitate.

2.4.5 Piețe de tranzacționare organizate

Deși în România tranzacționarea huilei și lignitului se poate face pe platforma centralizată a BRM, din cauza configurării jucătorilor din piață, care îndeplinesc simultan rolul de producător și rolul de consumator, aceste piețe nu sunt utilizate.

Prețul extern mediu de tranzacționare pentru cărbunii bituminoși echivalenți huilei produse în România a scăzut de la 45,41 RON/Gcal în anul 2013 la 41,44 RON/Gcal în anul 2014, potrivit datelor Euracoal (2014), scădere reflectată și în prețul producției interne de la un preț mediu de 58,83 RON/Gcal la 52,75 RON/Gcal în anul 2014.

Tabel 15. Piața europeană a cărbunilor superiori, 2013-2014, mil tone

	2014	2013
Cărbuni superiori producție UE	105,7	111,7
Cărbuni superiori import	204,6	217,8
Total	309,3	329,5

Sursa: Euracoal (2014)

Integrarea pieței Românești în piața europeană

Până în prezent, cărbunele a fost tratat ca o resursă exclusiv națională, fără a exista intenții de integrare într-o piață internațională. Totodată, având în vedere puterea calorifică redusă a cărbunelui românesc, posibilitatea de integrare a pieței Românești a cărbunelui în piața europeană este limitată atât de costului de producție ridicat, cât și de cel al transportului.

2.4.6 Analiza critică

În continuare sunt prezentate analizele SWOT pe cele două componente: huilă și lignit.

Analiza SWOT – Huilă

Avantaje competitive	Oportunități
■ Existența unei rezerve exploatabile concesionate de peste 100 mil. tone, concentrată într-un zăcământ unic, cu grad de asigurare de circa 60 de ani; ■ Infrastructura deja existentă, atât ca facilități de suprafață, cât și ca lucrări miniere principale de deschidere, utilizabile pe termen lung pentru extracția propriu-zisă și pentru transportul către beneficiari, pe calea ferată; ■ Concentrare teritorială a exploatărilor miniere într-o zonă relativ restrânsă; ■ Existența de personal calificat în activitatea minieră, tradiție și expertiză profesională; ■ Contribuție la securitatea energetică națională în situații de criză, comparativ cu alte resurse; ■ Distanța relativ redusă față de beneficiari; ■ Dețin autorizații de mediu și licențe de exploatare.	■ Menținerea unei infrastructuri miniere adecvate cererii interne de huilă, astfel încât să fie asigurată continuitatea producției pe o perioadă mare de timp și securitatea în aprovizionarea cu resurse energetice; ■ Posibilitatea implementării proiectelor de captare a metanului din cărbune și a emisiilor de metan din zăcămintele aflate în exploatare; ■ Degazeificarea cărbunelui.

Deficiențe	Riscuri
■ Condiții geologo-miniere dificile de exploatare (adâncime, tectonică, stratigrafie, variabilitate); ■ Grad ridicat de pericolozitate a exploatării din cauza conținutului ridicat de metan al zăcămintului, cu predispoziție la autoaprindere și explozii; ■ Putere calorică scăzută față de oferta internațională; ■ Grad de mecanizare a exploatării redus, utilaje uzate fizic și moral; ■ Dificultăți în exploatarea selectivă a cărbunelui; ■ Posibilități reduse de îmbunătățire semnificativă a calității producției cu actuala tehnologie de exploatare; ■ Competiție redusă în extracția cărbunelui; ■ Cost de producție ridicat.	■ Creșterea costurilor de producție, generată de obligativitatea respectării condițiilor de protecție a mediului și de securitate și sănătate în muncă; ■ Vulnerabilitate socială mare din cauza caracterului monoindustrial al zonei; ■ Dependența producției de huilă de funcționarea unui număr restrâns de capacități de producere a energiei; ■ Afectarea ținutelor de mediu și schimbări climatice.

Analiza SWOT – Lignit

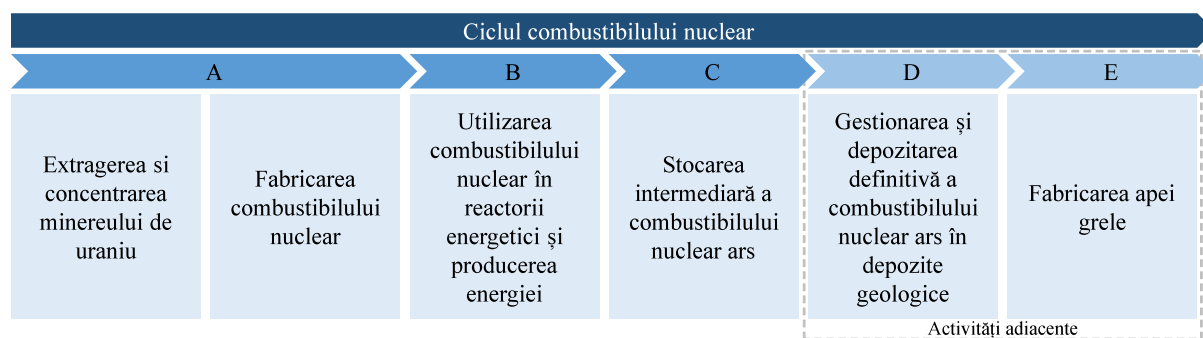
Avantaje competitive	Oportunități
■ Rezervă de lignit aflată în exploatare de peste 400 mil. tone, concentrată într-o zonă restrânsă, cu grad de asigurare de circa 15 ani, dar cu posibilități de extindere în funcție de cerere; ■ Contribuție esențială la securitatea energetică națională în situații de criză a altor resurse; ■ Infrastructură existentă adecvată, atât ca facilități de suprafață, cât și ca lucrări miniere principale de deschidere, utilizabile pe termen lung pentru extracția propriu-zisă și pentru transportul către beneficiari pe benzi transportoare și cale ferată; ■ Concentrare teritorială a exploatărilor miniere într-o zonă relativ restrânsă, la distanțe reduse față de principalii beneficiari (Turceni, Rovinari); ■ Parametrii produselor realizate cu actualele tehnologii de exploatare compatibile cu instalațiile de ardere a cărbunelui existente la beneficiari; ■ Personal calificat, amplă experiență profesională.	■ Perpetuarea activității miniere în zonă care să aibă consecințe pozitive asupra comunității; ■ Optimizarea producției coroborată cu cererea de energie; ■ Modernizarea și retehnologizarea unor capacități de producție existente; ■ Gazeificarea cărbunelui.
Deficiențe	Riscuri
■ Posibilități limitate de îmbunătățire semnificativă a calității producției ■ Dificultăți în exploatarea selectivă a cărbunelui; ■ Utilaje de mare capacitate cu grad redus de utilizare; ■ Competiție redusă în extracția cărbunelui; ■ Cost de producție ridicat, ce a condus la creșterea costului energiei electrice;	■ Creșterea costurilor de producție generată de obligativitatea respectării condițiilor suplimentare de protecție a mediului; ■ Vulnerabilitate socială ridicată din cauza caracterului monoindustrial al zonei; ■ Dependența producției de lignit de funcționarea unui număr restrâns de capacități de producție a energiei; ■ Afectarea ținutelor de mediu și schimbări

■ Exploatare cu un număr ridicat de angajați, utilajele folosite sunt de mare capacitate, cu randamente limitate de cererea scăzută de cărbune.	climatice.
--	-------------------

2.5 Uraniul, ciclul combustibilului nuclear, gestionarea și depozitarea deșeurilor radioactive

Ciclul combustibilului nuclear din România s-a dezvoltat pe baza tehnologiei canadiene de tip CANDU și include următoarele activități, care se desfășoară conform cadrului legal și instituțional:

Figura 5: Ciclul combustibilului nuclear



Adiacent ciclului combustibilului nuclear este activitatea de gestionare și depozitare a deșeurilor radioactive, rezultate în urma arderii combustibilului nuclear. Totodată, o activitate aparte, specifică tehnologiei CANDU și ciclului combustibilului utilizând uraniu natural este fabricarea apei grele, utilizate în procesul de răcire a centralelor nucleare.

2.5.1 Resurse naționale

În România, resursele minerale de uraniu sunt date în administrare pentru exploatare Companiei Naționale a Uraniului (CNU).

În prezent singura exploatare de uraniu activă în România este 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, zăcămintul Crucea-Botușana este în curs de epuizare, cele două structuri urmând să intre într-un program de închidere și ecologizare.

În vederea asigurării cu dioxid de uraniu (UO_2) pentru fabricarea combustibilului necesar reactoarelor 1 și 2 ale centralei nucleare de la Cernavodă pe întreaga lor durată tehnică de exploatare și eficientizarea costurilor de producție, CNU are în vedere deschiderea de noi perimetre de exploatare în zona Carpaților Orientali precum și instalarea unor noi capacități de prelucrare și rafinare, cu tehnologii avansate, care să înlocuiască actualele instalații de pe platforma Feldioara, județul Brașov.

O analiză economică va sta la baza deciziei de deschidere a perimetrelor noi și/sau a soluției de import a minereului de uraniu sau octoxid de uraniu (U_3O_8). Aceste elemente se găsesc în cantități suficiente și în multiple zone pe glob, stabile din punct de vedere politic și economic. În vederea menținerii siguranței în fabricarea combustibilului pentru operarea centralei nucleare de la Cernavodă (cu două sau cu patru unități nucleare), procesarea și rafinarea U_3O_8 , în vederea obținerii de dioxid de uraniu, se realizează în România, în concordanță cu necesarul rezultat din programul de dezvoltare al energiei nucleare.

2.5.2 Cererea: Analiza consumului și a exportului

Necesarul de combustibil nuclear pentru Unitățile 1 și 2 este asigurat, în prezent, din producția internă, prin exploatarea și prepararea minereurilor uranifere provenite din zăcămintele autohtone și din import.

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.

2.5.3 Oferta: Analiza producției, importului și a stocurilor

Până în prezent, întreaga cantitate de uraniu necesară fabricării combustibilului nuclear utilizat intern a fost asigurată prin procesarea minereurilor din producția autohtonă și rafinarea concentratelor tehnice de uraniu la Feldioara.

În funcție de oferta internațională, pot fi achiziționate de pe piața internațională concentrate tehnice de uraniu (*yellow cake*) sau octoxid de uraniu (U_3O_8), urmând ca procesarea și rafinarea pentru obținerea pulberii sinterizabile de dioxid de uraniu, materia primă necesară fabricării combustibilului nuclear necesar centralelor nucleare-electrice tip CANDU, să se realizeze în România. În prezent, nu se importă uraniu pentru fabricarea pe scară industrială a combustibilului nuclear.

2.5.4 Infrastructura

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 miniere 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 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).

România este singura țară din Europa care produce 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 până în prezent și unicul furnizor 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.

2.5.4.1 Utilizarea combustibilului nuclear în reactoarele energetice și producerea energiei electrice prin tehnologia nucleară

Infrastructura pentru producerea energiei electrice prin utilizarea combustibilului nuclear în reactoarele energetice este prezentată în cadrul secțiunii 2.7 Energie electrică.

2.5.4.2 Gestionarea, depozitarea intermediară și depozitarea definitivă a combustibilului nuclear ars în depozite geologice

Deșeurile radioactive sunt colectate, prelucrate (după caz) și depozitate în instalații în condiții de siguranță, prevenind orice efecte negative asupra sănătății publice și a mediului.

După o perioadă de răcire de cel puțin șase ani în bazinul de stocare din clădirea reactorului, combustibilul nuclear ars este transferat la depozitul intermediar de combustibil ars (DICA) pentru stocarea intermediară, pentru o perioadă de peste 50 de ani. DICA este format din module de stocare uscată de tip MACSTOR, dimensionate în funcție de necesitățile de depozitare intermediară.

În final, combustibilul nuclear ars va fi transferat la depozitul geologic de mare adâncime, după punerea în funcțiune a acestuia. ANDR este autoritatea națională competentă în domeniul promovării, dezvoltării și monitorizării activităților nucleare în scopuri exclusiv pașnice și al gospodăririi în siguranță a deșeurilor radioactive, inclusiv depozitarea definitivă a acestora.

2.5.4.3 Gestionarea, depozitarea intermediară și depozitarea definitivă a deșeurilor radioactive

Stocarea intermediară, în condiții de siguranță, a deșeurilor radioactive pe amplasamentul CNE Cernavodă este asigurată de către SN Nuclearelectrică până la punerea în funcțiune de către ANDR a depozitului final pentru deșeuri slab și mediu active (DFDSMA), amplasat în imediata apropiere a centralei (amplasamentul Saligny).

ANDR are în vedere punerea în funcțiune a două noi depozite: un depozit final pentru deșeuri de viață scurtă slab și mediu active, cu termen estimat în anul 2024, și un depozit geologic de mare adâncime pentru combustibil ars și deșeuri de viață lungă slab și mediu active, cu termen estimat în anul 2055.

2.5.4.4 Fabricarea apei grele

Apa grea este un produs necesar operării reactoarelor nucleare de tip CANDU, care utilizează combustibilul nuclear cu uraniu natural și apă grea ca moderator de neutroni și agent de răcire.

În România, producția de apă grea este asigurată de Uzina de apă grea, Romag Prod. Uzina a furnizat încărcăturile inițiale și necesarul de apă grea pentru completările tehnologice la unitățile aflate în exploatare, precum și necesarul de apă grea pentru noile unități nucleare.

2.5.5 Piețe de tranzacționare organizate

La nivel național, nu există o piață de tranzacționare organizată pentru uraniu sau combustibil 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.

2.5.5.1 Integrarea pieței românești în piața europeană

Prin tratatul EURATOM, a fost creată o piață nucleară comună la nivelul UE. Tratatul desemnează ESA pentru a asigura accesul egal al tuturor utilizatorilor la minereu și combustibilul nuclear, în cadrul UE. Totodată, ESA are dreptul de opțiune privind achiziționarea de material nuclear, inclusiv uraniu, produs în Statele Membre ale UE.

Deșeurile radioactive nu sunt tranzacționabile, importul lor fiind interzis de majoritatea Statelor Membre ale UE, inclusiv de România. Există preocupări, la nivel conceptual, privind depozitarea finală a deșeurilor radioactive în depozite regionale.

Prin ciclul combustibilului nuclear „deschis” adoptat și în conformitate cu angajamentele de neproliferare asumate de România, este prevăzută depozitarea finală a combustibilului nuclear ars în depozite geologice, opțiunea reprocesării acestuia și reutilizării produselor fisibile rezultate în reactoarele nucleare nefiind luată în considerare.

România fiind singura utilizatoare a tehnologiei CANDU în Europa, nu există oportunități reale de export pentru apa grea.

2.5.6 Analiza critică

Analiza SWOT – Uraniu

Avantaje competitive	Oportunități
■ Ciclu complet „deschis” al combustibilului nuclear; ■ Infrastructură de cercetare și proiectare la nivel național; ■ Experiență avansată în domeniu și în sectoarele adiacente; ■ Tehnologie nucleară bazată pe utilizarea uraniului natural, minereul de uraniu, respectiv octoxidul de uraniu găsiindu-se în cantități suficiente pe glob și în zone stabile din punct de vedere politic.	■ Inițierea proiectelor integrate pentru deschiderea de noi zăcămintе și realizarea unei capacități moderne de preparare/prelucrare-rafinare; ■ Posibilitatea introducerii în circuitul economic a resurselor de uraniu din afara țării și prelucrarea/procesarea și rafinarea lor în instalații autohtone cu tehnologie avansată; ■ Reprocesarea concentratelor tehnice de uraniu; ■ Construirea Unităților 3 și 4 la Cernavodă oferă o perspectivă favorabilă sectorului de extracție a uraniului, prelucrării și rafinării în scopul producerii combustibilului nuclear.
Deficiențe	Riscuri
■ Costuri operaționale mari în exploatarea mineralizațiilor uranifere în subteran, cu utilizarea unor tehnologii învechite; ■ Necesitatea reorganizării și eficientizării sectorului de exploatare, prelucrare, procesare și rafinare a minereului de uraniu și producerea combustibilului nuclear de tip CANDU; ■ Necesitatea asigurării resurselor financiare pentru deschiderea de noi zăcămintе de minereu de uraniu, precum și realizarea unei noi linii de rafinare, mult mai eficiente și cu costuri mai mici de operare; ■ Necesitatea completării cu concentrate de uraniu sau octoxid de uraniu din surse externe, față de resursele naționale existente de uraniu natural, în vederea producerii materiei prime (dioxidul de uraniu), utilizată la fabricarea combustibilului nuclear tip CANDU, în condiții economice și calitative avantajoase.	■ Costuri mari de capital presupuse de construcția unor noi reactoare nucleare; ■ Resurse financiare limitate pentru investiții în asigurarea stocului de concentrate tehnice de uraniu necesare și investiții pentru protecția mediului; ■ Oscilația prețului uraniului pe piața internațională; ■ Rezervele naționale de uraniu limitate.

2.6 Surse regenerabile de energie (SRE)

2.6.1 Resurse naționale

În stabilirea obiectivelor strategice de dezvoltare a sectorului energetic în UE pentru anul 2030 (țintele 40/27/27) și în contextul strategic al Uniunii Energetice, energia regenerabilă are un rol esențial în reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a altor forme de poluare, precum și în sporirea siguranței aprovizionării cu energie și susținerea industriei europene a tehnologiilor verzi.

Prin *Directiva 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile* se face o alocare pe statele membre ale UE a țintei comunitare de 20% pentru sursele regenerabile de energie (SRE), României revenindu-i să realizeze în 2020 un procent al SRE în consumul național final de energie de 24%.

Pentru 2020, obiectivul asumat de România este de 38% SER din consumul final de energie electrică. Acesta este stabilit prin Legea nr. 220/2008 (art. 5). de promovare a producerii SRE, care instituie o schemă de sprijin a producerii energiei electrice produse din surse regenerabile. Schema de sprijin este un sistem de promovare prin **certIFICATE VERZI** (CV), prin care sunt eliberate CV producătorilor de energie electrică din SRE. Furnizorii de energie electrică au obligația de a achiziționa CV într-o cotă obligatorie. Schema a fost inițial aprobată prin Decizia COM C(2011) 4938 final din 13 iulie 2011. Ulterior, la 20 martie 2014 a fost notificat un set de măsuri care au modificat sistemul de promovare a producerii energiei din SRE, măsuri care au permis aprobarea COM C(2015) 2886 din 04.05.2015.

În luna septembrie 2010, guvernul a remis Comisiei Europene (CE) *Planul național de acțiune în domeniul E-SRE* (PNAER), care conține date privind producția de E-SRE necesară atingerii țintei naționale în anul 2020. Din evaluarea PNAER și a producțiilor efectiv înregistrate reiese că țintele naționale privind ponderea energiei electrice din SRE în consumul final de energie electrică au fost depășite, România realizând în 2012 nivelul de 33,57% față de 35% prevăzut pentru 2015.

În cursul anului 2014, CE a adoptat noile Orientări privind ajutorul de stat pentru mediu și energie pentru perioada 2014-2020 (EEAG). Tot în 2014 a fost adoptat Regulamentul general de exceptare pe categorii de ajutoare (RGECA), care simplifică procedurile de punere în aplicare a anumitor măsuri de ajutor în domeniul protecției mediului și energiei, în sensul că, pentru centralele electrice cu putere instalată mai mică de 500 kW, care produc E-SRE nu mai este necesară aprobarea prealabilă a CE.

Legislația națională a fost completată cu:

- Legea nr. 23/2014 pentru aprobarea OUG nr. 57/2013 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din SRE;
- HG nr. 994/2013 privind aprobarea măsurilor de reducere a numărului de certificate verzi în situațiile prevăzute la art. 6 alin. (2) lit. a), c) și f) din Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din SRE, fundamentat pe Raportul privind analiza de supracompensare a sistemului de promovare prin certificate verzi a energiei din surse regenerabile elaborat de ANRE. Numărul de CV prevăzut în HG 994/2013 se aplică producătorilor E-SRE acreditați începând cu 01.01.2014.

Față de forma Legii nr. 220/2008, autorizate de CE în 2011, principalele modificări constau în:

- neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice din SRE pentru cantitățile livrate suplimentar de unitățile dispecerizabile față de cantitățile de energie electrică

din notificările fizice orare transmise de producătorii de energie electrică din SRE la operatorul de transport și sistem (OTS);

- amânarea unui număr de CV de la tranzacționare, în funcție de tehnologie, a centralelor bazate pe E-SRE puse în funcțiune până la 31.12.2013. Recuperarea CV amânate se face începând 1.04.2017 pentru centralele hidroelectrice noi și cele solare, respectiv 1.01.2018 pentru centralele eoliene, eșalonat până la data de 30.12.2020;
- începând cu anul 2014, ANRE monitorizează cotele anuale realizate de energie electrică produsă din SRE și, în funcție de gradul de îndeplinire a obiectivului național și de impactul la consumatorul final, transmite Ministerului Energiei propunerea privind nivelul cotei anuale obligatorii de energie electrică produse din SRE pentru anul următor. Ministerul are sarcina de a elabora HG aferentă;
- pentru energia electrică produsă în centralele care funcționează pe bază de biomasă ce provine din culturi energetice, se acordă suplimentar 1 CV pentru fiecare MWh produs și livrat;
- CV emise de OTS au durata de valabilitate de 12 luni;
- eliminarea fondului de garantare administrat de OPCOM;
- producătorii de energie electrică din SRE care dețin grupuri/centrale electrice ce beneficiază de sistemul de promovare, cu puteri instalate de cel mult 1 MW/producător și 2 MW/producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe bază de biomasă, pot încheia contracte bilaterale de vânzare/cumpărare a energiei electrice, respectiv a CV, negociate direct doar cu furnizorii consumatorilor finali, ca excepție de la regula tranzacționării centralizate a acestora;
- neinclusiunea contravalorii CV neachiziționate, în factura consumatorilor;
- facturarea separată a valorii CV față de prețurile/tarifele pentru energia electrică;
- tranzacționarea CV este permisă producătorilor de energie electrică din SRE și operatorilor economici cu obligație de achiziție de CV în mod transparent, centralizat și nediscriminatoriu, pe piețele centralizate administrate de OPCOM;
- neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice produse în centrale fotovoltaice situate pe terenuri care la data de 31.12.2013 erau în circuitul agricol.

2.6.2 Piața de certificate verzi (CV)

Piața de CV este o piață distinctă de piața energiei electrice, care funcționează pe baza mecanismelor concurențiale, de cerere și ofertă a CV. Oferta de CV este dată de numărul de CV emise de OTS către producătorii de E-SRE. Tranzacționarea CV se face în sistem concurențial, pe piața contractelor bilaterale de CV (pentru centrale electrice care beneficiază de sistemul de promovare, cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe producător și cel mult 2 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe bază de biomasă) și/sau pe piața centralizată a CV, între producătorii de E-SRE și operatorii economici cu obligație de achiziție de CV, nefiind condiționată de tranzacționarea energiei electrice aferente.

Pentru stabilirea și funcționarea pieței de CV s-au stabilit cote anuale obligatorii de energie electrică susținute prin lege. Operatorii economici care au obligația de achiziție de CV sunt obligați să achiziționeze anual un număr de CV echivalent cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii de achiziție CV pentru anul respectiv și cantitatea de energie electrică furnizată anual consumatorilor finali.

Prin piața certificatelor verzi, OPCOM asigură un cadru de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu pentru valorificarea certificatelor verzi de către producătorii de energie electrică din surse regenerabile care beneficiază de schema de sprijin stabilită în România și achiziția certificatelor verzi de către participanții la piață cu obligație de achiziție a

certificatelor. În acest sens OPCOM a implementat două modalități de tranzacționare prin care se realizează tranzacționarea spot și la termen a certificatelor verzi.

2.6.2.1 Piața centralizată a certificatelor verzi (PCCV)

PCCV asigură tranzacționarea spot în mod transparent și nediscriminatoriu, prin licitație închisă a certificatelor verzi (CV).

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCCV sunt următoarele:

- Tranzacționarea spot a CV se realizează online, de la terminalele participanților înscriși la piață;
- Decontarea tranzacțiilor se realizează în baza notelor de decontare notificate de către OPCOM pentru fiecare participant care a încheiat tranzacții;
- Platforma de tranzacționare este anonimă, iar tranzacțiile se încheie la prețul de închidere al pieței stabilit pe baza agregării curbelor cererii și ofertei stabilite pe baza ofertelor transmise de participanții la piață.

2.6.2.2 Piața contractelor bilaterale de certificate verzi (PCBCV)

PCBCV asigură tranzacționarea în mod transparent și nediscriminatoriu, prin licitație deschisă a CV.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCBCV sunt următoarele:

- Tranzacționare *forward* a CV prin licitație deschisă cu inițiator unic pentru fiecare sesiune de tranzacționare;
- Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora. Perioada de livrare a CV este nelimitată ca durată maximă;
- Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a CV propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

2.6.2.3 Platforma de tranzacționare a certificatelor de gaze cu efect de seră (PTCE)

Platforma de tranzacționare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră oferă entităților reglementate posibilitatea să achiziționeze certificate de emisii în cazul unui deficit, cât și oportunitatea de a vinde un surplus în cazul participanților cu exces de certificate.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PTCE sunt următoarele:

- Tranzacționare *forward* a certificatelor de emisii prin licitație deschisă cu inițiator unic pentru fiecare sesiune de tranzacționare;
- Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora.

Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

ANRE a elaborat, în anul 2014, următoarele reglementări:

- Regulamentul de acreditare a producătorilor E-SRE pentru aplicarea sistemului de promovare prin CV (Ordinul nr. 48/2014);
- Regulamentul de emitere a CV (Ordinul nr. 56/2013);
- Regulamentul de organizare și funcționare a pieței de CV (Ordinul nr. 25/2014);
- Metodologia de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică din SRE (Ordinul nr. 144/2014);
- Metodologia de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din SRE prin CV (Ordinul nr. 17/2013).

Modificările aduse schemei au urmărit reducerea impactului în factura consumatorilor finali din România, printr-o eșalonare a efortului financiar al consumatorilor de energie electrică pentru susținerea schemei de promovare și pentru o mai bună funcționare a mecanismelor de piață prevăzute de schema de promovare prin CV.

Pe de altă parte, aceste modificări au avut un impact negativ asupra situației economice a producătorilor și au creat nemulțumiri în rândul acestora, fiind afectată în principal valorificarea CV și capacitatea de a asigura un *cash-flow* care să ducă la creșterea gradului de rentabilitate a investițiilor.

Un element important în producerea de energie din SRE îl reprezintă **stocarea de energie**, care este o adevărată provocare pentru dezvoltarea acestor surse, dat fiind caracterul lor intermitent. Pentru implementarea SRE, România trebuie să aibă în vedere dezvoltarea SEN pe întreg ciclul de producere a energiei (producere, rețea, echilibrare, stocare și consum), fără a neglija impactul acestor investiții în factura consumatorului.

Sectorul surselor de energie regenerabilă poate pune în valoare potențialul autohton de cercetare și inovare în sensul dezvoltării de noi tehnologii, de eficiență ridicată și cu contribuție substanțială la protecția mediului înconjurător. Un exemplu este tehnologia de transformare în energie electrică și termică a deșeurilor menajere și agricole, în condițiile în care, potrivit raportărilor Ministerului Mediului, cantitatea anuală de deșeuri menajere depășește 7,5 milioane tone.

Energia din surse regenerabile produsă în România în ultimul an de raportare (2014) a fost de 24.782 GWh (valoare normalizată), ceea ce a condus la realizarea unei ponderi a E-SRE în totalul consumului final brut de energie electrică al României de 44%. Stabilirea gradului de îndeplinire a țintei naționale legal stabilite s-a făcut comparând valoarea realizată în anul de analiză cu cea a țintei naționale legal stabilită.

Tabel 16: Procentele sectoriale (energie electrică, încălzire și răcire și transport) și globale a energiei din SRE în consumul de energie, %

	2013	2014
SRE-Î&R	27,53	28,43
SRE-E	40,00	44,00
SRE-T	4,30	4,50
Procent total SRE	25,13	26,27
<i>Din care prin mecanismul de cooperare (%)</i>	0	0
<i>Surplus pentru mecanismul de cooperare (%)</i>	0	0

Sursa: INS (2015)

Ponderile totale ale consumului de energie din SRE în consumul brut de energie din anii 2013 și 2014 au fost de 25,13%, respectiv 26,27%, depășind cu mult ponderile stabilite pentru

traectoria indicativă de 19,66% pentru perioada 2013-2014, calculată în conformitate cu precizările din Directiva 2009/28/CE.

Tabel 17: Capacități SRE care au beneficiat de schema suport, 2008-2015, MW

Evoluția centralelor pe bază de SRE care au beneficiat de schema suport [MW]								
Tip resursă	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
UM	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Aerogeneratoare eoliene onshore	6.91	14.16	370.27	826.04	1,822.04	2,773.30	3,244.40	3,129.75
Instalații fotovoltaice		0.88	0.01	1.01	49.33	760.70	1,292.60	1,312.86
Centrale hidroelectrice	40.10	74.36	75.94	380.84	425.64	501.70	508.30	583.37
Biomasă total		8.08	23.33	25.25	39.82	66.00	100.00	104.56
Deseuri agricole, forestiere	-	8.08	23.33	23.33	34.95	-	-	3.55
Plante energetice	-	-	-	-	2.47	-	-	89.25
Gaz de depozit	-	-	-	1.92	2.40	-	-	3.06
Biogaz și alcool carburant	-	-	-	-	-	-	-	6.44
Gaz de fermentare	-	-	-	-	-	-	-	2.26
Total	47.31	97.47	469.55	1,233.13	2,336.82	4,101.70	5,145.30	5,235.10

Sursa: Transelectrica (2015)

Tabelul 18 prezintă situația comparativă dintre E-SRE produsă în anul 2014 și cea prevăzută în Decizia C(2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134 (20011/N) pentru România – certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, și cu cea prevăzută în PNAER.

Tabel 18: Situația comparativă a E-SRE produsă în anul 2014 (GWh)

Tip E-SRE	Realizată	PNAER	Decizie CE
Eolian	4556	5952	5862
Hidro	1299	1096	884
Biomasa	685	1640	2029
Solar	1319	140	158

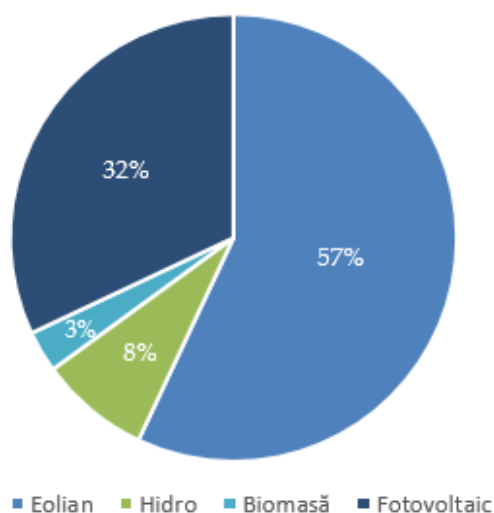
Sursa: ANRE (2014)

În 2014, structura capacității electrice totale instalate, pe tipuri de tehnologii, a fost următoarea:

- 2.294 MW putere instalată în centrale eoliene;
- 311 MW putere instalată în centrale hidro;

- 100 MW putere instalată în centrale pe biomasă, inclusiv centralele pe gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate;
- 1.230 MW putere instalată în centrale fotovoltaice.

Structura capacității electrice totale instalate pe tipuri de tehnologii la sfârșitul anului 2014



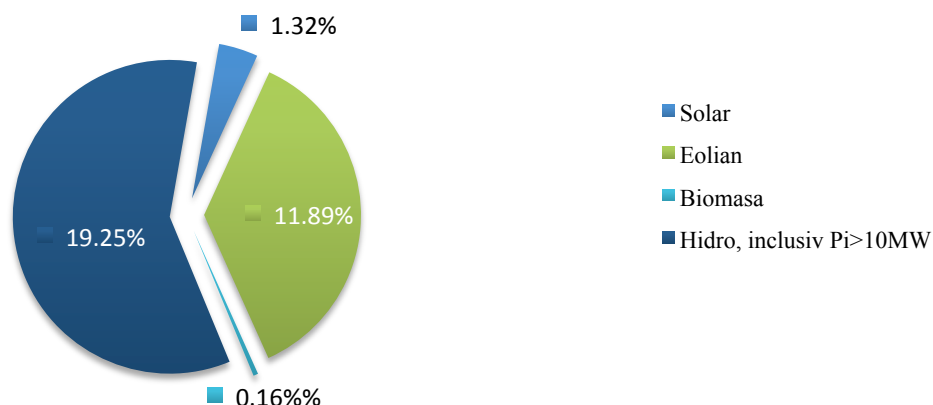
Sursa: ANRE (2015)

În 2015, capacitatea electrică instalată a unităților de producere a E-SRE în România, care au beneficiat de sistemul suport prin certificate verzi a fost de 5.130,49 MW. Capacitățile electrice instalate totale în anul 2015, pe tipuri de tehnologii, au fost:

- 3.129 MW putere instalată în centrale eoliene;
- 585 MW putere instalată în centrale hidro;
- 105 MW putere instalată în centrale pe biomasă, inclusiv centralele pe gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate;
- 1.325 MW putere instalată în centrale fotovoltaice.

Potrivit datelor INS (2015), la sfârșitul anului 2015, producția totală de energie a fost de 63.100,9 GWh, din care producția din capacități hidroenergetice cu o putere instalată mai mare de 10 MW a fost de 15.420,6 GWh, 6.512 GWh fiind produși de centrale electrice eoliene și 1.914,1 GWh de centrale fotovoltaice.

Structura pe tipuri de resurse regenerabile de energie în unități dispecerizabile - Sept. 2015



Sursa: ANRE (2015)

Pe baza investițiilor realizate în sectorul energiei electrice din SRE, se estimează posibilitatea unui excedent de energie electrică produsă pe bază de SRE față de obligațiile asumate de România prin Directiva 2009/28/CE, excedent care ar putea face obiectul unui **transfer statistic** către alte State Membre.

Tabel 19: Valoarea investițiilor în capacități de producție E-SRE, pe tipuri de tehnologii, 2011-2014, mil euro

Tehnologie SRE	Investiții 2011	Investiții 2012	Investiții 2013	Investiții 2014	Total
Eolian (noi)	1.243	1.272	1.015	143	3.673
Hidro (noi, re tehnologizate)	61	67	240	36	403
Biomasă	-	30	86	0.384	116
Fotovoltaic	3	62	1.228	43	1.336
Total	1.307	1.431	2.568	223	5.529

Sursa: ANRE (2015)

În anul 2015 principalele investiții s-au realizat în centrale eoliene, care au o putere instalată de 3.129,75 MW, respectiv în centrale fotovoltaice, care au o putere instalată de 1.312,86 MW.

Analiză SWOT – Capacități de producție E-SRE

Avantaje competitive	Oportunități
- Potențial semnificativ al SRE în România; - Utilizarea SRE permite conservarea resurselor convenționale de energie; - Tehnologii de producere a energiei electrice fără emisii sau cu emisii reduse de CO₂ și NO_x; - Costuri operaționale reduse pentru	- Valorificarea superioară a potențialului biomasei, a resurselor geotermale și a deșeurilor menajere și agricole; - Investiții în dezvoltarea unităților de producere a energiei (inclusiv termică) din biomasă; - Utilizarea SRE în transporturi;

▪ Potențial semnificativ al SRE în România; ▪ Utilizarea SRE permite conservarea resurselor convenționale de energie; ▪ Tehnologii de producere a energiei electrice fără emisii sau cu emisii reduse de CO₂ și NO_x; ▪ Costuri operaționale reduse pentru tehnologiile de producere a E-SRE; ▪ Pentru energia electrică care beneficiază de sistemul de sprijin pentru SRE, contractată și vândută pe piața de energie, se asigură acces garantat la rețea; ▪ Energia electrică produsă din SRE este dispecerizată cu prioritate.	▪ Valorificarea superioară a potențialului biomasei, a resurselor geotermale și a deșeurilor menajere și agricole; ▪ Investiții în dezvoltarea unităților de producere a energiei (inclusiv termică) din biomasă; ▪ Utilizarea SRE în transporturi; ▪ Utilizarea SRE în energetica urbană și rurală (iluminat, încălzire, apă caldă, răcire); ▪ Potențial de export de energie electrică; ▪ Stimularea producției interne de echipamente; ▪ Potențial de contribuție a cercetării și inovării românești.
Deficiențe	Riscuri
▪ SRE necesită cheltuieli mari de capital; ▪ Caracterul intermitent al producției de energie din SRE, cu dezechilibre mari introduse în	▪ Finalizarea schemei suport în vigoare, la 31.12.2016; ▪ Diminuarea interesului investitorilor.

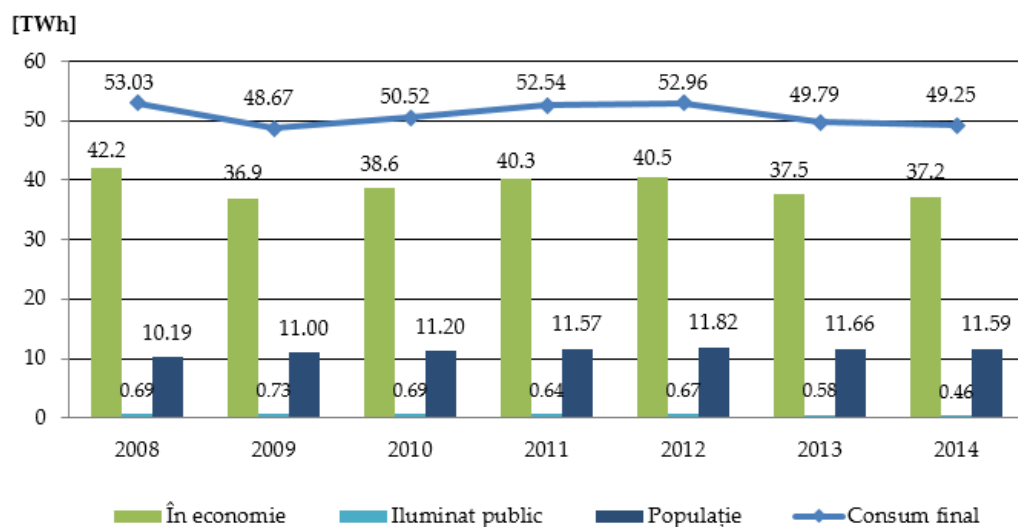
2.7 Energie electrică

2.7.1 Cererea: Analiza consumului și a exportului

Evoluția consumului de energie electrică în România a înregistrat fluctuații semnificative în ultimele două decenii. În perioada 1989-2000, consumul intern de energie electrică s-a redus semnificativ, în principal din cauza scăderii consumului din sectorul industrial după 1989. Situația s-a stabilizat în anul 2000, când cererea de energie electrică a crescut pentru prima dată după un deceniu. După o creștere constantă, consumul de energie electrică în România a atins cel mai mare nivel în anul 2008.

În perioada 2008-2014, consumul brut de energie electrică din România a scăzut cu circa 6%, sub impactul crizei economice și al contractării sectorului industrial. Consumul de energie electrică în industrie, inclusiv în domeniul construcțiilor și sectorul energetic, a înregistrat o scădere de aproximativ 18% în perioada 2008-2014. Evoluția structurii consumului brut de energie electrică în această perioadă este reprezentată în figura 1.

Figura 1: Structura consumului de energie electrică pe categorii de consumatori, 2008-2014, TWh



Notă: Industria include și construcțiile și sectorul energetic (inclusiv CPT transport și alte pierderi ale rețelei) Sursa: INS (2015)

Consumul de energie electrică în anul 2014 a fost de 49,25 TWh, cu 0,5 TWh (1,1%) mai mic decât în 2013. Consumul în economie deține în continuare ponderea cea mai mare în structura consumului de energie electrică, respectiv 75,5%, urmat de consumul populației, cu 23,5 %. Consumul propriu tehnologic în rețele și stații a fost în anul 2014 de 6,5 TWh, în scădere cu 138,4 GWh (-2,1%) față de 2013.

O reducere peste medie în consumul de energie electrică s-a înregistrat inclusiv în iluminatul public, cu 21% în 2014 față de anul 2013.

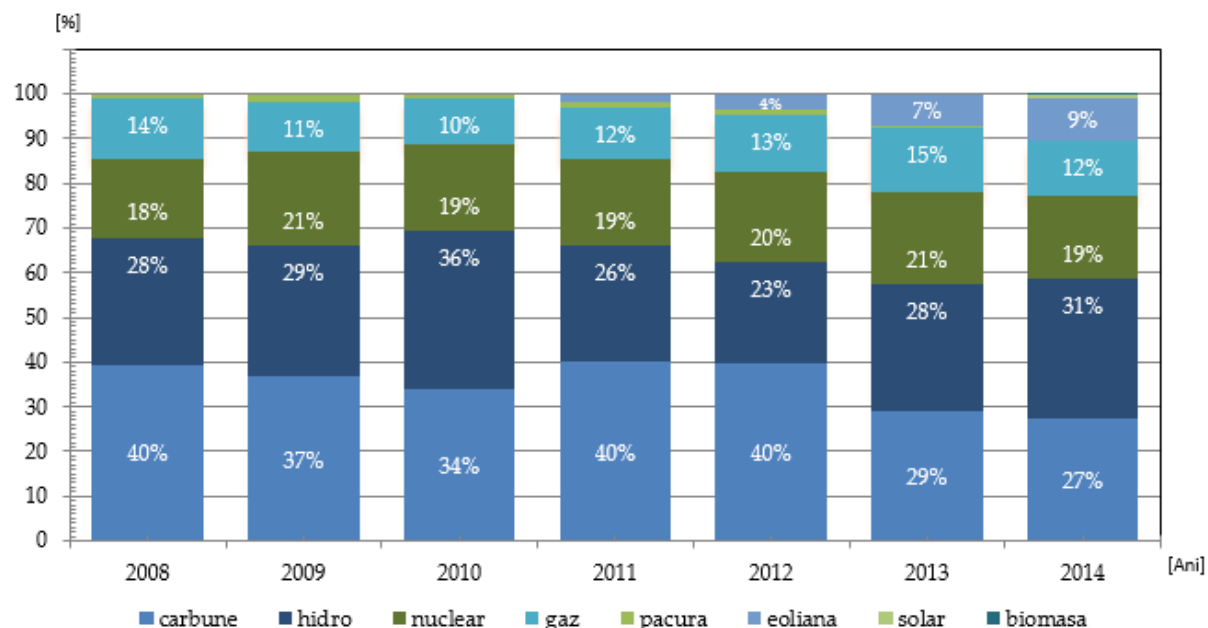
2.7.2 Oferta: Analiza producției și a importului

Cantitatea de energie electrică produsă în România în 2014 de producătorii deținători de unități dispacherizabile (UD) a fost de 62,04 TWh, cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele fiind de 57,85 TWh.

Structura energiei electrice livrate de producători în perioada 2008-2014, pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale, este prezentată în figura 2.

Resursele de cărbune și cele hidrologice au avut un aport de 58,72% în producția de energie electrică, producția nucleară a avut o contribuție de 18,56%, cantitatea rămasă fiind acoperită de gaze naturale, alți combustibili lichizi și alte resurse. Odată cu creșterea puterii instalate în centralele electrice eoliene, a crescut și ponderea lor în mixul de producție, la aproximativ 9,18% din total în 2014.

Figura 2: Structura energiei electrice livrate de către producătorii deținători de UD, pe tipuri de resurse, 2008-2014, TWh

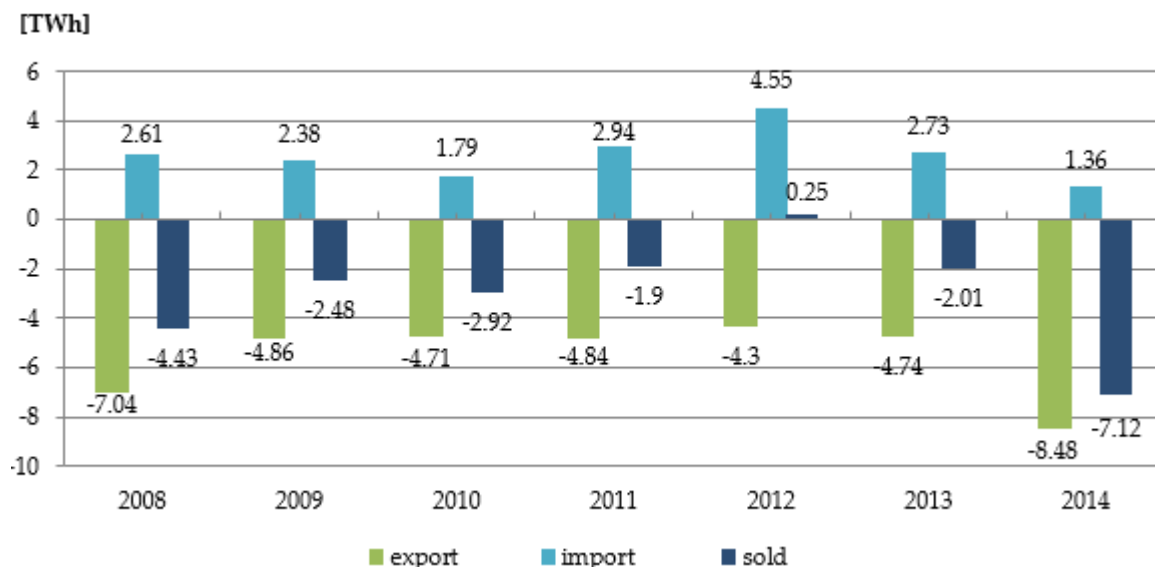


Notă: Datele prezentate în figură pentru perioada 2009-2011 nu includ producțiile producătorilor care nu dețin unități dispacherizabile. Sursa: ANRE (2014)

Balanța import-export

Evoluția soldului schimburilor fizice transfrontaliere realizate cu statele vecine în perioada 2009-2014 este prezentată în figura 3.

Figura 3: Balanța import/export de energie electrică, 2009-2014, TWh



Sursa: Transelectrica (2015)

În 2014, soldul schimburilor fizice transfrontaliere a indicat un export net de 7,12 TWh. Un obiectiv strategic este ca România să rămână un exportator de energie electrică și să își mențină prezența ca jucător activ pe piața liberă din Europa Centrală și de Est (ECE).

2.7.3 Infrastructura

2.7.3.1 Rețeaua de transport

În România, sistemul electroenergetic național (SEN) și de interconectare cu sistemele energetice ale statelor vecine este administrat și exploatat de CN Transelectrica SA. Transelectrica este o companie listată la Bursa de Valori București (BVB), în care statul este acționar majoritar, cu o participație de 58,7%.

Transelectrica este membră a Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică (ENTSO-E), ce are drept scop promovarea integrării pieței de energie electrică în cadrul UE, crearea regulilor de piață și alimentarea sigură cu energie electrică, pe baza codurilor tehnice de rețea și a celor de piață. Potrivit estimărilor ENTSO-E, România are o capacitate de import de 2.000 MW și o capacitate de export de 1.900 MW.

Alocarea capacităților de interconexiune se realizează în acord cu reglementările europene, pe alocare explicită coordonată. De observat că utilizarea comercială efectivă a capacităților de interconexiune se face la circa 50%.

Figura 4 prezintă infrastructura Rețelei Electrice de Transport (RET) din România, în 2014. RET s-a dezvoltat în anii trecuți în corelare cu capacitățile de producție instalate și cu un nivel și structură de consum mult superioare situației prezente. Ca atare, RET reprezintă o infrastructură puternică și satisfăcătoare din punctul de vedere al adecvanței de ansamblu, ținând cont de cerințele de consum actuale.

[illegible]

La nivelul anului 2012, sub 12 ani și beneficiarii acțiunilor de modernizare, protecție și înlocuire echipamentelor sunt echipamentele primare cele mai importante (interruptoarele și unitățile de transformare de putere) au încă o vechime de peste 25 ani.

- A fost creată infrastructura necesară pieței centralizate de electricitate și conducerii moderne prin dispecer pe toate componentele: EMS-SCADA, *metering* pentru piața angro, platformele necesare noilor piețe de electricitate, inclusiv de echilibrare, precum și rețeaua în fibră optică (*on-grid backbone* și *off-grid*);

- 69

- S-au finalizat noi linii de interconexiune (Nădab – Beckescsaba, pe relația cu Ungaria), iar pentru altele s-a început execuția (Reșița – Pancevo, pe relația cu Serbia).

Analiza nu indică probleme privind capacitatea RET de a asigura continuitatea alimentării consumului. O problemă majoră este legată de incertitudinea față de evoluția capacităților de producție descentralizate, în contextul interesului investitorilor în capacități de producție a E-SRE. Dacă, în trecut, centrul de greutate al producției de energie electrică se situa în zona de SV a țării, sub impactul dezvoltării capacităților de producție E-SRE, centrul de greutate al producției s-a deplasat către zona de SE, nordul țării rămânând în deficit de surse locale de producție. În consecință, efortul investițional cu accent pe un pachet de linii noi de 400 kV este prioritar.

România face parte din coridorul prioritar numărul 3 privind energia electrică, „Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est” (*NSI East Electricity*), definit în propunerea de Reglementarea UE privind principiile directoare pentru infrastructura energetică trans-europeană COM(2011) 658 final.

În cadrul celei de-a doua liste de proiecte PCI, care a fost finalizată în 2015, Transelectrica este implicată în două proiecte:

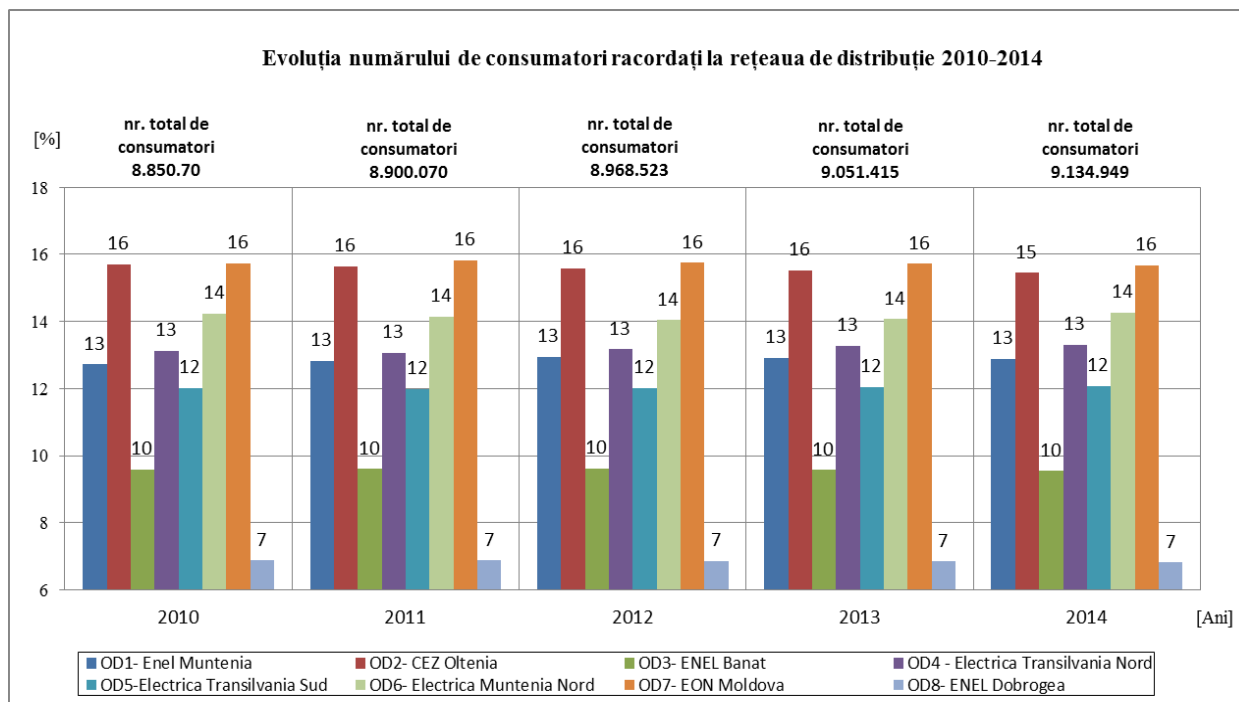
- Clusterul Romania—Serbia/interconectare între Reșița și Pancevo (cunoscut sub denumirea *Mid Continental East Corridor*), care include următoarele proiecte:
 - Linia de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
 - Linia internă Porțile de Fier – Reșița;
 - Linia internă Reșița – Timișoara/Săcălaz;
 - Linia internă Timișoara/Săcălaz – Arad;
- Clusterul Romania – Bulgaria/creșterea capacității de interconectare (cunoscut sub denumirea de *Black Sea Corridor*), care include următoarele proiecte:
 - Linia internă Cernavodă – Stâlp;
 - Linia internă Gutinaș – Smârdan.

Aceste proiecte prioritare au o mare problemă de implementare, deoarece circuitul actual al avizelor și acordurilor, precum și al exproprierilor publice este încă foarte lent și birocratic, intrând în contradicție cu termenele procedurilor de accedere la fonduri europene. Este necesară o lege nouă, care să faciliteze accelerarea marilor proiecte de investiții.

2.7.3.2 Sistemele de distribuție

În România, gradul de racordare a consumatorilor la rețeaua electrică de distribuție (RED) este relativ ridicat (la nivel național, peste 96%), însă există localități izolate, amplasate la distanțe mari de centrele urbane și dispersate pe teritoriul țării, neelectrificate încă (circa 30% dintre acestea sunt comunități cu 5-10 gospodării).

Figura 5: Evoluția numărului de consumatori racordați la rețeaua de distribuție, 2010-2014

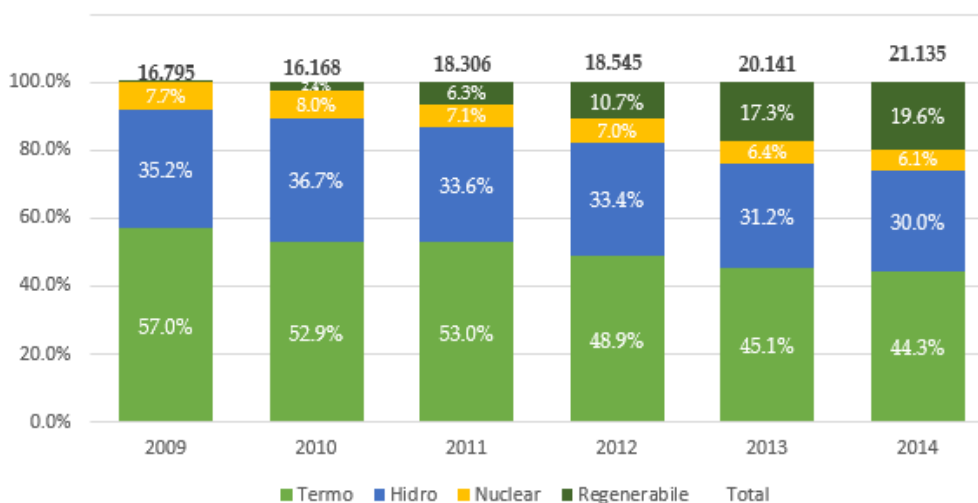


Consumul propriu tehnologic în rețelele de distribuție (inclusiv pierderile comerciale) ca valoare medie anuală este superior mediei UE.

2.7.3.3 Capacități de producție

În anul 2014, puterea brută instalată a capacităților de producție a energiei electrice în România a atins 24,5 GW, în timp ce puterea netă disponibilă a fost de aproximativ 21,1 GW, România ocupând astfel prima poziție în regiunea ESE prin capacitatea totală de producere a energiei electrice instalate. În figura 6 este reprezentată structura capacităților de producere a energiei electrice în România în perioada 2008–2014, în funcție de sursele primare de energie.

Figura 6: Evoluția puterii nete disponibile, în funcție de sursele primare de energie, 2009-2014



Sursa: Transelectrica (2014)

Structura capacităților de producere a energiei electrice din România este diversificată, în SEN fiind în funcțiune grupuri generatoare hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu și fără producere combinată de energie electrică și termică) pe cărbune și/sau gaze naturale, nuclear-electrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice pe biomasă.

Cu toate acestea, România se confruntă cu dificultăți privind capacitățile de producere a energiei electrice, întrucât cele mai multe și-au depășit durata tehnică de viață, fiind neeconomice și poluante. Aproximativ 30% din capacitățile de producție au depășit durata de 30 de ani de funcționare, iar 25% din acestea au deja o durată de 40 de ani de funcționare. Doar aproximativ 15% din capacitățile de producție au fost puse în funcțiune în ultimii cinci ani.

Începând cu sfârșitul anului 2015, din cadrul Complexului Energetic Oltenia au fost retrase din funcțiune grupurile 1 și 2 de la Sucursala Electrocentrale Chișcani și se intenționează trecerea în conservare și casare a grupului energetic 1 de la Sucursala Electrocentrale Țurcenii. Din cadrul Complexului Energetic Hunedoara, începând cu data de 01.01.2016 se fac demersuri pentru trecerea în conservare și retragerea din exploatare a grupului energetic 2 de la Sucursala Electrocentrale Deva (grupul energetic 1 fiind deja retras din exploatare). Restul grupurilor energetice, respectiv nr. 3, 4, 5 și 6, sunt incluse în Planul Național de Tranziție (PNT).

Astfel, România trebuie să pună în operare capacități energetice noi, competitive și cu utilizare de tehnologii curate, care să acopere deficitul de capacitate apreciat că va apărea începând cu anul 2017, cu tendințe clare de adâncire după 2020–2025, în contextul obiectivelor ambițioase de decarbonizare la nivel european, de reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2030.

Se pune problema implementării 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.

2.7.3.4 Capacități nuclear-electrice

În România, se exploatează în prezent două unități nucleare de producere a energiei electrice, Unitățile 1 și 2 de la Cernavodă, echipate cu reactoare de tip CANDU 6, utilizând apa grea și uraniul natural. Au o putere instalată cumulată de 1.414 MW (2 x 706,5 MWe), fiind cele mai mari grupuri din sistem, cu o contribuție importantă la reducerea emisiilor de carbon. Ele au o contribuție majoră și constantă la acoperirea cererii de energie electrică din România, funcționând la baza curbei de sarcină a SEN, cu o producție anuală medie de circa 11 TWh.

Unitatea 1, aflată în exploatare comercială din decembrie 1996, are o durată de operare de 25-30 de ani, cu posibilitate de prelungire cu încă 25-30 de ani după retubare (retehnologizare), în 2022-2023. Astfel, în funcție de gradul de încărcare totală a reactorului, durata totală de funcționare posibilă este de 55 de ani, respectiv până în 2050.

Similar, Unitatea 2, aflată în exploatare comercială din septembrie 2007, are o durată totală de funcționare posibilă de 55 de ani după retubare (retehnologizare) în anul 2032, respectiv până în anul 2060. Principalele beneficii ale exploatării Unităților 1 și 2 sunt următoarele:

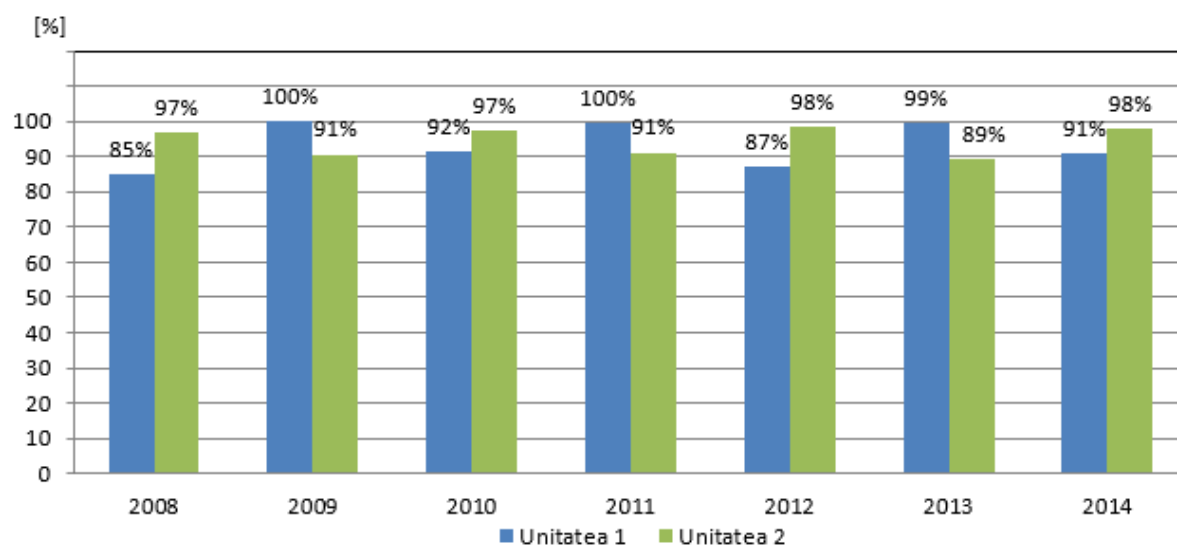
- cele două unități nucleare de la Cernavodă au generat în 2015 circa 18-20% din producția totală de electricitate a României;
- potrivit datelor *Nuclear Engineering International* (2014), ce iau în considerare factorul mediu de utilizare a puterii instalate pe durata de exploatare, dintr-un total de 404 unități nucleare aflate în exploatare, Unitatea 2 se afla pe locul 5 pe plan mondial, cu un factor de utilizare de 92,4%, iar Unitatea 1 pe locul 16, cu un factor de utilizare de 88,8%;
- misiunea internațională de evaluare a *World Association of Nuclear Operators* (WANO) din noiembrie 2015 a relevat un nivel înalt de securitate nucleară la CNE Cernavodă,

apreciind că zonele de activitate ale centralei sunt printre cele mai bune la nivel mondial, pe baza standardelor de evaluare la nivel de industrie nucleară internațională;

- CNE Cernavodă asigură și termoficarea orașului Cernavodă, livrând în medie circa 40.000 Gcal anual.

Evoluția factorului mediu de utilizare a puterii instalate a celor două unități nucleare de la Cernavodă este prezentată în figura următoare.

Figura 7: Factorul mediu de utilizare a puterii instalate CNE Cernavodă



Sursa: SNN (2015)

Planul de dezvoltare a capacităților hidroelectrice are o componentă prioritară prin investițiile în proiecte de re tehnologizare la CHE Vidraru, CHE Mărișelu, CHE Râul Mare Retezat, CHE Dimitrie Leonida, cu o putere instalată totală de peste 1.000 MW.

În ceea ce privește investițiile în capacități noi de producție, un obiectiv major este Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) de la Tarnița-Lăpușești, cu o putere instalată de 1.000 MW, cu rol important în asigurarea echilibrării SEN, în condițiile creșterii capacităților energetice din surse regenerabile de energie.

2.7.3.6 Capacități hidroelectrice

Grupurile hidroelectrice instalate în România au puteri unitare de la valori mai mici de 1 MW până la 194,4 MW (puterea instalată unitară după reabilitarea grupurilor din centrala hidroelectrică (CHE) Porțile de Fier I).

Producția de energie electrică hidro în România a fost, în 2014, de 18.950 GWh, din care circa 99% (18.219 GWh) în instalațiile celui mai mare producător de energie electrică hidro din România, Hidroelectrica, restul fiind produs de către alți producători în cadrul unor instalații de tip microhidrocentrale (MHC).

La 31 decembrie 2014, Hidroelectrica avea în exploatare 475 capacități (CHE, MHC, 5 stații de pompare cu rol energetic) cu o putere totală instalată de 6442,5 MW.

Tabel 20: Centralele hidroelectrice, puteri instalate și producții estimate

Sucursala	CHE pe firul apei		CHE cu acumulare		Stații de pompare	MHC < 4MW	
	P _i	E _r	P _i	E _r	P _i	P _i	E _r

UM	MW	GWh/an	MW	GWh/an	MW	MW	GWh/an
Bistrița	94,10	353,75	581,90	1.420,00	-	23,76	75,47
Cluj	40,44	77,10	492,50	927,40	10,00	14,94	44,47
Curtea de Argeș	193,84	544,05	534,50	985,35	-	16,30	59,72
Hațeg	119,60	206,42	575,92	1.031,70	-	12,97	42,68
Porțile de Fier	1.500,80	6.631,00	156,00	392,60	-	3,37	8,10
Râmnicu Vâlcea	879,10	2.332,10	643,00	1.357,00	61,50	3,83	11,89
Sebeș	101,05	255,13	357,40	656,80	20,00	27,29	88,72
TOTAL	2.928,93	10.399,55	3.341,22	6.770,85	91,50	102,45	331,05

Sursa: Hidroelectrică (2015)

Planul de dezvoltare a capacităților hidroelectrice are o componentă prioritară prin investițiile în proiecte de rețehnologizare la CHE Vidraru, CHE Mărișelu, CHE Râul Mare Retezat, CHE Dimitrie Leonida, cu o putere instalată totală de peste 1.000 MW.

În ceea ce privește investițiile în capacități noi de producție, un obiectiv major este Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) de la Tarnița-Lăpușești, cu o putere instalată de 1.000 MW, cu rol important în asigurarea echilibrării SEN, în condițiile creșterii capacităților energetice din surse regenerabile de energie.

2.7.3.7 Capacități termoelectrice

Grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate, de la câțiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW, puterea unitară a grupurilor de condensare pe lignit din centralele Rovinari și Turceni și 860 MW, puterea totală a grupurilor de condensare cu ciclu combinat de la Brazi.

În tabelul 21 sunt prezentate capacitățile termoelectrice instalate în România în 2014.

Tabel 21: Capacități termoelectrice instalate, 2014, MW

Tehnologia de generare	Capacitate instalată	
	Brută	Netă
Centrale de condensare	6.452	5.261
Centrale de cogenerare	3.879	3.670
Total	10.331	8.931

Sursa: Transelectrica (2015)

La sfârșitul anului 2014, capacitățile de producere în cogenerare a energiei electrice și termice totalizau o putere instalată de 3.879 MW, din care 2.375 MW instalați în unități cu o vechime mai mare de 30 de ani. Din totalul acestora din urmă, circa 450 MW nu au un corespondent în cererea de energie termică sau de servicii de rezervă/sistem. Din totalul energiei termice utile produse și livrate din capacitățile de cogenerare, circa 75% reprezintă energia termică destinată populației.

Producția de energie a capacităților termoelectrice, pe tipuri de resurse utilizate, este prezentată în tabelul 22.

Tabel 22: Evoluția producției de energie termoelectrică, 2008-2014, GWh

Tip resursă	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cărbune	25.824	21.727	20.675	24.751	22.926	16.897	17.749
Hidrocarburi gazoase	9.921	7.632	7.253	8.366	8.698	9.253	8.010
Hidrocarburi lichide	568	877	500	498	427	90	72
SRE	218	212	378	519	544	782	1.072
Total	36.531	30.448	28.806	34.134	32.595	27.021	26.903

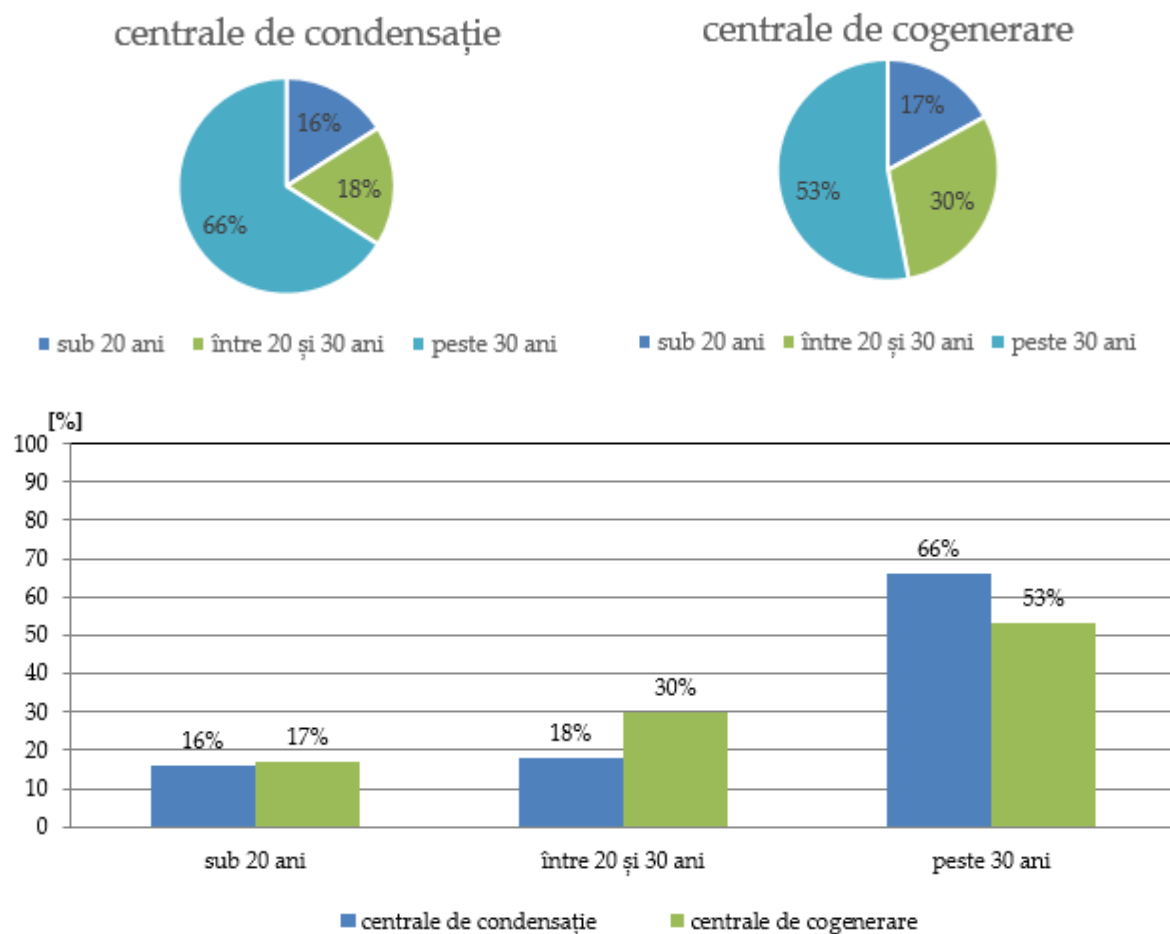
Sursa: INS (2015)

Circa 80% din grupurile termoelectrice din România au fost instalate în perioada 1970-80, în prezent depășindu-și durata de viață normală. Majoritatea capacităților sunt supradimensionate și, în proporție de 80%, utilizate exclusiv pentru termoficare urbană.

Dintre grupurile de condensare, 66% au vechime de peste 30 ani, 18% au vechime cuprinse între 20-30 ani și doar 16% au o vechime de până la 20 ani. În cazul grupurilor de cogenerare, 53% au vechime de peste 30 ani, 30% au vechime cuprinse între 20 și 30 ani și numai 17% au o vechime de până la 20 ani.

În condițiile tehnologiilor anilor 1960-70, a duratei mari de exploatare și a uzurii, grupurile termoelectrice au performanțe reduse, cu randamente de aproximativ 30%, cu excepția unor grupuri pe cărbune reabilite, ce ating randamente de 33%. Aceste randamente reprezintă 65-70% din randamentul grupurilor moderne, care funcționează în prezent în cele mai multe țări europene dezvoltate.

Figura 8: Structura după vârstă a centralelor termoelectrice



2.7.4 Piețe de tranzacționare organizate de energie electrică

2.7.4.1 Gradul de liberalizare a pieței

În România, deschiderea progresivă a pieței de energie electrică a început oficial în anul 2000. În conformitate cu legislația în vigoare, piața energiei electrice a fost complet liberalizată începând cu data de 1 iulie 2007 (conform HG nr. 638/2007), când toți consumatorii au devenit eligibili pentru schimbarea furnizorului de energie electrică.

În scopul accelerării liberalizării pieței de energie electrică, a fost stabilit un calendar de liberalizare a prețurilor de achiziție a energiei electrice, atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru cei industriali.

Pentru clienții non-casnici, procesul de liberalizare a fost finalizat la 1 ianuarie 2014. La sfârșitul anului 2014, ca urmare a dereglementării prețurilor pentru consumatorii non-casnici, gradul de deschidere a pieței de energie electrică a ajuns la aproximativ 66% din consumul final.

Pentru clienții casnici, conform calendarului, piața reglementată de energie electrică din România va fi eliminată complet până la 31 decembrie 2017. În cazul acestor clienți, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială au fost: 20% din consum pentru perioada 01.01.2014 - 30.06.2014, respectiv 30% din consum pentru perioada 01.07.2014 - 31.12.2014.

Gradul de liberalizare a pieței

Data	Grad de liberalizare
01 iulie 2013	10%
01 ianuarie 2014	20%
01 iulie 2014	30%
01 ianuarie 2015	40%
01 iulie 2015	50%
01 ianuarie 2016	60%
01 iulie 2016	70%
01 ianuarie 2017	80%
01 iulie 2017	90%
31 decembrie 2017	100%

2.7.4.2 Modelul de funcționare a pieței

Participanții la piața energiei electrice din România licențiați de ANRE, sunt următorii:

- Producătorii de energie electrică;
- Operatorul rețelei de transport energie electrică;
- Distribuitorii de energie electrică;
- Furnizorii de energie electrică;
- Traderii de energie electrică.

Piața energiei electrice din România are două componente: segmentul de piață reglementat și segmentul de piață concurențial.

Segmentul de piață reglementat

Prin piața reglementată, se furnizează energie electrică consumatorilor captivi, în general consumatori casnici, sau consumatorilor care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate prin schimbarea furnizorului de energie electrică. Printre participanții la piața reglementată se numără și producătorii de energie electrică și furnizorii consumatorilor captivi.

Pe piața reglementată, ANRE stabilește atât cantitățile reglementate, care urmează a fi tranzacționate între participanți, cât și prețurile reglementate pentru energia electrică. Prețurile și cantitățile sunt stabilite pentru fiecare producător în parte.

Momentan, „coșul de energie reglementat” este alocat pe baza costului de producție, cu scopul ca prețurile energiei electrice să aibă un impact mic asupra populației. Structura vânzărilor de energie electrică pe piața reglementată pentru perioada 2009-2014, în funcție de sursele folosite pentru producerea energiei electrice, a fost următoarea:

Tabel 23: Structura vânzărilor de energie electrică pe piața reglementată, în funcție de sursele folosite pentru producerea acesteia, TWh

Tip producător	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Producători care folosesc combustibili fosili	17,470	16,333	12,994	12,450	7,472	-
Producători nucleari	7,229	6,418	6,685	7,499	5,308	3,742
Producători hidro	3,880	4,092	3,896	4,104	3,974	5,316
Alți producători	1,606	2,076	2,194	124	-	-
Total energie vândută pe piața reglementată	30,186	28,919	25,770	24,178	16,754	9,058
Total consum de energie	49,923	52,027	53,740	52,360	49,673	50,730
% piața reglementată din total consum	60%	56%	48%	46%	34%	18%

Notă: Inclusiv energie electrică vândută către CNTEE pentru acoperirea pierderilor tehnologice. Sursa: Rapoarte lunare ANRE

Piața angro

Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor cu energie electrică desfășurate pe această piață de către participanți, inclusiv revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare. Astfel, volumele tranzacționate pe piața angro depășesc consumul final de energie electrică.

Pe piața angro se derulează:

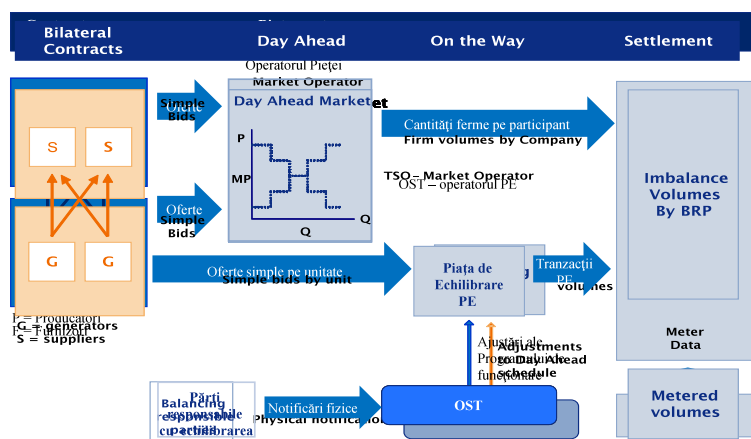
- contracte reglementate, încheiate între producători și furnizori;
- contracte bilaterale de vânzare/cumpărare negociate direct încheiate de producătorii de energie electrică din SRE, care dețin centrale cu putere instalată de cel mult 3 MW pe producător, respectiv de cel mult 3 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe bază de biomasă, care beneficiază de sistemul de promovare și care se încadrează în categoria întreprinderilor mici și mijlocii, conform prevederilor Legii nr. 346/2004 privind stimularea înființării și dezvoltării întreprinderilor mici și mijlocii, cu modificările și completările ulterioare;
- contracte încheiate pe piețele centralizate, și anume:
 - piața centralizată a contractelor bilaterale cu licitație extinsă (PCCB-LE);
 - piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB-NC);
 - piața centralizată a contractelor de procesare (PCCB-PC);

- piața centralizată cu negociere dublă continuă (PC-OTC);
- piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU);
- piața de energie electrică pentru clienți finali mari (PMC);
- tranzacții pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU);
- tranzacții pe Piața Intrazilnică de energie electrică (PI);
- tranzacții pe Piața de Echilibrare (PE).

Piața angro de energie electrică se bazează pe mecanisme de tranzacționare dedicate fiecărui orizont de timp, astfel încât, până la momentul livrării, să existe instrumente de tranzacționare, în vederea eliminării riscului de înregistrare a dezechilibrelor. În aceste condiții, este important ca participanții să poată dispune de un cadru centralizat, guvernat de mecanisme transparente și nediscriminatorii unde să poată tranzacționa în vederea diminuării dezechilibrelor comerciale cu o zi înaintea zilei de livrare.

În figura 7 este prezentat modelul funcțional simplificat al pieței de energie electrică din România.

Figura 1: Structura pieței angro



Sursa: ANRE

Odată cu intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, structura pieței angro a fost modificată substanțial, prin introducerea obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică. Astfel, toți titularii de licență de producere/ furnizare/ traderi/operatori de rețea de energie electrică sunt obligați să tranzacționeze întreaga cantitate de energie electrică pe piețele centralizate administrate de OPCOM, piețe descrise mai jos.

OPCOM este operator de piață și pentru piața centralizată de certificate verzi (PCV) și pentru platforma de tranzacționare a certificatelor de gaze cu efect de seră (PTCE). Caracteristicile acestor piețe de tranzacționare organizate sunt prezentate în Anexa 2.

În tabelul 24 este prezentată evoluția volumelor de energie electrică tranzacționate pe principalele componente ale pieței angro și tipuri de contracte în perioada 2009-2014.

Tabel 24: Evoluția volumelor de energie electrică tranzacționate pe piața angro, 2009-2014

Tranzacții pe piața angro	UM	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1, Piața contractelor bilaterale							

Volum tranzacționat	TWh	64,9	79,2	87,2	76,3	37,6	13,7
Cota din consumul intern	%	130,0	152,2	162,2	145,7	75,7	27,0
1,1, Vânzare pe contracte reglementate							
Volum tranzacționat	TWh	30,3	28,9	28,0	23,7	16,8	9,1
Cota din consumul intern	%	60,8	55,6	52,1	45,3	33,7	17,9
1,2, Vânzare pe contracte încheiate pe platforme de brokeraj							
Volum tranzacționat	TWh				16,0	5,5	
Cota din consumul intern	%				30,6	11,0	
1,3, Vânzare pe contracte negociate							
Volum tranzacționat	TWh	34,6	50,2	59,1	36,5	15,4	4,6
Cota din consumul intern	%	69,3	96,5	110,1	69,8	31,0	9,1
2, Export							
Volum	TWh	3,2	3,9	2,9	1,1	2,5	8,2
Cota din consumul intern	%	6,3	7,4	5,5	2,2	5	16,2
3, Piețe centralizate de contracte							
Volum tranzacționat	TWh	6,3	4,4	5	8,6	18,8	37,8
Cota din consumul intern	%	12,7	8,4	9,4	16,3	37,8	74,6
4, Piața pentru ziua următoare							
Volum tranzacționat	TWh	6,3	8,7	8,9	10,7	16,3	21,5
Cota din consumul intern	%	12,7	16,7	16,5	20,5	32,9	42,4
5, Piața intrazilnică							
Volum tranzacționat	GWh	-	-	4,6	7,4	14,2	64,0
Cota din consumul intern	%	-	-	0,01	0,01	0,03	0,13
6, Piața de echilibrare							
Volum tranzacționat	TWh	3,2	3,0	4,8	4,7	4,2	4,2
Cota din consumul intern	%	6,4	5,7	9,0	9,0	8,4	8,3
Volum tranzacționat la creștere	TWh	1,3	1,4	3,8	3,1	2,2	2,7
Volum tranzacționat la reducere	TWh	1,9	1,6	1,0	1,6	1,9	1,5
Consum intern (inclusiv CPT transport și distribuție)							
Volum	TWh	49,9	52,0	53,7	52,4	49,7	50,7
Tranzacții totale							
Volum tranzacționat	TWh	84,0	99,1	108,8	101,4	79,4	85,4
Cota din consumul intern	%	168,2	190,4	202,6	193,5	159,8	168,6

Sursa: Rapoarte anuale ANRE

În anul 2014, volumul de energie electrică total tranzacționat pe piețele centralizate administrate de OPCOM a fost de aproximativ 59,3 TWh, cu o pondere de 117,2% raportat la consumul de energie electrică în România. Volumul de energie electrică tranzacționat pe piețele centralizate este superior consumului național, datorită multiplelor tranzacții de vânzare-revânzare între traderi. Astfel, OPCOM se numără printre primele 10 burse din

Europa din perspectiva lichidității pieței, depășind state importante precum Franța, Belgia, Austria, Ungaria, Polonia.

În tabelul 25 este prezentată evoluția prețurilor medii anuale, pe componentele pieței angro și pe tipuri de contracte, pentru perioada 2009-2014

Tabel 25: Evoluția prețurilor medii anuale realizate pe componentele pieței angro și pe tipuri de contracte, 2009-2014, lei/MWh

Tranzacții pe piața angro	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Piața contractelor bilaterale	161	162	174	190	185	150
Contracte reglementate	164	166	164	152	171	143
Contracte pe platforme de brokeraj	-	-	-	213	223	-
Contracte negociate	159	159	178	204	186	164
Export	170	171	193	223	180	173
Piețe centralizate de contracte	193	157	172	215	204	174
Piața pentru ziua următoare	145	153	221	217	156	154
Piața intrazilnică	-	-	282	298	194	163
Piața de echilibrare						
■ Preț mediu de deficit	243	237	283	292	243	243
■ Preț mediu de excedent	74	40	58	49	40	31

Sursa: Rapoarte anuale ANRE

Piața centralizată a contractelor bilaterale

Prin piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, OPCOM asigură cadrul de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu necesar pentru atribuirea contractelor bilaterale pentru livrarea la termen a energiei electrice.

Începând cu 1 ianuarie 2014, în cadrul Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale de energie electrică sunt incluse modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), negociere continuă (PCCB-NC) și prin contracte de procesare (PCCB-PC).

Tranzacționarea în cadrul acestei piețe se realizează pe baza contractului cadru aplicabil în cazul PCCB-LE și PCCB-PC și pe baza contractului standard aplicabil în cazul PCCB-NC.

Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică

Prin piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC) se asigură cadrul de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu, necesar pentru încheierea de tranzacții în baza contractelor cadru EFET dintre participanții la piață.

Mecanismul de piață implementat asigură încheierea de tranzacții în mod anonim, exclusiv la cel mai bun preț al pieței, respectiv cel mai mic preț de vânzare sau cel mai mare preț de cumpărare. Având în vedere faptul că regulile de atribuire presupun aplicarea automată, în mod succesiv, atât a criteriilor de preț, marcă de timp și cantitate, cât și a criteriilor configurate conform listelor de eligibilitate, pentru această piață sunt aplicate criterii de transparență care presupun publicarea detaliilor complete pentru tranzacțiile al căror preț a variat cu peste 10% față de prețul de referință sau prețul tranzacției anterioare și pentru tranzacțiile mai mari de 50 MW.

Piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU)

Mecanismul de tranzacționare a fost introdus începând cu data de 4 februarie 2015. Prin intermediul acestei piețe centralizate, titularii de licență desemnați de ANRE pentru prestarea serviciilor de *Furnizor de ultimă instanță* încheie contracte pentru achiziția energiei electrice destinate acoperirii consumului de energie electrică facturat la tarif CPC al clienților finali deserviți în regim de serviciu universal.

Sesiunile de licitație sunt organizate pe baza principiilor licitațiilor simultane cu preț descrescător, în runde iterative, prețul anunțat pentru o rundă fiind mai mic decât prețul din runda anterioară, pentru fiecare produs de tranzacționare în parte. Atât produsele supuse tranzacționării, prețurile de pornire, cantitățile de energie electrică supuse tranzacționării, volumul minim de ofertare și formulele de stabilire a prețului pentru fiecare rundă sunt stabilite de către ANRE.

Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC)

Mecanismul de tranzacționare a fost implementat în data de 19 martie 2014. Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PMC sunt următoarele:

- Tranzacționare *forward* a energiei electrice printr-un mecanism specific, care permite negocierea publică a condițiilor contractului și negocierea pe platforma electronică a prețului de atribuire și a cantităților tranzacționate;
- La sesiunile de tranzacționare pot participa clienții finali mari (consum anual de cel puțin 70.000 MWh) în calitate de cumpărători și titulari de licență de furnizare și de producere a energiei electrice, în calitate de vânzători. Sesiunile de tranzacționare pot fi inițiate atât de către cumpărători, cât și de vânzători;
- Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora utilizând contractul cadru aplicabil acestei piețe. Perioada de livrare a produselor tranzacționate este de cuprinsă între un an și 5 ani;
- Participarea în sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a energiei electrice propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens, contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului publicat și prețul stabilit prin sesiunea de licitație.

Piața pentru ziua următoare

Piața pentru ziua următoare (PZU), implementată la data de 30 iunie 2005, pune la dispoziția participanților tranzacționarea produselor standard, cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare, oferind un mecanism sigur pentru echilibrarea portofoliilor cu o zi înainte de ziua de livrare și un preț de referință pentru piața angro, stabilit în mod transparent. Participarea la PZU este voluntară și se adresează tuturor titularilor de licență (producători, furnizori, traderi și operatori de rețea).

Începând cu data de 1 iulie 2008, OPCOM SA și-a asumat rolul de contraparte în tranzacțiile de energie electrică pe PZU, prin implementarea, în vederea asigurării tranzacțiilor pe această piață împotriva riscului de neplată, a mecanismelor bancare de debitare directă, respectiv de garantare a ofertelor de cumpărare și a plăților. Prin mecanismele implementate s-a asigurat plata integrală a tranzacțiilor cu energie electrică în două zile bancare de la ziua de tranzacționare.

Începând cu 19 noiembrie 2014, Piața pentru Ziua Următoare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria prin **mecanismul de cuplare prin preț**, proiect cunoscut ca 4M MC.

Pe PZU se încheie în fiecare zi de tranzacționare tranzacții ferme cu energie electrică, pentru fiecare interval orar al zilei de livrare care urmează zilei de tranzacționare, pe baza ofertelor transmise de participanții la PZU. Procesul de cuplare a celor patru piețe spot are la bază alocarea implicită a fluxurilor orare de energie electrică pe granițe, pe baza capacității de interconexiune disponibile, pe sensul de import sau de export, după caz, iar sensul fluxurilor orare de energie transfrontaliere sunt de la prețul mai mic la prețul mai mare.

Operatorii sistemelor de transport (OTS), în mod coordonat, stabilesc valorile capacităților de interconexiune disponibile pentru piața pentru ziua următoare, bursele agregă ofertele, inclusiv ofertele bloc anonimizate, și le transmite către coordonatorul burselor (prin intermediul furnizorului de servicii sau direct către coordonator, atunci când furnizorul de servicii îndeplinește rolul de coordonator). Coordonatorul burselor asigură rularea algoritmului de cuplare și distribuirea rezultatelor cuplării se realizează de către în vederea validării; în funcționarea cuplată, tranzacțiile pe PZU se efectuează prin corelarea ofertelor (simple/bloc) de vânzare și de cumpărare prin mecanismul de licitație, stabilit conform mecanismului de cuplare prin preț al regiunilor (PCR – *Price Coupling of Regions*).

Piața intra-zilnică

Piața intrazilnică (PI), lansată în anul 2011, permite tranzacționarea în ziua de livrare. PI oferă participanților oportunitatea de a-și echilibra portofoliul de vânzări pentru ziua livrării prin tranzacții efectuate după închiderea PZU, începând cu o zi înainte, până la două ore anterior începerii livrării, PI și PZU fiind două piețe pe termen scurt complementare.

PI este ultima piață care asigură un cadru de tranzacționare exclusiv între participanții la piață înainte de Piața de Echilibrare, fiind destinată ajustării schimburilor fizice nete rezultate din contractele bilaterale și tranzacțiile încheiate pe PZU. PI a fost implementată în vederea facilitării integrării prin mecanisme de piață a unui volum tot mai mare de energie electrică din surse regenerabile, energie caracterizată de volatilitate crescută.

Inițial, PI a fost implementată cu o sesiune de ajustare care se desfășura în ziua anterioară zilei de livrare, după închiderea tranzacțiilor PZU și se caracteriza printr-un mecanism de licitație deschisă cu negociere continuă, în doi pași, respectiv transmiterea ofertelor și validarea acestora în raport cu garanțiile disponibile și, ulterior, corelarea ofertelor. Din luna ianuarie 2014 a fost implementat mecanismul de tranzacționare cu corelare continuă pentru fiecare zi de livrare începând din ziua anterioară zilei de livrare, continuând în ziua de livrare cu până la două ore înainte de începutul livrării.

În cadrul mecanismului de tranzacționare prin corelare continuă implementat în PI în timpul sesiunii de tranzacționare, participanții pot transmite oferte, le pot modifica sau anula, tranzacțiile încheindu-se de îndată ce, prin introducerea unei oferte noi sau modificarea unei oferte existente, se îndeplinesc condițiile de corelare. Tranzacțiile se încheie la prețul ofertei de răspuns. Trecerea la mecanismul de tranzacționare prin corelare continuă și-a dovedit utilitatea, fiind înregistrată o activitate semnificativ crescută pe această piață, cantitățile tranzacționate în anul 2014 fiind de aproximativ 4,5 ori mai mari decât în anul 2013.

Piața de echilibrare

Piața de echilibrare (PE) are ca scop stabilirea în timp real, pe baze comerciale, a echilibrului între consumul și producția de energie electrică și realizarea managementului comercial al restricțiilor de rețea din SEN. Transelectrica este contraparte pentru fiecare participant la PE, în toate tranzacțiile încheiate pe această piață, administrată de Operatorul Pieței de Echilibrare (OPE), care este responsabil pentru înregistrarea participanților, colectarea, verificarea ofertelor și stabilirea cantităților efectiv livrate în PE.

Pe această piață se tranzacționează energia de echilibrare corespunzătoare serviciilor de sistem contractuale pentru reglaj secundar, reglaj terțiar rapid, reglaj terțiar lent și pornire. PE este obligatorie pentru toți producătorii cu unități dispecerizabile, calificați pentru furnizarea serviciilor de sistem, care trebuie să ofereze întreaga capacitate de producție disponibilă.

Energia de echilibrare este dispusă prin comanda de dispecer la creștere/reducere de putere, în funcție de necesitățile echilibrării, în timp real, a producției cu consumul.

OPCOM stabilește obligațiile de plată și drepturile de încasare aferente fiecărui participant la PE. Drepturile de încasare, respectiv obligațiile de plată ale fiecărui participant la PE sunt determinate pe baza energiei efectiv livrate, orar, la creștere de putere, respectiv la reducere de putere, pe tipuri de reglaje și a prețului marginal pentru reglaj secundar, respectiv al prețurilor oferite pentru reglaj terțiar rapid/lent.

Prețurile de deficit și de excedent de energie electrică – dezechilibre PRE

OPCOM calculează lunar prețurile orare de deficit și de excedent de energie electrică. Prețul orar de deficit se determină ca raport dintre valoarea totală, orară a energiei electrice efectiv livrate, la creștere de putere și cantitatea totală, orară, de energie electrică efectiv livrată la creștere de putere. Prețul orar de excedent se determină ca raport dintre valoarea totală, orară a energiei electrice efectiv reduse și cantitatea totală, orară de energie electrică efectiv redusă.

Titularii de licență/autorizații de funcționare au obligația asumării responsabilității echilibrării, față de OTS, pentru întreaga producție, achiziție, import, consum, vânzare sau export de energie electrică, respectiv să se înregistreze ca Parte Responsabilă cu Echilibrarea (PRE) sau să-și transfere responsabilitatea echilibrării unei alte PRE. Dezechilibrele orare cantitative și valorice sunt calculate lunar de către OPCOM, pentru fiecare PRE. Pentru valorile dezechilibrelor pozitive corespunzătoare sumei dezechilibrelor pozitive orare, PRE facturează sumele respective la OTS, iar pentru valorile dezechilibrelor negative corespunzătoare sumei dezechilibrelor negative orare, OTS facturează sumele respective către PRE. OPCOM efectuează redistribuirea costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului prin alocarea unei cote din această valoare fiecărei PRE, pe baza consumului lunar înregistrat de fiecare PRE în luna de referință.

Costurile suplimentare se facturează de către OTS la PRE, iar veniturile suplimentare se facturează de către PRE la OTS.

Piața Serviciilor Tehnologice de Sistem

Transelectrica cumpără servicii tehnologice de sistem (STS) de la producători printr-o procedură reglementată de ANRE și pe o piață parțial competitivă. Tipurile de servicii tehnologice de sistem achiziționate includ rezerve secundare, rezerve terțiare lente de la surse convenționale sau în cogenerare și rezerve terțiare rapide. Rezervele primare nu sunt achiziționate printr-un sistem competitiv, ci sunt asigurate de către Transelectrica.

2.7.4.3 Concurența și indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică

Valorile indicatorilor de concentrare pentru piețele de energie electrică administrate de OPCOM, pentru perioada 2013-2015, sunt prezentate în tabelul 26:

Tabel 26: Valorile indicatorilor de concentrare pentru piețele de energie electrică administrate de OPCOM, 2013-2015

Indicatori de concentrare tranzacții anuale			PZU	PI	PCCB3	PCCB-LE4	PCCB-NC	PC-OTC	PCSU
2013	Vânzare	HHI	966	-	1.516	-	2.606	-	-
		C3	48%	-	61%	-	66%	-	-
		C1	21%	-	31%	-	47%	-	-
	Cumpărare	HHI	493	-	696	-	1.642	-	-
		C3	28%	-	36%	-	60%	-	-
		C1	11%	-	17%	-	31%	-	-
2014	Vânzare	HHI	967	1.546	1.196	-	2.819	903	-
		C3	49%	63%	58%	-	86%	41%	-
		C1	20%	26%	23%	-	40%	15%	-
	Cumpărare	HHI	409	1.036	610	-	1.044	920	-
		C3	26%	45%	37%	-	51%	41%	-
		C1	11%	19%	17%	-	19%	25%	-
2015	Vânzare	HHI	489	829	-	1.031	1.182	519	1.493
		C3	27%	40%	-	51%	51%	28%	60%
		C1	11%	17%	-	19%	27%	11%	26%
	Cumpărare	HHI	318	1.231	-	398	527	500	2.454
		C3	23%	52%	-	26%	31%	29%	73%
		C1	8%	23%	-	10%	15%	13%	40%

Sursa: Opcom

2.7.4.4 Integrarea pieței de energie electrică românești în piața europeană

Consiliul European a stabilit, în februarie 2011, ca Piața internă europeană de energie electrică și de gaze naturale să fie creată până la sfârșitul anului 2014, decizia fiind reiterată cu ocazia reuniunilor din mai 2013, respectiv martie 2014. Integrarea piețelor de energie la scară europeană reprezintă un obiectiv strategic european, asumat de toate statele membre ale UE. Documentele europene de strategie energetică european ilustrează faptul ca o piață a energiei integrată la nivel european, transparentă și competitivă, este în măsură să ofere oportunități sporite și să furnizeze semnale de preț necesare realizării obiectivelor politicii energetice.

Consiliul European a convenit, în octombrie 2014, asupra cadrului dedicat aspectelor referitoare la climă și energie în perspectiva 2030. În februarie 2015 a fost adoptată Comunicarea CE referitoare la cadrul strategic al Uniunii Energiei. Una din cele cinci dimensiuni ale Uniunii Energiei privește deplina integrare a pieței interne europene a energiei. Totodată, în luna noiembrie 2015, CE a dat publicității o Comunicare dedicată prezentării stadiului procesului de creare a Uniunii Energiei.

³ Include cantitățile tranzacționate pe PCCB în anul de analiză pe parte de vânzare/cumpărare, pe baza ofertelor inițiate de vânzare /cumpărare și a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare/cumpărare.

⁴ Include cantitățile tranzacționate pe PCCB-LE în anul de analiză pe parte de vânzare/cumpărare, pe baza ofertelor inițiate și coinițitoare de vânzare /cumpărare și a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare/cumpărare.

Procesul de stabilire a cadrului legislativ european dedicat definirii și implementării modelului țință al pieței unice de energie electrică, incluzând principii și reguli comune ale mecanismelor de piață, responsabilități și aspecte de guvernanță, precum și termene, se află în desfășurare, elementele de legislație aferente fiind în etape diverse de pregătire, convenire și emitere. Acest proces de definire a cadrului legislativ european este desfășurat în paralel cu dezvoltarea și implementarea mecanismelor de funcționare a pieței europene integrate.

Unul dintre elementele cadrului legislativ european cu aplicabilitate directă în ceea ce privește integrarea piețelor de energie electrică este Regulamentul (UE) 2015/1222 al CE de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, act normativ intrat în vigoare în data de 14.08.2015. Acest Regulament stabilește linii directoare detaliate privind alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor pe piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice transfrontaliere, prevederile sale vizând atât etapele de pregătire și implementare a mecanismelor de cuplare europeană a piețelor pentru orizonturile ziua următoare și intrazilnic tranfrontalier, cât și perioada operațională a acestora. Sunt incluse responsabilități, termene, precum și elemente de cadru de guvernanță, care au în vedere și aspecte de cooperare a principalelor entități implicate direct în dezvoltarea, implementarea și administrarea acestor mecanisme de piață.

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața internă europeană reprezintă un obiectiv strategic major al României. Pentru atingerea acestui obiectiv, România întreprinde demersuri concrete în vederea realizării modelului țință al pieței unice europene a energiei electrice, inclusiv privind asigurarea integrării în proiectele dezvoltate în acest sens.

Piața pentru ziua următoare din România funcționează, începând din data de 19.11.2014, în regim cuplat cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria, (cuplarea 4M MC), pe baza soluției de Cuplare prin Preț a Regiunilor (*Price Coupling of Regions*). Este o soluție europeană de cuplare a piețelor, utilizată la nivelul întregii regiuni MRC (*Multi-Regional Coupling*, Cuplarea Multi-Regională a Piețelor, cuplarea prin preț a mai multor regiuni: CWE, SWE, IBWT, Nordic, GB etc).

România va continua demersurile de implementare a modelului țință al pieței unice europene, inclusiv în vederea unei implementări timpurii a acestuia. Este o direcție strategică, care include urmărirea participării la proiectele regionale și europene aferente, în vederea integrării pieței române pe orizonturile *ziua următoare și intrazilnic tranfrontalier* în mecanismele regionale și pan-europene.

Totodată, orientările CE pentru perioada 2014 – 2020 urmăresc implementarea unui sistem competitiv pe teritoriul UE privind producerea subvenționată a energiei electrice din SRE, pe măsura dezvoltării piețelor regionale și, în final, realizarea pieței unice pentru energia electrică.

În prezent, este definit doar mecanismul transferurilor statistice pentru achiziționarea virtuală a volumului de energie electrică din SRE, care să ajute statele membre în realizarea obiectivelor naționale. Transferurile statistice se realizează prin acorduri guvernamentale sau departamentale, iar România și-a declarat disponibilitatea de a transfera excedentele înregistrate față de traiectoria orientativă.

Mecanismele de cooperare presupun și alte instrumente ca de exemplu investițiile comune sau armonizarea schemelor de susținere. În perspectiva tranzacționării energiei electrice din SRE pe o piață competitivă la nivel UE se impune armonizarea schemelor de susținere și valorificarea la nivel național a celor mai eficiente potențiale.

2.7.5 Analiză critică

Analiza SWOT – Energie electrică

Avantaje competitive	Oportunități
■ Experiență tehnică, resurse umane calificate și experiență îndelungată în producerea energiei	■ Poziția favorabilă pentru a participa activ la dezvoltarea proiectelor de cuplare a piețelor

electrice; ■ Resurse interne substanțiale pentru producerea energiei electrice, atât convenționale (hidrocarburi, cărbune), precum și neconvenționale; ■ Disponibilitatea unui mix echilibrat de surse de producere a energiei electrice; ■ Infrastructură complexă și diversificată: rețele naționale de transport și distribuție a energiei electrice; ■ Grad ridicat de liberalizare a pieței; ■ Model de piață angro concurențial și operațional (cuprinzând toate segmentele și mecanismele de tranzacționare necesare, acoperind toate orizonturile de timp (termen lung, mediu, scurt și respectiv în timp real); ■ Existența unor piețe centralizate de tranzacționare angro a energiei electrice, cu un grad ridicat al lichidității, care asigură consistență prețului de referință și semnalelor de pret pe termen mediu și lung, administrate de un operator de piață cu o experiență îndelungată și consolidată; ■ Piața pentru ziua următoare din România funcționează în regim cuplat, pe baza soluției de cuplare PCR, cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria; ■ Operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale (OPCOM) este membru cu drepturi depline (coproprietar) al cooperării Cuplării prin Preț a Regiunilor (PCR, <i>Price Coupling of Regions</i>); ■ Existența unui operator de transport independent, o companie listată; ■ Grad de interconectare superior comparativ cu alte state europene și peste ținta agreată la nivel European, care se preconizează să crească în continuare; ■ Poziția geografică favorabilă.	la nivel regional și european; ■ Dezvoltarea piețelor regionale de energie electrică în perspectiva integrării pan-europene a acestora (continuarea procesului de integrare pan-europeană a cuplării 4M MC, respectiv cuplarea pe orizont intrazilnic tranfrontalier; ■ Dezvoltarea capacităților de interconectare cu statele vecine în vederea creșterii capacităților de export și, implicit, a expansiunii în piețele regionale; ■ Dezvoltarea unor noi capacități de producere a energiei electrice; ■ Percepția favorabilă a populației privind energia nucleară; ■ Posibilitatea creșterii necesarului de energie electrică în sectorul rezidențial (ex. pentru producerea energiei termice), transporturi și agricultură; ■ Creșterea încrederii în funcționarea pieței de capital din România, ceea ce permite tranzacționarea cu succes la bursă a acțiunilor companiilor listate din sector; ■ Posibilitatea accesării fondurilor structurale ale UE. ■ Diversificarea acționariatului OPCOM, cu scopul îmbunătățirii funcționării acestei platforme (de altfel, angajament față de instituțiile financiare internaționale
Deficiențe	Riscuri
■ Durata de funcționare depășită pentru o serie de capacități de producere a energiei electrice; ■ Randamente reduse și tehnologie învechită pentru unele capacități de producție, în special cele pe bază de cărbune; ■ Un grad redus de utilizare a unor capacități de producție, în special cele pe bază de cărbune; ■ Structură eterogenă (monocombustibil) a producătorilor de energie electrică; ■ Dezechilibre introduse de producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie; ■ Insuficiența sistemelor de echilibrare cu încărcare rapidă; ■ Capacitate redusă de atragere a finanțării de către	■ Dezechilibru între ponderea costului de producție a energiei electrice și ponderea tarifelor și a taxelor în prețul final al energiei electrice; ■ Integrarea regională a pieței de energie electrică va mări presiunea concurențială asupra activelor ineficiente de producție; ■ Cerințele existente și noile ținte agreate la nivel european privind protecția mediului înconjurător, și reducerea emisiilor de CO₂ și NO_x; ■ Supracapacitate de producție a energiei electrice la nivel regional și european, cu noi centrale planificate, ceea ce mărește dificultatea exporturilor și întetește mediul concurențial pentru investițiile planificate;

anumite companii, în principal pentru re tehnologizarea unităților ineficiente de producere a energiei electrice; ■ Bariere birocratice și administrative în atragerea și derularea investițiilor.	■ Ponderea semnificativă în total consum a consumului populației, cu un grad de vulnerabilitate ridicat.
--	---

2.8 Energia termică

Domeniul energiei termice, din care face parte și serviciul public de alimentare centralizată cu energie termică, are o pondere de peste 50% din consumul de energie al României, având, totodată, cel mai mare aport în pierderile energetice.

Serviciul public de alimentare centralizată cu energie termică se desfășoară la nivelul unităților administrativ teritoriale, sub conducerea, coordonarea și responsabilitatea operatorilor și autorităților administrației publice locale și directa monitorizare și controlul Autorității Naționale de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC), care are rol de reglementare în acest sector. Scopul serviciului constă în asigurarea energiei termice necesare încălzirii și preparării apei calde de consum pentru populație, instituții publice, obiective social-culturale și operatori economici.

În România, se disting, în prezent, două soluții de alimentare cu energie termică, respectiv:

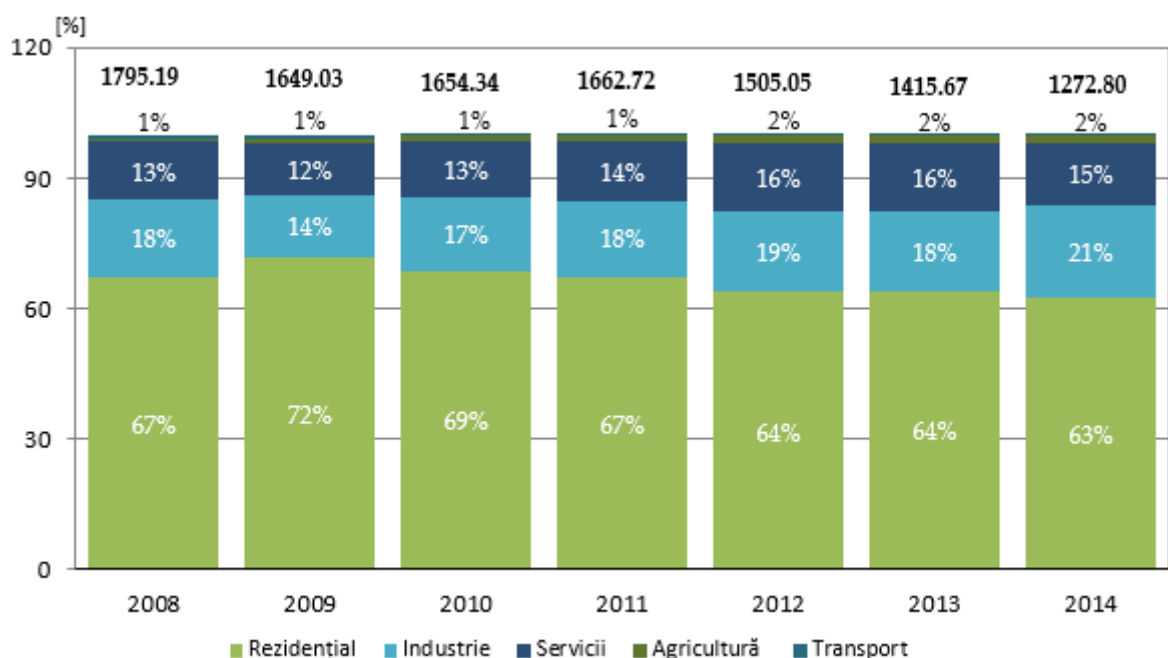
- **Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică (SACET)**, reprezentat de sistemele de termoficare mari, rămase în operare în orașe mari, care asigură producția, transportul și distribuția și furnizarea energiei termice la consumatorii finali în sistem centralizat.
- **Sistemul descentralizat de producție și alimentare cu energie termică**, care integrează două categorii de consumatori:
 - Consumatorii care nu au acces la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică, reprezentați printr-o pondere semnificativă a populației României care locuiește, cu precădere, în mediul rural, în localități izolate sau îndepărtate de centrele urbane, unde sistemele de termoficare nu au fost dezvoltate, aceștia utilizând în principal lemne de foc pentru producerea energiei termice;
 - Consumatorii care au optat pentru deconectarea de la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică și consumatorii din orașele și localitățile unde sistemele centralizate de alimentare cu energie termică au fost desființate, aceștia adoptând sisteme individuale de încălzire.

2.8.1 Cererea: Analiza consumului

În ultimii ani, consumul de energie termică a înregistrat o scădere semnificativă, cu efecte negative asupra eficienței sistemului centralizat de alimentare cu energie termică. Consumul final de energie termică a scăzut cu aproximativ 29% în perioada 2008-2014, având valoarea de 1.272,8 mii tep în anul 2014.

Evoluția consumului final de energie termică, pe principalele activități economice și sociale în perioada 2008-2014, este prezentată în figura următoare.

Figura 6: Evoluția consumului final de energie termică pe sectoare, 2008-2014, mii tep



Indicator	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Rezidențial	1.206,01	1.182,16	1.134,74	1.120,53	959,52	904,84	799,08
Industrie	323,49	237,57	282,64	291,39	278,67	258,66	265,84
Servicii	235,17	193,91	214,08	225,14	234,27	223,15	185,33
Agricultură	14,18	21,69	18,04	23,98	30,34	26,99	20,88
Transport	16,34	13,69	4,84	1,68	2,25	2,03	1,68
Total	1.795.19	1.649.03	1.654.34	1.662.72	1.505.05	1.415.67	1.272.8

Sursa: INS

Factori care au influențat evoluția consumului de energie termică sunt:

- reducerea numărului de consumatori industriali și restructurarea economiei naționale, care a dus la reducerea activității industriale și la scăderea cererii de energie termică în sectorul industrial;
- debransarea unor consumatori casnici de la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică, sub impactul costului ridicat sau al calității reduse a serviciilor, coroborată cu apariția pe piață a unor sisteme alternative de încălzire (în principal centralele murale pe gaz natural);
- montarea contoarelor (gradul de contorizare a consumului de energie termică la nivelul utilizatorilor acesta este în prezent de aproximativ 50%, blocurile necontorizate consumând mai mult cu peste 45% decât blocurile contorizate; gradul de contorizare a bransamentelor la încălzire este de 97%), care încurajează conservarea energiei și eficientizarea consumului de energie termică;
- creșterea prețului energiei termice, ca urmare a creșterii costurilor de exploatare a unor active ineficiente. A crescut și prețul energiei termice facturate populației, după eliminarea subvenției acordate de la bugetul de stat, începând cu 1 octombrie 2011.
- reducerea perioadei de încălzire, ca urmare a modificărilor climatice, lunile de iarnă fiind caracterizate prin temperaturi medii mai ridicate cu aproximativ 1,4 – 2,20°C în ultimii ani (2007-2014) decât cele înregistrate în ultimii 50 ani.
- reabilitarea termică a blocurilor de locuințe, cu efectul reducerii consumului energetic pentru încălzirea apartamentelor.

2.8.2 Oferta: Analiza producției

Producția de energie termică destinată consumului în sistem de alimentare centralizată la nivelul municipiului București reprezintă 41% din producția totală națională de energie termică.

Evoluția producției de energie termică în perioada 2008-2014 este prezentată în tabelul următor.

Tabel 26: Producția de energie termică, 2008-2014, mii tep

An	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Producția de energie termică	2.418,16	2.310,28	2.368,78	2.362,96	2.172,51	2.064,56	1.891,9

Sursa: INS

În ceea ce privește structura combustibilului utilizat pentru producerea energiei termice, hidrocarburile au cea mai mare pondere (peste 60%), cărbunii având un aport de peste 25%, în medie. Ponderea resurselor energetice neconvenționale în producerea energiei termice este sub 1%. Structura resurselor utilizate în perioada 2008-2014 pentru producerea energiei termice este prezentată în tabelul 27.

Tabel 27: Structura resurselor utilizate pentru producerea energiei termice, 2008-2014, mii tep

Resurse energetice	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cărbune	651,18	591,00	640,87	700,40	647,26	619,53	560,4
Biomasă	27,46	28,90	44,96	74,51	67,33	63,31	89,07
Hidrocarburi lichide	189,60	238,57	258,93	288,41	194,55	179,83	175,73
Hidrocarburi gazoase	1.692,89	1.500,63	1.490,17	1.443,83	1.367,72	1.242,49	1.149,53
Alți combustibili	1,05	0,28	0,28	0,33	0,25	0,38	1,54
Surse neconvenționale	1,66	0,66	0,88	2,75	3,33	3,93	11,96
Total	2.563,83	2.360,03	2.436,08	2.510,21	2.280,43	2.109,48	1.988,24

Sursa: INS

2.8.3 Infrastructura

Serviciul de alimentare cu energie termică se realizează prin intermediul infrastructurii tehnico-edilitare specifice aparținând domeniului public sau privat al autorității administrației publice locale sau al asociației de dezvoltare comunitară. La nivel național, există un număr important de centrale termice și de cogenerare și rețele de distribuție a căldurii aferente acestora, aflate în operarea unor societăți comerciale, care asigură alimentarea cu energie termică pentru încălzire și răcire a clădirilor administrative, comerciale sau rezidențiale.

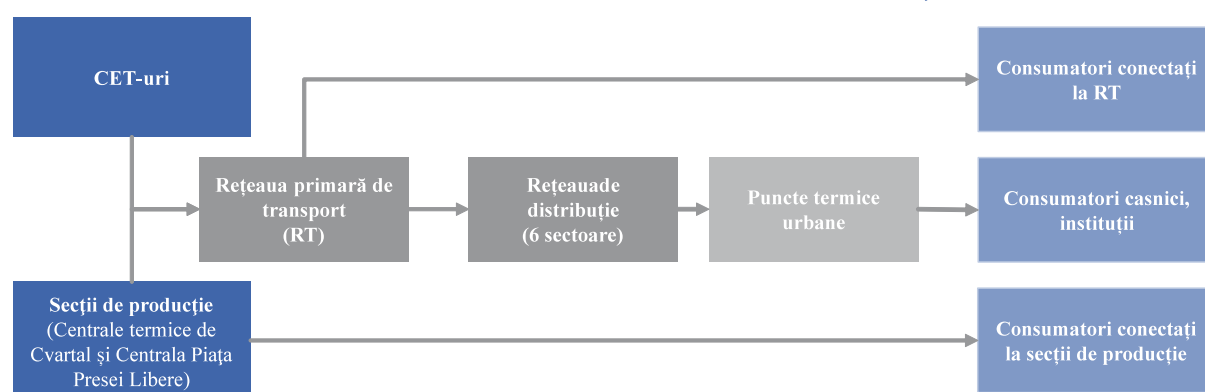
2.8.3.1 Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică

SACET este alcătuit dintr-un ansamblu tehnologic și funcțional unitar destinat producerii, transportului, distribuției și furnizării energiei termice pe teritoriul localităților, care cuprinde:

- centrale termice sau centrale electrice de termoficare;
- rețele de transport;
- puncte și stații termice;
- rețele de distribuție;
- construcții și instalații auxiliare;
- bransamente, până la punctele de delimitare/separare a instalațiilor;
- sisteme de măsură, control și automatizare.

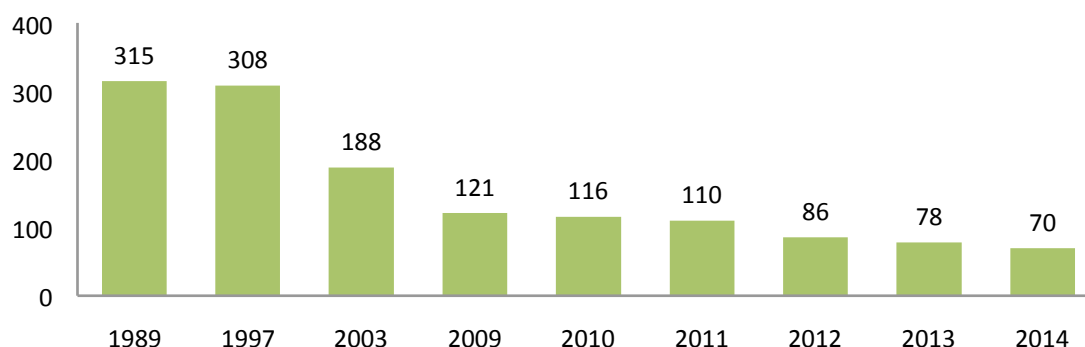
Pentru exemplificare, în figura următoare este reprezentată structura SACET din București. Municipiul București deține unul din cele mai mari SACET din lume, ocupând locul cinci, după Moscova, Sankt Petersburg, Seul și Varșovia.

Figura 7: Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică din București



Numărul localităților ce au beneficiat de sisteme centralizate de producere, transport și distribuție a energiei termice a fost într-o continuă scădere, începând cu anii 1990, reducându-se cu aproximativ 78% în perioada 1997-2014. În figura următoare este prezentată evoluția numărului localităților în care există sisteme centralizate de alimentare cu energie termică.

Figura 8: Evoluția numărului de localități care au beneficiat de SACET, 1997-2014



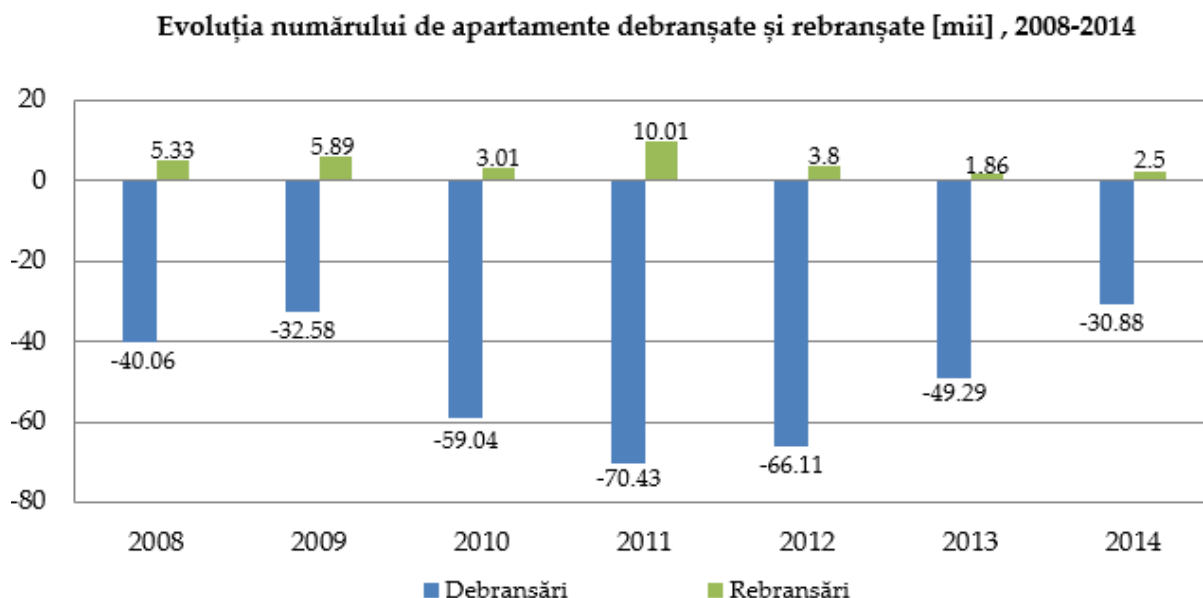
Sursa: ANRSC

Un factor cu influență semnificativă în reducerea numărului de orașe în care sistemelor tip SACET este reprezentat de numărul total de apartamente racordate la sistemele de alimentare cu energie termică și rata de debransare, respectiv rata de rebransare a consumatorilor finali de la sistemele de tip SACET. În 2014, erau alimentate cu energie termică prin SACET un număr de 1.328.382 apartamente, din care aproximativ 93% în

mediul urban și 7% în mediul rural. Rata de debransare a apartamentelor racordate la SACET a fost de 2,3%, în timp ce rata de rebransare la SACET a fost de 0,18%.

Evoluția numărului debransărilor și rebransărilor la nivelul SACET în perioada 2008-2014 este reprezentată în figura următoare.

Figura 9: Evoluția numărului de apartamente racordate, a debransărilor și rebransărilor la nivelul SACET, 2008-2014, mii



Tabel 28: Număr de apartamente racordate la SACET, 2009-2014

An	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Apt racordate SACET	1.647,88	1.595,175	1.550,402	1.488,29	1.412,014	1.364,35	1.328,38

Sursa: ANRSC

Datele evidențiază o scădere a debransărilor de la SACET în ultimii doi ani, coroborată cu o scădere a rebransărilor la SACET în aceeași perioadă, efectul net fiind reducerea numărului de apartamente racordate la SACET.

2.8.3.2 Producție

Energia termică distribuită prin SACET este produsă, în principal, în centrale termice (CT), folosind ca agent termic apă fierbinte (cu temperatură mai mare de 115°C) sau abur cu parametrii medii (presiune între 6-16 bari), și centrale electrice de cogenerare (CET), convenționale sau de înaltă eficiență.

În România, vechimea în funcționare a instalațiilor de producere a energiei termice este, în proporție de peste 80%, de peste 30 de ani, unele instalații depășind 45 de ani.

2.8.3.3 Rețele termice

Rețelele termice reprezintă ansamblul de conducte, instalații de pompare (altele decât cele existente la producător) și instalații auxiliare ce asigură transportul și distribuția energiei termice, în regim continuu și controlat, de la producători la stațiile termice sau la utilizatori.

Conform raportărilor operatorilor, la nivel național, lungimea rețelelor de transport este de aproximativ 1.957 km, iar a celor de distribuție de aproximativ 7.016 km. Rețelele de

transport și distribuție (primar, secundar și puncte termice) au fost realizate simultan cu instalațiile de producere a energiei termice și au în medie aceeași vechime.

În vederea modernizării sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică, Programul „Termoficare 2006-2015 căldură și confort” va continua pentru perioada 2014-2020.

2.8.4 Piețe de tranzacționare organizate

Piața energiei termice rămâne o piață locală, concurența manifestându-se, în principal, la nivelul tehnologiilor folosite în producerea energiei termice și mai puțin între participanții la piață. Astfel, sistemul de producere și alimentare cu energie termică este relativ închis.

Transportul și distribuția energiei termice sunt activități cu caracter de monopol, fiind desfășurate de către un operator zonal, la tarife reglementate. Prețul energiei termice livrate în sistem de alimentare centralizată este reglementat; prețul la consumatorul final, respectiv prețul local de referință este stabilit de către autoritățile locale, pe baza prețului local reglementat, determinat de autoritățile competente, ANRE sau ANRSC, după caz, pe baza metodologiilor de stabilire a prețurilor reglementate.

2.8.5 Analiza critică

Din punct de vedere instituțional, responsabilitățile privind monitorizarea și reglementarea acestui sector energetic au fost împărțite între mai multe instituții centrale (Ministerul Administrației și Internelor, Ministerul Economiei, Ministerul Muncii și Protecției Sociale, Ministerul Mediului) și mai multe autorități de reglementare (ANRSC, ANRE și ANRGN, până în anul 2007). Separarea atribuțiilor între mai multe instituții centrale și autorități de reglementare a rezultat în coordonarea deficitară a acestui sector.

Din punct de vedere tehnic, instalațiile și echipamentele din domeniul producerii și alimentării cu energie termică au o durată tehnică normată depășită (aproximativ 30-40 de ani) și, implicit, randamente tehnice și economice foarte scăzute, ceea ce se reflectă și în calitatea serviciilor și prețurile la consumatorii finali.

Randamentul scăzut al instalațiilor, rezultatele necorespunzătoare din punct de vedere tehnic, dar și economic, precum și cererea de energie în continuă scădere au dus la imposibilitatea susținerii investițiilor necesare în reabilitarea și modernizarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică.

Analiza SWOT – Energie termică

Avantaje competitive	Oportunități
■ Existența unor sisteme de alimentare centralizată cu energie termică (SACET); ■ Sistemele centralizate de încălzire permit o siguranță mai mare în alimentarea cu căldură a consumatorilor decât instalațiile individuale; ■ O cantitate importantă a căldurii este produsă în unități de cogenerare, care permit economii de resurse primare față de producerea separată a energiei electrice și termice și, implicit, reducerea emisiilor de CO₂; ■ Capacitatea unităților de cogenerare de a funcționa cu surse de energie diversificate, inclusiv surse energetice regenerabile (de exemplu, biomasă).	■ Transferul sistemelor locale de încălzire centralizată către autoritățile locale; ■ Potențial de economisire a energiei primare, nevalorificat în domeniul termoficării, al răcirii centralizate și al cogenerării de înaltă eficiență; ■ Adoptarea unui cadru legislativ de stimulare a investițiilor în dezvoltarea unităților de cogenerare eficiente și reabilitarea SACET existente; ■ Implementarea sistemelor / microsistemelor integrate de furnizare a serviciilor de încălzire centralizată (producție, transport, distribuție și furnizare);

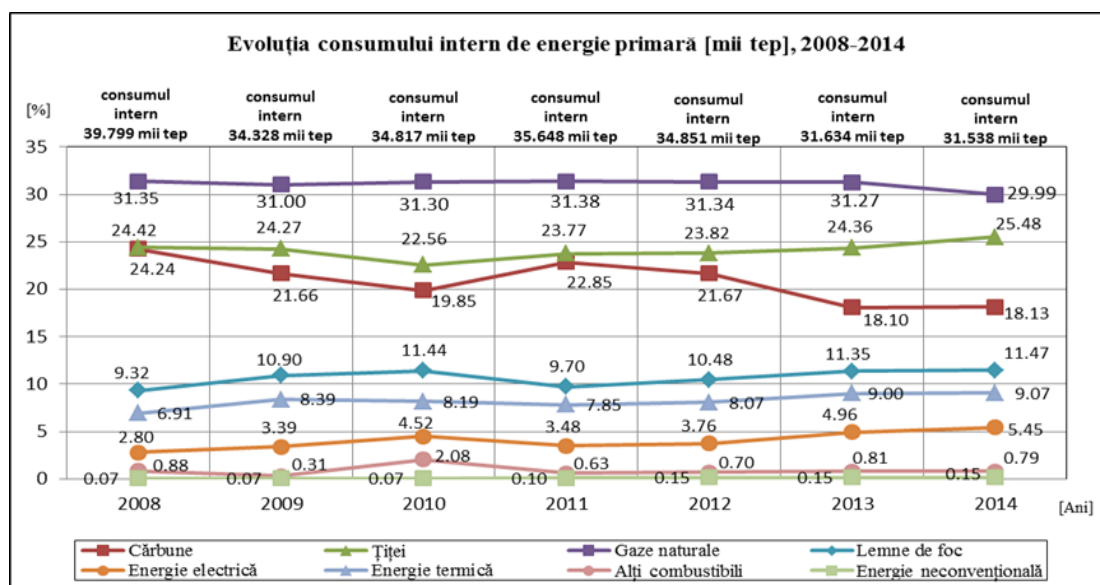
	■ Delegarea către un operator public-privat sau integral privat (prin parteneriat public-privat) a gestiunii sistemului integrat de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei termice; ■ Fragmentarea rețelei de energie termică a municipiului București și identificarea de surse pe baze competitive; ■ Valorificarea energiei geotermale în sisteme cu pompe de căldură; ■ Valorificarea potențialului energetic al biomasei în sectorul termoficării centralizate, respectiv în cogenerarea de înaltă eficiență; ■ Accesarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență; ■ Utilizarea energiei electrice pentru încălzire.
Deficiențe	Riscuri
■ Inexistența unei politici naționale în acest domeniu; ■ Lipsa concurenței în piață; ■ Delimitarea neclară între proprietățile din sectorul public și privat; ■ Coordonarea deficitară între cele două autorități de reglementare (ANRE și ANRSC) și între ministerele de resort; ■ Probleme majore economice, sociale și de impact asupra mediului înconjurător ale sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică; ■ Durata de viață normată depășită și performanțe tehnice și economice foarte scăzute ale instalațiilor și echipamentelor întregului lanț valoric (producție, transport, distribuție); ■ Serviciu de furnizare a energiei termice scump și de calitate necorespunzătoare; ■ Necesitar investițional foarte mare pentru modernizarea sistemelor de termoficare din România (producție/ cogenerare, rețeaua de transport, de distribuție și anexe); ■ Incapacitatea operatorilor de a obține finanțare, din cauza situației lor financiare precare; ■ Pierderi energetice mari în sistemele de încălzire centralizată (în principal în rețelele de transport și distribuție); ■ Pierderi energetice mari la nivelul clădirilor (de circa 2,5-3 ori mai mari decât media europeană); ■ Debranșarea masivă a consumatorilor de la sistemele de alimentare centralizată cu energie termică; ■ Dependența directă a sistemelor de cogenerare și încălzire centralizată de prețul combustibilului (preponderent, gaze naturale) și de evoluția veniturilor consumatorilor rezidențiali; ■ Probleme sociale ce derivă din necesitatea asigurării acestui serviciu public și din capacitatea redusă de plată a utilizatorilor.	■ Volatilitatea prețului combustibilului și capacitatea limitată de plată; ■ Dificultatea recuperării creanțelor rezultate din furnizarea serviciului de alimentare centralizată cu energie termică; ■ Creșterea costurilor prin alinierea normelor de reducere a emisiilor CO₂ și NO_x și protecție a mediului înconjurător la reglementările europene; ■ Declinul tehnic și economic continuu al sistemelor de termoficare pentru alimentarea centralizată cu energie termică; ■ Vulnerabilitate socială ridicată; ■ Creșterea arrieratelor.

3. Sinteza mixului energetic

3.1 Consumul de energie primară

Evoluția consumului intern de energie primară în perioada 2008-2014, precum și structura acestuia pe resurse de energie primară, sunt reprezentate în figura 30.

Figura 30: Evoluția consumului intern de energie primară, 2008-2014, mii tep



Tabel 29: Consum intern anual de energie primară, 2008-2014, mii tep

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Consum intern de energie primară	39.799	34.328	34.817	35.648	34.851	31.634	31.538
Cărbune	9.649	7.436	6.911	8.147	7.552	5.725	5.719
Țiței¹	9.719	8.331	7.855	8.472	8.303	7.705	8.035
Gaze naturale	12.476	10.642	10.897	11.187	10.924	9.892	9.459
Lemne de foc²	3.710	3.742	3.982	3.458	3.654	3.591	3.618
Energie electrică	1.115	1.164	1.573	1.242	1.312	1.569	1.719
Energie termică	2.752	2.881	2.850	2.880	2.811	2.848	2.862
Alți combustibili	352	107	723	225	244	257	249
Energie neconvențională	26	25	26	37	51	46	48

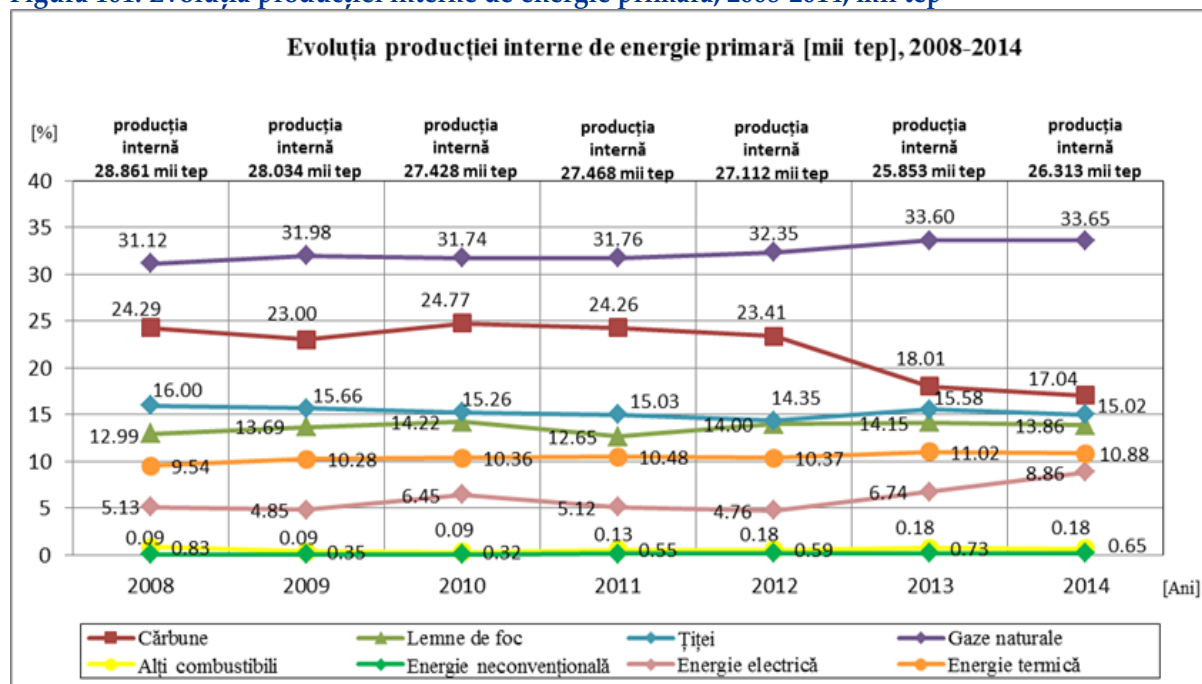
Notă: (1) Inclusiv produse petroliere; (2) Inclusiv deșeuri agricole. Sursa: INS

Consumul intern de energie primară a scăzut cu peste 20% în perioada 2008-2014, înregistrând valoarea de 31.538 mii tep în anul 2014. În raport cu anul 2012, consumul intern de energie primară a înregistrat o scădere de peste 9%. În anul 2013, consumul de gaze naturale a avut cea mai mare pondere în consumul de energie primară, respectiv 31,3%, ponderi semnificative în total consum având și țițeiul și produsele petroliere (24,4%), cărbunele (18,1%) și lemnele de foc și deșeurile agricole (11,4%). Tendința de scădere a consumului de energie s-a menținut și în 2014 față de 2013.

3.2 Producția de energie primară

Evoluția producției interne de energie primară în perioada 2008-2014, precum și structura acestora pe resurse de energie primară sunt reprezentate în figura următoare.

Figura 101: Evoluția producției interne de energie primară, 2008-2014, mii tep



Tabel 30: Producție internă anuală de energie primară, 2008-2014, mii tep

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Producție internă de energie primară	28.861	28.034	27.428	27.468	27.112	25.853	26.313
Cărbune	7.011	6.447	6.795	6.663	6.346	4.656	4.483
Lemne de foc¹	3.750	3.838	3.900	3.476	3.795	3.657	3.646
Țiței	4.619	4.390	4.186	4.129	3.891	4.028	3.952
Gaze naturale	8.982	8.964	8.705	8.724	8.770	8.687	8.854
Alți combustibili	240	98	88	152	159	188	171
Energie neconvențională	26	25	26	37	50	46	48
Energie electrică	1.481	1.361	1.769	1.407	1.290	1.743	2.332
Energie termică	2.752	2.881	2.841	2.880	2.811	2.848	2.862

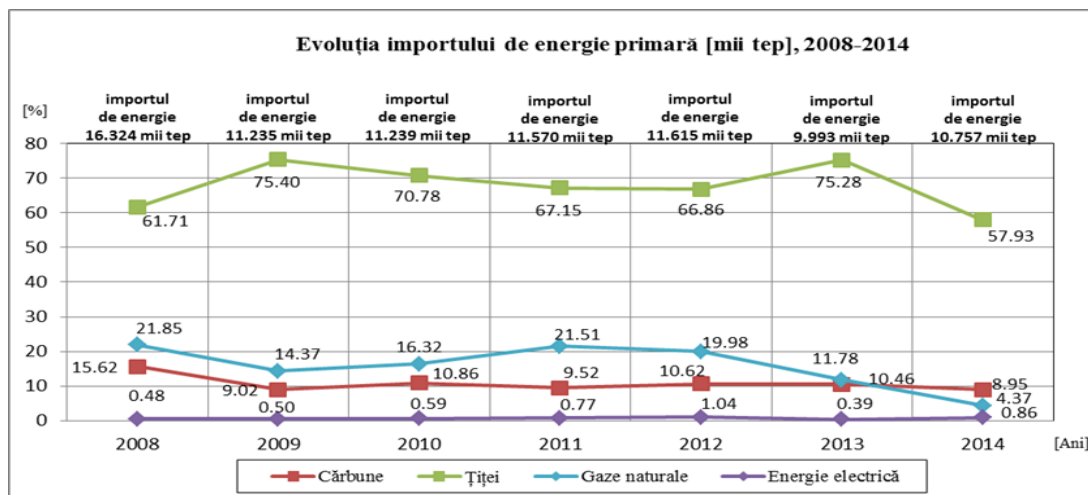
Notă: (1) Inclusiv deșeuri agricole. Sursa: INS

Producția internă de energie primară a scăzut cu aproape 10% în perioada 2008-2014, la valoarea de 26.313 mii tep în anul 2014. În anul 2014, cea mai mare pondere în producția de energie primară a fost deținută de producția de gaze naturale, respectiv circa 33%, ponderi semnificative având și cărbunele (cca. 18%), țițeiul (cca. 15%), lemnele de foc și deșeurile agricole (cca. 14%).

3.3. Importul de energie primară

Evoluția importului de energie primară în perioada 2008-2014, precum și structura acestuia pe resurse de energie primară, sunt reprezentate în figura următoare.

Figura 11: Evoluția importului de energie primară, 2008-2014, mii tep



Tabel 31: Import anual de energie primară, 2008-2014, mii tep

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Import de energie primară	16.324	11.235	11.239	11.570	11.615	9.993	10.757
Cărbune	2.550	1.013	1.221	1.101	1.233	1.045	963
Țitei¹	10.073	8.471	7.955	7.769	7.766	7.523	6.232
Gaze naturale	3.567	1.614	1.834	2.489	2.321	1.177	470
Energie electrică	79	56	66	89	121	39	92

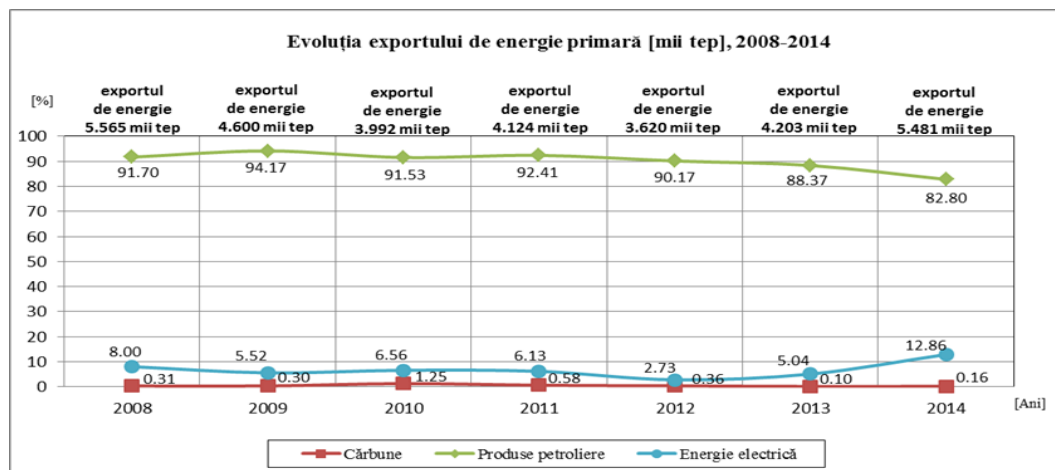
Notă: (1) Inclusiv produse petroliere. Sursa: INS

În anul 2014, importul de energie primară a scăzut cu circa 38% raportat la 2008, dar a înregistrat o ușoară creștere față de anul 2013. Importul de produse energetice a scăzut în principal datorită scăderii semnificative a importurilor de gaze naturale, cu cca. 49%.

3.4 Exportul de energie primară

Evoluția exportului de energie primară în perioada 2008-2014 este reprezentată în figura 33.

Figura 12: Evoluția exportului de energie primară, 2008-2014, mii tep



Tabel 32: Export anual de energie primară, 2008-2014, mii tep

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Export de energie primară	5.565	4.600	3.992	4.124	3.620	4.203	5.481
Cărbune	17	14	50	24	13	4	9
Produse petroliere	5.103	4.332	3.654	3.811	3.264	3.714	4.538
Energie electrică	445	254	262	253	99	212	705

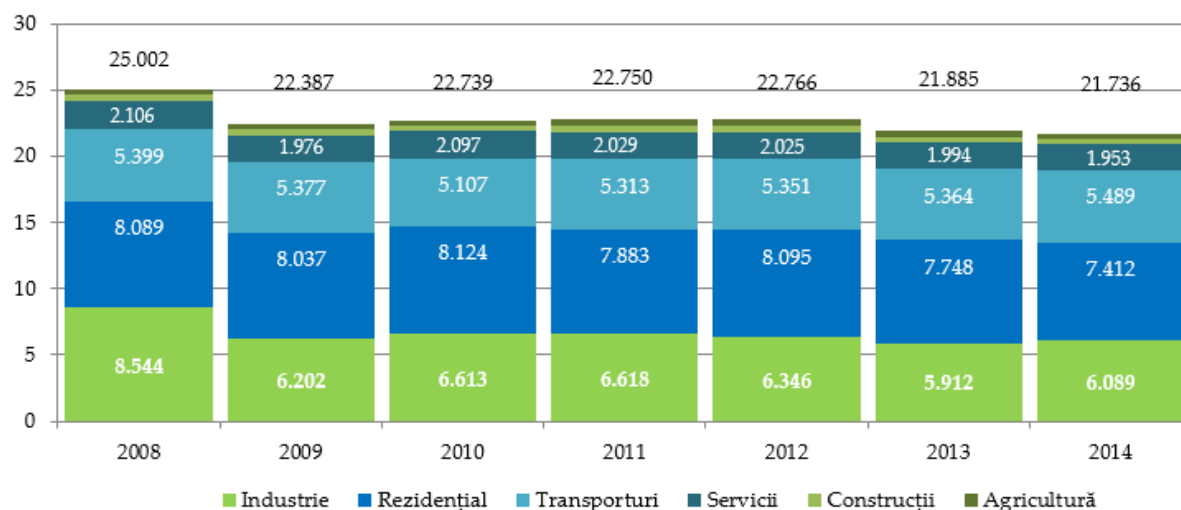
Sursa: INS

Exportul de energie primară a crescut în anul 2014 cu aproape 25% față de anul 2013, în principal sub impactul creșterii exportului de produse petroliere, acesta deținând o pondere de peste 82% în exportul total de energie primară. Raportat la perioada analizată, respectiv 2008-2014, exportul de energie primară a scăzut cu 2,5%.

3.5 Consumul final de energie

Evoluția consumului de energie primară și a consumului final de energie în perioada 2008-2014, precum și structura consumului final de energie în funcție de destinație sunt reprezentate în figura 34.

Figura 13: Evoluția consumului final de energie, 2008-2014, mii tep

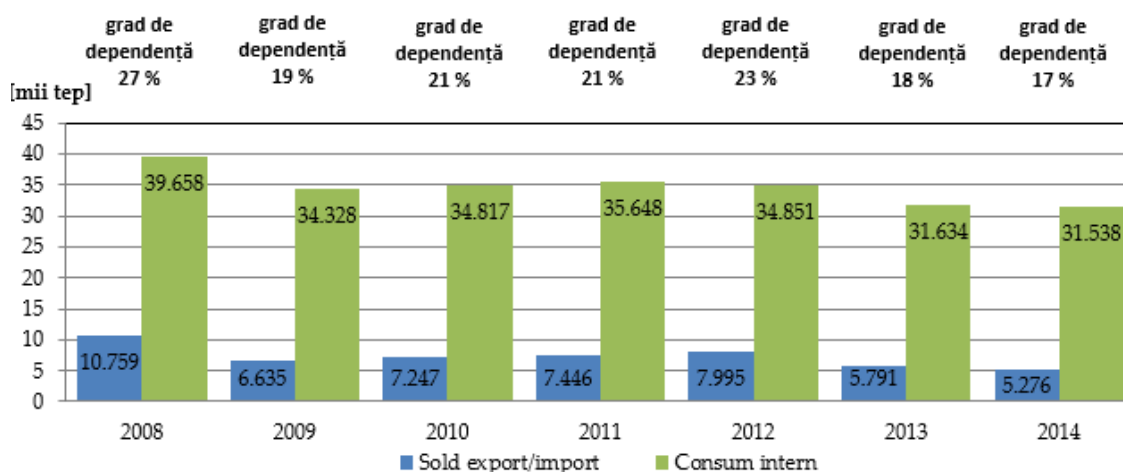


Deși s-a menținut la o valoare relativ constantă în perioada 2008-2014 (aproximativ 8.000 mii tep, în medie anuală), începând din anul 2009 sectorul rezidențial deține cea mai mare pondere în consumul final de energie, ca urmare a scăderii consumului industrial.

3.6 Dependența de importul de energie primară

Evoluția gradului de dependență de importul de energie primară pentru acoperirea consumului intern în perioada 2008-2014 este reprezentată în figura 35.

Figura 14: Evoluția gradului de dependență de importul de energie primară, 2008-2014, %



Tabel 33: Grad de dependență de importuri, 2008-2014, %

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
--	------	------	------	------	------	------	------

Sold export/import	10.759	6.635	7.247	7.446	7.995	5.791	5.276
Consum intern	39.658	34.328	34.817	35.648	34.851	31.634	31.538
Grad de dependență	27%	19%	21%	21%	22%	18%	17%

Sursa: INS

În anul 2014, gradul de dependență al României de importul de energie primară pentru acoperirea consumului intern a ajuns la 17 %. În perioada 2008-2014, gradul de dependență de importuri al României s-a redus cu cca. 37%

Tabelul 34 prezintă mai jos situația puterilor instalate (brute), a capacităților instalate (brute), a puterii nete, a reducerilor permanente (brute) și a puterii disponibile (brute), în sistemul electroenergetic național la nivelul lunii ianuarie 2016.

Tabel 34: Situația puterii instalate, a capacității instalate, a puterii nete, a reducerilor permanente brute și a puterii brute, ianuarie 2016⁵

Tip Combustibil	Pi (brută)	Ci (brută)	Pnetă	Rpp (brute)	Pd (brută)
Cărbune	6,435.2	5,715.2	4,924.5	1,036.5	5,398.7
Hidrocarburi	5,575.4	3,991.7	3,571.2	1,644.5	3,930.9
Nuclear	1,413.0	1,413.0	1,300.0	-	1,413.0
Hidro	6,731.3	6,683.5	6,339.3	346.9	6,384.4
Eolian	2,977.7	2,977.4	2,923.4	10.4	2,967.3
Biomasă	120.7	119.8	111.9	2.3	118.3
Fotovoltaic	1,301.3	1,300.5	1,249.3	39.2	1,262.1
Geotermal	0.1	-	0.0	0.1	-
TOTAL	24,554.6	22,201.1	20,419.6	3,079.8	21,474.8

Sursa: Transelectrica, 2016

3.7 Eficiența energetică

Creșterea eficienței energetice are o contribuție majoră în asigurarea siguranței în furnizarea energiei, dezvoltării durabile și competitivității, la economisirea resurselor energetice primare și la reducerea emisiilor gazelor cu efect de seră.

În iulie 2010, Guvernul României a aprobat setul de valori finale ale Țintelor naționale reflectate în Programul Național de Reformă, în concordanță cu Țintele europene stabilite prin adoptarea Strategiei Europa 2020, ținând cont de angajamentele financiare deja asumate și de specificul sectorului energetic național. Obiectivul indicativ al României în materie de eficiență energetică este bazat pe consumul de energie primară. Pentru anul 2020 a fost asumată reducerea cu 19% a consumului prin implementarea de măsuri de îmbunătățire a

⁵ **Putere instalată (brută), Pi (brută)**, este puterea activă nominală indicată de producător; include grupurile aflate în rețehnologizare sau trecute în conservare pe durate mai mari de un an.

Capacitate instalată (brută), Ci (brută), este egală cu puterea generatorului, pentru cele aflate în exploatare. Pentru grupurile aflate în conservare capacitatea instalată este 0 MW.

Putere netă, Pnetă, este puterea pe care generatorul o poate livra în rețea în scopul comercializării și este egală cu puterea brută disponibilă minus puterea consumată în serviciile proprii (Csi), cota parte din consumul serviciilor generate (Csg) și pierderile de putere în transformatorul de bloc (PTB).

Reducerile permanente (brute), Rpp (brute), reprezintă diferența dintre puterea instalată a centralelor electrice și puterea disponibilă a acestora, dacă această reducere de putere nu poate fi eliminată în termen mai scurt de 1 an.

Putere disponibilă (brută), Pd (brută), reprezintă puterea activă maximă brută, de durată, pe care un grup generator o poate da, cu respectarea condițiilor de siguranță mecanică și electrică. Pentru grupurile aflate în exploatare, formula de calcul este $Pd_{brută} = Pi - Rpp$.

eficienței energetice, față de nivelul la care ar fi ajuns consumul în lipsa acestor măsuri, prognozat prin modelul Primes 2007 pentru scenariul realist.

Stabilirea țintei naționale de eficiență energetică pentru anul 2020, cerută de Articolul 3(1) al Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică, s-a realizat pe baza consumului de energie primară. În cursul anului 2014, România a transpus Directiva UE nr. 27/2012 privind eficiența energetică prin Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică și a elaborat cel de-al treilea Plan Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (PNAEE) 2014 – 2020, aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 122/2015.

Aceste acte normative asigură cadrul pentru elaborarea și aplicarea politicii naționale în domeniul eficienței energetice și trasează principalele obiective și direcții de acțiune în domeniul eficienței energetice.

Indicatorul reprezentativ privind eficiența de utilizare a energiei la nivel național este intensitatea energetică, respectiv consumul de energie pentru a produce o unitate de produs intern brut.

Intensitatea energetică a industriei a scăzut în perioada 2007-2012 cu circa 42%, atât datorită măsurilor adoptate pentru creșterea eficienței energetice, cât și a restructurării ce a avut loc în perioada de criză economică.

În contextul energetic național, dezvoltarea durabilă înseamnă asigurarea necesarului de energie, dar nu atât prin creșterea utilizării acesteia, cât prin creșterea eficienței energetice, prin modernizarea tehnologiilor și prin restructurarea economiei. Intensitatea energetică finală reprezintă unul din principalii indicatori macroeconomici pentru analiza eficienței de utilizare a energiei și este inclusă în lista indicatorilor de dezvoltare durabilă a organismelor internaționale.

Tabel 34 : Evoluția intensității energetice la nivelul UE și național, 2007-2013, tep/1.000 EUR

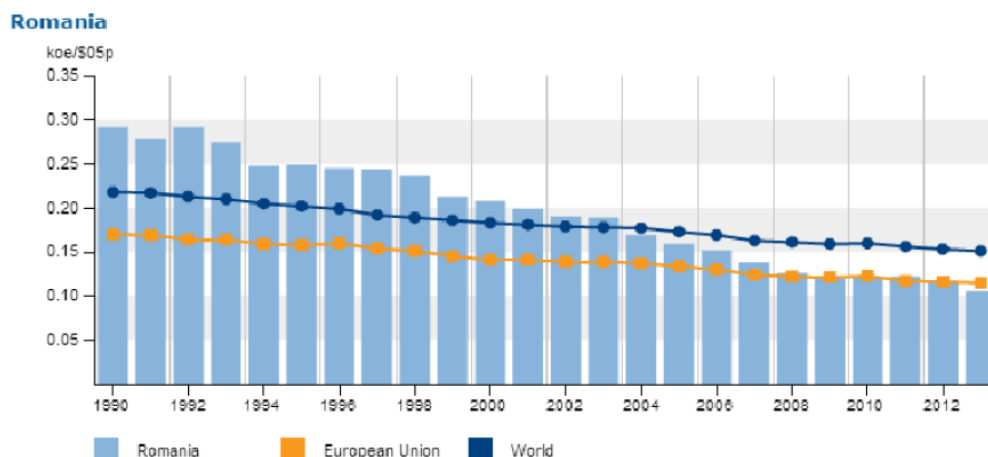
Indicator	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
UM	tep/1,000EUR						
EU-28	0,152	0,151	0,149	0,152	0,144	0,143	0,142
România	0,442	0,410	0,387	0,395	0,394	0,379	0,335

Sursa: Eurostat (2015)

Deși au avut o evoluție favorabilă în perioada analizată, indicatorii privind intensitatea energetică au în continuare valori peste media UE-28, plasând România în rândul celor mai energointensive țări din Europa.

ANRE (2015), citând o analiză efectuată de Consiliului Mondial al Energiei, în colaborare cu Ademe și Enerdata, prezintă următorul grafic de evoluția a intensității energiei primare – caculae în kgep/USD – în România, în comparație cu media UE.

Intensitate energetica primara ajustata la structura economica UE



Sursa: ANRE (2015)

Se observă că intensitatea energiei primare în România, *ajustată cu coeficientul de corecție privind structura economică*, a ajuns aproape la aceeași valoare cu media UE începând cu anul 2008.

Potențialul național de economisire a energiei, respectiv de reducere a pierderilor energetice în România, este apreciat la 27,7% din energia finală. Distribuția pe sectoare a potențialului de reducere a pierderilor energetice este prezentată în tabelul următor.

Tabelul 35: Potențialul estimat de reducere a consumului final de energie pe sectoare, %

Sectorul	Ponderea consumului sectorului în consumul final de energie în 2010	Potențialul de reducere a consumului final energetic
Clădiri	36	41,5
Transport	22	31,5
Servicii	11	14
Industrie	31	13

Sursa: BERD, ANRE

Tabel 36: Evoluția intensității energetice la nivelul UE și național, 2007-2013, tep/1,000 EUR

	Indicator	UM	2010	2011	2012	2013
Intensitatea energiei primare	PIB calculat în Euro 2005	tep/1000 Euro 2005	0,395	0,394	0,379	0,335
	PIB calculat în Euro	tep/1000 Euro	0,288	0,278	0,269	0,227
	PIB calculat în Euro la paritatea puterii de cumpărare	tep/1000 Euro ppc	0,14	0,136	0,126	0,112
Intensitatea energiei finale	PIB calculat în Euro 2005	tep/1000 Euro 2005	0,249	0,245	0,244	0,225
	PIB calculat în Euro	tep/1000 Euro	0,182	0,173	0,173	0,153
	PIB calculat în Euro la	tep/1000	0,088	0,085	0,081	0,075

	paritatea puterii de cumpărare	Euro ppc				
Raportul între energia primară și energia finală		-	1,52	1,52	1,53	1,48
Consum de energie primară pe locuitor		tep/loc	1,691	1,691	1,724	1,674
Consum de energie finală pe locuitor		tep/loc	1,113	1,113	1,127	1,135
Consum energetic final al gospodăriilor pe locuitor		tep/loc	0,399	0,399	0,389	0,401

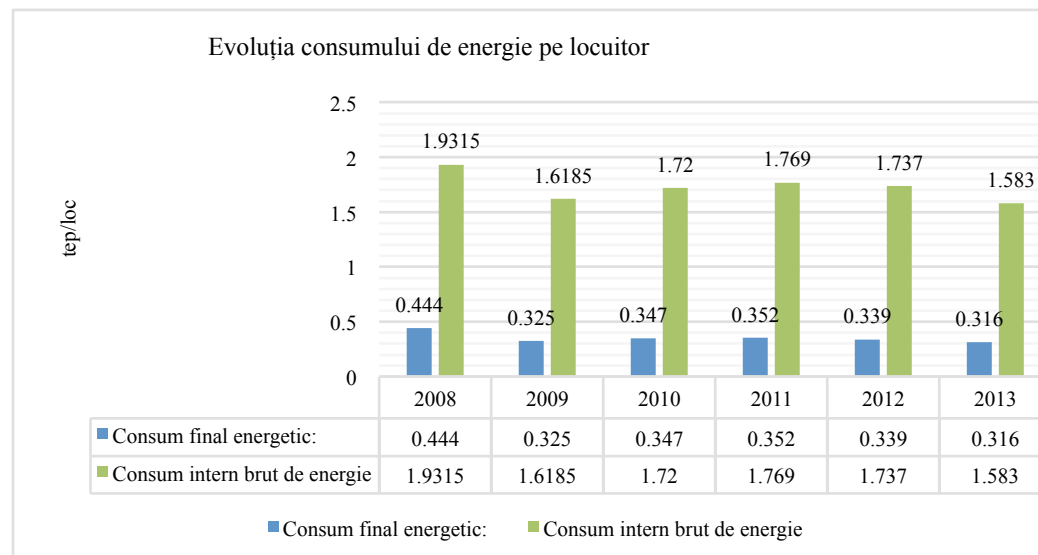
Sursa: ANRE, Raport privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică (2015)

În condițiile provocării actuale privind asigurarea resurselor energetice și necesitatea reducerii emisiilor de CO₂, precum și protecția mediului înconjurător, investițiile în eficiența energetică, recuperarea resurselor energetice secundare și combaterea fenomenului de sărăcie energetică constituie o prioritate strategică.

România se menține de mai mulți ani pe o traiectorie ascendentă în ceea ce privește eficiența energetică, la nivelul economiei naționale. Aceste tendințe sunt măsurabile prin:

- scăderea consumului de energie în condițiile creșterii economice;
- îmbunătățirea valorilor indicatorilor de eficiență energetică.

Cu toate acestea, potrivit Eurostat, în 2013 intensitatea energetică primară medie pentru cele 27 de state membre UE a fost de 0,142 tep/1000 Euro, iar intensitatea energetică primară a României a fost de 0,335 tep/1000 Euro. Astfel, deși intensitatea energetică a țării noastre este în evidentă scădere, ea se menține la mai mult de dublul mediei europene. Principalul motiv ține de procentul mult mai mare pe care sectorul industrial îl are în economia românească față de media UE.



Sursa: ANRE - Raport privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică

În luna noiembrie 2015, Academia Română a publicat studiul *Eficiența energetică – prioritate națională pentru reducerea sărăciei energetice, creșterea calității vieții și siguranța consumatorilor de energie*, elaborat la solicitarea ANRE. Studiul releva faptul că 40% din populația României se află la limita sărăciei energetice, dată fiind puterea de cumpărare scăzută în comparație cu media europeană.

Tot în luna noiembrie 2015, CE a publicat primul Raport de progres al Uniunii Energetice 2015 (COM(2015) 572 final din 18.11.2015). Pentru România, raportul notează că „Obiectivul 2020 pentru eficiența energetică a României este de 42,99 Mtep exprimată în consum primar de energie (30,43 Mtep exprimată în consum final de energie). *Deși consumul actual de energie primară al României (30,9 Mtep în 2012) se află sub obiectivul său pentru 2020, eforturile privind creșterea eficienței energetice ar trebui să continue pentru a menține consumul de energie primară la acest nivel sau pentru a avea o ușoară creștere, astfel încât să se atingă ținta 2020 și în condiții de creștere economică în următorii cinci ani.*” (s.n.)

Într-adevăr, aprecierea CE privind nivelul obiectivului național indicativ de eficiență energetică al României pentru 2020 este că acesta *nu este suficient de ambițios*, dată fiind proiecția de creștere a consumului de energie primară până în 2020, situată peste proiecția de creștere a PIB, după cum se arată în Raportul CE privind Evaluarea progresului realizat de statele membre privind atingerea țărilor naționale pentru eficiență energetică 2020 și privind implementarea Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică, lansat de Comisie în aceeași zi cu Raportul de progres al Uniunii Energetice 2015 (COM(2015) 574 final din 18 noiembrie 2015). În aceeași situație, potrivit Raportului privind eficiența energetică, se află Croația, Cipru, Finlanda, Grecia, Italia și Portugalia.

Finanțarea publică trebuie să joace un rol important prin sprijinirea punerii în aplicare a politicilor din domeniul eficienței energetice la nivel național. Finanțarea nu a crescut în ultimii ani, din cauza importanței insuficiente acordate acestor politici, dar și în contextul unor dificultăți financiare în realizarea investițiilor private și al unei slabe performanțe manageriale.

Pe de altă parte, eficacitatea investițiilor în eficiență energetică depind, printre altele, de transpunerea efectivă în aplicare a obligațiilor europene, inclusiv a Directivei privind eficiența energetică.

Pentru reducerea intensității energetice, Raportul de progres al Uniunii Energetice recomandă statelor membre majorarea cotei de energie termică produsă prin sisteme de cogenerare eficientă termică și electrică (CHP), precum și prin sisteme de termoficare și răcire centralizate.

II. ANGAJAMENTELE INTERNATIONALE ALE ROMÂNIEI ÎN SECTORUL ENERGETIC

1. Cadrul general european de politici în domeniul energetic

1.1 Uniunea Energetică: energie sigură, durabilă, competitivă și la prețuri accesibile pentru Europa

Prin constituirea Uniunii Energetice, UE își propune să stimuleze creșterea economică, să garanteze securitatea energetică europeană și să combată schimbările climatice. Obiectivul pachetului de politici privind Uniunea Energetică este de a asigura o energie la prețuri accesibile, sigură și durabil pentru cetățenii Uniunii Europene. Cinci domenii-cheie, printre care se numără securitatea energetică, eficiența energetică și reducerea emisiilor de carbon, fac obiectul unor măsuri specifice.

Pachetul privind Uniunea Energetică a fost publicat de către Comisia Europeană (CE) la 25 februarie 2015 și cuprinde trei comunicări, după cum urmează:

- Comunicarea privind Strategia-cadru pentru Uniunea Energetică, însoțită de un Plan de Acțiune – care detaliază obiectivele Uniunii Energetice, precum și măsurile concrete care vor fi luate în vederea realizării acestora;
- Comunicarea care prezintă viziunea UE pentru noul acord global privind clima, convenit la Paris în decembrie 2015;
- Comunicarea care expune măsurile necesare pentru realizarea obiectivului de interconectare electrică de 10% până în 2020.

În prezent, UE este cel mai mare importator mondial de energie, importând 53% din necesarul anual de energie, la un cost anual de aproximativ 400 miliarde EUR. Multe dintre Statele Membre ale UE se bazează pe un număr limitat de furnizori, în special pentru aprovizionarea cu gaze naturale. Acest lucru le face vulnerabile la perturbările care survin în aprovizionarea cu energie. De asemenea, infrastructura energetică învechită a Europei (mai ales în Europa Centrală și de Est), piețele slab integrate ale energiei – în special transfrontalier – precum și lipsa coordonării politicilor energetice naționale fac ca, adesea, consumatorii și întreprinderile din UE să nu beneficieze de o mai mare posibilitate de alegere sau de scăderea prețurilor energiei.

Modernizarea și diversificarea infrastructurii energetice contribuie la reducerea perturbărilor și a dependenței energetice față de furnizorii externi. Finalizarea pieței interne a energiei va permite accesul la piețele energiei dincolo de frontierele naționale, aspect care facilitează și consolidarea cooperării regionale între statele Uniunii Energetice, pe de o parte, și state terțe, pe de altă parte. Aspectul acesta îmbunătățește și accesibilitatea energiei și competitivitatea prețurilor energiei pentru consumatori.

Potrivit ȋntelor UE asumate în Comunicarea CE – Cadrul privind clima și energia pentru 2030, UE depune eforturi în vederea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a dependenței generale de combustibilii fosili. Strategia-cadru se bazează pe principiile Cadrului privind clima și energia pentru 2030 și ale Strategiei de securitate energetică, lansate în anul 2014, integrând domenii de politică variate într-o abordare unitară. Astfel, trei obiective principale ale politicii energetice a UE se regăsesc în Comunicarea privind Strategia-cadru pentru Uniunea Energetică:

- securitatea aprovizionării
- durabilitatea
- competitivitatea

Uniunea Energetică este structurată pe cinci dimensiuni:

1. Securitatea energetică, solidaritatea și încrederea

Această prioritate se bazează pe Strategia de securitate energetică, adoptată în mai 2014. Scopul este de a reduce vulnerabilitatea UE în fața posibilelor întreruperi ale livrărilor externe de energie, precum și dependența de anumiți combustibili, furnizori și rute de transport. Măsurile propuse sunt menite a asigura diversificarea aprovizionării (surse, furnizori și rute), a încuraja Statele Membre și industria să coopereze pentru a garanta securitatea aprovizionării, și a spori transparența în ceea ce privește aprovizionarea cu gaze naturale – în special privind acordurile de import din țări care nu sunt membre ale UE.

2. Piața internă a energiei

Obiectivul este de a oferi un nou impuls finalizării pieței interne a energiei. Prin urmare, prioritățile includ îmbunătățirea interconectărilor energetice, asigurarea punerii în aplicare și a respectării pe deplin a Pachetului 3 Energie (care reglementează piața internă de energie), o mai bună cooperare între Statele Membre în elaborarea politicilor energetice, precum și facilitarea alegerii furnizorilor de energie de către cetățeni.

3. Contribuția eficienței energetice la moderarea cererii de energie

UE depune eforturi susținute pentru a atinge obiectivul stabilit de Consiliul European în octombrie 2014, de îmbunătățire cu cel puțin 27 % a eficienței energetice până în 2030. Printre cele mai importante măsuri se numără creșterea eficienței energetice în sectorul clădirilor – în special prin îmbunătățirea sistemelor de încălzire și răcire – reducerea emisiilor și îmbunătățirea eficienței combustibililor în sectorul transporturilor.

4. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în economie

Strategia Uniunii Energetice valorifică politica ambițioasă a UE în domeniul climei, bazată pe angajamentul de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră la nivel intern cu cel puțin 40 % comparativ cu 1990. Schema UE de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS) ar trebui de asemenea, să își îndeplinească pe deplin rolul în stimularea investițiilor în tehnologii cu emisii reduse de dioxid de carbon. Strategia-cadru stabilește obiectivul ca UE să devină liderul mondial în domeniul energiei din surse regenerabile și un nod mondial pentru dezvoltarea următoarei generații de surse de energie regenerabilă, avansate tehnologic.

5. Cercetarea, inovarea și competitivitatea

Obiectivul este de a plasa cercetarea și inovarea în centrul Uniunii Energetice, astfel încât, UE să se afle în avangarda tehnologiilor pentru rețele inteligente și locuințe inteligente, a transporturilor curate, precum și a combustibililor fosili nepoluanți și a celei mai sigure producții de energie nucleară din lume. Noua abordare a cercetării și inovării în domeniul energiei se va baza pe programul Orizont 2020 și ar urma să accelereze transformarea sistemului energetic.

CE a pus în dezbatere propunerile de consolidare a **sistemului de guvernare**, care cuprind raportarea și monitorizarea obligațiilor Statelor Membre și, respectiv, ale CE, și un sistem integrat și dinamic pentru a se asigura că acțiunile întreprinse la toate nivelurile contribuie la atingerea obiectivelor Uniunii Energetice. Sistemul de guvernare propus va servi următoarelor scopuri: structurarea acțiunilor în materie de energie și climă, precum și a acțiunilor în alte domenii de politică relevante, în vederea unei coerențe sporite a politicilor pe termen lung; sistematizarea obligațiilor actuale de planificare și de raportare, evitând sarcinile administrative inutile; demararea unui dialog privind energia cu părțile interesate în vederea elaborării politicilor de gestionare a tranziției energetice.

Uniunea Energetică a fost una dintre cele cinci priorități ale agendei strategice a Consiliului European, adoptate la 26-27 iunie 2014. Liderii europeni au subliniat importanța Uniunii Energetice pentru a se evita dependența UE de importurile de energie. Consiliul European a reiterat de asemenea, obiectivul de a crea o Uniune Energetică în cursul reuniunii sale din 23-24 octombrie 2014. Liderii europeni au convenit următoarele:

- să accelereze finalizarea proiectelor de infrastructură pentru energie electrică și gaze naturale;
- să consolideze securitatea aprovizionării cu energie electrică și gaze prin creșterea eficienței energetice, prin utilizarea resurselor interne și prin tehnologii cu emisii reduse de dioxid de carbon;
- să se asigure că contractele de gaze naturale cu furnizori externi sunt mai transparente și pe deplin compatibile cu normele de securitate energetică ale UE și, în egală măsură, cu normele legislative ale UE;
- să dezvolte strategii inovatoare pentru o nouă generație de energie din surse regenerabile și să sporească eficiența energetică;
- să intensifice diplomația din domeniul climei.

1.2 Protocolul de la Paris: combaterea schimbărilor climatice globale după 2020

Noul acord global privind schimbările climatice, Protocolul de la Paris, adoptat în decembrie 2015, oficializează obiectivul de reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2030, convenit în cadrul Consiliului European din octombrie 2014. Obiectivele, cunoscute și sub denumirea de „contribuții preconizate stabilite la nivel național” sau INDC, au fost transmise CCONUSC până la sfârșitul lunii martie 2015. În această privință, Comunicarea CE:

- prezintă în linii mari obiectivele în privința cărora Protocolul de la Paris ar trebui să producă rezultate, inclusiv în ceea ce privește reducerea emisiilor, dezvoltarea durabilă și investițiile în dezvoltarea cu emisii reduse de dioxid de carbon și rezistentă la schimbările climatice
- evidențiază necesitatea unui proces de revizuire și consolidare a angajamentelor asumate în temeiul Protocolului de la Paris;
- subliniază importanța unor norme solide privind monitorizarea, raportarea, verificarea și contabilizarea pentru toate părțile la Protocolul de la Paris;
- expune detaliat modalitățile de promovare a punerii în aplicare și a cooperării, cum ar fi mobilizarea de fonduri publice și private și sprijinirea dezvoltării și a utilizării tehnologiilor legate de climă;
- subliniază necesitatea mobilizării combaterii schimbărilor climatice prin alte politici, cum ar fi politica de cercetare și dezvoltare.

1.3 Cadrul 2020 – 2030

Principalele obiective ale actualului cadru pentru politica privind energia și clima, ce trebuie atinse până în 2020 sunt:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (20%);
- ponderea energiei din sursele regenerabile (20%);
- programele de îmbuătățire în domeniul eficienței energetice (20%).

Conform Comunicării CE către Parlamentul European (COM (2014) 15 final), actualele politici privind energia și clima au condus la realizarea unor progrese substanțiale în vederea îndeplinirii obiectivelor 20/20/20:

- în 2012, nivelul emisiilor de gaze cu efect de seră a fost cu 18% mai scăzut în raport cu nivelul înregistrat în 1990 și se estimează că emisiile vor scădea în continuare, atingând niveluri reduse cu 24% față de cele din 1990 până în 2020, respectiv cu 32% mai mici până în 2030 pe baza politicilor actuale;
- ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final de energie a crescut, ajungând la 13% în 2012 și se estimează că va crește în continuare până la 21% în 2020 și 24% în 2030;
- la sfârșitul anului 2012, UE instalase aproximativ 44% din energia electrică produsă din surse regenerabile la nivel mondial (cu excepția hidroenergiei);
- intensitatea energetică a economiei UE s-a redus cu 24% în perioada 1995-2011, în timp ce îmbunătățirile realizate în sectorul industrial au fost de aproximativ 30%. Directiva privind eficiența energetică adoptă o abordare colectivă a economiilor de energie în UE. Termenul de transpunere a directivei a fost iunie 2014, iar Consiliul și Parlamentul European au solicitat o evaluare a acesteia pentru a examina progresele înregistrate în vederea realizării obiectivului pentru 2020. Deocamdată, se preconizează că nu se va atinge obiectivul de 20%;
- emisiile de dioxid de carbon generate de economia UE au scăzut cu 28% în perioada 1995-2010.

Cadrul de politici pentru 2030 se va baza pe aplicarea integrală a obiectivelor 20/20/20, inclusiv prin noi ținte, precum și pe următoarele elemente:

- un angajament ambițios de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră, în conformitate cu foile de parcurs pentru 2050, dar răspunzând provocărilor legate de eficacitatea costurilor și accesibilitatea prețului;
- simplificarea cadrului de politici la nivel european, îmbunătățind în același timp complementaritatea și coerența dintre obiective și instrumente;
- oferirea de flexibilitate statelor membre pentru a defini o tranziție către emisii reduse de dioxid de carbon care să corespundă circumstanțelor lor specifice;
- consolidarea cooperării regionale între statele membre;
- menținerea dinamismului care stă la baza dezvoltării surselor regenerabile de energie, printr-o politică bazată pe o abordare mai eficientă din punctul de vedere al costurilor;
- o înțelegere clară a factorilor care determină costurile energiei, astfel încât politicile în domeniu să țină cont de obiectivul menținerii competitivității întreprinderilor și accesibilității prețurilor energiei;
- îmbunătățirea securității energetice;
- îmbunătățirea securității investitorilor prin oferirea încă de acum a unor semnale clare cu privire la modul în care se va schimba cadrul de politică după 2020;
- distribuirea echitabilă a eforturilor între statele membre, ținând seama de circumstanțele și capacitățile lor specifice.

La Consiliul European din octombrie 2014, șefii de state și de guverne au agreeat noile ținte în domeniul energie – climă pentru 2030. Astfel, Statele Membre se vor angaja la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră pentru emisiile UE cu 40% în raport cu nivelul din 1990; energia din surse regenerabile trebuie să continue să joace un rol esențial în tranziția către un sistem energetic mai competitiv, sigur și durabil, ponderea ei urmând să crească la 27%. De asemenea, s-a agreeat o țintă indicativă de 27% în ceea ce privește eficiența energetică (așadar, economii de energie de 27%, măsurate în consum de energie primară), care ar urma să fie revizuită în 2020, cu scopul explorării unui nivel de 30%.

Obiectivul UE în materie de eficiență energetică nu este obligatoriu, iar progresele sunt realizate prin măsuri de politică specifice la nivelul UE și la nivel național, care vizează inclusiv aparatele de uz casnic și industrial, vehiculele și parcul imobiliar. De asemenea, actuala țintă de 10% (până în 2020) în ceea ce privește interconectările de energie electrică va crește la 15% până în 2030 (ținând însă cont de costuri și de potențialul realizării de schimburi comerciale între respectivele regiuni).

România nu și-a atins ținta de interconectare pentru 2020, aceasta fiind în prezent la nivelul de 7%. CE atrage atenția asupra necesității concentrării eforturilor pe așa-numitele *insule energetice*: Statele Baltice, Peninsula Iberică, Cipru, Malta și Grecia.

1.3.1 Reforma EU ETS

Un alt element al Cadrului european 2030 este **reforma sistemului de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS)**. Parlamentul European și Consiliul au convenit asupra propunerii de a amâna licitarea a 900 de milioane de certificate de emisii până în 2019/2020. Surplusul structural va persista mult timp în perioada de comercializare de după 2020 (faza 4) dacă nu sunt luate măsuri suplimentare pentru reformarea ETS. Pentru a asigura eficacitatea ETS în promovarea investițiilor în tehnologii cu emisii scăzute de dioxid de carbon la cel mai redus cost pentru societate, este necesar să se ia din timp o decizie pentru a face din ETS un instrument mai solid. În opinia Comisiei, acest lucru se poate realiza cel mai bine prin crearea unei rezerve pentru stabilitatea pieței la începutul fazei 4 în 2021.

Alocarea gratuită va continua și în 2030, cu scopul prevenirii defocalizării industriilor energointensive. Plafonul va scădea cu 2,2% începând cu 2021. În același timp, pentru a intensifica eforturile de reducere a emisiilor de carbon, din sumele încasate în urma tranzacționării certificatelor de emisii, se vor înființa două fonduri, unul pentru inovare (care va sprijini proiecte demonstrative de reducere a emisiilor, pe baza programului existent NER300), iar cel de-al doilea pentru modernizare, care va sprijini modernizarea sistemelor energetice în Statele Membre cu venituri mici (în care PIB/cap de locuitor nu depășește 60% din media europeană, adică aproximativ zece State Membre).

1.3.2 Asigurarea concurenței pe piețele integrate de energie

Un alt pilon al noului cadru 2030 îl reprezintă **asigurarea concurenței pe piețe integrate**. Finalizarea pieței interne a energiei, atât pentru electricitate, cât și pentru gaze, rămâne o prioritate urgentă pentru CE. Orientările privind ajutorul de stat în domeniul energiei și al mediului trebuie să evolueze, de asemenea, pentru a promova abordări mai bine orientate către piață, care să reflecte evoluția structurii costurilor tehnologiilor energetice și creșterea competitivității pe piața internă.

Creșterea cantității de energie electrică produse din energie eoliană și solară a exercitat, de asemenea, o presiune în sensul scăderii prețurilor angro, contribuind, totodată, la creșterea prețurilor pe piața cu amănuntul din cauza repercutării costurilor schemelor de sprijin asupra consumatorilor. Segmentul de comercializare cu amănuntul este caracterizat de niveluri ridicate de concentrare a pieței și de reglementare a prețurilor în majoritatea statelor membre, ceea ce limitează efectiv concurența și posibilitățile de alegere ale consumatorilor.

Un nivel ridicat al concurenței în cadrul pieței interne a energiei este esențial pentru realizarea de progrese în vederea atingerii tuturor obiectivelor de politică energetică ale Uniunii pentru orizontul de timp 2030 (astfel se vor asigura instrumentele-cheie pentru limitarea prețurilor energiei pentru întreprinderi și gospodării). O piață a energiei pe deplin

integrată și competitivă ar putea genera economii cuprinse între 40 și 70 de miliarde EUR până în 2030, în comparație cu situația actuală.

1.3.3 Strategia Europeană de Securitate Energetică

Noul cadru de politici energie – climă pentru anul 2030 ține cont și de recent adoptata **Strategie Europeană privind Securitatea Energetică**. Astfel, pilonul cadrului 2030 de promovare a securității aprovizionării cu energie va fi structurat pe trei axe:

- exploatarea unor noi surse de energie durabilă;
- diversificarea surselor și rutelor de aprovizionare în ceea ce privește importurile de combustibili fosili (consolidarea concurenței pe piețele de energie prin sporirea liberalizării, prin finalizarea pieței interne a energiei și dezvoltarea infrastructurii de transport a energiei);
- îmbunătățirea eficienței energetice a economiei într-un mod eficace din punct de vedere al costurilor și pentru a genera economii de energie prin îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor, a produselor și a proceselor.

1.3.4 Noul cadru de monitorizare

Un rol important în noua arhitectură 2030 îl va avea un nou cadru de monitorizare, care va cuprinde planuri naționale pentru o energie competitivă, sigură și durabilă.

CE consideră că este necesară simplificarea și raționalizarea proceselor, deocamdată separate, de raportare cu privire la sursele regenerabile, eficiența energetică și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră după 2020, și să instituie un proces consolidat de guvernare cu statele membre.

Îndeplinirea obiectivelor ar fi asigurată printr-o armonizarea măsurilor la nivelul UE și la nivel național, așa cum sunt descrise de statele membre în planurile lor naționale pentru o energie competitivă, sigură și durabilă. Aceste planuri

- ar asigura îndeplinirea obiectivelor de politică ale UE în materie de climă și energie;
- ar oferi o mai mare coerență a abordărilor statelor membre;
- ar promova o mai mare integrare a pieței și o concurență sporită;
- ar oferi investitorilor siguranță pentru perioada de după 2020;
- ar trebui să stabilească o abordare clară pentru atingerea obiectivelor naționale privind emisiile de gaze cu efect de seră în sectoarele non-ETS, energia din surse regenerabile, economiile de energie, securitatea energetică, cercetarea și inovarea, precum și alte alegeri majore, cum ar fi energia nucleară, gazele de șist, captarea și stocarea dioxidului de carbon.

Aceste planuri urmează a fi integrate într-o structură de guvernare clară, cu un proces iterativ condus de Comisie, care va evalua planurile statelor membre în ceea ce privește aceste aspecte comune și va formula recomandări, dacă va fi cazul. Noul proces va cuprinde următoarele etape:

- Etapa 1: Comisia va elabora orientări detaliate privind funcționarea noului proces de guvernare și, mai ales, conținutul planurilor naționale;
- Etapa 2: Pregătirea planurilor statelor membre printr-un proces iterativ;
- Etapa 3: Evaluarea planurilor și a angajamentelor statelor membre.

Nu în ultimul rând, noul cadru 2030 va cuprinde **noi indicatori pentru o energie competitivă, sigură și durabilă**. CE va monitoriza următoarele aspecte:

- diferențele prețurilor energiei între UE și principalii săi parteneri comerciali, stabilite pe baza raportului privind prețurile și costurile energiei;
- diversificarea importurilor de energie și ponderea surselor autohtone de energie utilizate în consumul de energie în perioada până în 2030;
- dezvoltarea pe scară largă a rețelelor inteligente și a interconexiunilor între statele membre;
- cuplarea piețelor energetice din cadrul UE, pe baza liberalizării piețelor gazului și energiei electrice realizate deja în temeiul legislației UE;
- concurența și concentrarea pe piețele de energie la nivel național și în regiunile în care cuplarea funcționează la nivelul comerțului cu ridicata;
- inovarea tehnologică (cheltuieli cu C&D, brevete europene, poziția competitivă în materie de tehnologii în comparație cu țările terțe).

Schema de mai jos prezintă, pe scurt principalele, elemente ale cadrului 2030:

Cadrul 2020 - 2030		Gaze efect seră	Energii regenerabile	Eficiență energetică	Interconectări energie electrică
	2020	-20%	+20%	20%	+10%
	2030	-40%	+27%	27%*	+15%
	Reforma pieței carbonului	Strategia europeană privind securitatea energetică		Sistem nou de indicatori și guvernanță	Mobilizare investiții

*Obs: Ținta pentru eficiență energetică pentru 2030 este indicativă, urmează să fie revizuită în 2020 și eventual crescută la 30%.

1.4 Perspectiva energetică 2050

Pentru anul 2050, UE și-a propus să aibă un sistem energetic sigur, competitiv și decarbonizat. În acest sens, aspirația orientativă este ca UE să își reducă emisiile de gaze cu efect de seră cu peste 80% până în 2050. Instituțiile europene recunosc însă faptul că atingerea acestui obiectiv va exercita o presiune deosebită asupra sistemelor energetice. Totodată, situația UE și nivelul acesteia de ambiție vor depinde în mod direct de tendințele energetice globale și, totodată, de finalizarea unui acord mondial privind clima, care ar determina, de asemenea, scăderea cererii și a prețurilor pentru combustibili fosili la nivel mondial.

În aceste condiții, pentru 2050, modelările făcute de CE, conform COM (2011) 885 final, arată următoarele posibile scenarii.

Scenarii bazate pe tendințele actuale

- **Scenariul de referință.** Scenariul de referință include tendințele actuale și previziunile pe termen lung privind dezvoltarea economică [o creștere a PIB cu 1,7% pe an]. Scenariul ține seama de politicile adoptate până în martie 2010, inclusiv de obiectivele pentru 2020 privind ponderea energiei din surse regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, precum și de Directiva privind schema de comercializare a certificatelor de emisii (ETS). În scopul analizei au fost examinate mai multe aspecte sensibile privind ratele mai mari sau mai mici de creștere a PIB și prețurile mai mari sau mai mici de import al energiei.

- **Inițiative politice actuale (IPA).** Acest scenariu actualizează măsurile deja adoptate, de exemplu, după evenimentele care au avut loc la Fukushima, în urma catastrofelor naturale din Japonia și măsurile propuse, cum sunt cele din cadrul strategiei „Energie 2020”; scenariul include, de asemenea, acțiuni propuse în legătură cu „Planul pentru eficiență energetică” și noua „Directivă privind impozitarea energiei”.

Scenarii de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră

- **Eficiență energetică sporită.** Angajament politic pentru reduceri foarte importante ale consumului de energie; include, de exemplu, cerințe minime mai stricte pentru aparatura și clădirile noi; renovarea în proporție mai mare a clădirilor existente; stabilirea de obligații de reducere a consumului energetic pentru utilitățile energetice. Acest scenariu conduce la scăderea cererii de energie cu 41% până în 2050, în comparație cu nivelurile maxime din 2005-2006.
- **Tehnologii de producție diversificate.** Nu este preferată nicio tehnologie; toate sursele de energie pot concura în sistem de piață, fără măsuri specifice de sprijin. Eficiența măsurilor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră depinde de stabilirea prețului carbonului, presupunând că publicul acceptă atât energia nucleară, cât și captarea și stocarea carbonului (CSC).
- **O pondere crescută a energiei din surse regenerabile.** Măsuri solide de sprijin a surselor regenerabile de energie, care conduc la o pondere mare a acestora în consumul de energie final brut (75% în 2050) și la o pondere de până la 97% în consumul de energie electrică.
- **Introducerea cu întârziere a CSC.** Asemănător cu scenariul „Tehnologii de aprovizionare diversificate”, însă pornește de la ipoteza introducerii cu întârziere a CSC, ceea ce antrenează o pondere mai mare a energiei nucleare, decarbonizarea fiind determinată de prețul carbonului, mai degrabă decât de progresele tehnologice.
- **O proporție redusă a energiei nucleare.** Asemănător cu scenariul „Tehnologii de aprovizionare diversificate”, însă pornește de la ipoteza că nu se va mai construi nicio centrală nucleară (cu excepția reactoarelor aflate în construcție în prezent), ceea ce conduce la o răspândire mai mare a CSC (aproximativ 32 % din energia electrică generată).

În toate scenariile, modificările structurale pentru transformarea sistemului energetic sunt semnificative. Reducerea emisiilor de carbon, pe termen lung, ar putea fi mai puțin costisitoare decât politicile actuale, însă cheltuielile gospodăriilor cu energia vor crește, prețurile la electricitate urmând să crească până în 2030 (pentru ca apoi să descrească), în condițiile în care energia electrică va juca un rol tot mai important în mixul energetic european. În timp ce ponderea regenerabilelor va crește substanțial, reducerea emisiilor de carbon nu va putea fi atinsă fără un accent puternic pe economisirea de energie. Se pune, de asemenea, accent pe energia nucleară, pe captarea și stocarea carbonului, pe promovarea sistemelor descentralizate de generare și a alor tehnologii „verzi”.

Rolul esențial în această tranziție către 2050 îl va juca **eficiența energetică**. Este necesară o mai mare atenție îndreptată asupra clădirilor, dar și asupra accesului consumatorilor la tehnologii inteligente pentru a-și reduce consumul. Este nevoie de stimulente pentru modificarea comportamentului, sub formă de taxe, subvenții sau consiliere oferită la fața locului de experți, inclusiv stimulente financiare asigurate prin reflectarea costurilor externe în prețul energiei.

Sursele de energie regenerabile, importante pentru tranziție, trebuie susținute, acordându-se însă o importanță deosebită reducerii costurilor cu energia regenerabilă prin susținerea cercetării, industrializarea lanțului de aprovizionare și eficientizarea politicilor și a sistemelor de sprijin. Este necesară o mai mare convergență a schemelor de sprijin, fiind nevoie în continuare de investiții în dezvoltarea tehnologiilor de stocare.

Gazul natural va continua să joace un rol important în tranziție. Înlocuirea cărbunelui și a produselor petroliere cu gaze, pe termen scurt și mediu, poate contribui la reducerea emisiilor cu ajutorul tehnologiilor existente cel puțin până în 2030 sau 2035. Pe piața gazelor este nevoie de mai multă integrare, de mai multă lichiditate, de surse de aprovizionare mai diversificate și de o capacitate de stocare mai mare pentru ca gazele să-și mențină avantajele competitive pentru generarea de energie electrică.

Cărbunele ar putea să joace în continuare un rol în mixul energetic european la orizontul anului 2050, cu condiția dezvoltării tehnologiilor CSC. De asemenea, probabil că petrolul va rămâne în mixul energetic chiar și în 2050 și va alimenta în principal transportul de călători și de mărfuri pe distanțe mari.

Alte condiții importante pentru trecerea către o economie cu emisii reduse.

- Creșterea investițiilor publice și private în cercetare-dezvoltare și în inovare tehnologică, pentru accelerarea comercializării tuturor soluțiilor ce presupun emisii scăzute de carbon.
- UE s-a angajat să realizeze o piață complet integrată până în 2014, iar acest lucru trebuie realizat cu prioritate.
- Prețurile energiei trebuie să reflecte mai bine costurile, în special costurile noilor investiții necesare în ansamblul sistemului energetic. O atenție deosebită trebuie acordată celor mai vulnerabile grupuri de consumatori; sunt necesare măsuri specifice, la nivel național și local, pentru a evita sărăcia energetică.
- Este nevoie să fie conștientizat caracterul urgent și responsabilitatea colectivă pentru dezvoltarea de noi infrastructuri energetice și capacități de stocare pe teritoriul Europei și cu țările vecine.

Pentru orizontul de timp 2030, România trebuie să țină cont de aceste tendințe, Strategia Energetică a țării bazându-se pe eficiență energetică, sisteme mai eficiente de susținere a energiilor regenerabile, stimularea cercetării și dezvoltării, energia nucleară, gazul natural ca un combustibil de tranziție, integrarea deplină în piața internă de energie, precum și susținerea introducerii de noi tehnologii avansate, eficiente economic și cu emisii reduse de carbon.

2. Angajamentele României de reformă în domeniul energetic

2.1. Programul Național de Reformă: Realizarea Țintelor naționale stabilite în cadrul Strategiei Europa 2020

Pentru sectorul energetic, Programul Național de Reformă cuprinde angajamente privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea ponderii surselor de energie regenerabilă în consumul final brut de energie și eficiența energetică (reducerea consumului primar de energie), după cum urmează:

Subiect	Țintă	Termen limită	Simbol
Reducere emisii gaze cu efect de seră, %	-19% (anul de bază 2005)	2020	
Ponderea energiilor regenerabile în consumul final de energie, %	+ 24%	2020	
Consumul de energie primară, %	-19% (comparativ cu prognoza PRIMES din 2007)	2020	

Conform Raportului de țară al României pentru 2015, la nivel național progresele înregistrate în atingerea Țintelor Europa 2020 se prezintă după cum urmează:

- România se înscrie pe traiectoria de atingere a două ținte naționale Europa 2020. În ceea ce privește emisiile de gaze cu efect de seră (GES), conform datelor disponibile din Inventarul Național al Emisiilor de Gaze cu efect de Seră, totalul emisiilor (inclusiv LULUCF, *Land use, Land Use Change and Forestry*) a scăzut cu 56,02 % între 1990 și 2012 (de la 223,43 mil. tone CO₂ echivalent la 98,27 mil. tone CO₂ echivalent). Emisiile de GES din sectoarele non ETS (neacoperite de schema de comercializare a certificatelor de emisii GES – EU ETS) au scăzut între 2005 și 2012 cu 0,77% (de la 71,34 mil. tone CO₂ echivalent la 70,79 mil. tone CO₂ echivalent). Valorile emisiilor de GES înregistrate în această perioadă arată că România se înscrie în obiectivul de reducere a emisiilor de GES asumat.
- Ponderea energiei din SRE în consumul final brut de energie în 2013 a fost de 25,13%, superioară celei stabilite pentru 2011-2012 de Directiva privind SRE. Pentru atingerea țintei naționale în domeniul SRE a fost continuată promovarea acestora prin intermediul certificatelor verzi. La 31 decembrie 2014 puterea instalată în centralele care beneficiază de sistemul de promovare (excluzând puterea instalată în grupurile care au ieșit din schema de susținere – hidro vechi sau eolian cu acreditare temporară expirată) era de circa 3815 MW, din care aproximativ 234 MW puși în funcțiune în perioada 1 ian. 2014 - 31 dec. 2014. Se estimează că în perioada 1 ianuarie - 15 martie 2015, puterea instalată acreditată pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi a fost de cca 30 MW.
- Referitor la eficiența energetică, România înregistrează valori sub țintele indicative naționale, la nivelul anului 2012 reducerea consumului de energie primară a fost de

16,6% (echivalent 7,3 Mtep) față de prognoza PRIMES din anul 2007. Pentru creșterea eficienței energetice, de la 1 aprilie 2011 se aplică schema de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Aceasta prevede acordarea unui sprijin financiar producătorilor de energie electrică și termică ce dețin/ exploatează comercial centrale de cogenerare de înaltă eficiență care realizează economii de combustibil de cel puțin 10% față de producerea separată. În perioada ianuarie – decembrie 2014, de schema de sprijin au beneficiat 37 de operatori economici. Finanțarea măsurii este extrabugetară, cheltuielile fiind suportate de toți consumatorii și de furnizorii exportatori de energie. Sumele totale acordate ca bonus în perioada 1 ianuarie - 31 decembrie 2014 au fost în valoare de 907 milioane lei.

2.1.1 Recomandările specifice de țară, 2015

- Promovarea concurenței și a eficienței în sectorul energiei;
- Accelerarea reformei guvernantei corporative a întreprinderilor de stat;
- Îmbunătățirea și raționalizarea politicilor în domeniul eficienței energetice;
- Integrarea transfrontalieră a rețelelor de energie, cu prioritate acordată fluxurilor reversibile în interconexiunile de gaze naturale.

2.1.2 Planul de Acțiuni al României pentru implementarea recomandărilor specifice de țară

Planul de Acțiuni pentru implementarea Recomandărilor Specifice de Țară ține cont de evaluarea CE pentru perioada 2013 – 2014, conform căreia România a înregistrat progrese limitate, și subliniază că este nevoie de acțiuni mai concrete și de angajamente mai ferme pentru implementarea măsurilor de eficiență energetică și a legislației UE relevante în materie. Plecând de la aceste concluzii, România s-a angajat să ducă la îndeplinire următoarele măsuri:

- Promovarea unor proiecte-pilot privind contorizarea inteligentă la nivelul sistemelor de distribuție a energiei electrice (pentru a îndeplini recomandarea promovării concurenței și eficienței în sectorul energetic) până în trimestrul IV / 2014:
 - Studiul de evaluare a costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, a rentabilității, precum și a termenelor fezabile de implementare asociate promovării sistemelor de măsurare inteligente la consumatorul final a evidențiat fezabilitatea aplicării acestei măsuri pentru sectorul energiei electrice.
 - În acest scop, operatorii de distribuție au propus către ANRE o serie de proiecte pilot, care au fost analizate de reglementator, acestea fiind în septembrie 2014 la stadiul de avizare. Proiectele pilot au fost avizate și aprobate de ANRE după ce au fost revizuite și îmbunătățite de către operatorii de distribuție.
- Accelerarea privatizării, restructurării sau vânzării de acțiuni în întreprinderile în care statul este acționar majoritar, pentru a îndeplini recomandarea de accelerare a reformei guvernantei corporative în cadrul companiilor de stat din sectorul energiei.
- Pentru îmbunătățirea și raționalizarea politicilor din domeniul eficienței energetice a fost înființat grupul de lucru inter-instituțional cu atribuții în domeniul eficienței energetice, fiind extins cadrul existent și pentru gestionarea măsurilor de creștere a eficienței energetice, conform Strategiei Europa 2020.
- Acțiunea de îmbunătățire a eficienței energetice în gospodăriile și comunitățile cu venituri reduse din România vizează integrarea problemelor de sărăcie energetică în politica energetică românească.

- Măsura de promovare a schemelor de tip ESCO și a contractelor de performanță energetică vizează îmbunătățirea cadrului legislativ al schemelor de tip ESCO și promovarea contractului de performanță energetică la nivelul municipalităților. Formularea recomandărilor privind îmbunătățirea cadrului legislativ de aplicare a contractului de performanță energetică se va face în colaborare cu BERD, o serie de acțiuni de promovare a acestor tipuri de contracte fiind deja derulate de ANRE, urmând ca altele de același fel să se facă în colaborare cu EPEC (European PPP Expertise Centre), în cadrul campaniei Energy Performance Contracting Campaign, EPCC. Pentru promovarea schemelor de tip ESCO și a contractelor de performanță energetică, în cadrul colaborării cu BERD, a fost elaborată o versiune îmbunătățită a modelului de contract de performanță
- Promovarea cogenerării de înaltă eficiență și în cazul centralelor de cogenerare care nu beneficiază în prezent de schema de sprijin, implică aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor de vânzare și a condițiilor de preluare pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată din centrale de cogenerare de mică putere și centrale de microcogenerare care a fost supusă consultării publice într-o prima variantă, în trim. I 2014. Având în vedere aprobarea de către CE, în luna iunie 2014, a Orientărilor privind ajutorul de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020, modalitatea de susținere propusă de metodologie nu mai este valabilă, fiind necesară o revizuire a cadrului legal astfel încât acesta să respecte cerințele noilor orientări.

Ca urmare, a fost propusă elaborarea a două metodologii și anume:

- Metodologia de stabilire a prețurilor de vânzare și a condițiilor de preluare pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată din centrale de cogenerare de mică putere și centrale de microcogenerare cu puteri electrice instalate de până la 500kW (se aprobă prin ordin ANRE, este necesar avizul Consiliului Concurenței);
- Metodologia de stabilire a criteriilor de acordare a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată din centrale de cogenerare de mică putere cu puteri electrice instalate începând de la 500 kW (se aprobă prin ordin ANRE, este necesară autorizarea COM).
- În prezent se fac demersuri pentru revizuirea și completarea cadrului legal național, în vederea armonizării cu prevederile comunitare în domeniul ajutorului de stat.
- În vederea îmbunătățirii politicii de eficiență energetică, prin HG nr. 122/2015 a fost adoptat Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (PNAEE III). Se așteaptă ca noile acțiuni incluse în PNAEE III, și implementarea lor să contribuie semnificativ la raționalizarea politicilor de eficiență energetică. Proiectul PNAEE III, elaborat ca urmare a derulării unui contract de servicii de consultanță, aprobat prin HG în data de 25 februarie 2014.
- Finalizarea interconectărilor de gaz natural între România, Bulgaria și Moldova; implementarea fluxurilor fizice reversibile, inclusiv a tuturor etapelor intermediare necesare pentru îndeplinirea recomandării de îmbunătățire a integrării transfrontaliere a rețelelor de energie.
 - **Interconectarea România - Ungaria** (pe direcția Arad – Szeged): a fost pusă în funcțiune în luna iulie 2010 (sensul de curgere este din Ungaria în România). Începând cu data de 1 noiembrie 2014 se asigură curgerea bidirecțională permanentă la presiune de 20 bari și o capacitate fermă de transport de 10.000 m.c./oră și o capacitate întreruptibilă de transport de 40.000 m.c./oră. Având în vedere rațiuni de fezabilitate economică, termenul asumat inițial (2016) de către Transgaz pentru asigurarea unor capacități de transport bidirecțional a fost eliminat, fiind avansată o nouă propunere conform căreia Transgaz vizează asigurarea fluxurilor bidirecționale maxime în cursul anului 2019. Condițiile tehnice care să permită un flux de gaze bidirecțional pe interconectarea România-Ungaria se vor realiza prin proiectul „Conductă de gaze din Bulgaria în Austria, via România și Ungaria”, respectiv prin proiectul TRANSGAZ,

„Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului de Transport Gaze Naturale pe Culoarul Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria” (BRUA).

- **Interconectarea România – Bulgaria:** conducta de interconectare este proiectată a avea flux invers. Proiectul de interconectare este cofinanțat de UE, prin Programul Energetic European pentru Redresare, în conformitate cu Decizia de Finanțare nr. C(2010)5962/06.09.2010. Până în prezent, s-a realizat construirea celor două stații de măsurare a gazelor (la Giurgiu în România și la Ruse în Bulgaria), precum și a secțiunilor terestre de conductă din România și Bulgaria. Proiectul presupune și construcția conductei de subtraversare a fluviului Dunărea prin două fire, realizând un sistem integrat care va permite un flux bidirecțional al gazelor naturale. În prezent sunt în derulare procedurile de achiziție pentru subtraversarea fluviului Dunărea. Data finalizării proiectului, conform Deciziei de finanțare a Comisiei Europene este 31 decembrie 2016. Având în vedere rațiuni de fezabilitate economică, termenul asumat inițial (2016) de către Transgaz pentru asigurarea unor capacități de transport bidirecțional a fost eliminat, fiind avansată o nouă propunere conform căreia Transgaz vizează asigurarea fluxurilor bidirecționale maxime în cursul anului 2019.
- **Interconectarea România – Moldova:** Conducta de interconectare Iași-Ungheni a fost inaugurată în data de 27.08.2014. Pentru a se putea asigura parametrii prevăzuți în fișa tehnică a interconectării Sistemelor Naționale de Transport Gaze Naturale din România și Republica Moldova, pe direcția Iași – Ungheni, sunt necesare realizarea unor dezvoltări suplimentare atât în sistemul românesc de transport gaze naturale, cât și în cel al Republicii Moldova.

2.2 Transpunerea *acquis*-ului comunitar în domeniul energiei

Transpunerea integrală și aplicarea strictă a legislației existente în domeniul energiei și a legislației conexe, respectiv cel de Al Treilea Pachet Legislativ privind piața internă a energiei constituie condiții esențiale pentru crearea Uniunii Energetice.

În domeniul asigurării securității energetice este esențială colaborarea între statele membre. Astfel, adoptarea Directivei privind stocurile de petrol, care prevede obligația statelor membre de a crea și menține stocuri minime de țiței și de produse petroliere oferă certitudinea statelor membre că se pot baza pe vecinii lor atunci când aprovizionarea este problematică. Raportul COM din 2014 privind reziliența pe termen scurt în sectorul gazelor naturale a subliniat necesitatea unei mai bune cooperări în perioade de criză a aprovizionării, aspecte care se vor lua în considerare la revizuirea Regulamentului privind securitatea aprovizionării cu gaz (Regulamentul 994/2010).

În ceea ce privește proiectele de instalații nucleare, în prezent CE este în curs de actualizare și consolidare a cerințelor privind informațiile care trebuie furnizate în conformitate cu articolul 41 din Tratatul Euratom.

Un alt element important pentru asigurarea securității aprovizionării cu energie (în special cu gaz) este conformitatea cu legislația UE a acordurilor privind cumpărarea de energie din țări terțe, ceea ce presupune o informare prealabilă a CE cu privire la negocierea acordurilor interguvernamentale, în vederea evaluării acestora din punct de vedere al respectării normelor pieței interne.

Pe plan național, în conformitate cu proiectul Planului anual de transpunere a Directivelor UE pentru anul 2016 în domeniul energiei, pentru anul 2016 este prevăzută Directiva 2014/94/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 22 octombrie 2014 privind instalarea infrastructurii pentru combustibili alternativi, cu termen de transpunere având ca termen de transpunere 18/11/2016.

2.3 Concluzii privind angajamentele internaționale ale României

Este necesară o eficiență sporită în armonizarea legislației naționale cu scopul atingerii de către România, ca stat membru, a obiectivelor prevăzute de Directivele UE sau alte angajamente internaționale în domeniul energiei, prin:

- 1) Eficientizarea procesului de coordonare și monitorizare a transpunerii și implementării obligațiilor dreptului comunitar și a altor angajamente internaționale ale României (în domeniul energiei);
- 2) Îmbunătățirea calității și eficienței autorităților competente (ex. departamente, ministere, autorități de reglementare) în procesul de transpunere și redactare în dreptul național a obligațiilor din dreptul UE;
- 3) Îmbunătățirea colaborării și coordonării dintre autoritățile competente și Parlamentul României astfel încât procesul de transpunere să fie unul eficient și corect;
- 4) Implicarea sporită a Parlamentului României în procesul de legiferare la nivel comunitar, în special aspectele privind respectarea principiului subsidiarității și proporționalității proiectelor de acte legislative comunitare.

Totodată, nu numai în momentul transpunerii, ci și în momentul negocierilor care au loc pe marginea propunerilor de regulamente și directive, este nevoie de eficientizarea comunicării dintre ministerele implicate în acest proces, cu scopul furnizării de informație detaliată și în timp util reprezentanților României în respectivele negocieri. Pentru atingerea acestui obiectiv, se impune nu numai o mai bună comunicare interministerială, dar și o mai bună coordonare a acestor eforturi depuse la nivel interministerial, precum și un mecanism mai rapid și eficient de luare a deciziilor.

Oportunitatea principală identificată în vederea atingerii acestor obiective este adoptarea unui sistem standardizat de coordonare și monitorizare a procesului de transpunere a reglementărilor UE și de implementare a obligațiilor specifice asociate acestora și altor angajamente internaționale.

Scopul acestui sistem ar fi asigurarea unui proces eficient, precis și complet structurat în următoarele etape:

I. Transpunerea dreptului comunitar

- Identificarea modului de transpunere în legislația națională (ex. Lege, HG);
- Definirea rolului și atribuțiilor fiecărei părți implicate (ex. departament, minister de resort) și desemnarea entității coordonatoare în proces;
- Definirea clară a etapelor procesului și a termenelor de realizare aferente;
- Monitorizarea respectării etapelor, termenelor stabilite și a gradului de realizare a fiecărei etape, cu identificarea potențialelor întârzieri și dificultăți în implementare.

II. Implementarea obligațiilor și angajamentelor specifice

- Identificarea modului de implementare a obligațiilor specifice/ angajamentelor;
- Definirea rolului și atribuțiilor fiecărei părți implicate (ex. departament, minister de resort, autoritate competentă), inclusiv în relația cu MAE și desemnarea entității coordonatoare în proces;
- Definirea clară a etapelor, termenelor și procedurilor aferente proiectelor pilot;
- Monitorizarea permanentă a respectării etapelor, termenelor și procedurilor aferente proiectelor pilot, cu identificarea potențialelor situații de nerespectare a obligațiilor sau angajamentelor (*infringement*).