



MINISTERUL ENERGIEI  
*Profesionalism. Integritate. Transparență*

# Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050

Versiune preliminară supusă consultării publice

15 noiembrie 2016

# CUPRINS

<b>SUMAR EXECUTIV</b>	<b>1</b>
<b>OBIECTIVE STRATEGICE FUNDAMENTALE</b>	<b>1</b>
<b>PRINCIPII ALE STRATEGIEI ENERGETICE</b>	<b>2</b>
<b>ARII CENTRALE DE INTERVENȚIE STRATEGICĂ</b>	<b>2</b>
<b>NOI DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SECTORULUI ENERGETIC DIN ROMÂNIA</b>	<b>6</b>
<b>PARTICIPAREA ECHITABILĂ A ROMÂNIEI LA ATINGEREA ȚINTELOR EUROPENE DE DECARBONARE</b>	<b>7</b>
<b>INTRODUCERE</b>	<b>8</b>
<b>I. VIZIUNEA DE DEZVOLTARE ȘI OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE</b>	<b>10</b>
<b>I.1. VIZIUNEA DE DEZVOLTARE A SECTORULUI ENERGETIC NAȚIONAL PENTRU ANUL 2030</b>	<b>10</b>
<b>I.2. OBIECTIVE STRATEGICE FUNDAMENTALE</b>	<b>11</b>
I.2.1. CREȘTEREA NIVELULUI DE SECURITATE ENERGETICĂ	11
I.2.2. PIEȚE DE ENERGIE COMPETITIVE, BAZA UNEI ECONOMII COMPETITIVE	12
I.2.3. ENERGIE CURATĂ, CU EMISII REDUSE DE GAZE CU EFECT DE SERĂ ȘI ALTE NOXE	12
I.2.4. MODERNIZAREA SISTEMULUI DE GUVERNANȚĂ ENERGETICĂ	12
I.2.5. PROTECȚIA CONSUMATORULUI VULNERABIL ȘI REDUCEREA SĂRĂCIEI ENERGETICE	13
<b>II. CONTEXT: PIETE, TEHNOLOGIE, GEOPOLITICĂ</b>	<b>14</b>
<b>II.1. CONTEXTUL GLOBAL</b>	<b>14</b>
II.1.1. TRANSFORMĂRI TEHNOLOGICE	14
II.1.2. ATENUAREA SCHIMBĂRILOR CLIMATICE	14
II.1.3. TRANSFORMĂRI ECONOMICE	15
<b>II.2. CONTEXTUL EUROPEAN</b>	<b>16</b>
II.2.1. UNIUNEA ENERGETICĂ – SECURITATE ȘI DIPLOMAȚIE ENERGETICĂ ÎN CADRUL UE	16
II.2.2. DECARBONARE ȘI PROTECȚIA MEDIULUI ÎNCONJURĂTOR	17
<b>II.3. CONTEXTUL REGIONAL: EUROPA DE SUD-EST ȘI BAZINUL MĂRII NEGRE</b>	<b>18</b>
II.3.1. INTERCONECTAREA REȚELELOR DE TRANSPORT AL ENERGIEI	18
II.3.2. GEOPOLITICA REGIONALĂ	18
<b>II.4. SISTEMUL ENERGETIC NAȚIONAL: STAREA ACTUALĂ</b>	<b>19</b>
II.4.1. RESURSE ENERGETICE PRIMARE	19
II.4.2. RAFINAREA ȘI PRODUSELE PETROLIERE	21
II.4.3. TRANSPORTUL, ÎNMAGAZINAREA, DISTRIBUȚIA ȘI PIAȚA GAZULUI NATURAL	21
II.4.4. ENERGIE ELECTRICĂ	22
II.4.5. EFICIENȚĂ ENERGETICĂ, ENERGIE TERMICĂ ȘI COGENERARE	25
<b>III. DESCRIEREA OBIECTIVELOR STRATEGICE FUNDAMENTALE</b>	<b>28</b>
<b>III.1. SECURITATE ȘI DIPLOMAȚIE ENERGETICĂ</b>	<b>28</b>
III.1.1. SECURITATEA ENERGETICĂ A ROMÂNIEI	28
III.1.2. DIPLOMAȚIA ENERGETICĂ	31
<b>III.2. COMPETITIVITATEA PIEȚELOR DE ENERGIE, BAZĂ A UNEI ECONOMII COMPETITIVE</b>	<b>33</b>
III.2.1. CONCENTRAREA PIEȚELOR DE ENERGIE ȘI PROMOVAREA CONCURENȚEI	33
III.2.2. RESPECTAREA REGULILOR DE CONCURENȚĂ PE PIEȚELE ENERGETICE	34
<b>III.3. ENERGIE CURATĂ ȘI IMPACT REDUS ASUPRA MEDIULUI ÎNCONJURĂTOR</b>	<b>34</b>
III.3.1. IMPACTUL SECTORULUI ENERGETIC ASUPRA POLUĂRII AERULUI	35
III.3.3. IMPACTUL SECTORULUI ENERGETIC ASUPRA POLUĂRII APEI ȘI A SOLURILOR	36

III.3.4. IMPACTUL SECTORULUI ENERGETIC ASUPRA ECOSISTEMELOR ȘI A BIODIVERSITĂȚII	36
III.3.5. ROLUL SECTORULUI ENERGETIC ÎN ATENUAREA SCHIMBĂRILOR CLIMATICE	37
III.3.6. INFORMAREA ȘI IMPLICAREA CONSUMATORILOR, ÎN SPIRITUL DEZVOLTĂRII DURABILE	38
<b>III.4. MODERNIZAREA SISTEMULUI DE GUVERNANȚĂ ENERGETICĂ</b>	<b>38</b>
III.4.1. STATUL CA DEȚINĂTOR DE ACTIVE ÎN SECTORUL ENERGETIC	39
III.4.2. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ A COMPANIILOR DE STAT DIN SECTORUL ENERGETIC	39
III.4.3. TRANSPARENTĂ ȘI INTEGRITATE ÎN SECTORUL ENERGETIC	39
III.4.4. CAPITALUL UMAN: EDUCAȚIE ȘI CERCETARE ÎN SECTORUL ENERGETIC	40
<b>III.5. CONSUMATORUL DE ENERGIE</b>	<b>41</b>
III.5.1. PREȚUL ENERGIEI	42
III.5.2. CONSUMATORUL VULNERABIL ȘI SĂRĂCIA ENERGETICĂ	43
III.5.3. CONSUMATORUL ACTIV (PROSUMATORUL)	45
III.5.4. INFORMAREA CONSUMATORULUI	45
<b>IV. OPERAȚIONALIZAREA OBIECTIVELOR STRATEGICE</b>	<b>47</b>
<b>V. EVOLUȚIA SECTOARELOR ENERGETICE NAȚIONALE PÂNĂ ÎN ANUL 2030</b>	<b>53</b>
<b>V.1. CONSUMUL DE ENERGIE</b>	<b>54</b>
V.1.1. CEREREA DE ENERGIE PE SECTOARE DE ACTIVITATE	54
V.1.2. MIXUL ENERGIEI PRIMARE	54
V.1.3. CONSUMUL DE ENERGIE FINALĂ	55
<b>V.2. RESURSE ENERGETICE PRIMARE : PRODUȚIE INTERNĂ ȘI IMPORTURI</b>	<b>56</b>
V.2.1. ȚIȚEI	56
V.2.2. GAZ NATURAL	56
V.2.3. CĂRBUNE	56
V.2.4. BIOMASĂ ȘI DEȘEURILE CU DESTINAȚIE ENERGETICĂ	56
V.2.5. IMPORTURI NETE DE RESURSE ENERGETICE	57
<b>V.3. ENERGIE ELECTRICĂ</b>	<b>57</b>
V.3.1. PREȚUL ENERGIEI ELECTRICE	57
V.3.2. CEREREA DE ENERGIE ELECTRICĂ	59
V.3.3. CAPACITATEA INSTALATĂ ȘI PRODUȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	59
V.3.4. ÎMPORTUL ȘI EXPORTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ	65
V.3.5. CONCLUZII CU PRIVIRE LA MIXUL OPTIM AL ENERGIEI ELECTRICE ÎN ANUL 2030	65
<b>V.4. ÎNCĂLZIREA ȘI RĂCIREA</b>	<b>67</b>
V.4.1. ÎNCĂLZIREA PRIN SISTEME DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ	68
V.4.2. ÎNCĂLZIREA DISTRIBUITĂ CU GAZ NATURAL	69
V.4.3. ÎNCĂLZIREA DISTRIBUITĂ CU LEMN DE FOC	70
V.4.4. ÎNCĂLZIREA CU ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DIN SURSE ALTERNATIVE DE ENERGIE	71
V.4.5. RĂCIREA LOCUINȚELOR CU APARATE DE AER CONDIȚIONAT	72
V.4.6. ÎNCĂLZIREA ÎN SECTORUL SERVICIILOR ȘI INSTITUȚIILE PUBLICE	72
V.4.7. UTILIZAREA ABURULUI ÎN INDUSTRIE	73
<b>V.5. MOBILITATEA</b>	<b>73</b>
V.5.1. PARCUL DE AUTOTURISME	73
V.5.2. PARCUL DE AUTOVEHICULE DE TRANSPORT MARFĂ ȘI PERSOANE	75
V.5.3. TRANSPORTUL FERVIAR	76
V.5.4. TRANSPORTUL AERIAN ȘI CEL FLUVIAL	77
V.5.5. MIXUL DE ENERGIE ÎN SECTORUL TRANSPORTURI	78
<b>V.6. EFICIENȚA ENERGETICĂ</b>	<b>79</b>

V.6.1. EVOLUȚIA INTENSITĂȚII ENERGETICE	79
V.6.2. EFICIENȚA ENERGETICĂ A CLĂDIRILOR	79
V.6.3. RANDAMENTUL CENTRALELOR TERMoeLECTRICE ȘI CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC	80
V.6.4. EFICIENȚA ENERGETICĂ ÎN INDUSTRIE	81
<b>V.7. INVESTIȚII ÎN SECTORUL ENERGETIC</b>	<b>81</b>
V.7.1. INVESTIȚII ÎN SECTORUL PETROLIER	81
V.7.2. INVESTIȚII ÎN SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE	82
V.7.3. INVESTIȚII ÎN SECTORUL ENERGIEI TERMICE	82
V.7.4. ASIGURAREA RESURSELOR FINANCIARE PENTRU DERULAREA PROGRAMELOR DE INVESTIȚII	83
<b>V.8. TESTE DE STRES ALE SISTEMULUI ENERGETIC NAȚIONAL</b>	<b>83</b>
V.8.1. TEST DE STRES AL SECTORULUI ELECTROENERGETIC: CONDIȚII DE PRIMĂVARĂ ȘI VARĂ	83
V.8.2. TEST DE STRES AL SECTORULUI ELECTROENERGETIC: CONDIȚII DE IARNĂ	85
V.8.3. TEST DE STRES AL SECTORULUI GAZELOR NATURALE	86
<b><u>VI. PERSPECTIVE ALE SECTORULUI ENERGETIC ROMÂNESC ÎNTRE 2030 ȘI 2050</u></b>	<b><u>87</u></b>
<b>VI.1. ROLUL TENDINȚELOR DE DEZVOLTARE PE TERMEN LUNG ÎN ELABORAREA STRATEGIEI</b>	<b>87</b>
<b>VI.2. EVOLUȚIA SECTORULUI ENERGETIC ROMÂNESC ÎN ORIZONTUL ANULUI 2050</b>	<b>87</b>
VI.2.1. ÎNTĂRIREA ROLULUI BIOMASEI ȘI A DEȘEURILOR ÎN TRANZIȚIA ENERGETICĂ	87
VI.2.2. ROLUL DE TERMEN LUNG AL AUTOVEHICULULUI ELECTRIC ÎN TRANSPORTURI	88
VI.2.4. PRODUCȚIA ENERGIEI ELECTRICE PE BAZĂ DE TEHNOLOGII CU EMISII REDUSE DE GES	89
VI.2.5. STOCAREA ENERGIEI ELECTRICE LA SCARĂ MARE	90
VI.2.6. EFICIENȚA ENERGETICĂ A IMOBILELOR	91
<b>VI.3. CONSUMUL DE ENERGIE AL ROMÂNIEI ÎNTRE 2030 ȘI 2050</b>	<b>92</b>
VI.3.1. CONSUMUL BRUT DE ENERGIE PRIMARĂ PE TIPURI DE RESURSE	92
VI.3.2. CONSUMUL BRUT DE ENERGIE FINALĂ PE SEGMENTE DE CONSUM	92
VI.3.3. CONSUMUL BRUT DE ENERGIE FINALĂ PE TIPURI DE RESURSE	93
<b>VI.4. PRODUCȚIA ȘI IMPORTURILE NETE DE ENERGIE ÎNTRE 2030 ȘI 2050</b>	<b>94</b>
<b>VI.5. ESTIMAREA INVESTIȚIILOR ÎN SECTORUL ENERGETIC ÎN INTERVALUL 2030-2050</b>	<b>95</b>
<b><u>VII. PARTICIPAREA ECHITABILĂ LA ATINGEREA ȚINTELOR UE28 ÎN 2030 ȘI 2050</u></b>	<b><u>97</u></b>
<b>VII.1. REDUCEREA EMISIILOR DE GAZE CU EFECT DE SERĂ</b>	<b>97</b>
<b>VII.2. CREȘTEREA ROLULUI SRE ÎN MIXUL ENERGETIC</b>	<b>98</b>
VII.2.1. PONDEREA SRE ÎN CONSUMUL FINAL DE ENERGIE ELECTRICĂ (SRE-E)	98
VII.2.2. PONDEREA SRE ÎN CONSUMUL BRUT DE ENERGIE FINALĂ PENTRU ÎNCĂLZIRE ȘI RĂCIRE	99
VII.2.3. PONDEREA SRE ÎN CONSUMUL BRUT DE ENERGIE FINALĂ ÎN TRANSPORTURI (SRE-T)	99
VII.2.4. CONSIDERAȚII CU PRIVIRE LA ȚINTA SRE PENTRU ANUL 2030	99
<b>VII.3. CREȘTEREA EFICIENȚEI ENERGETICE</b>	<b>100</b>
<b>VII.4. VALORI INDICATIVE ALE ȚINTELOR PENTRU ANII 2020, 2030 ȘI 2050</b>	<b>100</b>
<b><u>ACTUALIZAREA PERIODICĂ A STRATEGIEI ENERGETICE</u></b>	<b><u>101</u></b>
<b><u>ANEXĂ – METODOLOGIA ELABORĂRII STRATEGIEI ENERGETICE</u></b>	<b><u>102</u></b>
SUITA DE MODELE PRIMES/GEM-E3	102
SURSE DE DATE, ACTUALIZĂRI ȘI CALIBRAREA MODELULUI	103
REZULTATELE PRINCIPALE ALE MODELĂRII	104
SCENARIILE ANALIZATE	104
SENZITIVITĂȚI	105
„SCENARIUL OPTIM”	106

## LISTA TABELELOR

Tabel 1 – Securitatea energetică se asigură prin realizarea concomitentă a următoarelor acțiuni .....	11
Tabel 2 – Numărul de gospodării ce au primit ajutor pentru încălzire în 2015 și costul total al sprijinului.....	44
Tabel 3 – Corespondența între obiectivele strategice fundamentale și obiectivele operaționale .....	47
Tabel 4 – Eșalonarea în timp a acțiunilor prioritare .....	52
Tabel 5 – Parcul autoturismelor aflate la prima înmatriculare în România în 2015 .....	73
Tabel 6 - Ținte indicative de decarbonare pentru anii 2020, 2030 și 2050.....	100

## LISTA FIGURILOR

Figura 1 – Elementele ce definesc Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050 .....	1
Figura 2 – Cinci obiective strategice fundamentale și cinci arii centrale de intervenție strategică .....	2
Figura 3 –Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile fără investiții în capacități noi .....	3
Figura 4 – Dezvoltarea rețelei de transport a gazului natural, inclusiv proiectele de interconectare .....	4
Figura 5 – Noi direcții de dezvoltare.....	6
Figura 6 – Costurile cu energia ale gospodăriilor celor mai predispuse la sărăcie energetică.....	44
Figura 7 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2015 și 2030 .....	54
Figura 8 – Structura mixului energiei primare în 2015 și 2030 .....	55
Figura 9 – Consumul de energie finală după destinația energetică.....	55
Figura 10 – Estimare a componentelor de cost total al energiei electrice în 2015 și 2030 .....	58
Figura 11 – Prețul final al energiei electrice pe tipuri principale de consumatori (tarife și taxe incluse) .....	58
Figura 12 – Consumul final de energie electrică pe sectoare de activitate .....	59
Figura 13 – Disponibilitatea parcului existent de capacități în perioada 2016-2030 (nu includ rezerva) .....	60
Figura 14 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de gaz natural (cu și fără cogenerare) .....	61
Figura 15 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de cărbune.....	62
Figura 16 – Capacitatea instalată și producția netă de energie electrică, centrale hidroelectrice, 2015 .....	63
Figura 17 – Capacitatea instalată în centrale eoliene și fotovoltaice în funcție de costul capitalului .....	64
Figura 18 – Exportul net de energie electrică .....	65
Figura 19 – Mixul de capacitate brută instalată în 2015 și 2030 (Scenariul Optim, POPT) .....	66
Figura 20 – Evoluția producției nete de energie electrică – energie nucleară, cărbune și gaz natural.....	66
Figura 21 – Prețul estimat al gazului natural (CSP) la care acesta devine mai competitiv decât lignitul în mix .....	67
Figura 22 – Mixul energiei electrice în 2015 și 2030 (Scenariul Optim, POPT) .....	67
Figura 23 – Încălzirea și răcirea imobilelor după sursa de energie .....	68
Figura 24 – Numărul locuințelor (mil) permanent ocupate după tipul de încălzire.....	68
Figura 25 – Încălzirea prin SACET – număr locuințe și cererea totală de agent termic .....	69
Figura 26 – Încălzirea locuințelor cu gaz natural și cererea totală de gaz (fără gătit și încălzirea apei) .....	70
Figura 27 – Prețul final pentru gospodării al principalelor tipuri de energie pentru încălzire (incl. TVA).....	71
Figura 28 – Cererea de energie pentru încălzire în sectorul terțiar, după tipul energiei.....	72
Figura 29 – Parcul total de autovehicule din România pe tipuri de combustibil .....	74
Figura 30 – Evoluția parcului autovehiculelor de transport marfă și persoane după modul de propulsie .....	75
Figura 31 – Emisiile poluante ale autovehiculelor de transport marfă și călători (NOx și particule) .....	75
Figura 32 – Transport feroviar (distanța parcursă) .....	76
Figura 33 – Cererea de combustibil pentru transportul aerian și fluvial (mii tep) .....	77
Figura 34 – Cererea de energie finală în transporturi pe tip de combustibil .....	78
Figura 35 – Testul de stres al sistemului electroenergetic de vară și de iarnă .....	85
Figura 36 – Producția biomasei cu destinație energetică (S) și de produse energetice pe bază de biomasă (D) .....	88
Figura 37 – Evoluția parcului de autovehicule în perioada 2030-2050, în funcție de modul de propulsie.....	89
Figura 38 – Capacitatea instalată în centrale electrice eoliene și fotovoltaice în perioada 2030-2050.....	90
Figura 39 – Eficiența energetică a gospodăriilor (S) și consumul de energie pentru încălzire și răcire (D).....	91
Figura 40 - Consumul intern brut de energie primară în 2030 și 2050 .....	92
Figura 41 – Consumul de energie finală în 2030 și 2050, pe segmente de consum .....	93
Figura 42 – Consumul de energie finală după tipul energiei (2030 și 2050).....	94
Figura 43 – Evoluția producției de energie primară în România după sursa energiei .....	95

## ABREVIERI

ANRE	Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agenția Națională pentru Resurse Minerale
ANRSC	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice
BRUA	gazoductul Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria
CCGT	turbină cu ciclu combinat pe bază de gaz natural
CSC	procesul de captare, transport și stocare geologică a emisiilor de CO <sub>2</sub>
CE	Comisia Europeană
CEH	Complexului Energetic Hunedoara
CEO	Complexului Energetic Oltenia
CNU	Compania Națională a Uraniului
DEN	Dispecerul Energetic Național
ELCEN	Electrocentrale București
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas, Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Gaz Natural
ESCO	Energy Services Company, companie de servicii energetice
ETS	Emission Trading System, sistemul de tranzacționare a emisiilor de gaze cu efect de seră în UE
GEM-E3	model macroeconomic și sectorial pentru țările din Europa și economia globală;
GES	gaze cu efect de seră
GNC	gaz natural comprimat
GNL	gaz natural lichefiat
GPL	gaz petrolier lichefiat
HHI	indicele Herfindahl-Hirschmann
IEA	Agenția Internațională pentru Energie
mil t	milioane tone
mld m <sup>3</sup>	miliarde metri cubi
mtep	milioane tone echivalent petrol
OCDE	Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică
OPEC	Organizația Țărilor Exportatoare de Petrol
PCI	„Proiecte de Interes Comun”, propuse spre finanțare prin programul <i>Connecting Europe Facility</i>
PRIMES	Price-Induced Market Equilibrium System, suita de modele utilizate în modelarea cantitativă
RADET	Regia Autonomă de Distribuție a Energiei Termice din București
RET	rețea electrică de transport
SACET	sistem de alimentare centralizată cu energie termică
SEN	sistemul electroenergetic național
SNT	sistem național de transport (pentru gaz natural, respectiv pentru țitei)
SRE	surse regenerabile de energie
STS	servicii tehnologice de sistem
UE	Uniunea Europeană
WACC	Weighted Average Cost of Capital, costul mediu ponderat al capitalului (costul capitalului)
OTS	operatorul de transport și de sistem pentru energie electrică
tep	tone echivalent petrol, unitate de măsură a energiei. 1 tep = 11,628 MWh
TWh	terawatt-oră, echivalentul unui miliard de kilowați-oră (kWh), unitate de măsură a energiei. Sunt utilizați și alți multipli ai kWh, respectiv MWh (o mie de kWh) și GWh (un milion de kWh)

## SUMAR EXECUTIV

Sectorul energetic contribuie în mod esențial la dezvoltarea României, prin influența profundă asupra competitivității economiei, a calității vieții și a mediului. Pentru a susține pe termen lung așteptările consumatorilor, sectorul energetic românesc trebuie să devină mai robust din punct de vedere economic, mai avansat din punct de vedere tehnologic și mai puțin poluant.

Punctul focal al Strategiei Energetice este anul 2030, în jurul căruia gravitează planificarea strategică și analiza de detaliu a sectorului energetic național. Strategia oferă o viziune și propuneri de dezvoltare a sectorului energetic până în 2030 și este centrată în jurul unui set de principii și obiective strategice fundamentale. Viziunea de dezvoltare a sectorului energetic este prezentată în secțiunea I.1. Realizarea obiectivelor strategice în orizontul anului 2030 presupune o riguroasă ancorare în realitatea sectorului energetic, cu o bună înțelegere a contextului internațional și a

tendințelor de ordin tehnologic, economic și geopolitic.

Pentru buna întemeiere a opțiunilor strategice, a fost realizat un studiu complex de modelare macroeconomică, cu simularea și compararea a numeroase scenarii de dezvoltare, prezentate în anexa metodologică. Proiecțiile pentru anul 2030 sunt bazate pe o modelare cantitativă cu grad ridicat de detaliu. Totodată, Strategia analizează și perspectiva pentru anul 2050, în care România este situată într-un context de transformări tehnologice, economice și de politici energetice care vor influența dezvoltarea piețelor românești de energie în următoarele trei decenii. Proiecțiile anului 2050 sunt, inevitabil, afectate de un grad mai mare de incertitudine, astfel că ele sunt relevante mai ales din punct de vedere al tendințelor generale, oferind o perspectivă de termen lung propunerilor strategice pentru 2030.

Figura 1 – Elementele ce definesc Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050

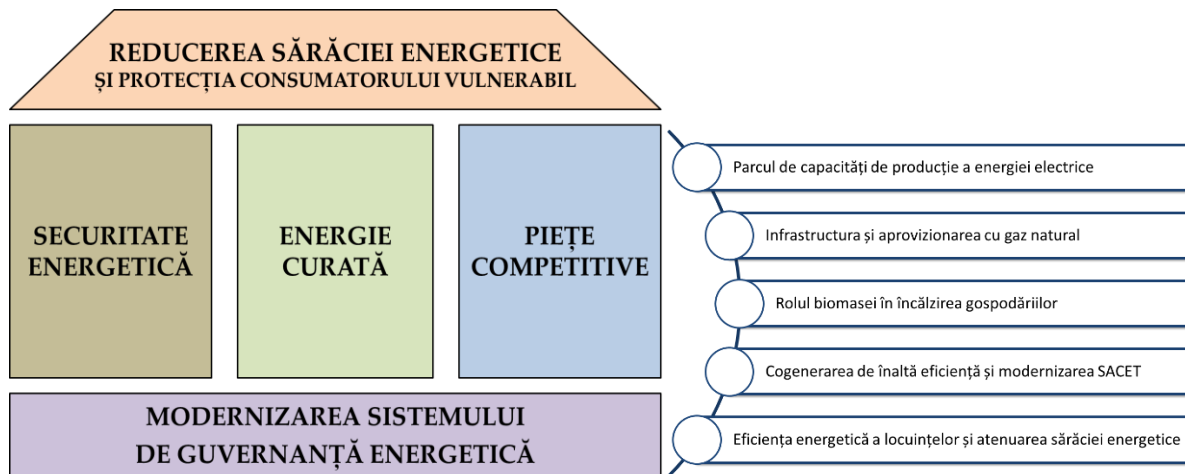


### Obiective strategice fundamentale

Documentul urmărește **cinci obiective strategice fundamentale** (prezentate pe scurt în secțiunea I.2 și detaliate în capitolul II): imperativele de **securitate energetică**, de asigurare a **competitivității economiei**, respectiv de tranziție a sectorului energetic către un model de **dezvoltare**

**sustenabilă**, sprijinite pe fundamentul unei **bune guvernante** a sectorului energetic și urmărind, în definitiv, asigurarea energiei pentru toți consumatorii și suportabilitatea ei prin **reducerea sărăciei energetice și protecția consumatorilor vulnerabili**.

Figura 2 – Cinci obiective strategice fundamentale și cinci arii centrale de intervenție strategică



Obiectivele strategice fundamentale sunt declinate în 25 de **obiective operaționale**, pentru care sunt definite acțiuni prioritare (capitolul IV), urmate de măsuri concrete și de ținte pe termen scurt, mediu și lung. Ele abordează aspecte problematice ale sectorului energetic românesc, ce reprezintă teme centrale de intervenție strategică. Strategia

trasează și direcții noi de dezvoltare pentru sectorul energetic, pentru ca România să participe la tranziția energetică globală, maximizându-și beneficiile. Statul român se va implica nemijlocit în dezvoltarea și implementarea planurilor de acțiune și a direcțiilor strategice ce decurg din Strategie.

## Principii ale Strategiei Energetice

Ca prim principiu, Strategia pune **pe plan central nevoile și interesele tuturor consumatorilor de energie** – casnici, comerciali și instituționali. Documentul acordă atenție faptului că aceste nevoi și interese sunt diverse și în permanentă evoluție. În legătură cu aceasta, al doilea principiu este **transparența și dialogul de substanță** cu părțile interesate, atât în procesul de elaborare a Strategiei, cât și în procesul general de elaborare a politicilor.

Apoi, modernizarea sistemului de guvernare energetică se bazează pe trei principii: **o mai bună delimitare a funcțiilor statului** de elaborator de politici și de reglementator de cea de deținător de active și de investitor; **utilizarea mecanismelor pieței competitive** în urmărirea obiectivelor

strategice, pentru a da o perspectivă stabilă mediului investițional; și respectarea **neutralității tehnologice**. Neutralitatea tehnologică este importantă din perspectiva minimizării costului tranziției energetice; în urmărirea obiectivelor securității energetice și al reducerii emisiilor trebuie evitată tendința de a prescrie soluții tehnologice specifice, ce nu sunt bazate pe principii de eficiență economică. Neutralitatea tehnologică presupune capacitatea pieței competitive de a selecta soluțiile tehnologice cele mai eficiente din punct de vedere al raportului performanță-cost, apte a contribui la realizarea obiectivelor strategice. Modelarea cantitativă oferă indicații cu privire la competitivitatea relativă a tehnologiilor și la modul în care mixul lor poate contribui eficient la îndeplinirea obiectivelor strategice.

## Arii centrale de intervenție strategică

Strategia consfințește locul combustibililor tradiționali – țiței, gaz natural, cărbune și energie nucleară – în mixul energetic al următoarelor decenii. Hidroenergia rămâne coloana vertebrală a

sistemului energetic național. Cu o pondere mărită a componentei nucleare, în special din considerații de securitate energetică, mixul energetic face loc și energiei regenerabile. Gazul natural produs în

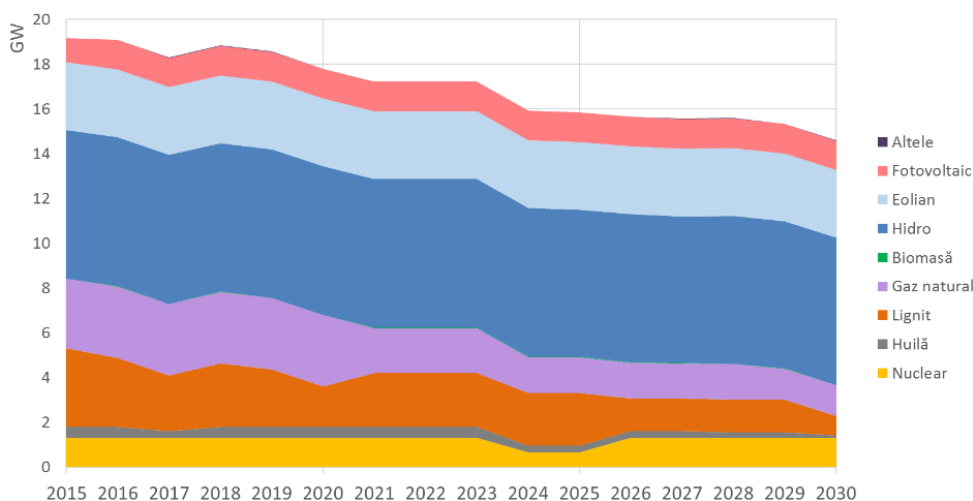


zăcăminte *onshore* și în cele recent descoperite în Mărea Neagră poate asigura cererea internă, în vreme ce cărbunele, pe termen mediu și lung, va resimți presiunea crescândă a costului emisiilor de GES. Biomasa își păstrează rolul central în încălzirea gospodăriilor din mediul rural, dar în forme mai eficiente și mai puțin poluante. Cogenerarea de înaltă eficiență continuă să joace un rol important, prin investiții planificate integrat cu modernizarea și redimensionarea sistemelor de alimentare

centralizată cu agent termic, noi unități industriale, respectiv cu programele de creștere a eficienței energetice a locuințelor.

Structura sectorului energetic și perspectivele sale de evoluție în orizontul de timp al Strategiei evidențiază cinci arii centrale de intervenție strategică, cu relevanță aparte pentru atingerea obiectivelor strategice fundamentale în perspectiva anului 2030.

**Figura 3 –Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile fără investiții în capacități noi**



Sursa: Ministerul Energiei, pe baza datelor Transelectrica, ANRE și raportări ale companiilor

### PARCUL DE CAPACITĂȚI DE PRODUCȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

Prima arie centrală de intervenție strategică este **înnoirea parcului de capacități de producție a energiei electrice**. Mixul energiei electrice al României este și va rămâne echilibrat și diversificat. O bună parte a capacităților de producție se apropie însă de sfârșitul duratei de viață, iar unele dintre ele sunt ineficiente economic și inadecvate ecologic (Figura 3). Înlocuirea capacităților de producție a energiei electrice presupune investiții de 7 până la 14 mld € până în 2030, în funcție de scenariul de dezvoltare. Noile capacități de producție vor utiliza tehnologii avansate, cu eficiență ridicată, flexibile și mai puțin poluante, capabile să asigure stabilitatea sistemului energetic.

Energia nucleară este o opțiune strategică pentru România. Extinderea capacității nucleare în România se justifică din motive de securitate energetică și de reducere a emisiilor de GES. Proiectul nuclear constituie cea mai mare investiție potențială în sectorul energetic românesc în

următoarele decenii, fiind viabil doar în condiții de eficiență economică, printr-o schemă de garantare a veniturilor, și de respectare a condiționalităților tehnice și de mediu convenite la nivel european.

Procesul de înlocuire a vechilor capacități pe bază de gaz natural este în desfășurare, România dispunând de peste 1500 MW instalați în centrale eficiente, în urma investițiilor din ultimii 10 ani. În următorii 10 ani se va încheia procesul de ieșire din uz a parcului de capacități vechi, bazate pe gaz natural. România are opțiunea strategică de a miza pe gazul natural în mixul energiei electrice. El este recomandat de flexibilitatea centralelor ce îl utilizează, care pot echilibra cu ușurință producția intermitentă a SRE, de costul relativ redus al investiției inițiale și al cheltuielilor de mentenanță, precum și de emisiile relativ reduse de GES.

Competitivitatea cărbunelui în mixul de energie electrică depinde de eficiența în transformare a fiecărui grup în parte, destul de scăzută pentru

capacitățile existente, de costul cărbunelui livrat și de prețul certificatelor de emisii EU ETS. Grupurile actuale pe bază de cărbune au un rol important în stabilitatea SEN. Înlocuirea capacităților pe bază de cărbune va avea loc în special în special după 2025. Noi capacități pe bază de lignit trebuie să aibă parametri supra-critici, eficiență ridicată și emisii specifice de GES scăzute.

Strategia prevede, până în 2030, o creștere ușoară a capacității hidroenergetice, prin finalizarea proiectelor noi în curs de desfășurare. Rolul esențial jucat de hidroenergie pe piața de echilibrare va trebui întărit prin realizarea la timp a lucrărilor de mentenanță și rețehnologizare. Este oportună realizarea unui studiu de locații pentru capacități de acumulare prin pompaj de dimensiuni mici; este improbabilă investiția într-o mare centrală de pompaj invers înainte de anul 2030. Capacitățile hidroelectrice pot asigura servicii tehnologice de

sistem (STS), cu variații ale producției instantanee de până la 4500 MW în 24 de ore.

România are obiectivul de a atrage, în continuare, investiții în SRE, valorificând potențialul natural ridicat, respectiv în industria conexasă a tranziției energetice. Accesul în schema de sprijin actuală prin certificate verzi se încheie însă la 31 decembrie 2016. Capacități noi pe bază de SRE intermitente vor continua să se dezvolte fără scheme de sprijin. Un factor determinant pentru viabilitatea proiectelor de SRE este accesul la finanțare cu costuri scăzute de capital. Prin mecanisme adecvate de sprijin, utilizarea biogazului și a deșeurilor va crește, cu precădere în capacități de cogenerare, cu respectarea standardelor de mediu.

România și-a asumat ținta europeană de creștere a capacității de interconectare a rețelei electrice de transport (RET) de 10% raportat la capacitatea instalată.

#### INFRASTRUCTURA ȘI APROVIZIONAREA CU GAZ NATURAL

A doua arie centrală de intervenție strategică este **infrastructura și aprovizionarea cu gaz natural**. Sistemul energetic românesc va avea un nivel ridicat de stabilitate în fața șocurilor de aprovizionare cu

energie, ca urmare a dezvoltării sustenabile a bazei naționale de resurse energetice și a realizării infrastructurii de transport, inclusiv proiecte de interconectare cu flux bidirecțional.

**Figura 4 – Dezvoltarea rețelei de transport a gazului natural, inclusiv proiectele de interconectare**



Sursa: Gas Infrastructure Europe, 2016

Se disting ca importanță proiectele de exploatare a resurselor de gaz natural, *onshore* și *offshore*, menite să reducă gradul de dependență de import în deceniile următoare (Figura 4). Menținerea unei producții interne de gaz natural semnificative

presupune investiții în explorare geologică și creșterea gradului de recuperare din zăcămintele existente, inclusiv cele cu gaz asociat. Dezvoltarea zăcămintelor recent descoperite în Marea Neagră

necesită construcția infrastructurii de conectare la sistemul național de transport (SNT).

Pentru integrarea în piața regională de gaz natural, cel mai important proiect este interconectorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA), inclus în lista proiectelor de interes comun (PCI) a UE. O altă prioritate este asigurarea capacității de transport spre Republica Moldova. În paralel, este necesară modernizarea și rețehnologizarea infrastructurii naționale de transport, înmagazinare și distribuție a

gazului natural, pentru a permite operarea la presiuni ridicate, reducerea pierderilor de rețea și creșterea flexibilității în operare.

Un obiectiv al Strategiei este crearea unei piețe competitive de gaz natural: transparentă, lichidă, cu grad moderat de concentrare și preț concurențial. Pentru coordonare cu piața de echilibrare a energiei electrice, este necesară atingerea unui grad comparabil de maturizare al celor două piețe, prin armonizarea legislației secundare.

#### ROLUL BIOMASEI ÎN ÎNCĂLZIREA GOSPODĂRIILOR

A treia arie centrală de intervenție strategică abordează **rolul central al biomasei în încălzirea gospodăriilor din mediul rural**. Aproape 90% din locuințele din mediul rural și 45% la nivel național utilizează cu precădere lemn de foc pentru încălzire. Locuințele sunt, de regulă, încălzite doar parțial, în sobe cu ardere incompletă, nivelul de confort fiind scăzut, iar costul ridicat. Pentru statul român, îmbunătățirea calității vieții pentru locuitorii din mediul rural trebuie să fie o prioritate strategică, inclusiv prin asigurarea de servicii energetice de calitate.

Biomasa își va păstra un loc central în încălzirea locuințelor din mediul rural. Vor fi sprijinite, prin politici dedicate, utilizarea instalațiilor eficiente și

mai puțin poluante, și sistemele de cogenerare pe bază de biomasă și biogaz în zone semi-urbane, cu distribuție centralizată a agentului termic.

În anul 2030, majoritatea gospodăriilor din mediul rural vor avea, probabil, acces la surse alternative de încălzire, iar locuințele vor fi mai eficiente energetic. Prin extinderea rețelelor de distribuție a gazului natural, va crește utilizarea gazului natural pentru gătit și încălzire. Dezvoltarea sistemelor distribuite de producție a energiei electrice (fotovoltaic și eolian), dublate de capacități de stocare, va avea loc mai ales în mediul semi-urban și va favoriza încălzirea cu pompe de căldură aer-sol. Panourile solare termice vor fi o soluție accesibilă pentru încălzirea apei.

#### DEZVOLTAREA COGENERĂRII DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ ȘI MODERNIZAREA SACET

A patra arie centrală de intervenție strategică este **dezvoltarea cogenerării de înaltă eficiență**, în paralel cu **modernizarea sistemelor de alimentare centralizată cu agent termic (SACET)**. Randamentul relativ scăzut al centralelor termoelectrice justifică utilizarea pe scară cât mai largă a cogenerării care, în România, are tradiție și potențial ridicat. Strategia promovează planificarea integrată la nivel local a capacității de cogenerare de înaltă eficiență, a modernizării rețelei de distribuție și a programelor de izolare termică.

Înlocuirea vechilor centrale termoelectrice în cogenerare cu unele noi este în desfășurare și va

continua în următorii 10 ani, în special în orașele cu o pondere ridicată a apartamentelor conectate la SACET. Majoritatea capacităților existente sunt pe bază de gaz natural, însă noile capacități vor utiliza în mai mare măsură biomasă, biogazul și energia geotermală.

În paralel, este necesară dezvoltarea pieței de energie termică, prin modernizarea rețelelor de distribuție, eficientizarea lor prin redimensionare, și creșterea calității serviciului de furnizare a agentului termic către consumatorii casnici. Strategia propune ca țintă păstrarea a cel puțin 1,25 mil apartamente conectate la SACET în 2030.

#### CREȘTEREA EFICIENȚEI ENERGETICE A LOCUINȚELOR ȘI ATENUAREA SĂRĂCIEI ENERGETICE

A cincea arie centrală de intervenție strategică aduce în prim plan amplificarea programelor de **creștere a eficienței energetice a locuințelor**. În România, sărăcia energetică este mai degrabă rezultatul nivelului scăzut al veniturilor decât al

prețurilor ridicate la energie, însă consumul specific mare de energie pentru încălzirea clădirilor accentuează problema.

Trebuie puse pe prim plan blocurile de locuințe, cu impact maxim din punct de vedere energetic și ca număr de locuitori, respectiv gospodăriile ce primesc ajutoare pentru încălzire, cu impact maxim din punct de vedere social și bugetar. Sursele de finanțare pot fi atât private, susținute prin reglementări adecvate, cât și publice, precum bugetele locale, bugetul central și fondurile

structurale. Lucrările de izolare termică trebuie să se conformeze unor standarde minime de calitate.

Pentru îndeplinirea țintei anuale de reabilitare termică a cel puțin 3% din stocul clădirilor publice, vor trebui prioritizate, în continuare, școlile, spitalele, clădirile administrative etc.

## Noi direcții de dezvoltare a sectorului energetic din România

Figura 5 – Noi direcții de dezvoltare



Pentru a beneficia de deschiderile oferite în procesul de tranziție energetică globală, România trebuie să-și asume direcții noi de dezvoltare în sectorul energetic. Aceste deschideri pot aduce avantaje directe consumatorilor și crește atractivitatea României pentru investiții în industria producătoare de mașini, componente și materiale necesare tranziției energetice:

**(I) Transformarea României în centru al producției de componente pentru autovehiculele electrice și pentru tehnologiile de SRE.** De exemplu, pot fi produse în România baterii pentru stocarea energiei electrice, pompe de căldură, materiale pentru creșterea eficienței energetice a clădirilor, tehnologii de gestiune a rețelelor inteligente și a consumului de energie etc. Cercetarea și inovarea din România vor potența această direcție de evoluție tehnologică.

Concurența între țări pentru a atrage capacități de producție a acestor echipamente, componente și materiale este acerbă. Pentru a deveni o destinație atractivă de investiții și a crea locuri de muncă în acest domeniu, România trebuie să devină, treptat, un utilizator de importanță regională al acestor tehnologii, conform priorităților sale strategice.

**(II) Dezvoltarea rețelelor inteligente de transport și distribuție a energiei electrice.** Rețelele inteligente

permit controlul în timp real și comunicarea în dublu sens cu consumatorii, cu optimizarea instantanee a producției și consumului de energie. Interacțiunea dintre rețelele de energie electrică, internet și rețelele de comunicații se va amplifica, facilitând câștiguri de eficiență energetică și de flexibilitate. Noile tehnologii trebuie adoptate treptat, cu un cost cât mai redus, cu protecția datelor cu caracter personal și cu grad înalt de securitate în fața atacurilor cibernetice.

**(III) Rețelele inteligente vor facilita tranziția consumatorului către rolul de prosumator,** care injectează în rețea propria producție de energie electrică. Producția distribuită de energie electrică (energie generată sau stocată în diferite tipuri de sisteme de capacitate mică) poate reduce pierderile în rețelele electrice și crește siguranța aprovizionării. Pe termen lung, prosumatorul va avea impact asupra arhitecturii rețelelor, în special atunci când dispune și de o capacitate de stocare a energiei electrice, pentru a limita interacțiunea cu rețeaua. Va scădea, astfel, numărul gospodăriilor fără acces la rețelele de energie, inclusiv prin adoptarea de soluții autonome (*off-grid*), ce vor deveni mai accesibile economic.

**(IV) Promovarea autovehiculelor electrice și a celor hibride,** atât autoturisme, cât și autobuze și autoutilitare de mic tonaj, dedicate mediului urban. În 2030, acestea vor fi o prezență obișnuită în trafic, contribuind la reducerea emisiilor de gaze de eșapament. Rolul principal al statului este de a susține dezvoltarea infrastructurii de încărcare și a pieței în fazele incipiente de dezvoltare. România este bine plasată pentru a produce autovehicule electrice, baterii și componente, fiind necesară o politică activă de atragere a acestui tip de investiții. Încălzirea electrică (pompe de căldură) și soluțiile de trigenerare au de asemenea un potențial important.

(V) **Clădirile inteligente**, sub aspectul construcției, arhitecturii, operării, interschimbabilității și stocării pentru toate formele de energie, cu caracteristici de prosumator. Este oportună promovarea pe termen lung a construcției de astfel de clădiri la nivel național, inclusiv prin stabilirea unor standarde ambițioase de eficiență energetică pentru construcțiile noi. Atingerea țintelor de decarbonare în orizontul anului 2050 va presupune investiții mari

în eficiența energetică a imobilelor, iar statele care vor reuși să atragă investiții în industria eficienței energetice vor avea de câștigat în fața celor cu un stoc de clădiri mai puțin eficiente energetic, importatori ai acestor tehnologii. România poate fi printre câștigători în acest domeniu: materialele de construcție sustenabile și echipamentele pot fi produse în România, atât pentru piața internă, cât și pentru piețele internaționale.

## Participarea echitabilă a României la atingerea țintelor europene de decarbonare

România își va îndeplini angajamentul european cu privire la țintele naționale pentru 2020 privind (1) eficiența energetică, (2) SRE și (3) emisiile de GES, un efort suplimentar fiind necesar doar pentru creșterea cotei de SRE în transporturi la 10%.

**Scăderea emisiilor de GES** va continua într-un ritm mai lent decât în ultimii 25 de ani, date fiind investițiile deja realizate în sectorul industrial. Ea va fi rezultatul unor îmbunătățiri în toate sectoarele de activitate, cu accent pe eficientizarea consumului de energie și pe creșterea ponderii energiilor curate în mixul energetic.

**Eficiența energetică** este o direcție de acțiune strategică pentru România, din considerente de securitate energetică (păstrarea unui grad redus de dependență de importuri), de competitivitate economică, de accesibilitate a prețurilor și de limitare a impactului de mediu. Creșterea eficienței energetice ar putea duce la menținerea cererii de energie primară în 2030 la nivelul curent, performanță remarcabilă ținând cont de ritmul susținut al creșterii economice.

România și-a îndeplinit angajamentul european pentru 2020 de a crește **ponderea de SRE** la 24% din consumul brut de energie finală, atingând pentru acest indicator nivelul de 26,3% în 2015, la un cost deloc neglijabil pentru consumatorul final.

Trei factori vor determina ponderea SRE în România în 2030: (1) costul de capital pentru finanțarea SRE, (2) evoluția consumului de biomasă pentru încălzire și (3) atingerea țintei pentru biocarburanți în 2020 în transporturi și dezvoltarea electromobilității și a încălzirii electrice. Între 2017 și 2030, printre prioritățile naționale vor fi calitatea vieții pentru locuitorii mediului rural și îmbunătățirea gestiunii fondului forestier. Efectul va fi o creștere mai lentă a ponderii SRE, prin reducerea consumului de biomasă în încălzirea rurală.

Prin urmare, România trebuie să analizeze cu atenție nivelul de ambiție al țintelor de SRE pentru 2030. De asemenea, trebuie să realizeze îmbunătățirea calității vieții în mediul rural, inclusiv prin utilizarea eficientă a biomasei pentru încălzire. Pentru 2030, România își propune să contribuie echitabil la atingerea țintelor comune europene de creștere a ponderii SRE în consumul brut de energie finală la 27%, creștere a eficienței energetice cu 27% și reducere a emisiilor de GES cu 40% față de 1990.

O sursă importantă de venituri pentru cofinanțarea investițiilor în atingerea obiectivelor strategice ar putea fi licitațiile permiselor de emisii aferente sistemului ETS. În funcție de evoluția prețului ETS, sumele disponibile ar putea fi substanțiale, de ordinul miliardelor de euro.

Obiectivul de decarbonare pe termen lung al UE28 este să reducă până în 2050 emisiile totale de GES cu cel puțin 80% față de 1990. Asumarea acestei ținte la nivel național implică un efort investițional major, ce ar presupune transformarea locuințelor în clădiri independente energetic și accelerarea electrificării transporturilor. România trebuie să evite sprijinirea prin subvenții a tehnologiilor de primă generație, insuficient de competitive. Strategia ia în calcul o reducere a emisiilor de GES cu 75% în 2050, procent ce depinde de reducerea costurilor tehnologiilor față de proiecțiile actuale.

Prin participarea cercetătorilor români la programe internaționale de cercetare-inovare în domeniul energiilor curate și prin dezvoltarea producției industriale de piese, componente și echipamente necesare tranziției energetice, pe baza unei forțe de muncă productive și bine calificate, România va fi un partener în atingerea obiectivelor europene și mondiale de decarbonare.

## INTRODUCERE

*Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050* este rezultatul unui amplu demers consultativ și analitic al Ministerului Energiei, desfășurat pe parcursul anului 2016. Ea trasează direcțiile de dezvoltare ale sectorului energetic național pentru următoarele decenii, oferind autorităților publice și investitorilor repere necesare în întemeierea deciziilor strategice.

Strategia Energetică are cinci obiective strategice fundamentale, descrise pe scurt în capitolul I, alături de viziunea de dezvoltare a sectorului energetic până în anul 2030. Capitolul II prezintă elementele relevante de context internațional, european, regional și național, care condiționează planificarea strategică.

Obiectivele strategice fundamentale structurează întregul demers de analiză și planificare în orizontul de timp al anilor 2030, respectiv 2050 și sunt prezentate detaliat în capitolul III: securitate energetică, piețe de energie competitive, energie curată și sustenabilitatea sectorului energetic, modernizarea sistemului de guvernare energetică, respectiv protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice.

Obiectivele strategice trebuie îndeplinite în mod simultan, prin realizarea unui set de obiective operaționale (prezentate în capitolul IV) care, la rândul lor, au subsumate acțiuni prioritare eșalonate în timp – pe termen scurt, mediu și lung. Realizarea obiectivelor strategice presupune o abordare bine ancorată în realitatea sectorului energetic național și o alocare înțeleaptă a substanțialelor cheltuieli de investiții. În identificarea acțiunilor prioritare, Strategia se bazează și pe concluziile *Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020, actualizată pentru perioada 2011-2020* – inclusiv din punct de vedere al prevederilor de mediu și biodiversitate.

Pentru o solidă întemeiere a opțiunilor strategice, a fost realizat un studiu complex și detaliat de modelare cantitativă macroeconomică, cu simularea numerică și compararea a numeroase scenarii de dezvoltare. Punctul focal al Strategiei este anul 2030, în jurul căruia gravitează planificarea strategică și analiza de detaliu a sectorului energetic. Proiecțiile pentru anul 2030 sunt bazate pe o analiză minuțioasă.

Totodată, Strategia oferă și perspectiva anului 2050, care plasează România într-un context larg al tendințelor tehnologice, economice și de politici energetice estimate, în prezent, a caracteriza următoarele trei decenii. Fiind afectate de un grad mai mare de incertitudine, proiecțiile anului 2050 sunt relevante mai ales din punct de vedere al tendințelor generale, punând obiectivele strategice pentru 2030 într-o perspectivă de termen lung.

Strategia reunește recomandările experților și ale părților interesate din sectorul energetic, dublate de o bună fundamentare cantitativă a obiectivelor strategice, a acțiunilor prioritare și a țințelor propuse. Concret, parcursul metodologic de realizare a Strategiei a cuprins trei mari etape:

(i) Actualizarea analizei de sistem, publicată în februarie 2016, o „radiografie” a stadiului actual al sectorului energetic românesc.

(ii) Analiza calitativă a sectorului energetic, desfășurată prin reunirea în grupuri de lucru a circa 300 de specialiști reputați din principalele sectoare ale energiei. Raportul consolidat de analiză calitativă, publicat în luna iulie 2016, analizează punctele forte și elementele de vulnerabilitate ale sectorului energetic național, contribuind decisiv la trasarea viziunii de dezvoltare pentru 2030.

(iii) Analiza cantitativă, realizată de un consultant internațional (consorțiul Ernst & Young – E3Modelling), în care suita de modele matematice și macroeconomice PRIMES/GEM-E3, utilizată și de Comisia Europeană (CE), a fost întrebuintată pentru simularea și compararea unor scenarii de dezvoltare, definite de Ministerul Energiei:

a) Scenariul de Referință, ce presupune că România nu își asumă alte ținte de politici energetice în afara obligațiilor curente pentru anul 2020;

b) Scenariul Politici 2030, ce presupune că România își asumă în mod indicativ, pentru 2030, țintele colective europene de reducere cu 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), de pondere a surselor regenerabile de energie (SRE) în structura producției totale de energie (27%), și de eficiență energetică (27%), cu asumarea până în 2050 a politicilor energetice europene;

c) Scenariul Politici 2030 Maximal, care presupune că, în orizontul anului 2030, România își asumă ca obligatorii la nivel național țintele europene pentru

GES, SRE și eficiență energetică, prezentate mai sus, precum și ținta indicativă de reducere a emisiilor de GES pentru 2050 (80% față de 1990).

Fiecare scenariu a fost rulat în diferite variante de preț al combustibililor, pentru orizontul de timp definit. Analiza comparativă a scenariilor și a unui număr mare de *senzitivități* (variații de scenariu prin modificarea unui număr restrâns de parametri) a permis identificarea elementelor unui mix energetic optim, în orizontul de timp 2030 și în perspectiva anului 2050, definit din punct de vedere al minimizării costurilor de investiții, sub constrângerea îndeplinirii obiectivelor de securitate energetică, competitivitate a piețelor de energie și decarbonare a sectorului energetic.

Au fost realizate proiecții privind prețurile, consumul, producția și importurile/exporturile de energie, precum și necesarul de investiții, nivelul emisiilor etc. Rezultatele analizei cantitative sunt prezentate în detaliu în capitolul V, ca evoluții estimate ale sectorului energetic până în 2030, respectiv în capitolul VI, ca tendințe de dezvoltare pentru intervalul 2030-2050.

Capitolul VII oferă o analiză a efortului pe care România și-l poate asuma pentru participarea echitabilă la atingerea colectivă a țintelor europene de decarbonare, creștere a ponderii SRE și eficiență energetică, în perspectiva anilor 2030 și 2050.

Strategia este însoțită de o anexă a metodologiei modelării cantitative, care descrie modelele utilizate, datele de intrare și categoriile de date de ieșire, precum și scenariile și senzitivitățile rulate.

Ministerul Energiei subliniază necesitatea actualizării periodice a Strategiei Energetice, prin revizuire cel puțin o dată la cinci ani.

Un număr mare de experți ai sectorului energetic, reprezentând mediul academic, agențiile de reglementare, companiile energetice, asociațiile profesionale și cele ale societății civile au contribuit cu dedicație și competență la clarificarea numeroaselor aspecte analizate în elaborarea Strategiei. Ministerul Energiei își exprimă recunoștința pentru colaborare și pentru efortul susținut. Eventualele erori factuale sau de interpretare revin în totalitate echipei de proiect.

## I. VIZIUNEA DE DEZVOLTARE ȘI OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE

### I.1. Viziunea de dezvoltare a sectorului energetic național pentru anul 2030

Sectorul energetic contribuie în mod esențial la procesul de dezvoltare a României, prin influența profundă asupra calității vieții, a competitivității economiei, a mediului înconjurător și a climei. Pentru a susține așteptările consumatorilor de energie, sectorul energetic din România trebuie să devină mai eficient economic, mai avansat tehnologic și mai puțin poluant.

Transformarea treptată, dar profundă a sectorului energetic prin implementarea prezentei Strategii reprezintă o adaptare la modificările ample ce au loc la nivel mondial: efortul de atenuare a schimbărilor climatice, evoluția tehnologică (digitalizare și noi tehnologii pentru întreg lanțul valoric al sectorului energetic) și tendințele din politica internațională a energiei (globalizarea piețelor, dezvoltarea pieței unice europene a energiei, precum și noi aspecte de securitate și diplomație energetică regională).

Punctul focal al analizei strategice este anul 2030. În acest orizont de timp, consumatorul de energie casnic și cel industrial trebuie să dispună de servicii energetice de calitate, la preț accesibil. Prin implementarea Strategiei, România se pregătește pentru noi investiții în economie. Industria își va consolida rolul central în creșterea economică sustenabilă. Producția de mașini, componente și materiale pentru tranziția energetică va avea o pondere semnificativă.

Până în 2030, România își va înlocui în bună măsură capacitățile de producție a energiei electrice, care sunt ineficiente economic și inadecvate ecologic, ajunse la capătul duratei normale de viață, cu unele noi, bazate pe tehnologii avansate. Mixul de capacități de producție va rămâne diversificat și echilibrat, incluzând o creștere a capacităților de producere a energiei nucleare. O parte a noilor capacități vor fi flexibile, capabile să asigure stabilitatea SEN, cu emisii scăzute de GES și de alte noxe.

Ponderea producției distribuite de energie va fi notabilă. Transportul și distribuția de energie vor fi digitalizate. Rețelele inteligente își vor face simțită prezența, facilitând tranziția consumatorului către postura de prosumator, ce injectează în rețea

propria producție de energie. Interacțiunea dintre rețelele de energie electrică, internet și rețelele de comunicații se va amplifica, susținând câștiguri de eficiență energetică și de flexibilitate, inclusiv prin optimizarea curbei de sarcină a SEN. Autovehiculul electric și cel hibrid vor fi o prezență obișnuită, chiar dacă minoritară.

Sistemul energetic național va fi mai sigur și mai stabil în fața șocurilor de aprovizionare cu energie, mulțumită dezvoltării sustenabile a bazei naționale de resurse energetice, dezvoltării de noi capacități energetice, inclusiv nucleare, și realizării infrastructurii proiectate de transport, inclusiv a celei de interconectare. Sursele și rutele de import de gaze naturale vor fi diversificate, prin extinderea capacităților de interconectare în flux bidirecțional. Piețele de energie electrică și de gaze naturale vor fi mai competitive și mai lichide, favorizând consumatorii. România va continua procesul de integrare în piețele europene de energie, aducând o contribuție importantă de stabilitate și securitate energetică regională.

Se va diminua numărul cetățenilor aflați în situație de sărăcie energetică, ca urmare a îmbunătățirii mecanismelor de protecție socială și a programelor direcționate de eficiență energetică. Va scădea numărul gospodăriilor fără acces la surse de energie.

Companiile energetice cu participații substanțiale ale statului vor fi mai autonome managerial și mai eficiente din punct de vedere tehnologic și economic, contribuind simțitor la modernizarea sectorului energetic și a economiei. Mediul instituțional în domeniul energiei va fi îmbunătățit; actul birocratic se va desfășura în mare măsură *online*, iar administrația va fi mai eficientă și mai transparentă, ca urmare a adoptării de bune practici.

Îndeplinirea acestei viziuni presupune eforturi instituționale ale autorităților publice, precum și investiții substanțiale, de aproximativ 20 mld € în următorii 15 ani, în toate ramurile sectorului energetic.



## I.2. Obiective strategice fundamentale

Strategia energetică are cinci obiective strategice fundamentale, care structurează întregul demers de analiză și planificare în orizontul de timp al anilor 2030 și 2050. Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată în dezvoltarea sectorului energetic național și a cheltuielilor de investiții.

Obiectivele strategice trebuie îndeplinite în mod simultan, prin îndeplinirea unui set de obiective operaționale ce au subsumate acțiuni prioritare eșalonate în timp, cu perspectivă de realizare pe termen scurt, mediu și lung (capitolul IV).

### I.2.1. Creșterea nivelului de securitate energetică

Securitatea energetică reprezintă capacitatea unui stat de a-și asigura necesarul de energie în mod neîntrerupt și la prețuri accesibile. Conceptul de independență energetică, înțeleasă ca aspirație către autosuficiență și insularizare, este depășit și contraproductiv în abordarea europeană și deci și în România, în perspectiva integrării piețelor de energie și a evoluției lor în următoarele decenii. Abordarea europeană a politicilor de securitate energetică este bazată pe reguli de cooperare intra și extra-comunitară, pe norme și instituții.

România are un scor al riscului de securitate energetică superior mediei OCDE și mai bun decât al vecinilor săi (*Institute for 21st Century Energy*, 2013). Contextul internațional actual al piețelor de energie este însă marcat de volatilitate și incertitudine, iar evoluția tehnologiilor poate avea efecte disruptive pe piețele de energie. Politicile climatice și de mediu, centrate pe diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), și schimbarea atitudinilor publicului în favoarea „energiilor curate”, influențează comportamentul investițional și tiparele de consum energetic.

**Tabel 1 – Securitatea energetică se asigură prin realizarea concomitentă a următoarelor acțiuni**

	Plan extern	Plan intern
<b>Termen scurt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Surse și rute alternative pentru importuri</li> <li>• Cooperare și utilizarea unor mecanisme de solidaritate la nivel regional.</li> <li>• Interconectare bidirecțională (gaz natural), pentru a face față imediat situațiilor de criză.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stocuri strategice de combustibili fosili și rezerve suficiente de capacitate.</li> <li>• Asigurarea adecvanței SEN, sisteme de echilibrare, rezervă și stocare.</li> <li>• Protecție a infrastructurii critice împotriva atacurilor cibernetice, teroriste etc.</li> </ul>
<b>Termen lung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Competitivitate economică și eficiența energetică a agenților economici</li> <li>• Diversificarea surselor de import și a destinațiilor de export a energiei.</li> <li>• Finalizarea pieței interne a energiei la nivelul UE, cu etapa intermediară regională</li> <li>• Participarea României la piața regională ca furnizor de reziliență, inclusiv în zona Mării Negre și în țările Comunității Energetice</li> <li>• Coordonarea planificării la nivel regional a proiectelor majore de infrastructură energetică.</li> <li>• Dezvoltarea parteneriatelor strategice în sectorul energetic, pe dimensiunile investițională, transfer de know-how și securitate a infrastructurii critice.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Creșterea calității guvernărilor energetice: a legislație, reglementărilor și actului administrativ</li> <li>• Menținerea unui mix energetic diversificat și echilibrat, precum și a unui grad ridicat de acoperire a cererii cu resurse interne</li> <li>• Menținerea unui ciclu nuclear integrat și asigurarea expertizei în domeniul nuclear</li> <li>• Finanțarea investițiilor în rețele de transport și distribuție pentru a le spori eficiența și a realiza tranziția către „rețele inteligente”</li> <li>• Reducerea gradului de sărăcie energetică, inclusiv prin creșterea eficienței energetice la consumatorii vulnerabili</li> </ul>

## **1.2.2. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive**

Un principiu al Strategiei este funcționarea sistemului energetic pe baza mecanismelor pieței libere, rolul principal al statului fiind cel de elaborator de politici, de reglementator, de garant al stabilității sistemului energetic și de investitor. În acest sens, investițiile vor fi direcționate în mod eficient către sursele de energie și către tehnologiile cele mai competitive din punct de vedere economic, cu îndeplinirea țintelor de dezvoltare durabilă și de siguranță a sistemului energetic. Piața liberă va oferi consumatorului de energie cel mai avantajos raport calitate/preț, susținând nemijlocit competitivitatea economică a țării.

Funcționarea pieței libere presupune neutralitatea tehnologică pentru sectoarele energiei electrice și încălzirii, atât cu privire la nivelul și tipul de taxare, cât și cu privire la schemele de sprijin, sub constrângerile generale ale obiectivelor de securitate energetică și de reducere a poluării. Astfel, neutralitatea tehnologică justifică doar intervenții ale statului fundamentate din punct de

vedere socio-economic și ecologic pentru susținerea temporară a unor segmente de piață – bonusuri de cogenerare, certificate verzi sau contracte pentru diferență. Mecanismele de sprijin pentru surse neregenerabile de energie trebuie construite în jurul imperativelor de adecvanță și de siguranță în funcționarea sistemului electroenergetic național (SEN).

România participă la un amplu proces de integrare a piețelor de energie la nivelul UE, având ca efect concurența tot mai deschisă pe piețele energetice. Sunt necesare măsuri menite să crească gradul de competitivitate al prețului energiei și al serviciilor tehnologice de sistem (STS). Obiectivele operaționale aferente (detaliat în capitolul IV) sunt dezvoltarea pieței de gaz natural și dereglementarea treptată a prețului, respectiv dezvoltarea pieței de energie electrică spre un nivel de lichiditate, diversitate a produselor și transparență comparabil cu cel din statele vest-europene.

## **1.2.3. Energie curată, cu emisii reduse de gaze cu efect de seră și alte noxe**

Sectorul energetic este sursa unei părți însemnate a emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), oxizi de sulf, oxizi de azot și de particule în atmosferă. Echipamentele, utilajele, instalațiile și procesele aferente activităților din sectorul energetic au și impact considerabil asupra apelor, solurilor și ecosistemelor. Efectele sectorului energetic asupra mediului înconjurător reprezintă o preocupare de bază a Strategiei, reflectată în obiectivul strategic de dezvoltare durabilă prin protecția mediului înconjurător și limitarea încălzirii globale.

Contribuția României la atenuarea schimbărilor climatice este ancorată în contextul politicilor europene, pe baza principiului participării echitabile la atingerea țintelor naționale pentru 2020 și a țintelor comunitare pentru 2030. Prezentul document prezintă ținte naționale indicative pentru

ponderea SRE în subsectoarele energiei electrice, al încălzirii și răcirii, respectiv al transporturilor; pentru creșterea eficienței energetice primare și finale; pentru reducerea emisiilor de GES care nu sunt cuprinse în sistemul ETS. Atingerea țintelor este condiționată de o serie de acțiuni prioritare și măsuri, aliniată în bună parte cu directivele și reglementările europene.

Pe de altă parte, atenuarea impactului asupra calității apelor, a solurilor și a ecosistemelor necesită investiții suplimentare în reducerea emisiilor poluante și a efectelor asupra biodiversității. Proiectele și activitățile curente ale companiilor din sectorul energetic vor aplica cele mai bune practici de protecție a mediului, inclusiv cu privire la protejarea biodiversității și la reabilitarea siturilor contaminate.

## **1.2.4. Modernizarea sistemului de guvernare energetică**

Creșterea calității sistemului de guvernare energetică în România constituie un fundament pentru realizarea tuturor celorlalte obiective strategice. Statul deține un rol important în sectorul energetic, prin funcțiile de legiuitor, reglementator

și implementator de politici energetice, pe de o parte, și prin cea de deținător și administrator de active sau acționar semnificativ, pe de altă parte – atât în segmentele de monopol natural (transportul și distribuția de energie electrică și gaz natural), cât

și în producție. Un principiu al Strategiei este delimitarea activității statului ca legiuitor de cea de deținător de active.

Într-un sistem de piață competitivă în sectorul energetic, statul are rolul esențial de arbitru și de reglementator al piețelor. În acest sens, este necesar un cadru legislativ și de reglementare transparent, coerent, echitabil și stabil, dezvoltat în dialog cu părțile interesate, pentru a stimula investițiile la un cost competitiv al capitalului și pentru a susține interesul public.

Sunt necesare pregătirea și atragerea în sectorul energetic a unei noi generații de specialiști, prin susținerea sistemului de educație și de cercetare științifică în domeniul energiei și adaptarea sa la cerințele pieței și la noile dezvoltări tehnologice. Un alt aspect important îl reprezintă efortul de

reducere a birocrăției prin transparentizare, digitalizare și simplificare a circuitului birocratic.

Ca proprietar de active în sectorul energetic, statul trebuie să îmbunătățească substanțial guvernanta corporativă a companiilor la care deține participații. Companiile energetice cu capital de stat trebuie să se eficientizeze, să se profesionalizeze și să se modernizeze tehnologic, pentru a deveni cu adevărat competitive la nivel regional și european.

Având în vedere caracterul strategic al sectorului energetic pentru securitatea și economia națională, precum și necesitatea unei viziuni strategice pe termen lung în dezvoltarea acestuia, managementul companiilor din sectorul energetic va avea în vedere acest aspect strategic și consolidarea pe termen lung a poziției companiilor în piața de energie.

### **I.2.5. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice**

Ca exponent definitoriu al interesului public, consumatorul de energie este în centrul preocupărilor Strategiei. Toate obiectivele strategice fundamentale vizează beneficii pentru consumatorul final.

Accesibilitatea prețului este considerată a fi una dintre principalele provocări ale sistemului energetic și o responsabilitate strategică de prim ordin. În fapt, România nu se confruntă atât cu problema structurală a prețurilor ridicate ale energiei, cât mai degrabă cu problema suportabilității și a sărăciei energetice (v. secțiunea III.5). Sunt necesare mecanisme selective de protecție, direcționate către cei care au cu adevărat

nevoie de asistența socială, iar nivelul asistenței trebuie să fie suficient pentru a asigura o protecție reală a consumatorilor vulnerabili.

*Suplimentul pentru locuire*, prevăzut în recent-adoptata Lege a venitului minim de incluziune, reprezintă un pas important în această direcție. Pe termen mediu și lung, trebuie aplicate soluții eficiente economic pentru modernizarea sistemelor de încălzire din mediul rural și pentru creșterea eficienței energetice a locuințelor. Este esențială asigurarea surselor de finanțare a acestor programe, în special pentru gospodăriile afectate de sărăcie energetică.

## II. CONTEXT: PIEȚE, TEHNOLOGIE, GEOPOLITICĂ

### II.1. Contextul global

Piețele internaționale de energie se află într-o perioadă de tranziție complexă, pe mai multe dimensiuni: tehnologică, climatică, geopolitică și economică. Aceste evoluții au efecte profunde asupra sectorului energetic și antrenează în dinamica lor piețele energetice europene și

naționale. România trebuie să se adapteze din timp la tendințele de pe piețele internaționale, precum și la reșezările geopolitice ce influențează parteneriatele strategice, cu componente lor de securitate, investiții, comerț și tehnologie.

#### II.1.1. Transformări tehnologice

Multiple dezvoltări tehnologice, susținute de prețurile relativ mari ale energiei după anul 2000 și de subvenții publice, au dus în ultimii ani la o producție mărită de energie și la scăderea cererii prin măsuri de eficiență energetică. Pe piețele energetice europene, cu politici ambițioase de eficiență energetică, a avut loc o ușoară scădere a cererii de energie – care, foarte probabil, se va accentua pe termen lung – concomitent cu o diversificare a ofertei de energie. Efectul a fost reducerea prețului și plasarea consumatorului de energie într-o poziție avantajoasă.

Tehnologia extracției hidrocarburilor „de șist” a condus la o răsturnare a ierarhiei mondiale a producătorilor de țiței și gaz natural. Scăderea spectaculoasă a costurilor de producție a energiei din surse regenerabile (SRE), promisiunea stocării energiei electrice la scară comercială în următorii ani, emergența electromobilității, progresul sistemelor de gestiune a consumului de energie și, în general, digitalizarea în toate segmentele lanțului valoric constituie provocări la adresa paradigmei convenționale de producție, transport și consum al energiei. Planificatorii de politici energetice și decidenții companiilor din sector operează într-un mediu de noi posibilități, dar și de incertitudine.

Transformarea sectorului energiei electrice are loc în ritm accelerat, prin extinderea ponderii SRE și prin „revoluția” digitală, ce constă în dezvoltarea de rețele inteligente cu coordonare în timp real și cu comunicare în dublu sens, susținute de creșterea capacității de analiză și transmisie a volumelor mari de date, cu optimizarea consumului de energie. Ponderea crescândă a producției eoliene și fotovoltaice, cu generare intermitentă și profil stocastic, ridică problema *adecvantei* SEN și a regulilor de funcționare a piețelor de energie electrică. Pe termen lung, creșterea producției descentralizate de energie electrică poate duce la un grad sporit de reziliență, prin reorganizarea întregului sistem de transport și distribuție, în condițiile apariției consumatorilor activi (*prosumatori*) și a maturizării capacităților de stocare a energiei electrice.

Deși în stadiu incipient, utilizarea energiei electrice în transporturi are potențial transformativ. La orizontul anului 2030, autovehiculul electric va aduce schimbări notabile pe piețele de energie. Produsele petroliere (benzină, motorină, kerosen, GPL) vor continua, totuși, să asigure majoritatea covârșitoare a energiei în transporturi în următoarele două decenii. Pe de altă parte, țintele de reducere a emisiilor de GES la nivel global impun diminuarea cererii de combustibili fosili.

#### II.1.2. Atenuarea schimbărilor climatice

Politicile climatice și de mediu, centrate pe diminuarea emisiilor de GES și pe schimbarea atitudinilor sociale în favoarea „energiilor curate” constituie un al doilea factor determinant, ce modelează comportamentul investițional și tiparele de consum în sectorul energetic. Pe termen lung, în structura mixului energetic se vor regăsi în mod

substanțial SRE, cu sisteme și mecanisme care le vor facilita integrarea. Fenomenul încălzirii globale va forța transformarea economiei globale într-un model sustenabil, atât din punct de vedere al emisiilor, cât și al consumului de materii prime.

Acordul de la Paris din 2015 și politicile europene de prevenire a schimbărilor climatice contribuie la realizarea unui sistem energetic sustenabil. Angajamentele luate în cadrul COP21 impulsionează dezvoltarea tehnologiilor și combustibililor cu emisii reduse de CO<sub>2</sub>. Între combustibilii fosili, gazul natural este văzut ca favorit, datorită emisiilor relativ reduse de GES și flexibilității instalațiilor de ardere ce îl utilizează. Cărbunele și-a mărit ponderea în mixul global de energie, de la 23% în anul 2000 la 29% în prezent, dar acest val de creștere a luat sfârșit. Prognozele de creștere susținută a activității industriale în economiile emergente au dus la investiții majore în producția de cărbune, dar în fapt cererea a scăzut în ultimii ani, lăsând capacități neutilizate și prețurile cărbunelui la un nivel foarte scăzut.

Raportul *Energie, schimbări climatice și mediu* al Agenției Internaționale pentru Energie (IEA) din

noiembrie 2016 prezintă o listă de măsuri pentru reducerea emisiilor de GES în sectorul energetic cu scopul limitării încălzirii globale la cel mult 2°C față de nivelul preindustrial, printre care: creșterea eficienței energetice; reducerea progresivă a folosirii grupurilor ineficiente pe bază de cărbune și înlocuirea lor cu capacități pe bază de gaz natural, preferabil cu captură și stocare a CO<sub>2</sub>; creșterea investițiilor totale anuale în SRE; introducerea unui preț global al poluării (pentru CO<sub>2</sub>); crearea unui set global de indicatori ai decarbonării; creșterea capacității guvernelor de a implementa procesul de tranziție energetică. De asemenea, IEA susține eliminarea treptată a subvențiilor pentru combustibili fosili la utilizatorii finali până în anul 2030, prețurile scăzute din prezent facilitând acest demers, precum și reducerea emisiilor de metan (gaz cu efect de seră mult mai potent decât CO<sub>2</sub>) în producția, transportul, înmagazinarea și distribuția hidrocarburilor.

### II.1.3. Transformări economice

La sfârșitul anului 2014, pe fondul creșterii rapide a producției de țiței din surse neconvenționale („de șist”) în SUA, al deciziei Organizației Țărilor Exportatoare de Petrol (OPEC) de a nu scădea nivelul producției și al încetării creșterii economice în marile economii emergente, prețul petrolului a scăzut de la 114 \$/baril (iunie 2014) până la 28 \$/baril (februarie 2016). La începutul lunii noiembrie 2016, barilul Brent oscila în apropierea pragului de 50\$, iar contractele *futures* pentru 2019 erau cotate la circa 58 \$/baril. Potrivit estimărilor IEA din 2015, prețul ar putea reveni la 50-60 \$/baril în jurul anului 2020, după care se estimează o perioadă lentă de creștere spre nivelul de 85 \$/baril până în 2030.

Petrolul ieftin influențează consumul global de energie și evoluția fluxurilor comerciale și investiționale la nivel mondial. Reducerea prețului acestuia în ultimii doi ani a dus și la scăderea prețului gazului natural și a energiei electrice, fapt favorabil pentru consumatori, dar care erodează capacitatea producătorilor de energie de a investi în proiecte de importanță strategică. Prin efect de domino, ieftinirea afectează și profitabilitatea investițiilor în SRE și în eficiență energetică, precum și ritmul de creștere al utilizării autovehiculelor cu propulsie electrică. Cu toate acestea, atractivitatea

SRE rămâne relativ ridicată, atât timp cât costul tehnologiilor SRE continuă să scadă.

Gazul va rămâne un pilon al mixului energetic. Consumul de gaz natural va fi susținut de tranziția de la cărbune la gaz natural în mixul energiei electrice. Comerțul internațional de gaz este din ce în ce mai intens, prin creșterea ponderii gazului natural lichefiat (GNL); până în anul 2020 se va dezvolta substanțial capacitatea terminalelor de lichefiere, în special în Australia și SUA. Prețul gazului se stabilește tot mai mult la nivel global, cu mici diferențe regionale, iar o pondere tot mai mare este dată de piețele *spot*, în locul indexării la prețul petrolului, al prețurilor reglementate etc.

Cărbunele își pierde treptat rolul primordial în producția de energie electrică în mai toate regiunile globului, dar în Asia (mai ales în India și China) această tranziție ar putea întârzia. Numeroase companii din industria extractivă a cărbunelui sunt în insolvență din cauza pierderilor din ultimii ani.

Pe măsură ce unitățile finalizate în anii 1970-80 ajung la sfârșitul duratei de viață în anii 2030-40, în numeroase state se pune problema înlocuirii acestor capacități. Presiunea de a limita schimbările climatice va încuraja toate formele de energie fără emisii de GES, inclusiv energia nucleară.

## II.2. Contextul european

### II.2.1. Uniunea Energetică – securitate și diplomație energetică în cadrul UE

Încă din anul 2000, Comisia Europeană (CE) a asociat securitatea energetică a UE cu asigurarea disponibilității fizice neîntrerupte a produselor energetice, la preț accesibil și urmărind dezvoltarea durabilă (CE, *Green Paper: Towards a european strategy for the security of energy supply*, 2000). După cum este menționat în *Strategia europeană a securității energetice* din 2014, „UE importă 53% din energia pe care o consumă. Dependența de importul de energie se referă la țiței (aproape 90%), la gaz natural (66%) și, într-o mai mică măsură, la cărbune (aproape 42%) și la combustibil nuclear (40%)”.

Printre acțiunile prioritare propuse de *Strategia europeană a securității energetice* se numără:

- *Construirea unei piețe interne a energiei complet integrate;*
- *Diversificarea surselor externe de aprovizionare și a infrastructurii conexe;*
- *Moderarea cererii de energie și creșterea producției de energie în UE;*
- *Consolidarea mecanismelor de creștere a nivelului de securitate, solidaritate, încredere între state, precum și protejarea infrastructurii strategice/critice;*
- *Coordonarea politicilor energetice naționale și transmiterea unui mesaj unitar în diplomația energetică externă.*

Dependența energetică generează vulnerabilitate mai ales în ceea ce privește gazul natural, care provine de la un singur mare furnizor: „șase state membre depind de Rusia, în calitate de furnizor extern unic, pentru toate importurile lor de gaz natural și trei dintre aceste țări folosesc gazul natural pentru a satisface peste un sfert din necesarul lor total de energie.” În 2014, 37,5% din importurile de gaze din UE proveneau din Rusia.

Lansat în februarie 2015, proiectul Uniunii Energetice urmărește să genereze un plus de integrare europeană în sectorul energetic, prin coordonarea statelor membre în cinci domenii interdependente: securitate energetică, solidaritate

și încredere; piață europeană a energiei pe deplin integrată; contribuția eficienței energetice la moderarea cererii de energie; decarbonarea economiei; cercetarea, inovarea și competitivitatea.

Acțiunea externă în politica energetică europeană este subliniată în comunicarea CE privind *Strategia-cadru a Uniunii Energetice*. Prima dintre cele cinci dimensiuni ale Uniunii Energetice este „securitatea energetică, solidaritatea și încrederea” între statele membre. Cu toate acestea, practica diplomatică arată mai degrabă preferința țărilor membre UE pentru acorduri bilaterale cu furnizori externi, în detrimentul solidarității europene de acțiune externă.

O altă dimensiune este diplomația mediului, în contextul formării unui regim internațional al politicilor climatice pe baza Acordului de la Paris. UE și-a asumat unele dintre cele mai ambițioase ținte de reducere a emisiilor de GES, de creștere a cotei SRE și de eficiență energetică. Contribuția indicativă determinată național (INDC) a UE în cadrul Acordului de la Paris coincide cu țintele 40/27/27 stabilite prin *Cadrul european pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030*.

Pentru a-și menține competitivitatea industrială în condițiile unor reglementări severe de reducere emisiilor de GES și de promovare a SRE, dar și pentru a limita efectul de *carbon leakage* (relocalizarea capacităților industriale energo-intensive în jurisdicții cu reglementări mai puțin severe și „exportul” implicit de emisii de GES), UE desfășoară o diplomație a energiei și a climei. Printre altele, așa cum este menționat în *Planul de acțiune al UE pentru diplomație energetică* al Consiliului European din iulie 2015, politica energetică externă a UE promovează „în state terțe cunoașterea *leadership*-ului european în materie de tehnologii și emisii reduse de carbon, în special surse de energie regenerabilă și eficiență energetică”. Astfel, diplomația europeană a energiei și climei are și o dimensiune de diplomație economică, științifică și tehnologică, de dezvoltare a pieței mondiale a tehnologiilor cu emisii scăzute de GES.

Diplomația energetică trebuie să reacționeze la tendințele de pe piețele internaționale de energie și

la reazezările geopolitice globale și regionale. Geopolitica energiei face ca parteneriatele strategice, cu componente de securitate, investiții, comerț și tehnologie să fie pe primul plan al diplomației energetice.

UE este un important finanțator al proiectelor energetice, în special al celor care vizează generarea de „energie verde” și interconectarea piețelor energetice. Spre exemplu, pachete importante de finanțare sunt alocate *proiectelor de interes comun* (PCI) din domeniul energiei, dezvoltate de cel puțin două state membre. Prin Programul Energetic European pentru Redresare Economică, introdus în 2009, 4 mld € au fost dedicate cofinanțării proiectelor de energie ce urmăresc simultan redresarea economică și reducerea emisiilor de GES.

Infrastructura de energie electrică și de gaze a fost finanțată cu 2,4 mld €. Implicarea financiară a UE în proiectele de infrastructură energetică este în creștere. Bugetul pentru exercițiul financiar 2014-

2020 sprijină proiectele externe, care contribuie la diversificarea surselor de energie ale UE.

România beneficiază de finanțare europeană pentru proiectul BRUA, gazoduct cu un traseu de 528 km pe ruta Bulgaria-România-Ungaria-Austria. Datorită importanței sale pentru securitatea energetică a Europei Centrale și de Sud-Est, BRUA are prioritate la nivel european și este finanțat, în primă fază, cu 179 mil €, prin intermediul *Connecting Europe Facility*. România trebuie să continue eforturile de a atrage pachete de finanțare din fonduri europene mai consistente în sectorul energetic.

De asemenea, UE a demarat procesul de revizuire a Regulamentului 994/2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale. Va fi asigurată aprovizionarea prioritară a consumatorilor casnici din fiecare stat membru prin întreruptibilitatea consumatorilor necasnici, cu responsabilități în comun ale statelor la nivel regional față de consumatorii protejați.

## II.2.2. Decarbonare și protecția mediului înconjurător

UE și-a asumat un rol de lider în combaterea schimbărilor climatice, atât prin sprijinirea acordurilor globale în domeniul climei, cât și prin politicile sale climatice. În ultimii 20 de ani, UE a decuplat cu succes consumul de energie și emisiile de GES de creșterea economică.

O dimensiune a diplomației energetice europene este *diplomația mediului*, în special în contextul formării unui regim internațional al politicilor climatice pe baza Acordului de la Paris. Obiectivul global pe termen lung convenit la Paris în 2015 este limitarea creșterii temperaturii medii globale la 2°C, comparativ cu nivelul preindustrial. UE a jucat un rol important în crearea consensului internațional pentru atingerea acestui obiectiv. De asemenea, UE și-a dovedit *leadership*-ul prin asumarea unor ținte ambițioase de reducere a emisiilor de GES, de creștere a cotei de SRE în structura consumului de energie și de eficiență energetică. Așa-numita *contribuție indicativă determinată național* a UE în cadrul Acordului de la Paris coincide, în fapt, cu țintele 40/27/27 stabilite prin *Cadrul european pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030*. UE are ambiția de a reduce până în 2050 emisiile de GES cu 80-95% față de nivelul anului 1990, țintele fiind de 40% pentru 2030 și de 60% pentru 2040.

Pentru segmentul non-ETS, reducerea propusă este de 30% până în 2030 față de anul 2005. Ținta de 30% reducere a emisiilor non-ETS până în 2030 va fi realizată de statele membre în mod colectiv, România având alocată o cotă de reducere de 2%.

Diplomația europeană a energiei și climei include o dimensiune economică și tehnologică, de dezvoltare a piețelor de tehnologii cu emisii scăzute de GES la nivel mondial. Așa cum este menționat în *Planul de acțiune al UE pentru diplomație energetică* al Consiliului European din iulie 2015, politica energetică externă a UE trebuie să promoveze „în state terțe cunoașterea *leadership*-ului european în materie de tehnologii și emisii reduse de carbon, în special SRE și eficiență energetică.”

Pentru a susține reducerea de emisii, UE a lansat, în 2005, schema de comercializare a certificatelor de emisii (ETS), reformată ultima dată în 2015, în încercarea de a limita efectele scăderii prețului emisiilor pe piața europeană. Un preț prea mic al ETS nu stimulează investiția în energie curată și în tehnologie verde.

În iulie 2016, CE a prezentat un nou pachet de politici menite să accelereze trecerea la emisii scăzute de GES în toate sectoarele economiei. Pachetul include o propunere legislativă privind reducerile medii anuale obligatorii ale emisiilor de

către statele membre pentru perioada 2021-2030, o propunere legislativă privind includerea în Pachetul 2030 privind clima și energia a emisiilor de GES rezultate din utilizarea terenurilor, schimbarea destinației terenurilor și silvicultură, precum și o comunicare privind o strategie europeană pentru transport cu emisii reduse. Pentru prima oară, utilizarea terenurilor și sectorul forestier sunt incluse în cadrul energetic și climatic al UE.

Regulamentul propus pentru aceste sectoare prevede reguli de responsabilizare mai solide pentru folosirea terenurilor și silvicultură (Comunicarea „Accelerarea tranziției Europei către o economie cu emisii scăzute de dioxid de carbon”, 2016). Politica Agricolă Comună sprijină acțiunile climatice prin măsuri ce vizează îmbunătățirea gestiunii terenurilor.

## II.3. Contextul regional: Europa de Sud-Est și Bazinul Mării Negre

### II.3.1. Interconectarea rețelelor de transport al energiei

Interconectările în construcție ale Europei de Sud-Est contribuie la dezvoltarea piețelor de energie și a unor mecanisme regionale de securitate energetică, după regulile comune ale UE. Cooperarea regională este o soluție eficientă la crizele aprovizionării cu energie. În Europa de Sud-Est, față de Europa de Vest, interconectările, capacitățile moderne de înmagazinare a gazului, instituțiile, regulile funcționale ale pieței și calitatea infrastructurii, necesare unei bune cooperări regionale, sunt în curs de dezvoltare.

România trebuie să dezvolte interconectări și cu țările vecine din afara UE (Republica Moldova, Serbia, Ucraina). Capacitatea reală de interconectare depinde însă de starea rețelelor de transport din statele vecine. Transelectrica SA, operatorul de transport și de sistem (OTS) pentru energia electrică în România, este implicată în două proiecte incluse pe lista PCI.

În context regional, au prioritate interconectările est-vest și nord-sud. În plus, vor fi dezvoltate

mecanisme de coordonare a planificării și finanțării proiectelor regionale de infrastructură energetică.

România trebuie să dezvolte o prezență activă și competentă în diplomația energetică intra-comunitară, în coordonare cu țările Europei de Est, cu structură a sistemelor energetice asemănătoare. Atât timp cât Balcanii de Vest și Ucraina nu participă la sistemul ETS, energia electrică produsă acolo pe bază de combustibili fosili are avantajul competitiv de a nu reflecta costul emisiilor de GES în costul de producție.

UE își promovează politicile energetice în Europa de Sud-Est prin intermediul Comunității Energiei, care reunește țările UE, precum și pe cele ale Europei de Sud-Est și ale Bazinului Mării Negre, urmărind să-și extindă normele de piață în acest spațiu. La rândul lor, țările de la periferia sud-estică a UE sunt interesate de o cooperare mai intensă cu aceasta în domeniul energiei. Participarea deplină a Turciei este importantă; în prezent, Turcia are statut de observator în cadrul Comunității Energetice.

### II.3.2. Geopolitica regională

Bazinul Mării Negre a devenit, în ultimii ani, un mediu de risc politic mărit. Riscul folosirii tranzitului de gaz prin Ucraina ca armă într-un conflict politico-militar ridică semne de întrebare asupra stabilității pe termen lung a rutei ucrainene de aprovizionare cu gaze, cu impact asupra stabilității țării vecine și influențe la nivel regional. Evenimentele din vara anului 2016 din Turcia au efecte asupra mediului investițional din această țară, cu impact potențial asupra securității energetice europene.

Pe termen mediu, este necesară clarificarea problemei tranzitului gazelor rusești prin Ucraina,

începând cu 2019, precum și realizarea la timp a unor ajustări de infrastructură și a unor aranjamente contractuale care să asigure României siguranța în aprovizionare cu gaze naturale de import. Activitățile de explorare, dezvoltare și, ulterior, de exploatare în Marea Neagră necesită un climat adecvat de securitate și de predictibilitate.

Ca țară de frontieră a UE, România este direct expusă creșterii tensiunilor geopolitice în Bazinul Mării Negre. În același timp, România se poate evidenția ca furnizor regional de securitate energetică. Fluxul de gaz natural dinspre România ar



ajuta țări ca Republica Moldova și Bulgaria să-și reducă dependența excesivă de o sursă unică, iar producătorii din România ar primi un impuls de a investi în prelungirea duratei de viață a zăcămintelor existente și în dezvoltarea de noi zăcăminte. Prin

modernizarea capacităților de înmagazinare de gaz natural și prin sisteme de echilibrare și de rezervă pentru energia electrică, România poate aduce o contribuție importantă la piața regională a serviciilor tehnologice de sistem (STS).

## II.4. Sistemul energetic național: starea actuală

### II.4.1. Resurse energetice primare

#### ȚIȚEI

Cu o tradiție industrială de peste 150 de ani în exploatarea țițeiului și gazelor naturale, România este singurul producător semnificativ de hidrocarburi din sud-estul Europei. Pe fondul declinului natural al zăcămintelor, producția anuală s-a diminuat constant în ultimul deceniu, ajungând în 2015 la 3,8 mil t țiței și 10,8 mld m<sup>3</sup> de gaz natural; resursele dovedite de țiței erau, în 2015, de 38,4 mil t, iar cele de gaze de 101,4 mld m<sup>3</sup>.

Declinul producției medii anuale a fost de 2% în ultimii cinci ani, fiind limitat prin investiții în forarea unor noi sonde, repuneri în producție, recuperare secundară etc. Scăderea accentuată a prețului țițeiului din 2014 a redus semnificativ investițiile de acest tip. Rezervele dovedite de țiței ale României se vor epuiza în 12-15 ani, la prezenta rată de

exploatare. Pe termen scurt și mediu, România trebuie să-și asume ca prioritate strategică investițiile în creșterea gradului de recuperare în zăcămintele existente, iar pe termen lung, în dezvoltarea proiectelor de explorare a zonelor de adâncime (sub 3000 m), a celor *onshore* cu geologie complicată și a zăcămintelor *offshore* din Marea Neagră, îndeosebi în zona de apă adâncă (peste 1000 m).

Ciclul investițional în sectorul de explorare și producție de hidrocarburi este de lungă durată. Pentru ca statul să își maximizeze câștigul economic, cadrul legislativ și de reglementare (mai cu seamă cel fiscal) trebuie să fie predictibil, stabil și adaptat situației internaționale, pentru menținerea competitivității industriei petroliere naționale.

#### GAZ NATURAL

Gazele naturale au o pondere de aproximativ 30% din consumul intern de energie primară. Cota lor importantă se explică prin disponibilitatea relativ ridicată a resurselor autohtone, prin impactul redus asupra mediului înconjurător și prin capacitatea de a echilibra energia electrică produsă din SRE intermitente (eoliene și fotovoltaice), dată fiind flexibilitatea centralelor de generare pe bază de gaze. De asemenea, infrastructura existentă de extracție, transport, înmagazinare subterană și distribuție este extinsă pe întreg teritoriul țării. Piața de gaze este avantajată de poziția favorabilă a României față de capacitățile de transport de gaze în regiunea sud-est europeană și de posibilitatea de interconectare a Sistemului Național de Transport (SNT) cu sistemul central european și cu resursele de gaze din Bazinul Caspic, din estul Mării Mediterane și din Orientul Mijlociu, prin intermediul Coridorului Sudic.

În 2015, producția internă de țiței a acoperit aproape 40% din cerere, iar cea de gaze naturale a depășit 95% din consumul intern. În ultimii ani, producția internă constantă și consumul în scădere au redus ponderea anuală a importurilor de gaze de la 15% în 2013 la 7,5% în 2014 și la doar 2,5% în 2015. În schimb, în 2016, pe fondul cotațiilor în scădere ale petrolului, importurile prin contracte pe termen lung au ajuns la prețuri egale sau chiar mai mici decât cele din producția internă. În anii ce urmează, pentru producătorii de gaze din România va fi importantă menținerea la un nivel competitiv în raport cu sursele din import, având în vedere:

- *probabila menținere a unui preț mai mic al barilului de petrol față de anul 2014;*
- *oferta excedentară de gaz natural la nivel global, prețurile internaționale convergând spre valori reduse;*

- *faptul că în România, până în anul gazier 2015-2016, tariful de rezervare de capacitate în SNT gaze naturale pe intrările din import a fost mai mare decât cel pe intrările din producția internă, astfel că producția locală a beneficiat de un avantaj competitiv. Începând cu anul gazier 2016-2017, rezervarea pe ambele tipuri de puncte (intrare/ieșire) se face la același tarif.*

Prin urmare, competitivitatea și reactivitatea la mișcările pieței devin elemente esențiale în strategia fiecărui producător/importator.

Consumul intern de gaze naturale s-a stabilizat în ultimii ani, după o perioadă de descreștere

## CĂRBUNE

Cărbunele este o componentă de bază a mixului energetic, fiind un pilon al securității energetice naționale. În perioadele meteorologice extreme, vara și iarna, cărbunele acoperă o treime din necesarul de energie electrică.

România dispune de rezerve totale de 12,6 mld t lignit, cu o putere calorifică medie de 1800 kcal/kg, concentrate geografic în Bazinul Minier Oltenia. Zăcămintele în exploatare totalizează 986 mil t. Producția anuală de lignit a scăzut de la 31,6 mil t în 2012 la 22,1 mil t în 2015, situându-se pe locul șase în UE – după Germania, Polonia, Grecia, Republica Cehă și Bulgaria. Rezervele de huiă, concentrate în

## URANIU

România dispune de un ciclu deschis complet al combustibilului nuclear, dezvoltat pe baza tehnologiei canadiene de tip CANDU. Dioxidul de uraniu (UO<sub>2</sub>), utilizat pentru fabricarea combustibilului nuclear necesar reactoarelor 1 și 2 de la Cernavodă, este produsul procesării și rafinării uraniului extras din producția indigenă. După închiderea, în 2016, a zăcămintului de la Crucea-Botușana (județul Suceava), Compania Națională a Uraniului a intrat într-un proces de restructurare,

## SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE

România dispune de resurse bogate și variate de energie regenerabilă: biomasă, hidroenergie, potențial geotermal, respectiv pentru energie eoliană, solară și fotovoltaică. Acestea sunt

accentuată. În 2015, consumul final măsurat la puterea calorifică inferioară (PCI) a fost de 73,6 TWh, din care 9 TWh consum ca materie primă pentru producerea îngrășămintelor chimice. Restul de 64,6 TWh au fost utilizați în scop energetic: 29 TWh în sectorul industrial; 10 TWh pentru încălzire în sectorul comercial și al instituțiilor publice, inclusiv 0,8 TWh în sectorul agricol; 25,6 TWh în gospodărie, pentru încălzirea spațiului rezidențial și a apei, respectiv pentru gătit. Un segment important al utilizării gazului natural în România este producerea de energie electrică și de energie termică, în centrale de cogenerare cu capacitate instalată mare. 37,5 TWh au fost utilizați în 2015 în producția de energie electrică și de căldură, respectiv în producția, transportul și distribuția combustibililor fosili.

bazinul carbonifer al Văii Jiului, totalizează 2,2 mld t, din care 592 mil t se află în perimetre exploatare. Puterea calorifică a huii românești este de 3650 kcal/kg. Producția de huiă, în 2015, a fost 1,29 mil t, în scădere de la 1,87 mil t în 2012.

Ambele companii naționale producătoare de cărbune se află într-o situație economică critică. Producătorul de huiă, Complexul Energetic Hunedoara se află în insolvență, fiind amenințat de faliment. Producătorul de lignit, Complexul Energetic Oltenia, este în curs de implementare a unui plan de restructurare și de modernizare tehnologică, în vederea eficientizării activității.

urmând ulterior să exploateze noi zăcăminte în condiții de eficiență. Până la deschiderea și exploatarea unor noi zăcăminte de uraniu indigen, operatorul centralei nucleare de la Cernavodă, Nuclearelectrica SA, achiziționează materia primă atât de pe piața internă, cât și de pe piața externă în vederea fabricării combustibilului nuclear la sucursala de la Pitești, Fabrica de Combustibil Nuclear.

distribuite pe întreg teritoriul țării și vor putea fi exploatate pe scară mai largă pe măsură ce raportul performanță-preț al tehnologiilor se va îmbunătăți, prin maturizarea noilor generații de echipamente și

instalații aferente. Potențialul hidroenergetic este însă deja utilizat în bună măsură, deși există posibilitatea de a continua amenajarea hidroenergetică a cursurilor principale de apă, cu respectarea bunelor practici de protecție a biodiversității și ecosistemelor. În ultimii șase ani, România a avansat rapid în utilizarea unei părți importante a potențialului energetic eolian și fotovoltaic. Vor fi construite noi capacități în centrale eoliene și fotovoltaice, chiar dacă ritmul de creștere va încetini în perioada următoare. Biomasa

ocupă un loc central în mixul energiei electrice, în special prin utilizarea lemnului de foc în mediul rural, însă potențialul de dezvoltare este în continuare foarte ridicat, în special prin eficientizare și introducerea de noi tehnologii, precum cele de producere a biogazului și biorafinăriile, așa cum este prezentat în secțiunea VI.2.1. Resursele geotermale și solară (panouri solare) sunt exploatate doar marginal în România, existând un potențial substanțial de creștere a utilizării acestor resurse în deceniile următoare.

#### II.4.2. Rafinarea și produsele petroliere

În ciuda diminuării numărului de rafinării operaționale, România are o capacitate de prelucrare a țițeiului mai mare decât cererea internă de produse petroliere. Rafinăriile românești, care achiziționează producția națională de țiței și importă circa două treimi din necesar, au în prezent o capacitate operațională de 12 mil t/an.

România a cunoscut, în ultimii ani, o scădere a activității de rafinare, urmând tendința de pierdere de competitivitate a industriei europene a rafinării, pe fondul prețului relativ ridicat al energiei în UE față de țările concurente și al costului rezultat din reglementările europene de reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub> și de noxe. În 2014, rafinăriile din România au prelucrat 11,66 mil t de țiței și aditivi, rezultând 5,17 mil t motorină; 3,06 mil t benzină; 0,75 mil t cocs de petrol; 0,56 mil t GPL; 0,46 mil t asfalt; 0,38 mil t kerosen; 0,32 mil t păcură; 0,28 mil t nafta; 0,75 mil t gaze de rafinărie și 0,46 mil t de alte produse de

rafinărie. Consumul total de produse petroliere a fost de 8,64 mil t.

Importul net de țiței a fost de 6,67 mil t, în principal din Kazahstan și Federația Rusă, dar și din Azerbaidjan, Irak, Libia și Turkmenistan. În 2016 au avut loc și importuri de țiței din Iran. Importurile de produse petroliere au fost, în principal, de motorină (circa 1 mil t din Rusia, Ungaria și SUA, cu volume mici din alte state vecine) și de asfalt (0,41 mil t, în special din Ungaria, Serbia și Polonia). România rămâne un exportator net de produse petroliere.

Cererea de produse petroliere depinde în special de evoluția sectorului transporturilor. În ultimul deceniu, ca urmare a reglementărilor tot mai stringente, tehnologia a evoluat către motoare cu ardere internă de eficiență crescută. În paralel, la nivel mondial are loc diversificarea modului de propulsie a autovehiculelor, prin utilizarea biocarburanților, a gazului natural și biogazului, dar și a energiei electrice și, marginal, a hidrogenului.

#### II.4.3. Transportul, înmagazinarea, distribuția și piața gazului natural

Sistemul Național de Transport (SNT) al gazelor naturale, operat de Transgaz SA, are un grad redus de utilizare, fiind dimensionat în anii 1960 pentru un consum triplu față de cel actual, în special în unități industriale mari. Acest fapt generează costuri mari de utilizare a infrastructurii, cu efectul că România este țara europeană cu cea mai mare pondere a tarifelor de rețea în prețul final al gazelor. Este necesară o regândire a funcționării sistemului de transport și de distribuție a gazelor. În special, se impune adaptarea parametrilor tehnici pentru asigurarea transportului în regim de înaltă presiune, la nivelul de operare al statelor vecine.

Un obiectiv al Strategiei este crearea unei piețe de gaz natural competitive: transparentă, lichidă, cu grad moderat de concentrare, cu preț concurențial. Pentru corelarea cu piața energiei electrice, este necesară atingerea unui grad comparabil de maturizare al celor două piețe, prin armonizarea legislației secundare și dispecerizare coordonată.

Este în curs de realizare un model de piață competitivă, aliniat la normele ENTSO-G, cu adoptarea unui cod al rețelei care să asigure echilibrarea zilnică a SNT. Obligatorietatea fiecărui participant la piață de a fi echilibrat zilnic va stimula tranzacțiile pentru ziua următoare și intra-zilnice.

Un alt aspect reglementat de codul rețelei este rezervarea de capacitate pe punctele de intrare/ieșire în/din SNT; în afară de tarife, prețul gazului poate fi redus prin dezvoltarea pieței secundare de capacitate de transport. Tranzacțiile de optimizare a portofoliului de capacități vor reduce componenta de transport din prețul angro.

Pentru exploatarea zăcămintelor de gaze din Marea Neagră, o condiție este realizarea unor capacități de transport și interconectare a SNT gaze naturale cu țările vecine. Sunt necesare atât investiții care să permită preluarea cantităților din producția *offshore*, cât și modernizarea și extinderea SNT pentru adaptarea la cerințele pieței.

Traseul gazoductului BRUA va fi situat în apropierea grupurilor de producție de energie electrică din cadrul CEO și CEH (Craiova, Ișalnița, Turceni, Rovinari, Paroșeni, Deva). Astfel, BRUA oferă atractivitate pentru posibile investiții în centrale moderne, pe bază de gaze naturale, având și potențialul de a prelua eventuale volume de gaz metan obținute prin gazeificarea lignitului.

Interconectarea cu sistemele de transport de gaze din statele vecine necesită investiții în capacități IT, pentru a permite tranzacții și alte operațiuni transfrontaliere, atât printr-un sistem de control și

achiziție de date (SCADA) compatibil cu rețelele vecine, cât și printr-o platformă de tranzacționare pentru ziua următoare sau intrazilnică. Până acum, licitațiile pentru importul dinspre Ungaria și rezervările de capacitate asociate, dar și pentru capacitatea pe firul Isaccea-Negru Vodă I au avut loc pe platforme externe.

Pentru a juca un rol regional important, sunt necesare dezvoltarea internă a SNT și interconectarea în flux bidirecțional cu statele vecine, precum și o piață a gazelor competitivă, lichidă și transparentă. În prezent, peste 95% din producția națională de gaze provine de la doi mari participanți la piață, fapt ce constituie o vulnerabilitate de securitate, dat fiind caracterul închis al piețelor de furnizare. Rezilierea unui contract de producție internă cu volume mari poate perturba activitatea producătorului. Utilizarea producției interne necesită un grad sporit de flexibilitate, inclusiv prin utilizarea multiciclu a capacităților de înmagazinare. Deschiderea interconectorilor cu țările vecine și a coridoarelor regionale va fi atât o oportunitate pentru export, cât și o extindere a capacităților de import, cererea și oferta la nivel regional având impact în activitatea producătorilor locali.

#### II.4.4. Energie electrică

##### CONSUMUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

Consumul total de energie electrică a înregistrat o scădere substanțială de la 60 TWh în 1990 la 40 TWh în 1999, în principal pe fondul contractării activității industriale, după care a crescut până la 48 TWh în 2008. Criza economică din 2008-2009 a cauzat o nouă scădere a consumului, urmată de o revenire graduală la 47,5 TWh în 2015. În primele 10 luni ale lui 2016, consumul final *per capita* de energie electrică în România a fost de 2430 kWh/an, foarte apropiat celui din perioada similară a anului 2015.

Potrivit datelor Eurostat, publicate în iulie 2016, România a avut în 2015 al șaselea cel mai mic preț mediu din UE al energiei electrice pentru consumatorii casnici. Totuși, dată fiind puterea relativ scăzută de cumpărare, suportabilitatea prețului este o problemă de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de sărăcie energetică. De altfel, aproape 100000 de locuințe din România (o bună parte nu sunt însă locuite permanent) nu sunt conectate la rețeaua de energie electrică; cele mai

potrivite pentru ele sunt sistemele distribuite autonome de producere a energiei.

Există o rezervă însemnată de îmbunătățire a eficienței în consumul brut de energie electrică, ținând cont de pierderile de transformare, respectiv cele din rețelele de transport și distribuție. Pe de altă parte, consumul de energie electrică se poate extinde în sectoare noi. În domeniul încălzirii, tehnologia pompelor de căldură depinde nu doar de costurile de investiții (relativ mari, în comparație cu centralele pe bază de gaze), ci și de raportul de preț între energia electrică și gazul natural. Acest raport este, în prezent, net favorabil gazului natural; pentru consumatorii casnici, prețul *per kWh* este de peste trei ori mai mare pentru energia electrică decât pentru gazul natural. Este mai degrabă de așteptat ca prin creșterea nivelului de trai să se ajungă la creșterea numărului de aparate de aer condiționat (segmentul răcire) și a cuptoarelor

pentru gătit electrice (cu păstrarea plitelor cu gaz natural).

Un alt domeniu de perspectivă este electromobilitatea. Ponderea transportului public electric a scăzut în ultimii ani la nivel național, iar municipalitățile și autoritățile centrale trebuie să ia măsuri pentru inversarea acestei tendințe. Pe de altă parte, parcul auto, bazat covârșitor pe motoare cu combustie internă, a cunoscut o expansiune, deși se menține încă mult sub media *per capita* europeană. Diminuarea prețului de achiziție al automobilelor electrice, până la un nivel similar celui pentru autovehiculele cu motor convențional, va fi un factor determinant pentru economicitatea electromobilității.

### PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ

România are un mix diversificat de energie electrică, bazat în cea mai mare parte pe resursele energetice indigene. În anul 2015, structura producției de energie electrică a fost următoarea: 28% cărbune (în principal lignit), 27% hidro, 18% nuclear, 13% gaz natural, 11% eolian, 2% fotovoltaic și 1% biomasă. În perioada ianuarie-octombrie 2016, structura producției a fost: 29% hidro, 25% cărbune, 18% nuclear, 15% gaz natural, 10% eolian, 2% fotovoltaic și 1% biomasă. Aproximativ 42% din mixul de energie electrică este compus din energie regenerabilă, 60% este fără emisii de GES și 75% are emisii scăzute de CO<sub>2</sub>. Intensitatea emisiilor de CO<sub>2</sub> pe unitatea de energie electrică produsă este apropiată de nivelul mediu european, de circa 300g CO<sub>2</sub>/kWh.

O mare parte a capacităților de generare sunt mai vechi de 30 de ani, cu un număr relativ redus de ore de operare rămase până la expirarea duratei tehnice de funcționare. Grupurile vechi sunt frecvent oprite pentru reparații și mentenanță, unele fiind în conservare. Există o diferență de aproape 3400 MW între puterea brută instalată și puterea brută disponibilă, din care circa 3000 MW sunt capacități pe bază de cărbune și de gaz natural. Capacitățile termoelectrice pe bază de cărbune și gaz natural reprezentau, în 2015, aproximativ 40% din puterea disponibilă brută și au realizat 40% din producția anuală de energie electrică.

Diversitatea mixului energetic a permis menținerea rezilienței SEN, cu depășirea situațiilor de stres generate de condiții meteorologice extreme. Totuși, în viitor, generarea pe bază de SRE va pune

Pătrunderea semnificativă a autovehiculelor electrice pe piața din România depinde de programele publice de sprijin – în prezent direcționate atât către construcția de stații de reîncărcare, cât și către sprijin financiar la achiziția de automobile electrice – și de creșterea viabilității economice a acestui tip de locomoție. Ministerul Mediului a demarat în 2016 un program de sprijin pentru construirea de stații de reîncărcare a bateriilor, ce va acoperi 80% din costul investițiilor în limita unui buget total de 70 milioane lei, suficient pentru construirea a circa 400 de stații cu reîncărcare rapidă și alte 400 cu reîncărcare lentă. Dezvoltarea economică a țării poate duce la creșterea consumului de energie electrică și în agricultură, prin reabilitarea sistemelor de irigații.

probleme de competitivitate capacităților pe cărbune și pe gaze. România are un potențial considerabil de dezvoltare a SRE – eoliană, fotovoltaică, biomasă. În condițiile închiderii schemei de susținere prin certificate verzi a SRE (Legea 220/2008), începând cu 1 ianuarie 2017, noi investiții în SRE pot avea loc în condițiile ieftinirii tehnologiilor și a scăderii costurilor de capital.

România se numără printre cele 14 state membre UE care își mențin opțiunea de utilizare a energiei nucleare. În prezent, Nuclearelectrica acoperă aproape 20% din producția de energie electrică a țării prin cele două unități de la Cernavodă; procentul poate depăși 30% dacă va fi realizată investiția în două noi reactoare la Cernavodă, ceea ce ar exercita o presiune competitivă asupra producătorilor pe bază de cărbune și gaze naturale.

Prețul în creștere al certificatelor ETS va pune o presiune suplimentară asupra producătorilor pe bază de combustibili fosili. În schimb, cele eficiente pe bază de gaz natural au perspectiva unei poziționări competitive în mixul energetic, mulțumită emisiilor relativ reduse de GES și de noxe, precum și flexibilității și capacității lor de reglaj rapid. Ele sunt capabile să ofere servicii de sistem și rezervă pentru SRE intermitente. În funcție de evoluția cererii de energie electrică, a performanței capacităților instalate, a prețurilor tehnologiilor (inclusiv a costurilor de operare și de mentenanță), ale combustibililor și ale certificatelor ETS, este posibil să fie instalate atât capacități noi pe bază de cărbune (de o nouă generație tehnologică), cât și pe bază de gaz natural.

Compania Romgaz derulează un proiect de investiții într-o centrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, cu capacitate de 400 MW, în valoare de 285 mil €, ce urmează a intra în producție în 2020.

Hidroenergia constituie principalul tip de SRE. Centralele hidroelectrice au un randament ridicat, iar energia stocată în lacuri de acumulare este disponibilă aproape instantaneu, ceea ce le conferă un rol de bază pe piața de echilibrare. Cum o mare parte din centralele hidroelectrice au fost construite în perioada 1960-1990, sunt necesare investiții în creșterea eficienței. Compania Hidroelectrică are în curs de realizare, până în 2020, investiții totale de peste 800 mil €, care includ finalizarea a circa 200 MW capacități noi, precum și modernizarea și re tehnologizarea capacităților existente.

Mai cu seamă în ultimii cinci ani au fost dezvoltate masiv în România capacități eoliene și fotovoltaice – circa 4500 MW. Deși au adus deja o contribuție importantă la încadrarea României în ținta de reducere a emisiilor de GES pentru 2020, la scăderea prețului mediu angro al energiei electrice și la scăderea gradului de dependență de importuri, caracterul lor intermitent a adus dificultăți tehnice și costuri de integrare în SEN, precum și un impact în factura consumatorilor finali. Schema de susținere a tehnologiilor SRE prin certificate verzi a suferit

#### INFRASTRUCTURA ȘI PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ

Operatorul de transport și de sistem, Transelectrica SA coordonează fluxurile de putere din SEN prin controlul unităților de producție dispecerizabile. Unitățile dispecerizabile sunt cele care, la dispoziția DEN, pot fi pornite, oprite sau ajustate din punct de vedere al puterii. Deși dispecerizarea implică costuri suplimentare pentru producători, ea face posibilă echilibrarea SEN în situații extreme. Din puterea totală brută disponibilă de aproape 20000 MW, doar 3000 MW sunt nedispecerizabili.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport (RET), în concordanță cu modelul elaborat de ENTSO-E la nivel european, urmărește evacuarea puterii din zonele de concentrare a SRE către zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este deficitară (de exemplu, regiunea nord-est), precum și creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Pe fondul creșterii puternice a investițiilor în SRE intermitente din ultimii ani, echilibrarea pieței a devenit esențială, cu atât mai mult cu cât grupurile

repetate modificări în timp scurt, ceea ce a creat serioase probleme de predictibilitate și de funcționalitate în această industrie.

Puterea instalată în centrale eoliene este de aproximativ 3000 MW, nivel considerat drept maximal pentru funcționarea în siguranță a SEN, în configurația sa actuală. Volatilitatea producției de energie în centrale eoliene solicită întregul SEN, necesitând o redimensionare a pieței de echilibrare și investiții corespunzătoare în centrale de vârf, cu reglaj rapid. Puterea instalată în centrale fotovoltaice este de aproximativ 1300 MW. Piața de echilibrare este mai puțin solicitată de fluctuațiile de putere ale centralelor fotovoltaice decât de cele ale eolienele. În general, centralele fotovoltaice produc mai multă energie vara și pe timpul zilei, iar cele eoliene, iarna și pe timpul nopții. Există și o anumită complementaritate între curbele de sarcină ale celor două tipuri de capacități, bazată pe corelația dintre gradul de nebulozitate atmosferică și intensitatea radiației solare.

Tot în categoria SRE este inclusă și biomasa, inclusiv biogazul, care nu depinde de variații meteorologice. Dat fiind potențialul lor economic, aceste surse de energie pot câștiga procente importante în mixul de energie electrică.

pe bază de cărbune nu pot răspunde rapid fluctuațiilor vântului și radiației solare, decât pe bandă îngustă. Categoriile principale de producători cu răspuns rapid la cerințele de echilibrare sunt centralele hidroelectrice și grupurile pe bază de gaze naturale. Echilibrarea pe o piață regională necesită capacitate suficientă de interconectare. Pe măsura dezvoltării rețelelor inteligente, prețul *spot* va influența și curba de consum, prin intermediul sistemelor de gestiune a consumului – de exemplu, prin automatizarea aparatelor electrocasnice și a sistemelor de iluminat, pentru a răspunde în timp real semnalului de preț al energiei.

Începând din noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare (PZU) din România funcționează în regim cuplat cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria (cuplarea 4M MC), pe baza soluției de cuplare prin preț a regiunilor. Cuplarea piețelor regionale presupune crearea unei piețe regionale intra-zilnice și a unei piețe regionale de echilibrare.

## IMPORTUL ȘI EXPORTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

Din cele 35 de state membre ale ENTSO-E, un număr de 12 au export net de energie electrică, între care și România. În 2015, România a exportat aproximativ 10,5 TWh și a importat 3,8 TWh, rezultând un export net de circa 10% din producția totală brută de energie electrică, similar anului 2014. Primele 10 luni ale lui 2016 indică o scădere cu aproximativ o treime a exportului net față de 2015. Exportul de energie electrică nu este, în sine, un obiectiv strategic, dar România poate să-și mențină poziția de producător de energie în regiune și de stabilizator în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional. În acest sens, România trebuie să își întărească competitivitatea pe partea de STS.

Întrucât capacitățile de echilibrare și rezervă sunt planificate la nivel național, în multe state membre ale UE va exista un excedent de capacitate, astfel că exportul pe termen lung presupune competitivitate pe piața europeană. De aceea, pentru sectorul energetic românesc, ar trebui ca reglementările să evite impunerea unor costuri suplimentare față de competitori. Competitivitatea producției de energie electrică depinde și de sistemul de tarife, taxe și impozite, care includ tariful de injectare a energiei electrice în rețea, neîntâlnit pe piețele vecine, sau taxa pe apa uzinată în centralele hidroelectrice ori utilizată pentru răcire în grupurile pe cărbune.

## II.4.5. Eficiență energetică, energie termică și cogenerare

### EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

Eficiența energetică este o cale dintre cele mai puțin costisitoare de reducere a emisiilor de GES, de diminuare a sărăciei energetice și de creștere a securității energetice. Ținta UE de eficiență energetică pentru 2020 este de diminuare a consumului de energie primară cu 20% în raport cu nivelul de referință stabilit în 2007. Pentru România, ținta este de 19%, corespunzătoare unei cereri de energie primară în 2020 de 500 TWh. Pentru 2030, UE își propune o reducere cumulată cu cel puțin 27% a consumului de energie.

Potrivit Eurostat, intensitatea energetică a economiei României în 2014 era de 95% din media UE, raportat la paritatea puterii de cumpărare (0,235 tep/1000€, echivalent a 2730 kWh/1000€), în timp ce intensitatea energetică *per capita* era 1,6 tep (18,6 MWh), cea mai mică din UE28.

Dacă România își asumă obiectivul european de reducere a cererii de energie cu 27%, ținta de cerere de energie primară pentru 2030 ar fi de 431-454 TWh. Conform datelor preliminare ale INS, cererea de energie primară în 2015 a fost de 383 TWh, cu 117 TWh sub ținta pentru 2020 și cu 47-71 TWh sub cea pentru 2030. Desigur, ținta pentru 2030 trebuie privită din perspectiva unei creșteri susținute, astfel că atingerea ei va presupune măsuri semnificative de creștere a eficienței în întreg sectorul energetic.

Eficiența energetică în România a crescut continuu în ultimii ani. Între 1990 și 2013, România a

înregistrat cea mai mare rată medie de descreștere a intensității energetice din UE, de 7,4%, pe fondul restructurării activității industriale. În perioada 2007-2014, scăderea intensității energetice raportat la PIB a fost de 27%, inclusiv prin închiderea unor unități industriale energo-intensive. Creșterea eficienței energetice prin investiții în tehnologie este esențială pentru întreprinderile cu intensitate energetică ridicată, pentru a putea face față concurenței internaționale. Companiile din metalurgie au investit considerabil în eficiență energetică, potențialul economic fiind în mare măsură atins. Prin urmare, creșterea rapidă în continuare a eficienței energetice în industrie este dificilă, fiind de preferat în prezent investiții în eficiența energetică a clădirilor (rezidențiale, birouri și spații comerciale).

În segmentele rezidențial și terțiar, intensitatea energetică este diminuată prin termoizolarea imobilelor și prin introducerea graduală a aparaturii electrocasnice mai performante și mai inteligente. Cu toate acestea, creșterea veniturilor va genera o creștere a consumului de energie – efect de recul, legat de creșterea generală a gradului de confort – în special legat de utilizarea aparatelor de aer condiționat în timpul verii.

Pentru atragerea investițiilor substanțiale în măsuri de eficiență energetică, este necesar un cadru de reglementare stabil și transparent, precum și ținte realiste la nivel național. Va fi încurajată piața

serviciilor energetice, precum contractele de performanță energetică de tip ESCO, prin adoptarea reglementărilor necesare. Pentru stabilirea bunelor practici este relevant „Codul european de conduită

## ÎNCĂLZIREA EFICIENTĂ A IMOBILELOR

Renovarea termică a clădirilor este o modalitate economică de creștere a eficienței energetice. Segmentul clădirilor și al serviciilor reprezintă 40% din consumul total de energie din UE – circa 45% în România – în special încălzire și răcire. La nivelul UE, încălzirea rezidențială reprezintă 78% din consumul de energie, în vreme ce răcirea reprezintă doar circa 1%. Până în 2050, se estimează că producția de frig va depăși 50% din consumul total pentru încălzire/răcire. Prin utilizarea panourilor solare și a energiei geotermale sau a pompelor de căldură se pot construi case cu consum „aproape zero” sau cu „bilanț energetic pozitiv” (*energy plus*).

Cererea de energie termică este concentrată în sectoarele industrial, rezidențial și al serviciilor. În sectorul rezidențial, principalii factori sunt temperatura atmosferică și nivelul de confort termic al locuințelor – care, la rândul său, depinde de puterea de cumpărare a populației, dar și de factori culturali. Un alt factor este dat de standardele de termoizolare a clădirilor. Pe termen lung, încălzirea globală va aduce ierni mai blânde care, împreună cu investițiile în izolare termică, vor reduce simțitor cererea de energie termică. Pe de altă parte, creșterea nivelului de trai va duce la creșterea nivelului de confort termic al populației și a suprafeței construite, chiar în condițiile continuării declinului demografic.

România are un total de circa 8,5 mil locuințe, dintre care mai puțin de 7,5 mil sunt locuite permanent. 80% au fost construite în perioada 1945-1989. Doar 5% dintre apartamente sunt modernizate energetic. Prețul reglementat al gazului natural și accesul nereglementat la masa lemnoasă pentru foc au menținut costurile cu încălzirea la niveluri ce nu justificau economic investiții în termoizolarea locuințelor. Pe măsură ce comercializarea masei

## ENERGIE TERMICĂ ȘI COGENERARE

Strategia UE pentru Încălzire și Răcire (IR) promovează unități de cogenerare și sinergia dintre energia electrică, încălzire și răcire în unități de trigenerare. Este de dorit ca ele să fie situate în apropierea centrelor urbane sau industriale, astfel

pentru Contractul de Performanță Energetică”, inițiativă la care au aderat 13 companii private cu activitate în România.

lemnoase este mai bine reglementată iar prețurile energiei sunt liberalizate, costurile cu încălzirea vor cunoaște o creștere, încurajând investițiile în măsuri de reabilitare termică a locuințelor.

O treime din locuințele României (aproape 2,5 mil) se încălzesc direct cu gaz natural, cele mai multe folosind centrale/sobe pentru locuința individuală. Aproximativ 3,5 mil locuințe folosesc combustibil solid – majoritatea lemne, dar și cărbune. Restul locuințelor sunt încălzite cu combustibili lichizi (păcură, motorină sau GPL) sau energie electrică. Peste jumătate dintre locuințe sunt încălzite parțial.

Mijloacele financiare disponibile prin directivele europene (Directiva privind eficiența energetică, Directiva privind performanța energetică a clădirilor, Directiva privind SRE) trebuie să fie bine coordonate. Programele de izolare termică a clădirilor finanțate din fonduri europene și/sau fonduri publice trebuie direcționate cu precădere către comunitățile afectate de sărăcie energetică. Eliminarea pierderilor de energie va contribui substanțial la reducerea facturii de încălzire, cu efectul scăderii necesarului de fonduri alocate suplimentelor pentru locuire.

Investițiile în termoizolarea clădirilor vor avea multiple efecte pozitive: dezvoltarea sectorului construcțiilor și crearea de locuri de muncă; reducerea facturii la încălzire și îmbunătățirea confortului termic; creșterea securității energetice prin reducerea consumului; reducerea emisiilor de GES și a intensității energetice.

Pentru regiunile care dispun de potențial geotermal semnificativ, precum județele Ilfov sau Bihor, energia geotermală este o opțiune atât economică de încălzire/răcire, cât și una de reducere a emisiilor.

Încât energia termică produsă în cogenerare să corespundă în cât mai mare măsură cererii.

În ultimii ani, numeroase unități de cogenerare din orașe au fost dezafectate din cauza neîncadrării în cerințele de mediu, a lipsei investițiilor în mentenanța rețelelor de distribuție și a slabei



calității a serviciilor oferite consumatorilor. În multe orașe din România, sistemele municipale de încălzire (SACET) s-au confruntat în ultimii 20 de ani cu debranșări ale consumatorilor, aceștia alegând soluții individuale de încălzire – centrale de apartament pe bază de gaze naturale, convectoare sau calorifere electrice.

Doar 15% din necesarul total de căldură în România (de 76 TWh către consumatori casnici și 21 TWh în sectorul terțiar) este distribuit prin SACET, tendința fiind de scădere către doar 10% în anul 2020. Diferența este împărțită aproape egal între încălzirea pe bază de gaz natural (38%) și cea pe bază de biomasă (44%, în special în mediul rural). Totuși, în principalele centre urbane, încălzirea centralizată la nivel municipal reprezintă încă o porție importantă. Conform datelor ANRSC,

energia termică în orașe este asigurată, în circa 60 de localități, prin centrale electrice de termoficare (CET) și sisteme SACET. Bucureștiul reprezintă 44%, următoarelor nouă localități mari revenindu-le cumulativ 36%. În prezent, 1,25 mil apartamente mai sunt racordate la SACET.

În 2016, 20 de localități cu SACET funcționează cu mai puțin de 1000 de apartamente branșate fiecare. Din 1990, nu mai puțin de 250 de localități au renunțat la sistemele de încălzire centralizată. Pierderea medie de căldură în rețelele de transport și de distribuție a căldurii în România este foarte ridicată, de circa 30%. Doar 20% din rețeaua primară și 30% din cea secundară de furnizare și distribuție au fost modernizate, ținta la nivel național pentru 2020 fiind de 30%, respectiv 40%.

## III. DESCRIEREA OBIECTIVELOR STRATEGICE FUNDAMENTALE

### III.1. Securitate și diplomație energetică

#### III.1.1. Securitatea energetică a României

Securitatea energetică este obiectiv fundamental al planificării strategice. Definită prin capacitatea unei țări de a-și asigura necesarul de importuri de energie în mod neîntrerupt și la prețuri accesibile, securitatea energetică este o preocupare de prim ordin în Europa de Sud-Est, dat fiind caracterul cvasi-monopolist al piețelor de gaze naturale din regiune.

România este statul membru UE cu cele mai mici importuri de energie *per capita*. Înzestrarea naturală cu resurse energetice diverse și tradiția industrială în multiple ramuri ale sectorului energetic se reflectă într-un mix energetic diversificat și echilibrat. Totuși, în ciuda perioadei faste pe care o traversează din punct de vedere al securității energetice, România se confruntă cu o serie de riscuri de termen scurt, mediu și lung, care trebuie gestionate în mod corespunzător.

#### VULNERABILITĂȚI INTERNE DE SECURITATE ENERGETICĂ

Parcul capacităților convenționale de producție a energiei electrice în unități mari pe bază de combustibili fosili necesită re tehnologizare, în special în companiile energetice cu capital de stat. Există o diferență mare între capacitatea brută instalată a centralelor electrice (aproximativ 24500 MW) și cei doar aproximativ 14000 MW efectiv disponibili, ce generează marea majoritate a fluxurilor de energie electrică circulate în SEN.

Rețelele de transport și distribuție a energiei electrice și a gazului natural au nevoie de investiții majore pentru reducerea pierderilor și realizarea tranziției către „rețelele inteligente”, prin modernizări și re tehnologizări. Provocarea este ca aceste investiții să fie realizate fără a crește mai mult decât este necesar tarifele de utilizare și, implicit, factura consumatorului final.

SEN va necesita o capacitate crescândă de echilibrare, în procesul de integrare a SRE. Siguranța în funcționare a SEN, în condiții de volatilitate a piețelor de energie, de creștere a producției intermitente și a incidenței fenomenelor meteorologice extreme (de tipul secetei prelungite și al inundațiilor) ridică problema *adecvănței* SEN, adică a „capacității sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat”, după definiția utilizată de Transelectrica.

SNT gaze naturale, construit în mare parte în anii 1970 și 1980, operează la presiune scăzută, între 6 și 35 bar. Prin comparație, presiunea de operare a sistemelor de transport de gaze din statele vecine este cuprinsă între 55 și 70 bar. Din motive tehnice, capacitatea de export de gaze a României este redusă.

O verigă importantă a lanțului integrat al energiei nucleare, producerea de combustibil nuclear, este afectată de o situație financiară dificilă. În prezent, pe fondul scăderii prețului uraniului pe piața internațională, exploatarea minereului de uraniu din România și concentrarea lui în materie primă pentru combustibil nuclear (UO<sub>2</sub>) în cadrul Companiei Naționale a Uraniului S.A. (CNU) este o activitate necompetitivă economic. Este necesară restructurarea și eficientizarea CNU, inclusiv prin dezvoltarea și exploatarea unor noi zăcăminte de minereu de uraniu. În ceea ce privește apa grea, trebuie găsite soluții instituționale și financiare pentru stocarea și prezervarea calității apei grele, în cantități suficiente pentru activitatea pe termen lung a unităților de la Cernavodă.

O altă vulnerabilitate internă de securitate energetică este problema complexurilor energetice pe bază de lignit și ulei. Pe fondul creșterii anticipate a prețului certificatelor ETS, cărbunele va suporta presiunea competitivă a tehnologiilor cu emisii scăzute de GES. Inevitabil, pe termen lung se va reduce ponderea cărbunelui în mixul de energie primară al României. Situația economică și socială a

acestor societăți cu capital majoritar de stat trebuie rezolvată prin restructurarea și eficientizarea activității, concomitent cu reconversia treptată a zonelor miniere, ținându-se cont de importanța lor în securitatea energetică națională și de caracterul monoindustrial al acestor zone.

În producția de țiței și gaze naturale, provocarea ține de insuficiența investițiilor în creșterea gradului de recuperare din zăcăminte și dezvoltarea unor noi zăcăminte. Pe fondul petrolului ieftin pe piețele internaționale, se impune stimularea investițiilor în sectorul de explorare și producție, printr-un mecanism flexibil care să țină în același timp cont de o posibilă revenire a prețurilor. În acest fel, pot fi maximizate beneficiile socio-economice pe termen lung asociate activității sectorului petrolier.

Energetica rurală în România este dependentă de biomasă pentru generarea de energie termică, în special în sobe cu randament scăzut. Consumul rural de biomasă este contabilizat în categoria SRE, fiind estimat cu grad mare de incertitudine, de aproximativ 20%. Reglementările privind utilizarea biomasei ca materie primă energetică sunt insuficiente. Creșterea eficienței energetice în utilizarea rurală a biomasei este de importanță strategică. Soluțiile depind de o reglementare adecvată.

România are un potențial pentru culturi de plante energetice, dar care nu sunt gestionate corespunzător. Orice demers de producere a plantelor energetice și a biocarburanților trebuie să țină cont de criteriile tot mai stringente de sustenabilitate la nivel european.

O vulnerabilitate internă privește guvernarea energetică, respectiv claritatea și stabilitatea legilor și a reglementărilor, funcționalitatea instituțiilor și calitatea actului administrativ în sectorul energetic.

#### RISURI EXTERNE DE SECURITATE ENERGETICĂ ALE ROMÂNIEI

Pe plan extern, securitatea energetică presupune diminuarea riscului de dependență de un singur furnizor extern sau de o unică rută de tranzit, prin diversificarea surselor de energie și a căilor de transport (CE, *O strategie-cadru pentru o uniune energetică rezilientă cu o politică prospectivă în domeniul schimbărilor climatice*, 2015).

Transformările profunde pe plan global și tranziția energetică din UE pot deveni riscuri dacă România nu se adaptează la timp. Tehnologia, în combinație cu piața competitivă, modifică raportul de forțe pe

Inconsecvența instituțională dăunează planificării strategice. Neclaritățile legislative/de reglementare se traduc în slaba capacitate de implementare. Printre altele, aceste sincope generează o discrepanță între atractivitatea României pe plan extern, ca destinație pentru investiții în sectorul energetic, și posibilitatea investitorilor de a-și realiza în timp rezonabil și fără costuri inutile proiectele de investiții. Circuitul birocratic de obținere a informațiilor, permiselor și autorizațiilor este greoi și, uneori, incoerent.

Transparența și combaterea corupției țin, de asemenea, de buna guvernare. Energia este un sector cu mari interese financiare, cu grupuri de interese puternice și active. Echilibrul dintre ele trebuie realizat sub arbitrajul competent al statului, în sensul funcționării eficiente, stabile și echitabile a întregului sector energetic. Elaborarea și modificarea legislației din sectorul energetic are consecințe majore asupra economiei în ansamblu, dar și asupra securității naționale. Legislația este, uneori, modificată în mod conjunctural, fără transparența necesară. Fundamentarea actului legislativ este, uneori, precară și înconjurată de suspiciuni privind ingerințele unor grupuri de interese.

Participarea eficientă a României la elaborarea politicilor energetice europene, precum și implementarea corespunzătoare a acestor politici, necesită sporirea capacității de cercetare, analiză și modelare a datelor statistice în aceste instituții, cu elaborarea sistematică de studii, proiecții și prognoze privind sectorul energetic, mediul și clima, transporturile, agricultura, securitatea etc. Este necesară instituționalizarea unor grupuri de lucru interministeriale, cu componente academice, de afaceri și neguvernamentale.

harta mondială a energiei, cu ample consecințe geopolitice și geoeconomice. Pe de o parte, noile tehnologii de producere a energiei au adus un excedent de ofertă de energie pe piețele internaționale, astfel că preocupările de securitate energetică nu mai sunt, în primul rând, legate de insuficiența surselor de energie. Pe de altă parte, progresul tehnologic a contribuit la diminuarea cererii, prin multiple măsuri de eficiență. Efectul cumulat este avantajarea consumatorului, prin creșterea concurenței în segmentul producției de

energie și prin diminuarea generală a prețurilor angro. Incertitudinea decizională în ceea ce privește investițiile în energie se resimte în toate segmentele: producție, infrastructură și consum.

Dezechilibrul dintre cererea și oferta de energie reprezintă un risc de securitate energetică. În ultimii ani, consumul de energie a fost în scădere, iar capacitatea de producție este mare prin comparație, ceea ce explică dependența redusă de importuri. Există, în prezent, o supracapacitate de producție de energie electrică în regiune. Însă, în lipsa investițiilor în noi capacități, regiunea poate ajunge după 2025 la un deficit de capacitate.

Este anticipată o creștere a consumului intern de energie, deși România se află pe o tendință clară de decuplare a creșterii economice de consumul de energie. Capacitatea excedentară de producție trebuie echilibrată, treptat, cu nivelul consumului, pentru optimizarea costurilor, atât pe partea de producție, cât și pe cea de rețea.

Cuplarea piețelor de energie electrică va aduce o presiune competitivă asupra producătorilor români, în special asupra activelor ineficiente, ajunse la sfârșitul duratei normale de viață. Există și problema neaplicării uniforme a constrângerilor de mediu în statele vecine României, doar Ungaria și Bulgaria fiind supuse condițiilor de operare cărora li se conformează producătorii din România. Este posibil ca producția indigenă de hidrocarburi și de energie electrică bazată pe cărbune să se diminueze.

Principalul risc extern de securitate energetică în ceea ce privește alimentarea cu gaz natural este dependența de un furnizor extern unic de gaz natural. Interconectarea SNT gaze naturale la rețelele de transport din țările vecine este un factor esențial de diminuare a amenințărilor de securitate în aprovizionare. Lipsa de aliniere la standardele europene de presiune plasează România într-o „groapă de potențial”, ocolită de fluxurile de energie – „groapă” nu doar de natură tehnică, ci și economică, financiară și tehnologică. Pe termen mediu și lung, printr-o capacitate adecvată de interconectare în dublu sens, terminalele regionale de GNL ar putea deveni surse alternative de gaz pentru România. Concurența gazului natural livrat din diferite surse va contribui la crearea unei piețe mai lichide și competitive, în care prețul se stabilește mai ales prin tranzacționare pe piețe *spot*.

Opțiunea strategică a României este pentru deschidere și interconectare în piața unică europeană, cu toate infrastructurile majore. Altminteri, există riscul izolării pe partea de tranzit energetic, fără a menționa costuri de oportunitate ale tranzacțiilor neefectuate. Fluxurile de energie pot fi reorientate către și prin România doar dacă se realizează investiții importante în infrastructură și se dezvoltă mecanisme de piață competitivă.

Mediul instituțional de la București trebuie să fie bine informat și pregătit să reacționeze la evoluțiile de pe plan regional, european și internațional, atât din punct de vedere politic, cât și economic și tehnologic. Proiectele energetice ale României trebuie să fie realiste, bine coordonate la nivel regional, astfel încât să poată fi finanțate. Ele constituie, în egală măsură, un element de securitate națională.

În *Ghidul Strategiei Naționale de Apărare a Țării pentru Perioada 2015-2019* (Administrația Prezidențială, 2015) este specificată, ca direcție de acțiune, „asigurarea securității energetice prin adaptarea operativă și optimizarea structurii consumului de resurse energetice primare, creșterea eficienței energetice, dezvoltare a proiectelor menite să asigure diversificarea accesului la resurse, îmbunătățirea capacității de interconectare și a competitivității, inclusiv prin implementarea obiectivelor Uniunii Energetice”.

Ca riscuri, amenințări și vulnerabilități, sunt incluse următoarele: (i) „distorsiuni pe piețele energetice și proiectele concurente ale unor actori statali/non-statali menite să afecteze eforturile României de asigurare a securității energetice (...); (ii) „acțiuni/inacțiuni menite să limiteze accesul liber al consumatorilor la resurse energetice sigure, alternative și la prețuri rezonabile (...); și (iii) „incoerența în gestionarea diverselor tipuri de riscuri; corupția; elemente ce țin de limitarea capacității instituțiilor statului de gestionarea riscurile și amenințările la adresa infrastructurii critice.”

Ca elemente de infrastructură critică, sistemele de transport, distribuție și stocare de energie sunt esențiale pentru buna funcționare economică și socială a țării. Cum transformarea lor în sisteme inteligente presupune digitalizare, vor crește și riscurile de atac cibernetic asupra centrelor de control.

## FACTORI DE SECURITATE ENERGETICĂ NAȚIONALĂ

România este țară de frontieră europeană, situată la interfața dintre UE și Bazinul Mării Negre. Este poarta de intrare în UE pentru Republica Moldova, un partener important al Ucrainei și un actor important din vecinătatea Federației Ruse. Aceste elemente susțin și potențază funcția României de pol regional de stabilitate energetică. Prin modernizarea capacităților de înmagazinare de gaz natural și prin sisteme de rezervă și de echilibrare, România poate contribui la piața regională a serviciilor tehnologice de sistem (STS). Țările sud-est europene au sau își planifică excedente de capacitate de producție a energiei electrice, fără să își bazeze strategiile pe termen lung pe importuri. Comercializarea STS reprezintă o oportunitate pe care România o poate valorifica pe piața regională de energie.

Pe de altă parte, SRE vor beneficia de tendința de scădere a costurilor și de creștere a randamentului

tehnic, precum și de creșterea prețului certificatelor ETS, astfel că în deceniul următor se anticipează că investițiile în noi capacități de SRE vor deveni auto-sustenabile, chiar în lipsa unei scheme suport. Producția distribuită a energiei va diminua transportul energiei pe distanțe mari, micșorând pierderile. Rețelele inteligente și contorizarea inteligentă vor pune în valoare prosumatorul și sistemele de management al cererii de energie. România dispune de un plan de implementare a rețelelor inteligente, dar progresul este lent.

Eficiența energetică este un element important al securității energetice. Ca țară cu o intensitate energetică mult peste media UE, România poate realiza progrese mari, cu tehnologiile actuale și la prețurile curente, pe întreg lanțul procesului energetic: producție, transport, distribuție și consum de energie.

### III.1.2. Diplomația energetică

În sens general, diplomația energetică se referă la acțiunea de politică externă prin care statele își promovează interesele energetice. Securitatea energetică constituie preocuparea dominantă a diplomației energetice. În *Strategia de securitate energetică a UE*, cheia pentru îmbunătățirea

securității energetice constă „în primul rând în îmbunătățirea cooperării la nivel regional și european în ceea ce privește funcționarea pieței interne și, în al doilea rând, într-o acțiune externă mai coerentă”.

#### DIPLOMAȚIA ENERGETICĂ A ROMÂNIEI ÎN CONTEXT EUROPEAN

*Planul de Acțiune pentru Diplomația Energetică*, ce a însoțit Concluziile Consiliului European de Politică Externă privind Diplomația Energetică din 20 iulie 2015, specifică următoarele linii de acțiune prioritare: susținerea obiectivelor de politică externă ale Uniunii Energetice; dezvoltarea cooperării și a dialogului UE cu statele și regiunile producătoare importante, cu statele și regiunile de tranzit, cu țările din vecinătate și cu partenerii cheie, „în special din vecinătatea sa (Coridorul Sudic de Gaz, cooperarea energetică Euro-Mediteraneeană, regiunea Est-Mediteraneeană, Comunitatea Energiei etc.)”; îmbunătățirea arhitecturii energetice globale și a inițiativelor multilaterale; întărirea mesajelor comune și a capacităților de diplomație energetică. Ca stat membru al UE, România și-a asumat aceste linii de acțiune, destinate atingerii obiectivelor Uniunii Energetice și ale Strategiei UE de Securitate Energetică.

Experții UE în diplomație energetică trebuie să se coordoneze cu cei în diplomația mediului. Va fi intensificată interacțiunea cu *think-tank*-urile independente, cu mediul academic și cu experții din industrie, cu scopul unei mai bune înțelegeri a repercusiunilor politice ale dezvoltărilor și tendințelor din energie.

În același timp, România are interese proprii de securitate energetică, care țin de structura sistemului său energetic, de specificul resurselor naturale, de situarea geografică și de gradul de dezvoltare economică. Situată în sud-estul Europei, România este mai slab interconectată cu rețelele de transport de gaz natural și de energie electrică ale vecinilor săi decât țările Europei Centrale, fără a le menționa pe cele vest-europene. Prin Uniunea Energetică, UE susține statele membre din Europa de Sud-Est să iasă din relativa izolare și vulnerabilitate față de o sursă unică de

aprovizionare cu gaz natural. Realizarea gazoductului BRUA constituie un pas important în susținerea dezvoltării SNT gaze naturale și a interconectărilor bidirecționale sens cu Bulgaria și Ungaria. Dar România și regiunea sud-est europeană necesită investiții mult mai ample de infrastructură energetică pentru a ajunge la standarde comparabile cu țările industrializate.

CE a lansat în 2014 Planul European pentru Investiții Strategice, cunoscut și sub numele de „Planul Juncker”. Planul își propune să mobilizeze investiții în valoare de cel puțin 315 mld € între 2015 și 2017, direcționate inclusiv în proiecte de infrastructură și inovare. Niciunul dintre cele 200 de proiecte propuse de România în decembrie 2014 nu a fost acceptat pentru finanțare. În aceste condiții, este imperios ca viitoarele propuneri ale României să fie proiecte de o calitate corespunzătoare, corect direcționate către domeniile susținute de Planul Juncker. Totodată, se impune și o acțiune coordonată a statelor est-europene pentru accesul prioritar la finanțarea proiectelor de infrastructură, inclusiv în sectorul energetic.

#### PARTENERIATE STRATEGICE INTERNAȚIONALE

România poate beneficia de o dezvoltare a cooperării bilaterale și multilaterale în sectorul energetic, în multiplele sale dimensiuni: de securitate; comercială și investițională; tehnologică și academică; de sprijin al principiilor de piață liberă și a statului de drept.

Securitatea energetică este o astfel de arie de cooperare – pentru dezvoltarea Coridorului Sudic de Gaz, dezvoltarea de rețele inteligente, cercetarea surselor neconvenționale de energie și a celor de „energie curată”, precum și în atragerea de investiții în sectorul energetic. În aceste privințe, cooperarea internațională poate promova nu doar transfer de tehnologie și competențe, ci și susținerea cercetării științifice în domeniul energiei prin promovarea relațiilor dintre comunitățile academice și de cercetători.

Cooperarea în proiecte de cercetare pe teme de relevanță strategică – tehnologiile de stocare a energiei electrice; „cărbunele curat”; eficiența energetică; tehnologia reactoarelor nucleare modulare, de dimensiuni reduse – poate contribui substanțial la reabilitarea unora dintre institutele naționale de cercetare.

Un format interguvernamental de cooperare a statelor regiunii central și sud-est europene este CESEC (*Central and South Eastern Europe gas Connectivity*). Formarea CESEC este legată de experiența eșecului proiectului Nabucco și de necesitatea susținerii politice și diplomatice a unor proiecte strategice de infrastructură energetică în regiune, pentru a diversifica aprovizionarea cu gaz natural. CESEC s-a profilat ca o inițiativă diplomatică de coordonare într-o regiune în care este necesară o mai bună cultură a cooperării și solidarității. Extinderea graduală a acoperirii geografice a CESEC mărește complexitatea (geo)politică a agendei sale și accentuează divergența de priorități, dar oferă și posibilitatea dezvoltării unor proiecte regionale de amploare, bazate pe complementaritate de interese. Pentru România, este importantă includerea Republicii Moldova în CESEC, ca pas în așezarea ei pe harta energetică europeană. Un alt pas va fi extinderea atribuțiilor CESEC la cooperarea privind interconectările și piețele de energie electrică.

Pe dimensiunea de comerț și investiții, parteneriatele strategice urmăresc facilitarea relațiilor dintre comunitățile de afaceri și crearea în România a unui mediu investițional robust, transparent și predictibil. Companiile de vârf prezente în România, în special în sectorul petrolier, dar și în cel al tehnologiilor digitale, al echipamentelor și serviciilor în sectorul energiei electrice, au un aport esențial de capital și *know-how*, de cultură organizațională, de standarde de profesionalism, precum și de difuzare de norme de eficiență și de integritate în industria energetică românească.

Aportul tehnologie și de capital al partenerilor strategici ai României la descoperirea zăcămintelor de gaze naturale în apele adânci ale zonei economice exclusive românești și, eventual, la dezvoltarea și producția din aceste zăcăminte, constituie un factor de securitate energetică pentru România, așa cum reliefează analiza testului de stres al sistemului gazelor naturale (secțiunea V.8.3).

## III.2. Competitivitatea piețelor de energie, bază a unei economii competitive

Strategia Energetică este elaborată pe premisa unei tranziții a sectorului energetic românesc de la o structură cvasi-autarhică, aproape izolată de rețelele de energie ale statelor din jur și dependentă de importuri de gaze naturale de la un unic furnizor extern, printr-un singur sistem extern de tranzit, către o structură deschisă, bine interconectată transfrontalier, cu coduri de rețea armonizate la nivel regional și european și cu piețe cuplate.

Motivația acestei tranziții, asumate deja de România prin articolul 194 al Tratatului de Funcționare al UE, precum și prin pleiada de directive, regulamente și documente strategice care articulează *acquis*-ul comunitar în domeniul energiei, este multiplă: eficientizarea activității economice în sectorul energetic, punerea la dispoziția consumatorului a celei mai avantajoase oferte de energie și creșterea securității energetice prin diversificarea surselor și a rutelor externe de aprovizionare.

Construcția de infrastructură de interconectare este esențială, dar importante sunt și regulile de funcționare și interoperabilitatea. De exemplu, pentru gazul natural, în 20 din cele 28 de state membre funcționează puncte virtuale de tranzacționare (PVT). În România și Bulgaria sunt în curs de implementare, deși încă din 2009 trebuia realizat acest stadiu, potrivit Regulamentului (CE)

715/2009 privind condițiile de acces la rețelele de transport de gaz natural.

Beneficiile interconectării piețelor de energie nu pot fi realizate decât în condiții de competitivitate a pieței interne: neconcentrată, transparentă, lichidă și nediscriminatorie, susținută de instituții funcționale, de infrastructură dezvoltată și de acces la piețele financiare în condiții de cost moderat al creditării. Funcționarea optimă a pieței necesită monitorizare și sancționare promptă a practicilor anticoncurențiale și de corupție, eficientizare birocratică și reglementări coerente și stabile – deci o guvernare energetică de calitate.

Piețele competitive și interconectate de energie susțin competitivitatea economiei în ansamblu prin asigurarea celor mai bune prețuri ale energiei, la un nivel regional. O astfel de tranziție nu poate fi parcursă fără sprijinul cetățenilor. Or, în condițiile în care fenomenul de sărăcie energetică este accentuat în România, succesul Strategiei depinde, pe de o parte, de măsura în care statul român va asigura suportabilitatea tranziției prin mecanisme eficiente de protecție socială. Pe de altă parte, va depinde de măsura în care agenții economici vor dispune de prețuri competitive ale energiei sau, după caz, de facilități economice menite să le asigure competitivitate internațională.

### III.2.1. Concentrarea piețelor de energie și promovarea concurenței

Piețele de energie electrică și de gaz natural din România prezintă, în segmente determinante, grade ridicate de concentrare. Raportul Național 2015 al ANRE, publicat în iulie 2016, prezintă valorile indicelui Herfindahl-Hirschmann (HHI) pentru piețele de energie electrică și de gaze naturale. Indicele HHI este cea mai larg acceptată măsură a concentrării piețelor (HHI<1000 piață neconcentrată; 1000<HHI<1800 concentrare moderată a puterii de piață; HHI>1800 concentrare ridicată a puterii de piață).

Astfel, pe piața producătorilor dispecerizabili de **energie electrică**, indicele HHI pentru valorile medii anuale stagnează în zona de concentrare ridicată, cu o valoare de 1826 în 2015, în scădere de la 1947 în 2010. Pe piața pentru ziua următoare (PZU), HHI indică lipsa concentrării (338-552) pe partea de

vânzare și o concentrare moderată (527-924) pe partea de cumpărare. Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere dublă continuă este, de asemenea, neconcentrată, cu HHI între 542 și 821 la vânzare și între 506 și 725 la cumpărare.

Piața de echilibrare prezintă valori de concentrare foarte ridicată pe toate segmentele, atât la creșterea cât și la scăderea de putere: reglaj secundar (HHI 4368, respectiv 4274), reglaj terțiar rapid (HHI 3626, respectiv 5779) și reglaj terțiar lent (HHI 2997, respectiv 2640). Aceste niveluri de mare concentrare indică, în fapt, dominația unei companii din totalul de 114 participanți la această piață. De aceea, reducerea concentrării pe piața de servicii tehnologice de sistem (STS) devine o acțiune prioritară a Strategiei Energetice, mai ales în perspectiva creșterii anticipate a necesarului de

flexibilitate în SEN. Obiectivul înlocuirii capacităților de generare ale parcului actual de capacități cu unele noi trebuie dublat de cerința ca un procent suficient al acestora să fie flexibile, apte de a participa eficient la piața STS.

Piața cu amănuntul este mult mai puțin concentrată, dat fiind numărul mare de furnizori. Pentru ansamblul pieței de retail, HHI a fost de 548 în 2015. Totuși, există o concentrare notabilă pe anumite segmente ale retailului către consumatorii industriali, în special pentru cei cu consum anual de energie electrică sub 20 MWh.

Piața de **gaze naturale** prezintă un grad ridicat de concentrare pe segmentul de producție și pe cel al importurilor. În 2015, producătorii dominanți de gaze ai României, Romgaz și OMV Petrom, au acoperit 94,85% din producția indigenă de gaze, iar primii trei importatori au cumulat 94,89% din importuri, reprezentând 2,39% din consum. Pe piața concurențială de furnizare activau, în 2015, 74 de companii, primele trei având o cotă de piață de circa 65%. HHI era de 1673, ceea ce indică o concentrare moderată a puterii de piață a acestor furnizori. Pe piața reglementată activau 39 de furnizori, primii trei având o cotă de piață de aproape 93%. Indicele HHI de 4029 arată o concentrare foarte ridicată.

### III.2.2. Respectarea regulilor de concurență pe piețele energetice

Consiliului Concurenței este instituția determinantă în monitorizarea, prevenirea și sancționarea practicilor anticoncurențiale. Consiliul Concurenței a investigat, din decembrie 2015 până la mijlocul anului 2016, mai multe piețe energetice: piața de carburanți, piața masei lemnoase, piața de GPL, identificând mecanisme de cartelizare și sancționându-le cu amenzi substanțiale.

Măsurile ANRE de a licenția mai mulți producători și importatori de gaz natural, pentru a crea un mediu concurențial mai robust, sunt necesare și binevenite. În plus, legiferarea obligativității pentru companiile producătoare de a tranzacționa o parte a volumelor de gaz natural pe piețele centralizate este un pas în direcția creării unei piețe mai competitive și mai lichide.

**Piața de energie termică** din România rămâne o piață locală, concurența manifestându-se, în principal între tehnologiile 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 fiind activități cu caracter de monopol, desfășurate de operatori zonali, la tarife reglementate. Prețul energiei termice în sistem centralizat este reglementat; prețul local de referință este stabilit de către autoritățile locale pe baza prețului local reglementat, determinat de ANRE sau ANRSC. Pentru creșterea competitivității pieței de energie termică, rețelele municipale de energie termică vor fi redimensionate – după caz, fragmentate zonal – și accesibile, pe baze concurențiale, pentru diferite surse de agent termic, inclusiv pe bază de biomasă.

Consiliul Concurenței va monitoriza, preveni și sancționa practicile de tip cartel, precum încălcarea regulilor de transparență și acces nediscriminatoriu în achizițiile publice, prin aranjamente de trucare a acestor proceduri. De asemenea, va realiza monitorizarea activității de lobby în sectorul energetic. Acțiunile Consiliului Concurenței vor fi susținute prin adoptarea celor mai bune practici.

### III.3. Energie curată și impact redus asupra mediului înconjurător

La nivel global, sectorul energetic are impact considerabil asupra mediului înconjurător, prin poluarea aerului, a apelor și a solurilor, și în ceea ce privește emisiile de GES și contribuția la schimbările climatice. Și în România, sectorul energetic rămâne o sursă importantă de emisii, iar unele activități sunt de natură să afecteze ecosistemele și biodiversitatea. Prin urmare, sectorul energetic trebuie să implementeze riguros legislația de mediu

și să adopte cele mai bune practici pentru limitarea impactului asupra mediului.

În ultimul deceniu, în sectorul energetic din România s-au realizat progrese semnificative de limitare a impactului de mediu. Sunt însă necesare, în continuare, eforturi considerabile pentru ca sectorul energetic să contribuie la tranziția României către o economie bazată pe principiile dezvoltării durabile.



### III.3.1. Impactul sectorului energetic asupra poluării aerului

Progresul cel mai semnificativ se înregistrează în reducerea principalelor tipuri de emisii de poluanți în aer, astfel încât România se încadrează, în prezent, în plafoanele de emisii asumate prin Protocolul de la Göteborg, ratificat de România în 2003. Datele pentru 2013 ale Agenției Europene pentru Mediu certifică faptul că emisiile de poluanți atmosferici cu efect acidifiant în România se situează aproape de media europeană. Poluarea aerului în sectorul energetic este cauzată în principal de centralele termoelectrice, de traficul rutier și de arderea combustibililor pentru încălzire.

Cea mai mare parte a instalațiilor mari de ardere ale centralelor termoelectrice fie au ajuns la finalul duratei de viață și au fost retrase din funcțiune, fie au fost prevăzute cu instalații de limitare a emisiilor de dioxid de sulf (SO<sub>2</sub>) și a particulelor de praf cu diametru mic (PM<sub>2,5</sub> și PM<sub>10</sub>). Aproape toate centralele pe bază de lignit îndeplinesc condițiile de mediu, în urma unor investiții substanțiale.

La orizontul anului 2020, conform reglementărilor în vigoare, este de așteptat conformarea cu standardele europene și în ceea ce privește emisiile de oxizi de azot (NO<sub>x</sub>), însă investițiile cele mai costisitoare au fost deja realizate. Se impun, în continuare, ameliorări substanțiale și scumpe pentru un număr limitat de grupuri, dar acestea se află, de regulă, în proprietatea unor companii în insolvență sau faliment, funcționarea lor viitoare fiind incertă. Pe măsură ce grupurile vechi și ineficiente ajung la capătul duratei tehnice sau economice de viață și sunt înlocuite de altele noi, cu tehnologie de ultimă generație, este de așteptat ca emisiile să se reducă în continuare.

Pe termen mediu și lung, este de așteptat o creștere a electromobilității, ce elimină poluarea cu gaze de eșapament, în special în mediul urban. În următorii ani, este de așteptat ca poluarea cauzată de traficul rutier să scadă, prin creșterea ponderii autovehiculelor dotate cu tehnologii ce respectă standardele cele mai recente de poluare. Pentru ca autovehiculul electric să contribuie la reducerea poluării aerului, va trebui să continue tranziția energetică către SRE și către alte tehnologii cu emisii scăzute.

Arderea combustibililor pentru încălzire are o pondere semnificativă în emisiile totale de amoniac (NH<sub>3</sub>), compuși organici volatili (NMVOC, precursori ai ozonului) și monoxid de carbon (CO). O sursă apreciabilă a acestor emisii este arderea gazului natural, utilizat în mod direct sau în centrale de cogenerare a energiei termice și electrice. În ceea ce privește centralele în cogenerare pe bază de gaz natural, în ultimul deceniu s-au realizat investiții în noi centrale de putere mică și medie, cu emisii specifice scăzute.

Tranziția către centrale eficiente pe bază de gaz natural, cu emisii scăzute de noxe, este de așteptat să continue și în următorii 10 ani, pe măsură ce grupurile vechi existente ajung la capătul duratei de viață. Pe de altă parte, proliferarea centralelor individuale pe bază de gaz natural, utilizate pentru încălzirea locuinței și asigurarea apei calde, contribuie la creșterea emisiilor difuze de NH<sub>3</sub>, NMVOC și CO. Sunt necesare studii suplimentare privind efectul acestor emisii asupra sănătății pe termen lung a locatarilor din blocurile de apartamente unde predomină centralele individuale pe bază de gaz natural, cu evacuarea gazelor de ardere pe orizontală.

Tot segmentul încălzirii locuințelor, în special cel pe bază de lemn în sobe ineficiente cu ardere incompletă, are o contribuție semnificativă la emisiile de particule, dăunătoare florei și faunei. Aproximativ jumătate din gospodăriile din România utilizează lemnul ca sursă principală de încălzire, iar progresul în asigurarea accesului la combustibili alternativi pentru încălzire este lent, în special în mediul rural. Pe de o parte, intrarea gazului natural și a energiei electrice (pompe de căldură) în mixul energetic din mediul rural este un demers costisitor și de durată, ce va produce efecte notabile doar pe termen lung. Pe de altă parte, biomasa va rămâne un vector important de încălzire în mediul rural. În următorii 15 ani, este necesară reducerea consumului de lemn pentru încălzire prin izolarea termică a locuințelor și prin derularea de programe de conversie către sobe eficiente, cu ardere completă și emisii scăzute.

### III.3.3. Impactul sectorului energetic asupra poluării apei și a solurilor

Impactul negativ al activităților din sectorul energetic asupra calității apelor din România este relativ scăzut. Centralele termoelectrice sunt responsabile pentru o parte importantă a volumului de apă captată, cu utilizarea ei în procesul de răcire și cu deversarea la temperatură mai ridicată în cursurile de apă din care se aprovizionează. Acest fenomen de poluare termică este concentrat la nivel local, cu impact relativ redus asupra ecosistemelor acvatice. Calitatea apei nu are de suferit prin uzinare în centralele hidroelectrice, însă lacurile de acumulare aferente amenajărilor hidroenergetice alterează sistemele hidrologice. Sectorul energetic este supus unei taxe ridicate de uzinare a apei, ce asigură veniturile necesare pentru amenajarea cursurilor de apă afectate. Impactul principal al centralelor hidroelectrice asupra mediului nu este atât asupra calității apei, cât asupra ecosistemelor și a biodiversității.

Degradarea apelor de suprafață este cauzată, în principal, prin deversarea apelor uzate, insuficient epurate sau total neepurate. Este necesară conformarea cu reglementările europene cu privire la tratarea apelor uzate. Se remarcă și potențialul de a reduce emisiile de metan prin producția de biogaz, o sursă regenerabilă de energie, în procesul de tratare a apelor uzate.

Gestiunea inadecvată a deșeurilor în România este o altă sursă de poluare, atât a apelor de suprafață, cât și a acviferelor. Incinerarea deșeurilor poate reprezenta o contribuție sustenabilă a sectorului energetic la problema gestiunii deșeurilor, dar numai în condiții de sortare selectivă și recuperare în prealabil a elementelor reutilizabile sau reciclabile. Pe de altă parte, o soluție cu efect pozitiv asupra mediului este transformarea fracțiunii organice a deșeurilor în biogaz.

### III.3.4. Impactul sectorului energetic asupra ecosistemelor și a biodiversității

Orice activitate antropică are un impact asupra mediului înconjurător, iar sectorul energetic nu face excepție. În afară de poluarea aerului, a apelor și a solului, sectorul energetic influențează mediul înconjurător și prin amplasarea propriu-zisă a construcțiilor aferente în mediul natural.

Se disting, în principal, două tipuri de resurse energetice: cele cu concentrare spațială mare și cu amprentă redusă – în special combustibilii fosili și

O atenție specială privind calitatea apelor subterane se impune în extracția, transportul și prelucrarea țițeiului. Producția de hidrocarburi din România se află pe o pantă descendentă; majoritatea zăcămintelor sunt mature, iar în lipsa unor noi descoperiri sondele urmează a fi, treptat, abandonate. Din acest motiv, un aspect important de mediu legat de sectorul petrolier este gestiunea siturilor contaminate. O bună parte a siturilor contaminate în deceniile anterioare au fost preluate prin privatizare și reabilitate de către OMV Petrom. În ceea ce privește activitățile de explorare și exploatare, care în prezent sunt la un nivel scăzut din cauza prețurilor joase ale petrolului și gazului, toate proiectele sunt supuse procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului. Cu o bună gestiune, efectele acestor activități asupra mediului vor fi minore.

Există situri contaminate ca urmare a activităților de extracție a resurselor energetice, iar reabilitarea minelor închise în ultimele decenii în România nu este încă finalizată. O parte a minelor de huiă se află în sau urmează să parcurgă un proces treptat de închidere. Și o parte a carierelor de lignit, ale căror rezerve sunt aproape epuizate, urmează a fi închise în următorii ani, fiind necesare lucrări de redare a suprafețelor în circuitul natural, conform celor mai bune practici. Extracția lignitului în cariere de suprafață este un factor de degradare a solurilor. Carierele și haldele de steril sunt urmare de decorpărilor unor suprafețe semnificative de teren, fapt ce schimbă fundamental și permanent relieful și ecosistemele locale. Lucrările sunt necesare pentru continuarea activității, însă trebuie să aibă loc cu minimizarea impactului asupra mediului.

energia nucleară; respectiv cele distribuite în spațiu, cu o amprentă mai amplă – SRE (eolian, fotovoltaic, biomasă etc.). SRE sunt preferate în tranziția către dezvoltarea durabilă datorită reducerii poluării și limitării schimbărilor climatice, însă efectul antropic al sectorului energetic crește prin adoptarea tehnologiilor distribuite ce exploatează SRE. Astfel, adoptarea pe scară largă a SRE trebuie să aibă loc cu precauție, pentru a limita, pe cât posibil, urmările negative asupra ecosistemelor și a biodiversității.

Centralele hidroelectrice au impact puternic asupra mediului înconjurător, alterând cursul apelor și ecosistemele înconjurătoare. Parcurile de panouri fotovoltaice au o amprentă mare la sol, uneori cu dislocarea unor suprafețe de teren utilizate în alte scopuri sustenabile. Biocarburanții de primă generație și culturile energetice prezintă o dilemă asemănătoare: terenurile utilizate sunt fie scoase din circuitul natural, fie nu mai pot fi utilizate pentru producerea de alimente, iar monoculturile perturbă ecosistemele și diminuează biodiversitatea.

Parcurile eoliene modifică microclimatul local, produc un tip specific de poluare fonică și afectează avifauna, iar drumurile de acces au un efect de segmentare a ecosistemelor la sol. Toate aceste aspecte pot fi gestionate prin dezvoltarea de tehnologii SRE mai eficiente și prin proiectarea construcțiilor aferente într-un mod mai puțin intruziv, cu o amplasare ce ține cont de particularitățile ecosistemelor. În fine, depozitarea deșeurilor radioactive prezintă dileme cu privire la diminuarea riscului de impact negativ asupra ecosistemelor pe termen lung. Bineînțeles, proiectele situate în interiorul sau în apropierea ariilor naturale protejate și a altor habitate de interes conservativ (de exemplu, siturile Natura 2000) vor continua să fie supuse unui regim aparte, strict, de avizare.

Raportul de mediu aferent *Strategiei Energetice a României pentru perioada 2007-2020, actualizată pentru perioada 2011-2020*, în vigoare până la adoptarea prezentei Strategii, conține aspecte importante cu privire la impactul sectorului energetic asupra ecosistemelor. Astfel, este esențială evitarea unei aglomerări a proiectelor

### III.3.5. Rolul sectorului energetic în atenuarea schimbărilor climatice

Sectorul energetic, inclusiv arderea combustibililor pentru încălzire și a carburanților în motoare cu combustie internă, este principalul responsabil pentru emisiile de GES. Din acest motiv, sectorul energetic joacă rolul central în atenuarea încălzirii globale, fiind necesară reducerea treptată, dar drastică, a emisiilor de GES.

Reducerea emisiilor de GES în segmentul energiei electrice poate avea loc prin tranziția treptată de la utilizarea combustibililor fosili către utilizarea celor fără emisii de GES – SRE și energie nucleară, cu etapa intermediară a înlocuirii cărbunelui de către gaz natural. Cărbunele și gazul natural își pot păstra

energetice în aceeași zonă, ceea ce presupune evaluări de mediu cumulative. Astfel de evaluări sunt necesare și la nivelul fiecărui subsector energetic. Raportul justifică necesitatea măsurilor compensatorii pentru habitatele și ecosistemele afectate de activități energetice și a lucrărilor de reconstrucție ecologică, ce permit refacerea tipurilor native de ecosisteme și împiedică instalarea și dezvoltarea speciilor alohtone.

Activitatea unităților nucleare-electrice generează deșeuri radioactive, care trebuie gestionate și depozitate în condiții de siguranță, pentru a evita efectele negative asupra sănătății publice. Acestea pot varia de la afecțiuni pulmonare, în cazul unui nivel mediu-scăzut de radioactivitate, până la hipotiroidism, arsuri ale pielii sau cataractă, în cazul unui nivel ridicat de radioactivitate.

Reglementările de mediu prevăd obligația de depozitare definitivă a combustibilului nuclear uzat și a deșeurilor radioactive și, după dezafectarea unităților nucleare, ecologizarea terenurilor eliberate de instalații. Nuclearelectrica trebuie să finalizeze construcția unui depozit final de deșeuri slab și mediu active, cu capacitate suficientă pentru stocarea deșeurilor rezultate din funcționarea și dezafectarea tuturor unităților de la Cernavodă. De asemenea, este obligatorie o soluție tehnică viabilă pentru depozitarea finală a combustibilului nuclear ars. Prelungirea duratei de viață a Unității 1 de la Cernavodă și construcția de noi reactoare poate avea loc în siguranță doar în condițiile realizării depozitului final de deșeuri slab și mediu active sau a asigurării unei soluții intermediare, conform bunelor practici la nivel mondial.

un loc în mixul energiei electrice prin adoptarea celor mai eficiente și nepoluante tehnologii – inclusiv, pe termen lung, prin instalarea echipamentelor de captură a CO<sub>2</sub>, cu transportul și stocarea CO<sub>2</sub> în formațiuni geologice (CSC). Tehnologia CSC este însă în stadiu incipient, având costuri ridicate.

În transporturi, reducerea emisiilor de GES are loc, în primul rând, prin creșterea eficienței autovehiculelor. Reducerea consumului specific de carburant este însă compensată de creșterea mobilității, astfel încât emisiile totale sunt în continuare în ușoară creștere. Pe termen mediu și

lung, este de așteptat pătrunderea puternică a autovehiculului electric în transportul rutier, ceea ce va contribui la reducerea emisiilor de GES, dacă sectorul energiei electrice își reduce intensitatea emisiilor.

Aproximativ jumătate din gospodăriile din România utilizează ca sursă principală pentru încălzire biomasa – de regulă, lemn de foc în sobe ineficiente. Pentru România, este importantă valorificarea pe scară largă a biomasei. Este de așteptat și extinderea utilizării pompelor de căldură bazate pe energie electrică din SRE, în timp ce gazul natural va continua să joace un rol important pentru încălzire. Contribuția cea mai importantă la reducerea emisiilor de GES în sectorul încălzirii va veni însă din

scăderea cererii, prin creșterea eficienței energetice a clădirilor. Pe termen scurt, se impun măsuri de izolare termică a locuințelor, cu respectarea unor standarde înalte de calitate; pe termen lung își vor face efectul standardele de eficiență energetică pentru clădirile noi, inclusiv casele pasive și active.

România are angajamente la nivel european pentru 2020 cu privire la ponderea SRE în consumul final de energie și în sectorul transporturilor, respectiv ținte de reducere a emisiilor de GES și a consumului de energie prin creșterea eficienței energetice. Țintele naționale pentru 2030 vor face obiectul negocierilor cu CE în 2017. România va contribui echitabil la obiectivul comun al UE de reducere a emisiilor de GES.

### III.3.6. Informarea și implicarea consumatorilor, în spiritul dezvoltării durabile

Tranziția energetică este un proces de transformare complexă și de durată a sectorului energetic, cu implicații profunde asupra consumului de energie. Pentru a putea lua cele mai bune decizii de investiții în echipamente și a alege sursele potrivite de energie, consumatorii au nevoie de acces la surse alternative de energie (în special în mediul rural) și de informații de calitate cu privire la opțiunile de care dispun și la oportunitățile de finanțare.

Cadrul de reglementare și mecanismele de sprijin trebuie să fie accesibile, echitabile și coerente, contribuind la îndeplinirea obiectivelor strategice. Autoritățile trebuie să comunice importanța

tranziției energetice și modalitățile prin care se va realiza, cu punerea în valoare a atuurilor României. Este însă necesară o mai bună comunicare cu consumatorii, prin campanii de informare și dialog public.

Va fi acordată atenție dezbaterilor publice cu privire la proiectele majore de dezvoltare a sectorului energetic din România, dezbateri ce trebuie să acopere inclusiv impactul acestor proiecte asupra mediului înconjurător. Aceste aspecte sunt discutate în secțiunea III.5, dedicată consumatorului de energie.

## III.4. Modernizarea sistemului de guvernare energetică

Statul român are o implicare extinsă în sectorul energetic prin funcțiile de reglementator, legiuitor și implementator de politici energetice și prin calitatea de deținător de active în acest sector, atât în segmentele de monopol natural (transportul și distribuția de energie), cât și în producția și furnizarea de energie. Prin pachetele majoritare pe care le deține în majoritatea companiilor mari din sectorul energetic, statul își menține un rol decizional extrem de important.

Conform bunelor practici, funcția statului de elaborare de politici energetice și de reglementator trebuie separată de poziția sa de acționar în companiile publice. Un obiectiv de guvernare este neutralitatea statului față de companiile din

sectorul energetic, indiferent de acționariatul acestora.

În tranziția către economia de piață, companiile cu capital majoritar de stat din sectorul energetic românesc au avut mari dificultăți în a se reforma și a deveni eficiente economic, astfel că valoarea adăugată la economia națională a fost diminuată. Prin acumularea de pierderi și arierate, ele au îngreunat modernizarea tehnologică și managerială a sistemului energetic.

Coerența instituțională, dublată de competență profesională, trebuie să fie și fundamentul unei calități ridicate în elaborarea unor politici energetice sectoriale, de care depinde calitatea mediului investițional. În sectorul petrolului și gazelor, claritatea și stabilitatea fiscalității

constituie un element fundamental pentru realizarea investițiilor în marile proiecte strategice, cu orizont de dezvoltare de ordinul deceniilor.

Sistemul fiscal petrolier trebuie să sprijine parteneriate durabile între stat și companii prin care, pe de o parte, guvernul participă în mod substanțial la distribuirea câștigurilor, atunci când acestea sunt susținute de prețurile ridicate ale țițeiului și gazului și, pe de altă parte, acordă companiilor producătoare termeni fiscali atractivi și stimulativi atunci când hidrocarburile sunt ieftine

pe piețele internaționale. Obiectivul principal este ca România să continue activitățile de explorare și dezvoltare a zăcămintelor de hidrocarburi.

Un alt exemplu este cel al taxării apei uzinate în România, prin care Administrația Națională Apele Române impune tuturor utilizatorilor de volume de apă din energie o taxă de nivel ridicat pe plan european. Corelarea cu cele mai bune practici internaționale va permite evitarea unor situații de dezavantaj competitiv.

#### **III.4.1. Statul ca deținător de active în sectorul energetic**

Există rațiuni economice, sociale (de serviciu public) și de securitate națională pentru deținerea de către stat de participații în energie. Statul va menține, pe orizontul de timp al Strategiei, pachetul de control în companiile cu monopol natural în transportul de gaz natural și de energie electrică, precum și pe lanțul valoric al sectorului nuclear. Pe măsură ce piețele devin mai competitive și stabile iar condițiile economice mai avantajoase, statul poate valorifica pachete de acțiuni în societățile cu activitate de producție, distribuție sau furnizare, respectiv în industria petrolului și gazelor, prin intermediul pieței de capital.

La orizontul anului 2030, este oportun ca statul să continue să dețină participații și în producția și distribuția de energie electrică și de gaz natural. Eventualele procese de privatizare trebuie să țină cont, în primul rând, de nevoile de investiții ale companiilor pe termen mediu și lung. Succesul privatizărilor din sectorul energetic românesc depinde de instituirea unui cadru specific de reglementări și de adoptarea unor principii și practici corecte de guvernare corporativă de către acționari.

#### **III.4.2. Guvernanța corporativă a companiilor de stat din sectorul energetic**

Profesionalizarea și depolitizarea numirilor în companiile controlate de stat constituie, în special pentru sectorul energetic, imperative strategice. Profesioniștii pot îmbunătăți calitatea actului managerial și supravegherea companiilor, pot introduce în companii sisteme moderne de control intern și de gestionare a riscului, pot crește

transparența managementului și pot iniția și susține procese de eficientizare a activității companiei. Guvernul trebuie să se asigure că procesul de selecție a profesioniștilor este transparent, profesionist, echitabil, cu o comunicare detaliată a criteriilor de selecție și a rezultatelor evaluării (intermediare și finale).

#### **III.4.3. Transparență și integritate în sectorul energetic**

În afară de prevederile legale privind transparența – publicarea declarațiilor de avere și de interese, publicarea anunțurilor de recrutare, desfășurarea achizițiilor publice prin proceduri transparente și competitive – sunt necesare instrumente suplimentare de promovare a integrității și de combatere a corupției în sectorul energetic. De mare importanță este eliminarea conflictelor de interese, atât la nivelul autorităților cu atribuții în energie, cât și al companiilor publice din sector. Sunt necesare o cooperare strânsă între autoritățile din energie și Agenția Națională de Integritate (ANI),

un mecanism de penalizare a neconformării la prevederile legale privind conflictul de interese, precum și un mecanism de avertizare timpurie.

Pentru prima dată, Ministerul Energiei s-a implicat activ în Strategia Națională Anticorupție, prin care activitatea sa și a companiilor din subordine va fi monitorizată prin mecanisme clare și transparente. Prioritățile participării în acest proiect guvernamental sunt creșterea integrității și reducerea vulnerabilităților și a riscurilor de corupție în mediul de afaceri.

Vor fi urmărite îndeaproape identificarea, descurajarea și sancționarea înțelegerilor anticoncurențiale; implementarea planurilor de integritate ca cerințe obligatorii pentru întreprinderile publice; schimbul de bune practici în implementarea programelor de integritate între mediul privat și sectorul public; consultări publice periodice între reprezentanții sectorului public și ai mediului de afaceri cu privire la agenda națională anticorupție și politicile publice cu impact asupra activității economice; și diseminarea politicilor și programelor anti-mită, dezvoltate la nivelul companiilor, inclusiv prin aducerea acestora la cunoștința posibililor contractori și furnizori, cu solicitarea respectării unor standarde echivalente.

Pe lista de priorități se înscrie și continuarea procedurilor de recrutare de management profesionist, conform OUG 109/2011 privind guvernarea corporativă.

#### III.4.4. Capitalul uman: educație și cercetare în sectorul energetic

Sectorul energetic necesită competențe profesionale complexe, care nu pot fi furnizate decât de un sistem educațional adecvat, conectat la tendințele tehnologice, manageriale și legislative de nivel internațional și european. Atât administrația publică a sectorului energetic, cât și companiile de toate tipurile cu active în energie necesită forță de muncă specializată.

În administrația sectorului energetic este necesar un spectru larg de competențe profesionale: tehnico-ingenerești, de management public, de elaborare de politici, de planificare strategică, IT, analiză statistică și modelare, analiză financiară și fiscală, experiență juridică specifică, națională și

##### SISTEMUL DE EDUCAȚIE

Pentru formarea adecvată a competențelor profesionale, este nevoie de un sistem de învățământ tehnic robust și flexibil, adaptat la nevoile pieței, susținut de legătura dintre companii, Ministerul Energiei, Ministerul Educației Naționale și Cercetării Științifice și Ministerul Mediului, al Apelor și Pădurilor.

Este necesară revigorarea liceelor industriale cu profil energetic și crearea de specializări liceale/profesionale în cooperare cu companiile energetice de profil. Armonizarea programelor de studiu cu perspectivele piețelor energetice și cu tendințele tehnologice cele mai recente este un imperativ și

Unul dintre riscurile din sectorul energetic românesc este cel de reglementare, asociat cu schimbările frecvente ale cadrului legislativ și reflectat în nesiguranța indusă în rândul investitorilor. Îmbunătățirea modului în care sunt gestionate procesele de consultare publică este un mijloc de diminuare a riscului de reglementare și de transparentizare a actului administrativ, în genere.

Acceptabilitatea publică a politicilor și a marilor proiecte de investiții este esențială. Trebuie dezvoltate mecanisme precum sistemul avertizorilor de integritate, publicarea de rapoarte periodice asupra achizițiilor efectuate și a tuturor sponsorizărilor acordate, precum și publicarea integrală a minutelor consultărilor publice. Companiile publice ar trebui să publice rapoarte trimestriale și anuale la un nivel apropiat de detaliu cu cel al întreprinderilor listate la bursă.

internațională etc. Mai mult, ele trebuie să fie prezente în instituțiile administrației publice la un nivel de înaltă competitivitate, comensurat cu responsabilitatea deciziilor dintr-un sector cheie al economiei naționale.

Este necesar, prin urmare, un nivel competitiv de beneficii financiare și sociale pentru experții din administrație, apropiat de nivelul pieței private a forței de muncă. Pe de altă parte, este necesară introducerea unui sistem de măsurare a performanței administrației publice și, complementar, unul de retribuție diferențiată, pe bază de responsabilități și performanțe.

pentru învățământul energetic superior. Planurile de învățământ trebuie diversificate ca profil și arie tematică și extinse de la specializările strict tehnico-ingenerești (care rămân fundamentale) către domeniile conexe, cerute de un sistem de piață competitivă: economia energiei, legislație energetică, analiză de risc, tranzacționare, politica internațională a energiei, analiză de impact de mediu etc. Unele specializări pot fi dezvoltate și în sistem de învățământ postuniversitar, așa cum este cazul cu formarea auditorilor și a managerilor energetici, cu acreditarea programelor de către ANRE. Este necesară formarea profesională

avansată și continuă a specialiștilor, atât în sectorul public, cât și în cel privat.

Colaborarea internațională în domeniul formării competențelor în domeniul energiei este necesar să se realizeze inclusiv prin programe comune de licență și masterat și prin teze de doctorat în cotutelă cu universități de prestigiu la nivel mondial, dublate de perioade de *internship* în companii multinaționale din sectorul energetic. O parte a competențelor necesare sistemului energetic

#### CERCETAREA ȘTIINȚIFICĂ ÎN DOMENIUL ENERGIEI

Activitatea de cercetare științifică în domeniul energiei din România acoperă un spectru larg de domenii și teme de cercetare: fizică nucleară și reactoare de generația a 4-a; nanostructuri și materiale noi; tehnologii de producere curată și eficiență a energiei; rețele inteligente și sisteme de procesare și transmisie a datelor; pile de combustibil; fizica plasmei și laseri de mare putere; cabluri și echipamente electrice speciale; fluide de foraj; biotehnologie etc.

Între institutele naționale de cercetare din sectorul energetic se numără Institutul de Studii și Proiectări Energetice (ISPE) – București; Institutul Național de Cercetare și Dezvoltare în Domeniul Energiei (ICEMENERG) – București; Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice (ISPH) – București; Institutul de Cercetări și Proiectări Tehnologice (ICPT) – Câmpina, specializat în industria petrolului; Institutul de Cercetări Electrotehnice (ICPE) – București; Regia Autonomă Tehnologii pentru Energia Nucleară (RATEN) – Pitești, cu Centrul pentru Tehnologia și Ingineria Proiectelor Nucleare (RATEN-CITON) – Măgurele; Institutul Național de Cercetare și Dezvoltare pentru Criogenie și Cercetări Izotopice (ICSI) – Râmnicu Vâlcea. Se adaugă centrele specializate de cercetare în energie

românesc vor continua să fie dobândite în instituții de învățământ din străinătate, adesea însoțite de abilități organizaționale acumulate în cadrul companiilor de profil internaționale. Acesta este un fapt pozitiv, care contribuie la formarea unui mediu profesional vibrant și dinamic în domeniul energiei din România. Pe de altă parte, sistemul de educație în energie nu poate fi performant în lipsa unor programe avansate de cercetare în energie, atât fundamentale, cât și aplicate.

din cadrul universităților tehnice (București, Iași, Cluj și Timișoara), ale Universității de Petrol și Gaze din Ploiești (UPG), ale Universității din Petroșani, precum și cele asociate facultăților de geologie din principalele universități.

Schimbarea tehnologică promovată de Strategia Energetică nu se bazează pe import de tehnologie și *know-how*. Este importantă promovarea acestor instituții de cercetare de către statul român prin facilitarea unor programe internaționale de cooperare – atât prin intermediul Ministerului Energiei, cât și al Ministerului Educației Naționale și Cercetării Științifice. Accesul la granturi europene și la alte surse naționale și internaționale de finanțare a cercetării presupune și susține, într-un cerc virtuos, existența unor resurse umane adecvate – cercetători cu rezultate validate prin publicații și brevete de recunoaștere internațională.

În dimensiunea sa aplicată, cercetarea în sectorul energetic are nevoie, de asemenea, de parteneriate cu industria energetică. Astfel, cercetarea românească va putea contribui la menținerea unui nivel ridicat al învățământului de profil, la asigurarea resurselor umane necesare atât sectorului public, cât și celui privat și, implicit, la creșterea securității energetice a României.

### III.5. Consumatorul de energie

Ca exponent definitoriu al interesului public, consumatorul de energie este în centrul preocupărilor Strategiei. Toate obiectivele strategice vizează beneficii ale consumatorului final:

- *securitatea energetică presupune accesul tuturor consumatorilor la energie, în mod neîntrerupt și la preț accesibil;*

- *dezvoltarea piețelor competitive de energie are ca scop obținerea celui mai bun preț pentru consumator și susținerea competitivității economice;*
- *protejarea consumatorului vulnerabil și combaterea sărăciei energetice au ca menire susținerea capacității celor mai*

*defavorizați consumatori casnici și accesul acestora la energie la standarde decente;*

- *modernizarea sistemului de guvernanță energetică are printre scopuri simplificarea*

*și transparentizarea actului administrativ, în beneficiul tuturor consumatorilor;*

- *„energia curată” desemnează efortul sectorului energetic de a produce, procesa, și transporta energie în mod sustenabil.*

### III.5.1. Prețul energiei

Accesibilitatea prețului energiei este considerată a fi una dintre principalele provocări ale sistemului energetic și o responsabilitate strategică esențială. Prețul mic al energiei este văzut ca mijloc de protecție socială și de asigurare a competitivității internaționale a produselor fabricate în România.

Cele mai recente date ale Eurostat (iulie 2016) arată că prețul energiei în România este sensibil sub media europeană, atât la gaz natural, cât și la energie electrică. Astfel, România a avut în 2015 cel mai mic preț din UE al gazului natural pentru consumatorii casnici, de 34 €/MWh, urmată de Estonia (38 €/MWh) și Bulgaria (39 €/MWh). Pentru consumatorii industriali, cel mic preț european al gazului l-a avut în 2015 Belgia (29 €/MWh), urmată de Republica Cehă (30 €/MWh) și România (31 €/MWh). La energie electrică, România a avut în 2015 al șaselea cel mai mic preț mediu din UE pentru consumatorii casnici, de 132 €/MWh, după Bulgaria (96 €/MWh), Lituania, Republica Cehă, Estonia și Croația (131 €/MWh). Pentru consumul industrial, România a avut al treilea cel mai mic preț al energiei electrice, de 80 €/MWh, după Bulgaria și Republica Cehă (78 €/MWh), fiind urmată de Croația (93 €/MWh) și Estonia (96 €/MWh).

Desigur, și puterea medie de cumpărare în România este sensibil sub media europeană. Datele din 2016 ale Eurostat arată că PIB *per capita* în România, la paritatea puterii de cumpărare, este de 57% din media UE, în vreme ce în Germania este de 127%, iar în Ungaria 68%. Totodată, România are și cel mai mare grad de inegalitate în distribuția veniturilor din întreaga UE, cu un coeficient Gini de 37,4 în 2015, considerabil peste media UE de 30,9. Pentru comparație, țările scandinave membre ale UE au coeficienți Gini de 25-27, în vreme ce statele central și est-europene sunt în intervalul 28-30 – cu excepțiile Slovaciei și a Cehiei, ambele cu 24-25.

Aceste date sugerează că România nu se confruntă atât cu o problemă structurală a prețurilor ridicate ale energiei, așa cum este cazul altor state europene, cât cu o problemă a sărăciei energetice,

dată fiind ponderea de peste 25% din populație a gospodăriilor aflate în incapacitatea de a-și asigura un nivel suficient de confort termic. De asemenea, rezultă că politica de protecție socială prin prețuri reglementate ale energiei este inefficientă și cu efect limitat; sunt necesare mecanisme mai selective, direcționate către cei care au cu adevărat nevoie de asistența statului – iar nivelul asistenței trebuie să fie suficient pentru a asigura o protecție reală a consumatorilor vulnerabili.

România a ales cu claritate calea economiei de piață și a integrării în piața unică europeană. Din numeroase rațiuni, autarhia energetică nu este o opțiune practică, chiar dacă principalul argument al adeptilor săi este nevoia de a proteja consumatorii vulnerabili și de a asigura energie foarte ieftină pentru consumul intern, prin îngreunarea sau blocarea exporturilor de energie. Prin interconectare și prin deschiderea piețelor de gaze și de energie electrică la nivel continental, România trebuie să-și creeze piețe lichide și competitive, demonopolizate și transparente, cu reglementări echitabile și stabile. Doar astfel pot fi asigurate amplele resurse financiare necesare în sectorul energetic în deceniile următoare, precum și în domeniile industriale de prelucrare a energiei primare. Consumatorul de energie va beneficia astfel de cel mai bun preț al energiei, fie ea din surse indigene sau din import.

Consumatorii industriali în ale căror costuri de producție energia are o pondere ridicată beneficiază de forme de ajutor de stat, precum scutirea parțială de obligația de a achiziționa certificate verzi. Asigurarea unui mediu economic cât mai competitiv pe plan internațional, în care energia nu trebuie să reprezinte o cheltuială împovărătoare, este o politică acceptată la nivel european și promovată inclusiv prin ajutoare de stat pentru industria energo-intensivă.

În același timp însă, dat fiind gradul ridicat de dependență energetică a UE și standardele înalte de mediu, energia în UE va menține, în următoarele



decenii, costuri mai mari decât cele din regiunile mari producătoare de energie – Orientul Mijlociu, Rusia sau America de Nord –, fără a menționa țări producătoare în care consumul intern de energie este masiv subvenționat. Prin urmare, dezvoltarea industrială europeană se bazează predominant pe inovație și tehnologii eficiente energetic.

În acest context, România are, pe de o parte, avantajul că dispune de o diversitate de resurse

energetice, de un sistem energetic relativ dezvoltat și de o situație geografică favorabilă tranzitului regional de energie. Pe de altă parte, dat fiind necesarul masiv de investiții în toate segmentele sectorului energetic, realizarea lor prin mecanisme de piață este condiționată de un nivel suficient de ridicat al prețurilor energiei sau de impunerea unor tarife reglementate suficient de mari pentru companiile cu regim de monopol natural.

### III.5.2. Consumatorul vulnerabil și sărăcia energetică

#### CONCEPTUL DE SĂRĂCIE ENERGETICĂ

**Sărăcia energetică** desemnează situația gospodăriilor care nu-și pot fi încălzi locuințele la un nivel suficient și/sau nu pot acoperi cheltuielile cu alte servicii energetice de bază. Sărăcia energetică constituie o problemă socială importantă: are un impact negativ semnificativ asupra sănătății publice, este un factor de adâncire a stării sociale de sărăcie și de marginalizare socială și are efecte negative asupra eforturilor de reducere a emisiilor de GES, dat fiind consumul de regulă ineficient al energiei în astfel de gospodării.

Sărăcia energetică este un concept multi-dimensional, ce comportă atât o dimensiune obiectivă, cât și una subiectivă (Rademakers et al, *Selecting Indicators to Measure Energy Poverty*, 2015). Din punct de vedere obiectiv, sărăcia energetică caracterizează situația oricărei

gospodării al cărei venit net, după scăderea costurilor cu energia, este sub nivelul național de sărăcie, iar cheltuielile cu energia sunt peste media națională. Din punct de vedere subiectiv, o gospodărie este în situație de sărăcie energetică dacă membrii ei *declară* că nu-și pot asigura un nivel adecvat de confort termic în sezonul rece. Rezultatele celui mai recent sondaj la nivel UE privind veniturile și condițiile de locuire (EU-SILC 2014) arată că 10,2% din populația UE se consideră incapabilă să-și asigure un nivel adecvat de încălzire.

Doar câteva state membre ale UE au legislație națională ce include conceptul de sărăcie energetică – Cipru, Franța, Marea Britanie și Slovacia – fără a exista un consens asupra definirii juridice a termenului.

#### CONSUMATORUL VULNERABIL

În ceea ce privește conceptul de **consumator vulnerabil**, directivele celui de-al Treilea Pachet Energetic (2009/72/EC și 2009/73/EC) prevăd obligația ca „Statele Membre să ia măsurile adecvate de protecție a consumatorilor finali și, în special, a consumatorilor vulnerabili. În acest context, fiecare Stat Membru va defini conceptul de consumator vulnerabil, care se poate referi la sărăcia energetică.”

Conceptele de sărăcie energetică și de consumator vulnerabil sunt înrudite, dar sunt distincte. În discursul european de politici publice, vulnerabilitatea consumatorului de energie ține de

incapacitatea de a accesa servicii de furnizare a energiei, din motive diferite: dificultate în a plăti facturile, risc de întrerupere și deconectare, lipsă de informare adecvată etc (Pye, Steve et al, *Energy Poverty and Vulnerable Consumers in the Energy Sector Across the EU: Analysis and Policy Measures*, 2015). Consumatorul vulnerabil este, în mod tipic, o persoană cu venituri scăzute, în vârstă și/sau cu o dizabilitate sau boală. În România sunt circa 100000 de gospodării fără acces la rețeaua de energie electrică, cu urmări asupra nivelului de trai și a șanselor de incluziune socială a celor ce trăiesc în astfel de condiții.

#### LEGISLAȚIA ROMÂNESCĂ ÎN DOMENIU

Legea nr. 200/2016 a venitului minim de incluziune, „cu scopul prevenirii și combaterii sărăciei și riscului

de exclusiune socială”, definește în art. 6 consumatorul vulnerabil drept „clientul casnic,

persoana singură sau familia care nu își poate asigura din bugetul propriu acoperirea integrală a cheltuielilor legate de încălzirea locuinței și ale cărei venituri sunt situate în limitele prevăzute de prezenta lege.” Art. 20 introduce noțiunea de *supliment pentru locuire*, acordat ca ajutor social în perioada sezonului rece pentru încălzirea locuinței.

Cuantumurile suplimentului pentru locuire, stipulate în art. 23 și 24, au fost utilizate în analiza cantitativă a problemei consumatorului vulnerabil și a sărăciei energetice, cu proiecții pentru 2030, plecând de la datele anului 2015. Din cele aproape 7,5 mil locuințe din România anului 2015 – 4,3 mil

în mediul urban și 3,2 mil în mediul rural – o bună parte sunt încălzite doar parțial: circa 90% din cele de la țară și aproape 20% din cele de la oraș. În special pentru locuirea urbană, încălzirea parțială a locuinței ține de incapacitatea familiilor de a-și asigura nivelul necesar de confort termic, fapt corelat cu veniturile scăzute disponibile pentru plata facturilor.

Venitul mediu net lunar *per capita* în 2015 a fost de 1011 lei (1190 lei în mediul urban și 802 lei în mediul rural), potrivit datelor INS. Cheltuielile cu energia, pe de altă parte, reprezintă 15% din venitul mediu net pe gospodărie (14% la oraș și 18% la țară).

### FENOMENUL SĂRĂCIEI ENERGETICE

Definiția sărăciei energetice utilizată în analiza cantitativă se bazează pe prevederile Legii 200/2016 privind venitul minim de incluziune (potrivit căreia o gospodărie este în situație de sărăcie energetică atunci când venitul ei este de mai puțin de 600 lei/lună), la care se adaugă un prag de

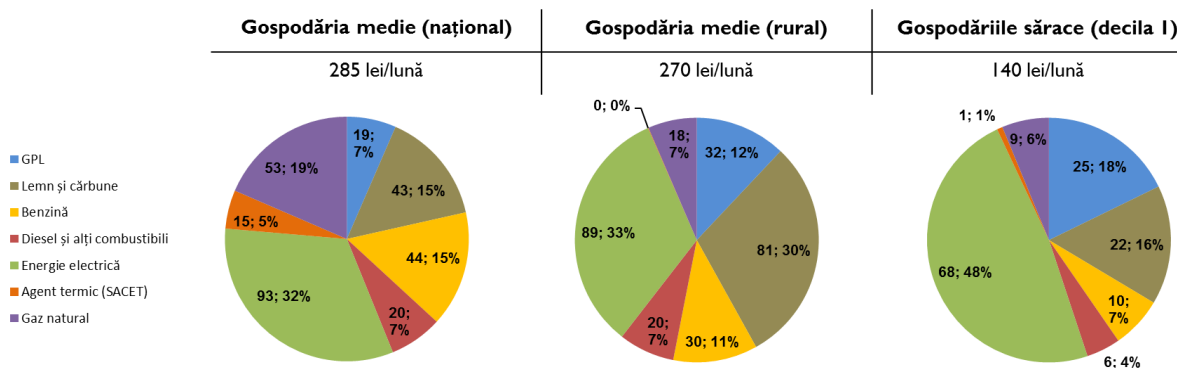
costuri cu energia de 10% (utilizați pentru plata facturii de energie electrică și pentru măsuri de eficiență energetică). Legea intră în vigoare în 2018, în prezent fiind acordat un ajutor lunar pentru încălzire, pe perioada sezonului rece, pe baza unei metodologii de eligibilitate și de calcul similare.

**Tabel 2 – Numărul de gospodării ce au primit ajutor pentru încălzire în 2015 și costul total al sprijinului**

	costul total (lei)	numărul gospodăriilor	media (lei) anuală	media (lei) lunară
Ajutoare pentru încălzire - agent termic SACET	42.904.969	131.240	327	65
Ajutoare pentru încălzire - gaz natural	72.019.403	173.941	414	83
Ajutoare pentru încălzire - lemn, cărbune, GPL	78.300.426	460.641	170	34
Ajutoare pentru încălzire - energie electrică	4.559.277	9.663	472	94
<b>Valoarea totală a ajutoarelor</b>	<b>197.784.075</b>	<b>775.485</b>	<b>255</b>	<b>51</b>

Sursa: Ministerul Muncii, 2016

**Figura 6 – Costurile cu energia ale gospodăriilor celor mai predispuse la sărăcie energetică**



Sursa: Institutul Național de Statistică, 2016

O definiție mai stringentă a sărăciei energetice decât în legislația românească adaugă încă un procent de costuri de 10% pentru cheltuielile de transport, echipamente și combustibil pentru încălzire. Astfel, gospodăriile care au venituri sub 600 lei și care cheltuiesc mai mult de 10% pentru energie electrică și eficiență energetică, respectiv 20% pentru energiei electrice, combustibili și eficiență energetică sunt considerate ca fiind în sărăcie energetică. În Scenariul de Referință, pe baza primei definiții rezultă, pentru 2015, un număr de 675.000 gospodării în România aflate în sărăcie energetică, adică 9% din total. Numărul va scădea la 510.000 gospodării în 2020 (7%) și la 250.000 (4%) în 2050. Pe baza definiției mai stringente, rezultă pentru 2015 un număr de 1,52 mil gospodării în sărăcie energetică, reprezentând 20% din total. În

### III.5.3. Consumatorul activ (*prosumatorul*)

Odată cu creșterea ponderii consumatorilor ce utilizează sisteme distribuite de generare a energiei electrice pe bază de panouri fotovoltaice, contoare inteligente, sisteme casnice de stocare în baterii, mobilitate electrică și, în general, dispozitive inteligente de consum al energiei, se vor produce transformări importante ale modului în care este distribuită energia electrică. Prosumatorul nu este un simplu consumator de energie, ci și un producător de energie care, având posibilitatea de a-și optimiza momentul de consum, respectiv de injectare a energiei din producția proprie în rețea în funcție de prețul instantaneu al energiei, poate modifica profilul curbei de sarcină aplatizând vârfurile și „ridicând” golurile.

În acest fel, prosumatorul poate contribui la integrarea în SEN a producției intermitente din SRE, reducând costurile de echilibrare. Digitalizarea rețelelor de energie electrică, împreună cu creșterea „intelenței” dispozitivelor de consum de energie – potențate în special de tendința de dezvoltare a „internetului obiectelor” (*internet of things*) – vor duce treptat la creșterea schimburilor automatizate de energie în dublu sens, între rețelele de distribuție și sistemele de consum activ.

### III.5.4. Informarea consumatorului

Consumatorul de energie trebuie să fie informat corect și complet cu privire la drepturile, responsabilitățile și opțiunile sale în asigurarea unor servicii energetice de calitate – inclusiv relația cu furnizorii. Calitatea informării publice și accesul

2030, numărul scade la 0,94 mil (13%), iar în 2050 ajunge la 0,33 mil (5%).

Un aspect important, ce nu poate fi neglijat în analiza sărăciei energetice în România, suplimentar față de acoperirea costurilor cu încălzirea în sezonul rece, îl reprezintă ponderea ridicată a costurilor cu energia electrică în coșul de consum energetic al gospodăriilor (Figura 6). În condițiile în care prețul la energia electrică este de așteptat să crească pe termen lung, trebuie identificate mecanisme prin care gospodăriile supuse riscului de sărăcie energetică să beneficieze de măsuri de protecție și de sprijin adecvate, inclusiv în ceea ce privește acoperirea cererii de energie electrică necesară pentru un trai decent.

Există însă și riscuri legate de comportamentul încă insuficient cunoscut al unor asemenea sisteme, astfel că integrarea lor eficientă în piețele de energie presupune proiecte pilot și studii comparative, pentru desprinderea unor bune practici.

Operatorii de distribuție vor trebui să dezvolte rețele inteligente, apte să interacționeze în timp real cu prosumatorii și să susțină modele dinamice de *business*. Sistemele de management al rețelei vor permite răspunsul rapid la schimbările de preț, diferențierea locală a prețului și vizibilitatea în timp real a reacțiilor prosumatorilor. România are o strategie de dezvoltare a rețelelor inteligente, dar implementarea ei se confruntă cu întârzieri.

ANRE va crea cadrul de reglementare necesar integrării prosumatorilor în rețelele de utilități și al accesului producției prosumatorilor pe piața angro – de exemplu, funcționarea agregatorilor de sarcină, care reunesc producția unui număr mare de prosumatori până la depășirea unui prag de capacitate (de ex., 0,5 MW) pentru participarea la piața angro; sau funcționarea platformelor de tip *peer-to-peer* în micro-rețele (*microgrids*).

prompt al părților interesate la informațiile de interes public constituie o componentă a bunei guvernante energetice.

Procesul de elaborare al politicilor publice, al planurilor strategice și al reglementărilor în sectorul energetic trebuie supus consultării publice în mod adecvat, însoțit de fundamentări pertinente din punct de vedere științific, economic și ecologic. Numai așa se poate dobândi și consolida încrederea publicului în autoritățile care gestionează sectorul energetic.

Marile proiecte de exploatare a resurselor energetice sau de infrastructură energetică, cu impact potențial major de mediu, trebuie să fie dezbătute în mod adecvat și însoțite de programe publice de informare științifică, care să antreneze cele mai prestigioase instituții. Acceptanța socială a devenit o condiție importantă de succes a unor

astfel de proiecte. Publicul românesc este mai activ în ultimii ani în a-și exprima opiniile și voința cu privire la proiecte de investiții, precum dezvoltarea și extracția gazelor „de șist”, inclusiv prin mișcări și acțiuni de protest.

În cazul dezvoltării unor noi zăcăminte de resursele naturale energetice statul, în calitate de proprietar al resurselor, trebuie să introducă mecanisme fiscale prin care comunitățile locale, care suportă în mod disproporționat costurile de mediu și de disconfort industrial, să beneficieze de o anumită cotă din veniturile bugetare rezultate din încasarea redevențelor și a altor taxe și impozite aplicate activității respective.

## IV. OPERAȚIONALIZAREA OBIECTIVELOR STRATEGICE

Cele cinci obiective strategice ale sectorului energetic românesc sunt traduse în practică printr-un set de obiective operaționale (OP). La rândul lor, obiectivele operaționale urmărite prin intermediul unor acțiuni prioritare (AP). În corelație cu acțiunile prioritare și pe baza rezultatelor analizei cantitative, în capitolul VII sunt prezentate ținte cuantificabile, prin care sunt îndeplinite o parte a acțiunilor prioritare în orizontul anului 2030.

Tabel 3 – Corespondența între obiectivele strategice fundamentale și obiectivele operaționale

	OBIECTIVELE STRATEGICE FUNDAMENTALE la care contribuie				
	Securitate	Competiție	Mediu	Guvernanță	Consumator
OP1	✓	✓	✓		
OP2	✓				
OP3	✓				
OP4	✓				
OP5	✓	✓			✓
OP6	✓				
OP7	✓				
OP8	✓				
OP9		✓	✓		✓
OP10		✓	✓		✓
OP11		✓			✓
OP12		✓			✓
OP13		✓		✓	
OP14		✓			
OP15			✓		
OP16			✓		
OP17	✓		✓		
OP18				✓	
OP19		✓		✓	✓
OP20				✓	
OP21				✓	
OP22				✓	
OP23		✓		✓	
OP24					✓
OP25					✓

### [OP1] Mix energetic diversificat și echilibrat

**AP1a:** Continuarea exploataării sustenabile a tuturor tipurilor de resurse energetice primare ale țării.

**AP1b:** Realizarea unui parc diversificat și flexibil al capacităților de producție de energie electrică, apt să acopere cererea internă și să asigure adecvanța sistemului electroenergetic.

**AP1c:** Adoptarea de tehnologii avansate în sectorul energetic, prin atragerea de investiții private, prin susținerea cercetării științifice și prin dezvoltarea parteneriatelor strategice.

**AP1d:** Dezvoltarea de capacități de producție a energiei electrice fără emisii directe de GES – nuclear, SRE, hidroenergie.

**[OP2] Dezvoltarea de noi zăcăminte de resurse primare pentru menținerea unui nivel scăzut de dependență energetică și pentru siguranța în funcționare a SEN**

**AP2a:** Un mediu investițional stimulat pentru explorarea și dezvoltarea de zăcăminte de țiței și gaze naturale, precum și pentru creșterea gradului de recuperare din zăcămintele mature.

**AP2b:** Asigurarea la timp a infrastructurii necesare pentru accesului la piață a producției din noile zăcăminte de gaze naturale.

**[OP3] Creșterea capacităților de interconectare a rețelelor de transport de energie**

**AP3a:** Asigurarea surselor de finanțare pentru dezvoltarea capacităților de interconectare cu flux bidirecțional și a componentelor aferente din sistemele naționale de transport de energie.

**AP3b:** Coordonarea la nivel regional pentru dezvoltarea la timp, finanțarea și exploatarea proiectelor internaționale de infrastructură energetică.

**AP3c:** Armonizarea codurilor de rețea și a tarifelor de intrare/ieșire în/din sistemele naționale de transport de energie, în sensul facilitării fluxurilor de energie la nivel regional.

**[OP4] Asigurarea capacității de stocare de energie și a sistemelor de rezervă**

**AP4a:** Constituirea de stocuri obligatorii de țiței, produse petroliere și gaze naturale, precum și rezerve hidrologice în lacurile de acumulare ale hidrocentralelor.

**AP4b:** Dezvoltarea de capacități de stocare a energiei electrice, atât în sisteme hidroelectrice de pompaj, cât și în sisteme de acumulatori electrici.

**AP4c:** Dezvoltarea de capacități și mecanisme de integrare a SRE intermitente în SEN, inclusiv mici capacități de stocare la locația prosumatorului.

**[OP5] Creșterea flexibilității sistemului energetic național prin digitalizare, rețele inteligente și prin dezvoltarea categoriei consumatorilor activi (prosumatori)**

**AP5a:** Digitalizarea sistemului energetic național în segmentele de transport, distribuție și consum.

**AP5b:** Încurajarea prosumatorilor, concomitent cu dezvoltarea rețelelor și a contoarelor inteligente.

**AP5c:** Integrarea sistemelor de producție distribuită și a prosumatorilor în sistemul electroenergetic.

**[OP6] Protecția infrastructurii critice împotriva atacurilor fizice și informatice**

**AP6a:** Implementarea de măsuri de securizare fizică a infrastructurii critice față de posibile acte teroriste.

**AP6b:** Securitatea informatică a sistemelor de control a rețelelor energetice prin întărirea barierelor de protecție, precum și prin cooperare internațională.

**[OP7] Participarea proactivă a României la inițiativele europene de diplomație energetică**

**AP7a:** Participarea României la configurarea mecanismelor de solidaritate pentru asigurarea securității energetice în situații de criză a aprovizionării cu energie.

**AP7b:** Participarea României la stadiile incipiente de elaborare a documentelor europene cu caracter normativ și strategic, în sensul promovării intereselor naționale.

**AP7c:** Creșterea capacității României de a atrage finanțare europeană pentru dezvoltarea proiectelor de infrastructură strategică și a programelor de eficiență energetică.

**AP7d:** Demersuri diplomatice de aderare a României la Organizația Economică de Cooperare și Dezvoltare și implicare în activitățile Agenției Internaționale pentru Energie.

**[OP8] Adâncirea parteneriatelor strategice ale României pe dimensiunea energetică**

**AP8a:** Atragerea investițiilor companiilor energetice de vârf în sectorul energetic românesc.

**AP8b:** Dezvoltarea cooperării în domeniul cercetării științifice și a transferului de *know-how*.

**AP8c:** Cooperare cu autoritățile statelor partenere pentru creșterea securității infrastructurii.

**[OP9] Înlocuirea, la orizontul anului 2030, a capacităților de producție de energie electrică ce vor ieși din exploatare cu capacități noi, eficiente și cu emisii reduse**

**AP9a:** Investiții în capacități noi de generare a energiei electrice, sub constrângerea realizării obiectivelor de securitate energetică, competitivitate a piețelor și decarbonare a sectorului energetic.

**AP9b:** Asigurarea unui cadru de neutralitate tehnologică pentru dezvoltarea mixului energetic național.

**AP9c:** Asigurarea mecanismelor de finanțare pentru investițiile în noi capacități de producere a energiei electrice fără emisii de GES, în condiții de eficiență economică.

**[OP10] Creșterea eficienței energetice pe întreg lanțul valoric al sectorului energetic**

**AP10a:** Valorificarea potențialului de eficiență energetică în sectorul clădirilor, prin programe de izolare termică în sectorul public, al blocurilor de locuințe și al comunităților afectate de sărăcie energetică.

**AP10b:** Abordare integrată a sectorului de încălzire centralizată a clădirilor, cu coordonarea proiectelor de investiții pe lanțul valoric – producție, transport și consum eficient al agentului termic.

**AP10c:** Dezvoltarea contorizării inteligente și a rețelelor inteligente.

**AP10d:** Implementarea de măsuri de diminuare a pierderilor tehnice de rețea și de combatere a furturilor de energie.

**[OP11] Creșterea concurenței pe piețele interne de energie**

**AP11a:** Dezvoltarea pieței interne a gazului natural, prin creșterea volumelor tranzacționate și a lichidității, și cuplarea ulterioară a acesteia la piața europeană a gazului natural.

**AP11b:** Dezvoltarea pieței energiei electrice prin eliminarea restricțiilor în utilizarea unor instrumente de tranzacționare folosite pe piețele europene și diversificarea tipurilor de contracte utilizate.

**AP11c:** Integrarea piețelor de energie românești în piața unică europeană a energiei, pentru a crește rolul regional al platformelor bursiere românești în tranzacționarea produselor energetice.

**AP11d:** Diminuarea gradului de concentrare pe piețele energetice.

**[OP12] Liberalizarea piețelor de energie și integrarea lor regională, astfel încât consumatorul de energie să beneficieze de cel mai bun preț al energiei**

**AP12a:** Eliminarea graduală a prețurilor reglementate ale energiei la consumatorii finali, concomitent cu protecția eficientă a consumatorilor vulnerabili prin ajutoare sociale.

**AP12b:** Creșterea gradului de transparență și de lichiditate a piețelor de energie și reducerea gradului de concentrare pe piețele centralizate.

**[OP13] Eficientizarea activității economice a companiilor energetice controlate de stat**

**AP13a:** Managementul companiilor energetice cu capital de stat în sensul creșterii valorii lor pe termen mediu și lung, fără considerente politice sau sociale.

**AP13b:** Eliminarea pierderilor în companiile energetice cu capital de stat.

**AP13c:** Optimizarea economică a portofoliilor de active și de proiecte de investiții ale companiilor energetice de stat.

***[OP14] Politici economice și fiscale de stimulare a investițiilor în dezvoltarea industriei producătoare de echipamente pentru SRE, eficiență energetică și electromobilitate***

**AP14a:** Valorificarea resurselor naționale de energie primară în cât mai mare măsură în economia internă, pentru a genera un efect de multiplicare economică.

**AP14b:** Susținerea cercetării științifice și a investițiilor în producția de echipamente și componente pentru tranziția energetică – tehnologiile SRE, de eficiență energetică și ale electromobilității.

***[OP15] Reducerea emisiilor de GES și noxe în sectorul energetic***

**AP15a:** Activitățile curente și proiectele companiilor din sectorul energetic trebuie să respecte legislația de mediu și să aplice cele mai bune practici internaționale de protecție a mediului.

**AP15b:** Reducerea în continuare a emisiilor de poluanți în aer, apă și sol, aferente sectorului energetic.

**AP15c:** Susținerea cercetării științifice pentru decarbonarea sectorului energetic. Cooperare internațională pentru realizarea unui proiect pilot de captare și stocare a CO<sub>2</sub> (CSC).

***[OP16] Dezvoltarea sustenabilă a sectorului energetic național, cu protecția calității aerului, a apei, a solului și a biodiversității***

**AP16a:** Aplicarea de contravenții pentru nerespectarea legislației și a reglementărilor privind protecția mediului înconjurător și a biodiversității.

**AP16b:** Organizarea de programe de informare și dezbateri publice privind marile proiecte din energie, cu luarea în considerare a intereselor comunităților locale și a interesului național.

***[OP17] Participarea echitabilă la efortul colectiv al statelor membre UE de atingere a țintelor de eficiență energetică, de SRE și de reducere a emisiilor GES***

**AP17a:** Îndeplinirea țintelor asumate de România pentru anul 2020.

**AP17b:** Participarea echitabilă la realizarea țintelor colective ale statelor membre UE pentru 2030, sub imperativele garantării securității energetice și ale competitivității piețelor de energie.

**AP17c:** Participarea echitabilă la realizarea obiectivului european de reducere a emisiilor de GES cu 80% față de anul 1990 în anul 2050, respectiv de limitare a schimbărilor climatice la 1,5-2°C

***[OP18] Separarea funcției statului de proprietar și acționar de cea de arbitru al pieței energetice***

**AP18a:** Separarea instituțională a activității statului ca legiuitor, reglementator și elaborator de politici, pe de o parte, de cea de deținător și administrator de active, pe de altă parte.

***[OP19] Transparentizarea actului administrativ, simplificarea birocrăției în sectorul energetic***

**AP19a:** Reducerea birocrăției prin transparentizare, digitalizare și introducerea „ghișeului unic”.

**AP19b:** Introducerea celor mai bune practici privind transparența și responsabilitatea în interacțiunea dintre consumator și sistemul administrativ.

**AP19c:** Dezvoltarea de mecanisme instituționale, precum avertizorii de integritate; publicarea de rapoarte periodice asupra achizițiilor publice realizate și a tuturor sponsorizărilor acordate.

**AP19d:** Eliminarea conflictelor de interese în instituții publice și companii energetice cu capital de stat.



**[OP20] *Suștinerea educației și promovarea cercetării științifice***

**AP20a:** Dezvoltarea învățământului superior în domeniul energiei și armonizarea sa cu nevoile sectorului energetic. Parteneriate cu industria energetică pentru educație și formare profesională.

**AP20b:** Suștinerea învățământului mediu profesional în domeniul energiei.

**AP20c:** Suștinerea activității de cercetare științifică în domeniul energiei – atât fundamentală, cât și aplicată; dezvoltarea de parteneriate cu industria energetică.

**AP20d:** Dezvoltarea capacității de atragere a surselor de finanțare europene și internaționale pentru cercetare științifică, prin participarea în consorții internaționale a institutelor de cercetare.

**AP20e:** Programe de formare continuă pentru specialiștii din administrație ai sectorului energetic.

**[OP21] *Îmbunătățirea guvernancei corporative a companiilor cu capital de stat***

**AP21a:** Implementarea normelor privind guvernanta corporativă a companiilor cu capital de stat și introducerea unor mecanisme de monitorizare a performanței manageriale a acestor companii.

**AP21b:** Asigurarea profesionalismului și transparenței procesului de selecție a echipei de management, cu o publicare detaliată a criteriilor de selecție și a rezultatelor intermediare și finale.

**AP21c:** Creșterea transparenței prin publicarea de rapoarte trimestriale și anuale la un nivel comparabil de detaliu cu cel al întreprinderilor listate la bursă.

**[OP22] *Îmbunătățirea cadrului instituțional sectorul energetic***

**AP22a:** Reformarea ANRM în sensul conferirii unui grad ridicat de autonomie instituțională și bugetară, precum și în sensul creșterii capacității sale administrative.

**AP22b:** Realizarea unei mai bune alocări a competențelor între autoritățile de reglementare.

**[OP23] *Cadru legislativ și de reglementare transparent, coerent, echitabil și stabil, care să stimuleze investițiile la un cost competitiv al capitalului.***

**AP23a:** Instituirea reglementărilor în sectorul energetic pe baza unor studii adecvate de necesitate și impact, care pot include componente de modelare.

**AP23b:** Raportarea la cele mai bune practici de reglementare, pentru identificarea unor soluții de reglementare flexibile și ușor de administrat.

**AP23c:** Un mediu politic și instituțional stabil, cu efectul atragerii investițiilor și, implicit, al diminuării riscului de țară și a costului capitalului pentru investițiile în România.

**[OP24] *Creșterea accesului populației la energie electrică și gaz natural***

**AP24a:** Îmbunătățirea accesului la surse alternative de energie, prin dezvoltarea rețelelor de distribuție.

**AP24b:** Dezvoltarea, din diverse surse de finanțare, de micro-rețelele și de sisteme de generare distribuită a energiei electrice, cu prioritate pentru gospodăriile fără acces la energie electrică.

**[OP25] *Reducerea gradului de sărăcie energetică și protecția consumatorului vulnerabil***

**AP25a:** Realizarea de programe publice de izolare termică a imobilelor pentru comunitățile afectate de sărăcie energetică, în scopul reducerii pierderilor de energie și al scăderii cheltuielilor cu încălzirea.

**AP25b:** Protecția consumatorului vulnerabil prin ajutoare sociale adecvate, precum ajutoarele pentru încălzire și tariful social al energiei electrice, respectiv prin obligații de serviciu public.

Tabel 4 – Eșalonarea în timp a acțiunilor prioritare

	Scurt (2016-2020)	Mediu (2021-2025)	Lung (2026-2030)
AP1a			✓
AP1b		✓	
AP1c		✓	
AP1d		✓	
AP2a	✓		
AP2b		✓	
AP3a	✓		
AP3b	✓		
AP3c	✓		
AP4a	✓		
AP4b			✓
AP4c			✓
AP5a		✓	
AP5b		✓	
AP5c			✓
AP6a	✓		
AP6b	✓		
AP7a	✓		
AP7b	✓		
AP7c	✓		
AP7d	✓		
AP8a	✓		
AP8b	✓		
AP8c	✓		
AP9a		✓	
AP9b		✓	
AP9c		✓	
AP10a		✓	
AP10b		✓	
AP10c		✓	
AP10d		✓	
AP11a		✓	
AP11b		✓	
AP11c		✓	
AP11d		✓	
AP12a	✓		
AP12b	✓		

	Scurt (2016-2020)	Mediu (2021-2025)	Lung (2026-2030)
AP13a	✓		
AP13b	✓		
AP13c	✓		
AP14a		✓	
AP14b		✓	
AP15a	✓		
AP15b		✓	
AP15c		✓	
AP16a	✓		
AP16b	✓		
AP17a	✓		
AP17b		✓	
AP17c			✓
AP18a	✓		
AP19a	✓		
AP19b	✓		
AP19c	✓		
AP19d	✓		
AP20a	✓		
AP20b	✓		
AP20c	✓		
AP20d	✓		
AP20e	✓		
AP21a	✓		
AP21b	✓		
AP21c	✓		
AP22a	✓		
AP22b	✓		
AP23a	✓		
AP23b	✓		
AP23c		✓	
AP24a		✓	
AP24b		✓	
AP25a	✓		
AP25b	✓		

## V. EVOLUȚIA SECTOARELOR ENERGETICE NAȚIONALE PÂNĂ ÎN ANUL 2030

Tendențele de dezvoltare ale sectorului energetic din România până în anul 2030, prezentate în acest capitol, sunt rezultatul unui amplu demers de diagnoză, întreprins de către Ministerul Energiei pe parcursul anului 2016, urmat de modelarea cantitativă de detaliu a subsectoarelor relevante, prin intermediul suitei de modele macroeconomice PRIMES/GEM-E3, utilizată inclusiv de CE în definirea politicilor energetice și de mediu. CE a publicat rezultate actualizate ale Scenariului de Referință PRIMES pentru România și fiecare stat membru al UE în iulie 2016 și va publica rezultatele analizei de impact a celor mai relevante senzitivități în decembrie 2016.

Modelarea a constat în rularea a trei scenarii principale (Scenariul de Referință, Scenariul Politici 2030 și Scenariul Politici 2030 Maximal), în câte trei subscenarii de preț al combustibililor – preț scăzut, mediu și ridicat. Scenariul de Referință aferent modelării realizate pentru Ministerul Energiei prezintă diferențe notabile față de cel realizat pentru CE. Toate datele de intrare au fost actualizate conform celor mai recente statistici și raportări ale companiilor din subordinea Ministerului.

Suplimentar față de cele nouă scenarii și subscenarii de preț, au fost rulate numeroase *senzitivități*, prin modificarea unui număr redus de parametri ai modelării (date de intrare), pentru a înțelege impactul acestor modificări asupra sectorului energetic (date de ieșire). Pe baza rezultatelor modelării a fost definit un așa-numit Scenariu Optim (POPT). Rezultatele modelării sunt prezentate, în continuare, pentru Scenariul Optim, pentru perioada 2015-2030. Perspectivele de dezvoltare pentru intervalul 2030-2050 sunt prezentate în capitolul VI.

O scurtă prezentare metodologică a procesului de elaborare a Strategiei și a Scenariului Optim este inclusă în Anexa de la sfârșitul documentului.

Strategia oferă o viziune de dezvoltare pentru sectorul energetic național și stabilește obiectivele strategice. De asemenea, identifică acțiuni prioritare și măsuri care trebuie să fi luate de statul român pentru a direcționa sectorul energetic către îndeplinirea viziunii de dezvoltare. Statul român se

va implica, în mod direct și nemijlocit, în dezvoltarea și implementarea planurilor de acțiune și a direcțiilor strategice ce decurg din Strategie, atât în domeniul resurselor primare, cât și în cele ale capacităților de producere și al rețelelor de transport.

Realizarea condițiilor Scenariului Optim depinde însă atât de factori interni, ce pot fi controlați de statul român (politici publice și fiscale, reglementări, investiții etc.), cât și de factori externi (prețul resurselor energetice, evoluția tehnologică, evoluții geopolitice regionale și mondiale, politicile de atenuare a schimbărilor climatice etc).

Rezultatele demersului de modelare cantitativă trebuie interpretate cu prudență, fiind proiecții a căror valoare rezultă mai degrabă din comparația între scenarii decât din rezultatele modelării pentru un scenariu anume. Din acest motiv, Scenariu Optim a fost definit și este prezentat în comparație cu rezultatele altor scenarii și subscenarii. Rezultatele trebuie interpretate ca o estimare a unui viitor posibil, nu ca o prezentare deterministă a unui viitor prestabilit prin prezenta Strategie.

Strategia urmează principiile neutralității tehnologice și al eficienței economice, conferind consumatorului de energie rolul central. Sunt identificate posibile căi alternative de evoluție, ce contribuie la îndeplinirea obiectivelor strategice, fiecare cu avantajele și dezavantajele sale. Rezultatele modelării cantitative sunt reprezentări ale sistemului energetic în ansamblu și nu au rolul de a determina viabilitatea unor proiecte specifice de investiții, cu toate că unele proiecte de mare impact au fost analizate în detaliu.

Astfel, deși direcțiile strategice de dezvoltare ale sectorului energetic au rolul de a ghida investițiile, deciziile finale de investiții ale companiilor vor fi luate de către investitori – inclusiv de statul român, în rolul de deținător de active și investitor – în urma unui demers particularizat de analiză a viabilității fiecărui proiect în parte. Ministerul Energiei și consultantul care a realizat modelarea cantitativă nu își asumă responsabilitatea pentru modul în care tendințele prezentate în acest document sunt transpuse în eventuale decizii de investiții în proiecte specifice ale investitorilor privați.

## V.1. Consumul de energie

### V.1.1. Cererea de energie pe sectoare de activitate

Consumul brut de energie al României a scăzut semnificativ după 1990, ajungând în 2015 la 377 TWh (1 TWh = 0,086 mil tep), echivalentul a circa 19 MWh *per capita*, iar consumul de energie finală a fost 254 TWh. Diferența de 123 TWh rezultă din:

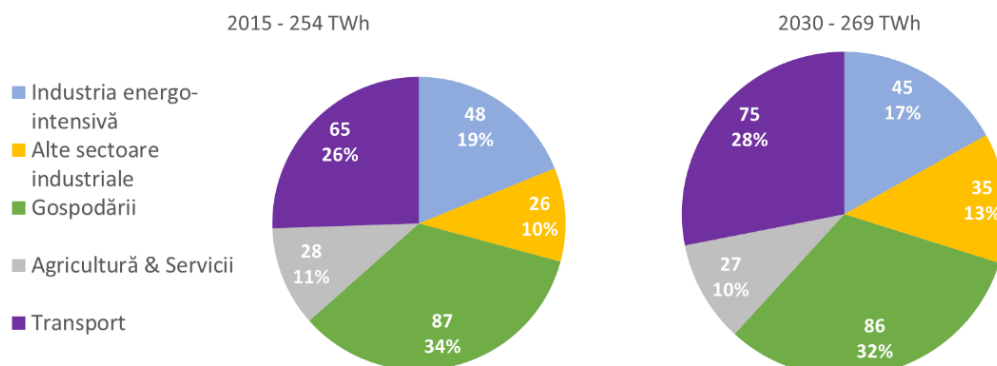
- 66 TWh pierderi inerente ale procesului de transformare în centrale termoelectrice, în unitățile nucleare și în centrale termice (pentru alimentare centralizată);
- 28 TWh consum al sectorului energetic – consum propriu tehnologic al termocentralelor, consum în rafinării și consum în industria extractivă (producția de țiței, gaz natural și cărbune);
- 17 TWh consum al resurselor energetice ca materie primă (industria petrochimică);

- 12 TWh pierderi în rețelele de distribuție ale energiei electrice, gazelor și energiei termice.

Rezultatele modelării estimează consumul brut de energie în 2030 la 394 TWh (creștere cu 4%), iar cererea de energie finală la 269 TWh (creștere cu 6%). Consumul resurselor energetice ca materie primă urmează să crească cu 35% (6 TWh), în timp ce consumul și pierderile aferente sectorului energetic vor scădea cu 4 TWh.

Structura sectorială a cererii de energie finală în 2015 și 2030 este prezentată în Figura 7. Se remarcă o ușoară scădere a consumului rezidențial ca efect al creșterii eficienței energetice, precum și creșterea cererii în transporturi și în industria producătoare de mașini, utilaje și echipamente.

Figura 7 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2015 și 2030



Sursa: PRIMES

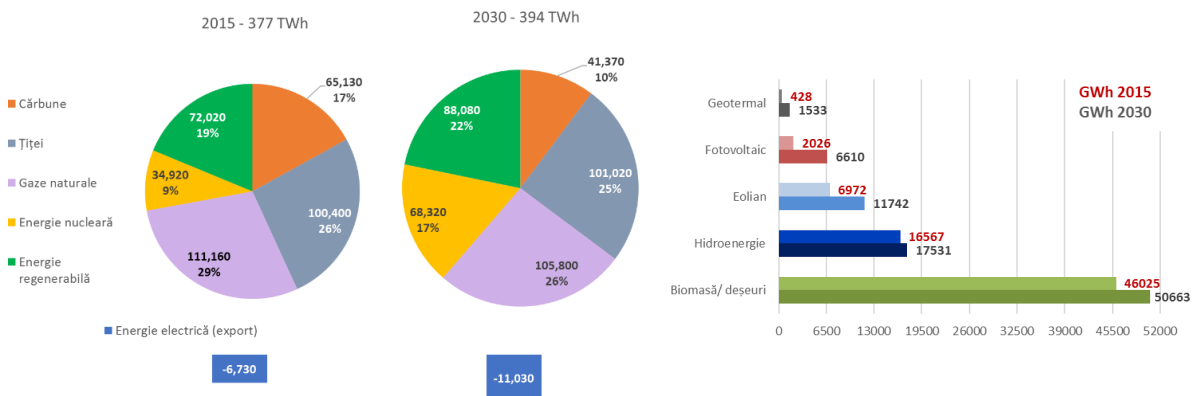
### V.1.2. Mixul energiei primare

România are un mix energetic echilibrat și diversificat. Gazul natural, principala resursă de energie în România, a avut în 2015 o pondere de 29% (111 TWh) în mixul energiei primare, fiind urmat de țiței, cu o pondere de 27% (101 TWh). Au fost consumați 65 TWh proveniți din cărbune (dintre care 55 TWh lignit) și 46 TWh sub formă de biomasă. Energiei nucleare îi corespund 35 TWh în mixul de energie primară, iar 26 TWh provin din SRE pentru producția de energie electrică (hidroenergie, eolian și fotovoltaic). Diferența între consumul brut

de energie și mixul energiei primare (Figura 8) este dată de exportul net de energie electrică, ce nu poate fi alocat pe tipuri de resurse.

Pentru anul 2030, rezultatele modelării în Scenariul Optim arată o scădere a gazului natural la 106 TWh (27%), menținerea consumului de țiței (26%) și reducerea contribuției cărbunelui. În schimb, se dublează contribuția energiei nucleare și crește cea a energiei provenite din biomasă (inclusiv biogaz) la 51 TWh. SRE în producția de energie electrică cresc la 37 TWh.

**Figura 8 – Structura mixului energiei primare în 2015 și 2030**



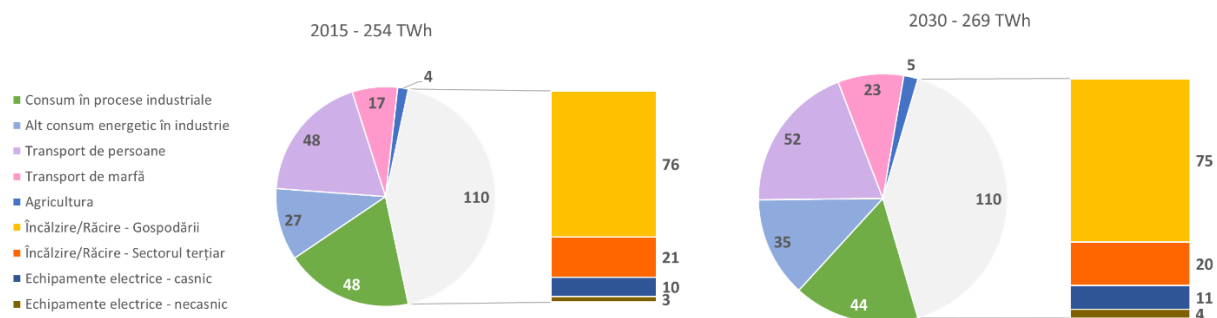
Sursa: PRIMES

### V.1.3. Consumul de energie finală

Analiza consumului de energie finală în 2015 (în total 254 TWh) pe tipuri de consum energetic aduce în prim plan necesarul de încălzire și răcire, estimat la 97 TWh (39%) – din care 76 TWh în gospodării și 21 TWh în sectorul serviciilor (Figura 9). Urmează, în ordine descrescătoare, consumul în procesele industriale (48 TWh) și în transportul de persoane (48 TWh). Restul consumului energetic industrial este de 27 TWh de energie finală, iar transportul de marfă consumă echivalentul a 17 TWh.

Echipamentele electronice și electrocasnice utilizate de gospodării și în servicii consumă 13 TWh (din care 10 TWh consum casnic). În fine, consumul specific sectorului agricol este de 4 TWh. Pentru 2030, rezultatele modelării arată o creștere mai importantă doar pentru consumul energetic în industria producătoare de mașini, utilaje și echipamente, respectiv în transportul de marfă. Consumul pentru încălzire urmează să scadă ușor, prin creșterea eficienței energetice.

**Figura 9 – Consumul de energie finală după destinația energetică**



Sursa: PRIMES

## V.2. Resurse energetice primare : producție internă și importuri

### V.2.1. Țitei

Prețul scăzut al petrolului pe piața internațională a redus drastic, în ultimii doi ani, investițiile în explorare și dezvoltare de noi zăcăminte, iar efectul este resimțit din plin și în România. Deși este probabilă redresarea treptată a prețului petrolului și, implicit, revenirea parțială a investițiilor în sector, producția de țiței din România se află pe o pantă descendentă, cu un nivel de înlocuire a rezervelor subunitar, din cauza gradului ridicat de depletare al zăcămintelor. Creșterea gradului de recuperare este posibilă, însă investițiile sunt substanțiale și

necesită un cadru de reglementare specific. Doar descoperirea unor noi zăcăminte poate susține nivelul curent de activitate în sectorul petrolier.

Rezultatele modelării arată o înjumătățire a producției interne de țiței, la aproximativ 2 mil t în 2030. Creșterea dependenței de importuri nu poate fi evitată pe termen mediu și lung decât prin încurajarea activității de explorare și producție, respectiv prin creșterea eficienței în consumul de carburanți petrolieri.

### V.2.2. Gaz natural

Producția de gaz natural s-a stabilizat în ultimii ani, ca urmare a investițiilor în prelungirea duratei de viață a zăcămintelor existente și a dezvoltării unor noi. În 2015, producția s-a situat la un nivel apropiat de cel al cererii.

Rezultatele modelării prezintă evoluții diferite pentru curba de producție a gazului natural, în diferite scenarii de preț. Producția anuală este de așteptat să scadă ușor, până la o medie de 9-10 mld m<sup>3</sup> pentru perioada 2016-2030. Producția *onshore* este de așteptat să scadă în toate scenariile, menținerea unui grad redus de dependență față de importuri fiind condiționat de dezvoltarea rezervelor recent descoperite în Marea Neagră.

Resursele suplimentare de gaz din zăcămintele *offshore* sunt prevăzute în mixul energetic al României în toate scenariile, cu excepția celui improbabil de menținere îndelungată a prețurilor joase, ce nu justifică o continuare a investiției.

Momentul în care va începe producția gazului din noile zăcăminte are un grad ridicat de incertitudine. Astfel, în scenariul ce presupune o revenire rapidă a prețului la nivel ridicat, producția din Marea Neagră ar urma să ajungă la vârf în jurul anului 2025. Persistența prețurilor medii-scăzute ar putea amâna dezvoltarea zăcămintelor. Modelarea estimează dezvoltarea zăcămintelor și atingerea maximului producției cel târziu în 2030.

### V.2.3. Cărbune

Producția de lignit și huiă în România depinde direct de cererea națională de materie primă în sectorul de producere a energiei electrice, ce acoperă aproape în întregime consumul de lignit și huiă. Rolul cărbunelui în mixul de energie electrică va depinde de competitivitatea prețului materiei prime. Pentru huila consumată în cadrul CEH, planul de restructurare a companiei aprobat de Ministerul Energiei prevede menținerea producției la minele

Vulcan și Livezeni. Producția în cadrul Societății Naționale de Închideri Mine Valea Jiului va fi menținută până în 2018. Referitor la CEO, planul de restructurare prevede închiderea carierelor Husnicioara (2017), Lupoia (2019), Rovinari Est (2020), Gârla (2020) și Peșteana Nord (2023), cu menținerea producției în celelalte 15 cariere și deschiderea de noi fronturi de lucru.

### V.2.4. Biomasă și deșeurile cu destinație energetică

Biomasa este și va rămâne principalul tip de SRE din România. Principala formă a biomasei cu destinație energetică produsă în România este lemnul de foc (95%). Datele cu privire la producția de biomasă solidă prezintă un grad mare de incertitudine (de

circa 20%), față de estimarea centrală de 42 TWh în 2015, incertitudine reflectată și în consumul pentru încălzire și în balanțele energetice ale României.

Consumul de lemn de foc utilizat în gospodării este estimat la 36 TWh, restul fiind preponderent biomasă utilizată în producția de energie termică, respectiv a celei termice și electrice în cogenerare. Rezultatele modelării arată o scădere cu circa 20% a consumului de lemn de foc până în 2030, ceea ce va conduce la scăderea ușoară a producției, la 39 TWh.

Producția de biocarbuhanți și cea de biogaz au potențial ridicat. În 2015, producția a fost de 1500 GWh pentru biocarbuhanți și 450 GWh pentru biogaz. Pentru 2030, rezultatele modelării indică o

creștere la 4100 GWh a biocarbuhanților, necesară pentru atingerea țintei naționale pentru 2020 de 10% pondere SRE în sectorul transporturi. Creșterea este de șapte ori mai rapidă pentru biogaz, până la o producție de 3500 GWh în 2030, pe fondul dezvoltării sectorului agricol și, mai puțin, al modernizării stațiilor de tratare a apelor uzate.

Producția de energie pe bază de deșeuri poate crește în România, însă accentul trebuie să cadă pe colectarea selectivă, reciclarea și recircularea materiilor prime, mai degrabă decât pe incinerare.

### V.2.5. Importuri nete de resurse energetice

România este exportator net de energie electrică și produse petroliere, dar importă cam 70% din consumul de țiței, o parte a gazului natural și mici cantități de huiă și minereu de uraniu. Ținând cont de exporturile de produse petroliere, gradul de dependență de importuri de țiței pentru acoperirea consumului intern este de circa 50%.

În 2015, importul net a reprezentat 16% din consumul de energie primară, al treilea cel mai scăzut nivel între statele membre UE28. Dezvoltarea concomitentă a resurselor de gaz natural din Marea Neagră și a proiectului unităților 3 și 4 de la Cernavodă ar putea pune România în ipostaza de exportator net de gaz. Din datele

actuale, producția din zăcămintele *offshore* descoperite până în prezent în Marea Neagră va fi concentrată pe parcursul a circa 10 ani, iar dublarea producției de energie nucleară va înlocui în special gazul natural și cărbunele în mixul energiei electrice. În situația în care nu se construiește nici un nou reactor nuclear, ponderea mărită a gazului natural în mixul energiei electrice poate genera o situație de dependență relativ ridicată de importuri.

Pe termen lung, epuizarea zăcămintelor de hidrocarburi face probabilă o creștere ușoară a importurilor, dar ponderea lor nu va depăși, probabil, 25% din consumul intern în 2030 – aproape în întregime țiței.

## V.3. Energie electrică

### V.3.1. Prețul energiei electrice

Prețul angro este estimat să crească de la nivelul foarte scăzut din prezent, de aproximativ 30 €/MWh, la un nivel mediu între 65 și 85 €/MWh pentru perioada 2030-2050. Factorii determinanți pentru evoluția prețului sunt costurile (1) de capital pentru tehnologiile de producție a energiei electrice, (2) cu combustibilii, (3) de modernizare și rețehnologizare a infrastructurii de transport și distribuție și (4) cu certificatele ETS de emisii de GES. În prezent, producătorii de energie electrică nu sunt profitabili (cost mediu total de 114 €/MWh, raportat la un preț mediu final de 94 €/MWh), situație ce nu va persista pe termen lung (Figura 10).

Proiecția centrală a modelării, pe baza estimărilor celor trei factori de cost pentru fiecare tehnologie și a mixului optim de energie electrică din punct de

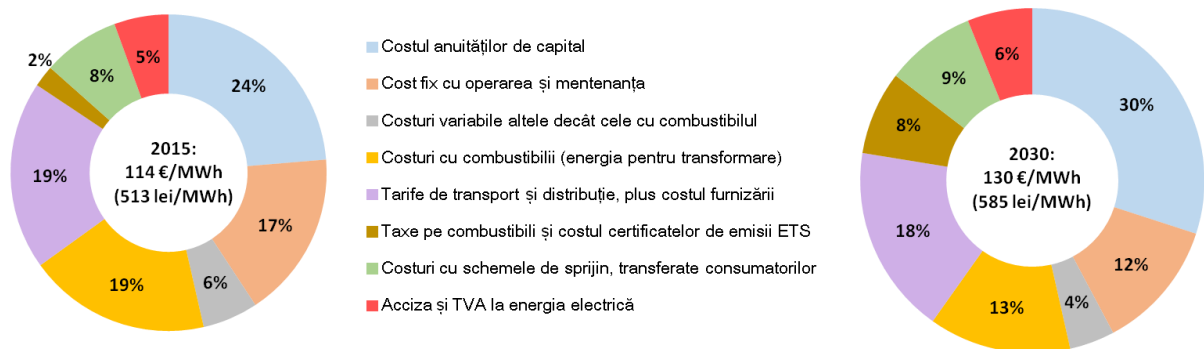
vedere al eficienței economice, estimează un preț mediu angro al energiei electrice de aproximativ 80 €/MWh pentru 2030-2050, apropiat de nivelul maxim al intervalului probabil de variație. Dacă oricare din cei trei factori de cost vor fi mai mici decât în proiecțiile curente, prețul mediu va fi mai scăzut.

Pentru proiectele de investiții în noi capacități de producție a energiei electrice, acest interval de preț este referința pentru evaluarea veniturilor viitoare probabile. Proiectele cu un cost mai ridicat, precum cele care valorifică SRE, vor avea nevoie în continuare de scheme de sprijin, până când costul „uniformizat” total (cunoscut sub denumirea de *levelised cost of electricity*, LCOE) va scădea către acest interval. În lipsa unor scheme de sprijin, pot fi

dezvoltate doar proiectele ce beneficiază de condiții naturale foarte favorabile, cu efectul amânării creșterii ponderii SRE în mixul energiei electrice. Un rezultat implicit va fi creșterea emisiilor de GES și, la

nivel european, un preț crescut al ETS, reflectat în prețul energiei. Acest fapt va încuraja investiții suplimentare în SRE până la atingerea țintelor de emisii.

**Figura 10 – Estimare a componentelor de cost total al energiei electrice în 2015 și 2030**

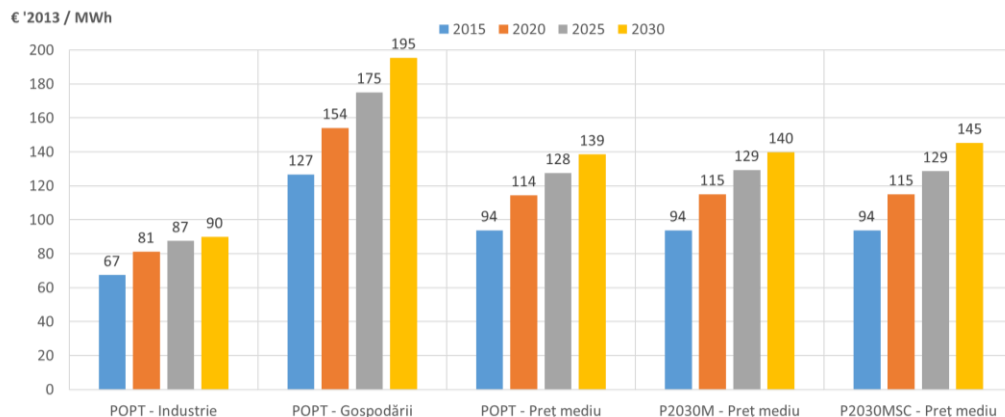


Sursa: Ministerul Energiei, pe baza datelor PRIMES

La prețul angro al energiei electrice se adaugă tarifele de rețea, taxele și accizele, în funcție de tipul de consumator și de banda de consum. Astfel, proiecția din Scenariul Optim (POPT), față de cea din Scenariul Politici 2030 (P2030M) și din analiza de

senzitivitate fără dublarea energiei nucleare, P2030MSC, arată un preț final al energiei electrice, pe categorii de consumatori, după cum este prezentat în Figura 11.

**Figura 11 – Preț final al energiei electrice pe tipuri principale de consumatori (tarife și taxe incluse)**



Sursa: PRIMES

Se remarcă o creștere a prețului energiei electrice cu aproximativ 30% pentru consumatorii industriali și cu 50% pentru consumatorii casnici, în principal ca efect al creșterii prețului angro cu energia electrică, pentru a recupera costurile de producție – inclusiv costul anuităților de capital, ce fac posibilă înlocuirea parcului de capacități prin noi investiții. Componentele aferente tarifului de rețea și taxele sunt menținute constante, în valoare reală, pentru întreaga perioadă analizată. Creșterea prețului

energiei electrice are loc în ansamblul UE, România rămânând în continuare printre statele membre cu cele mai scăzute prețuri cu energia electrică, semnificativ sub media europeană. De asemenea, creșterea veniturilor va compensa creșterea prețurilor, astfel încât ponderea cheltuielilor cu energia electrică în bugetul gospodăriilor va rămâne la un nivel asemănător celui din prezent, deși consumul de energie electrică urmează să crească apreciazabil.



### V.3.2. Cererea de energie electrică

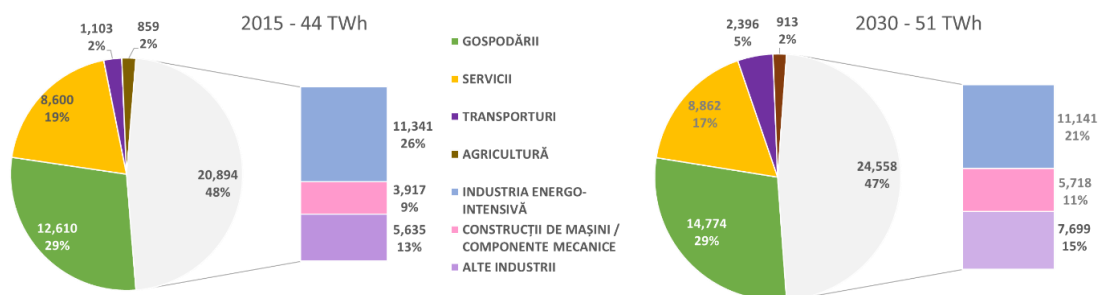
Cererea de energie electrică depinde de ritmul creșterii economice, de nivelul de trai, de evoluția sectoarelor industriale cu potențial de dezvoltare, respectiv de perspectivele utilizării energiei electrice în noi segmente de consum, precum încălzire, răcire, gătit și electromobilitate.

Scenariile presupun o creștere susținută a nivelului de trai – deci a consumului casnic – și a activității în industria prelucrătoare, dar rezultatele modelării nu indică modificări de substanță la nivel sistemic cu privire la încălzirea electrică și electromobilitate. Rezultatele pentru 2030 sunt influențate de stadiul incipient în care se află aceste tehnologii în România și de inerția inerentă în fața schimbării. Este

preconizată însă o creștere susținută a cererii finale de energie electrică, de la 44 TWh în 2015 la 51 TWh în 2030. Față de această proiecție, scenariile alternative arată ca probabilă o evoluție de creștere mai degrabă mai lentă, decât mai rapidă a cererii.

România are, în prezent, un consum mediu orar de energie electrică de 6500 MWh, cu variații între aproximativ 4200 MWh și 9600 MWh (minim și maxim în ultimii nouă ani, pentru care sunt disponibile date detaliate). La orizontul anului 2030, proiecția indică o creștere a consumului mediu cu circa 20%, fiind de așteptat creșteri similare și pentru maxim și minim. (Figura 12).

Figura 12 – Consumul final de energie electrică pe sectoare de activitate



Sursa: PRIMES

### V.3.3. Capacitatea instalată și producția de energie electrică

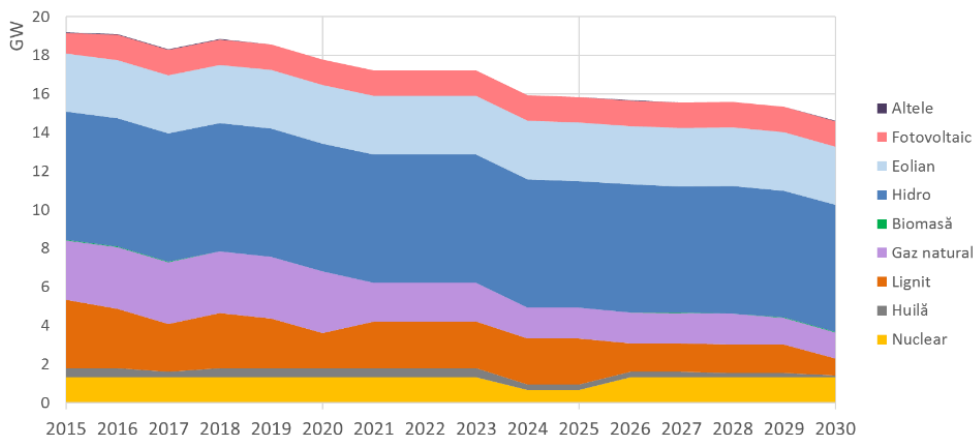
România rămâne un exportator net important de energie electrică în regiune, chiar dacă în 2016 s-a remarcat o moderare a exporturilor și o creștere ușoară a importurilor. Exportul de energie electrică nu este însă un obiectiv strategic pentru România, astfel încât producția anuală optimă de energie electrică ar trebui, în mod ideal, să urmeze nivelul cererii. România dispune de capacități de producție flexibile, ce pot contribui la piața regională de echilibrare – prin exporturi, atunci când prețurile sunt ridicate și importuri la prețuri scăzute.

Până în anul 2030, este de așteptat retragerea din funcțiune a circa 1800 MW pe bază de gaz natural și 2400 MW pe bază de cărbune (Figura 13). Pe măsură ce capacitățile vechi sunt retrase în rezervă sau dezafectate, sunt necesare noi capacități în locul lor. Modelul sugerează tipul de capacități care le pot înlocui pe cele retrase, în condiții de eficiență economică și cu îndeplinirea obiectivelor strategice.

Toate capacitățile noi trebuie să aibă o eficiență globală ridicată, să fie flexibile și să asigure conformarea la condițiile impuse prin codul de rețea și reglementările conexe, la nivel european.

Fiecare investiție, definită generic în funcție de tipul de capacitate și nu ca proiect specific, conduce la creșterea ofertei și la scăderea relativă a prețului energiei electrice, respectiv la creșterea marginală a cererii și a exporturilor, în comparație cu situația în care investiția nu ar avea loc. Impactul este cu atât mai mare, cu cât capacitatea adăugată în sistem este mai mare. Întrucât creșterea cererii este limitată, oferta în exces se reflectă în principal în creșterea exporturilor. O decizie finală de investiții pentru un proiect de importanță sistemică se răsfrânge asupra locului tuturor celorlalte proiecte în mixul energetic. Astfel, se poate vorbi despre o anumită rivalitate între energia nucleară, gaz natural și cărbune în mixul energiei electrice.

**Figura 13 – Disponibilitatea parcului existent de capacități în perioada 2016-2030 (nu includ rezerva)**



Sursa: Ministerul Energiei, pe baza datelor Transelectrica, ANRE și raportări ale companiilor

## ENERGIA NUCLEARĂ

Energia nucleară este o opțiune strategică pentru România. Realizarea la timp și în buget a prelungirii duratei de viață a Unității 1 de la Cernavodă va mobiliza expertiza nucleară din România. În perioada re tehnologizării Unității 1, va fi necesară asigurarea energiei din surse alternative sau din import. Din acest motiv, ar putea fi justificată amânarea retragerii definitive din uz a unor capacități pe bază de gaz natural sau cărbune.

Extinderea capacităților nucleare la Cernavodă reprezintă o decizie strategică. Proiectul a una sau două noi unități va utiliza în bună măsură infrastructură existentă și va valorifica rezervele însemnate de apă grea produse în România. În plus, va asigura continuitatea și dezvoltarea expertizei românești în sectorul nuclear, precum și premisele reîntregirii ciclului nuclear complet în România, prin creșterea fezabilității proiectului de a dezvolta zăcămintul de minereu de uraniu de la Tulgheș-Grințieș.

Fiecare unitate de la Cernavodă contribuie la o reducere a emisiilor de GES cu aproximativ 2 mil t CO<sub>2</sub> echivalent anual, dacă presupunem că înlocuiește exclusiv capacități pe bază de gaz natural; respectiv, 4 mil t CO<sub>2</sub> echivalent, dacă ar înlocui exclusiv capacități eficiente pe bază de lignit. Pentru durata de viață inițială, până la re tehnologizare după 25 de ani de funcționare, fiecare reactor poate astfel reduce emisiile de GES din regiune cu 50-100 mil t CO<sub>2</sub> echivalent, o contribuție considerabilă la țintele de decarbonare europene. Nu toate aceste reduceri ar avea însă loc

în România, întrucât proiectul de la Cernavodă ar înlocui inclusiv capacități din statele vecine și ar contribui la reducerea de emisii de GES în întreaga regiune.

Proiectul Unităților 3 și 4 de la Cernavodă este, de departe, cel mai mare proiect potențial în România în următoarele decenii, prin urmare a fost abordat specific în modelarea cantitativă. Dacă proiectul se realizează, dat fiind factorul foarte ridicat de încărcare al reactoarelor de tip CANDU (până la 93% pentru 25 de ani), el va înlocui alte proiecte cu capacitate mai mare decât cei 1400 MW instalați.

Analizând factorii medii de încărcare ai capacităților în centrale termoelectrice convenționale, Unitățile 3 și 4 de la Cernavodă ar reduce necesarul de capacitate din alte surse în regiune cu până la 3000 MW. O bună parte a acestei înlocuiri este de așteptat să aibă loc prin retragerea mai devreme din funcționare a unor grupuri vechi, ineficiente și poluante. Surplusul rezultat de capacitate instalată în România conduce la exporturi nete suplimentare de energie electrică, ce înlocuiesc investiții în noi capacități, inclusiv în statele vecine.

Rezultatele modelării arată că proiectul Unităților 3 și 4 poate fi viabil doar printr-un mecanism de garantare a veniturilor, ce reduce costurile finanțării. O astfel de formă de ajutor de stat ar putea fi similară cu cea aprobată de CE pentru Marea Britanie. Având în vedere că piața nu oferă condiții de predictibilitate adecvate pentru investițiile mari, cu durate mari de implementare,

Ministerul Energiei întreprinde demersuri pentru evaluarea unui astfel de mecanism de sprijin. Realizarea proiectului în forma prevăzută în prezent depinde de aprobarea mecanismului de sprijin de către CE și de aranjamentul comercial cu investitorul strategic.

Pe de o parte, dublarea producției de energie nucleară va reduce prețul energiei electrice pe piața națională și pe cea regională, și implicit veniturile producătorilor de energie. Pe de altă parte, prețul final al energiei electrice pentru consumatorii casnici și industriali ar putea să fie mai scăzut sau mai ridicat, în funcție de nivelul subvenției acordate prin intermediul mecanismului de sprijin.

În general, disponibilitatea unei mari cantități de energie electrică produse în bandă, la un cost operațional relativ redus, este un factor de atractivitate pentru industria energo-intensivă. Prin urmare, dublarea producției de energie nucleară este de natură să crească viabilitatea producției de oțel, aluminiu etc. Avantajele ar putea fi însă

anulate dacă prețul energiei electrice pentru astfel de consumatori va include o componentă de subvenție pentru schema de sprijin, pentru a evita supraîncărcarea costurilor pentru alți consumatori. Problematika este asemănătoare cu cea a schemei de sprijin pentru SRE prin certificate verzi, în vigoare până la 31 decembrie 2016 și care va produce efecte până în 2031 inclusiv.

Proiectul de la Cernavodă presupune și întărirea rețelei de transport, pentru a evacua o cantitate semnificativă de energie electrică produsă pe un perimetru restrâns și a o distribui consumatorilor din toată țara.

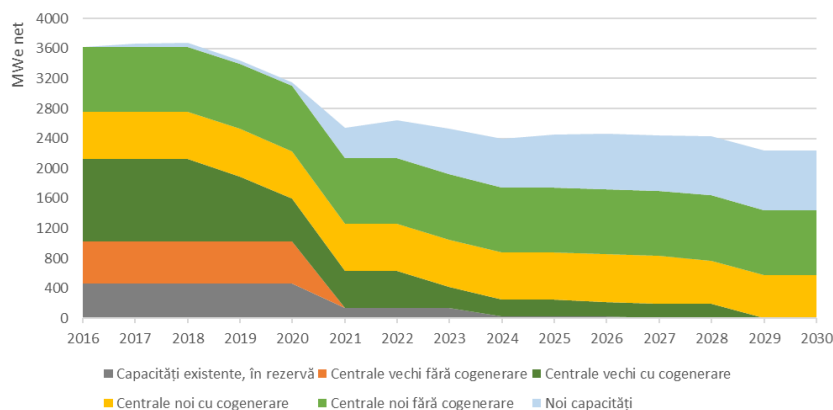
Luând în calcul aceste considerente, rezultatele modelării cantitative arată oportunitatea extinderii capacităților nucleare din România. Strategia prevede realizarea a două reactoare noi, în condiții de eficiență economică și de respectare a condiționalităților tehnice și de mediu convenite la nivel european.

## GAZUL NATURAL

România dispune de o capacitate netă instalată pe bază de gaz natural de circa 3650 MW, din care 1750 cu cogenerare de energie termică și electrică. 450 MW se află în rezervă, iar alți 1150 MW se apropie

de sfârșitul duratei normale de viață, urmând a fi retrași din uz în perioada 2017-2023 (Figura 14).

**Figura 14 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de gaz natural (cu și fără cogenerare)**



Sursa: PRIMES, pe baza datelor de intrare validate de Ministerul Energiei

În locul capacităților vechi, ce vor fi retrase în rezervă sau dezafectate în viitorul apropiat, sunt necesare investiții în noi capacități, o parte fiind destinate funcționării în cogenerare în localitățile cu SACET funcțional: București, Constanța, Galați și altele. Este cuprinsă aici și înlocuirea capacităților de la Iernut. Costul investiției este relativ redus, sub 1000 €/kW putere instalată, astfel încât se poate

asigura finanțarea chiar în condiții de cost ridicat al capitalului, iar turbinele sunt eficiente și flexibile, cu costuri de mentenanță relativ reduse. Decizia de investiție este relativ ușor de luat, iar perioada de implementare fizică a proiectului este scurtă din perspectiva investițiilor în noi capacități de producție a energiei electrice. Pe termen lung, viabilitatea investițiilor în centrale termoelectrice

pe bază de gaz natural depinde preponderent de proiecțiile de preț pentru gazul natural.

Procesul de înlocuire a vechilor capacități pe bază de gaz natural este în plină desfășurare, România dispunând de peste 1500 MW instalați în centrale eficiente, în urma investițiilor din ultimii zece ani. Doar 400 MW dintre centralele noi nu sunt cu ciclu combinat, iar 630 MW funcționează în cogenerare. Aproximativ 1050 MW din capacitățile noi pe bază de gaz natural fac parte din câteva grupuri mari de producție, însă majoritatea noilor grupuri au capacități nete instalate de cel mult 50 MW, fiind distribuite în spațiu și oferind în cogenerare abur pentru industrie, agent termic pentru populație și energie electrică în sistem. Aproximativ jumătate din cei 400 MW în capacități distribuite noi sunt deținute de companii de utilități, iar restul de către companii cu activitate industrială.

În afară de înlocuirea parțială a vechilor centrale termoelectrice pe bază de gaz natural, adaptată nevoilor actuale, România are opțiunea strategică de a miza puternic pe gazul natural pentru rolul de combustibil de tranziție către o economie sustenabilă. Impedimentul principal ține de

## CĂRBUNELE

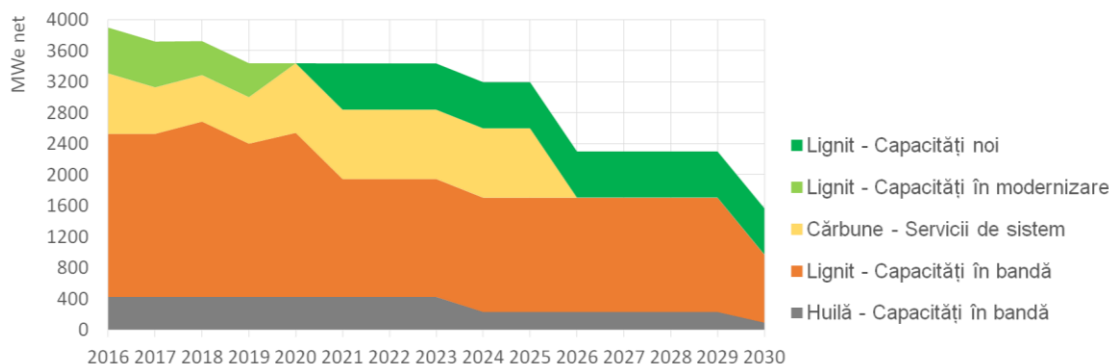
România deține în prezent 3300 MW de capacitate netă instalată și disponibilă (inclusiv cele rezervate pentru servicii de sistem) în centrale termoelectrice pe bază de lignit și de huiă, alte capacități fiind în curs de re tehnologizare. Grupurile pe huiă de la

incertitudinea cu privire la evoluția prețului gazului natural, însă majoritatea statelor europene mizează pe gaz în rolul de combustibil de tranziție. Gazul natural este recomandat de flexibilitatea centralelor ce îl utilizează și care pot echilibra cu ușurință producția intermitentă a energiei eoliene, de costul relativ redus al investiției inițiale și al cheltuielilor de mentenanță, precum și de emisiile relativ reduse de GES.

În analiza opțiunii strategice de a încuraja creșterea ponderii gazului în mixul energiei electrice din România, un element central îl reprezintă **aprovizionarea** cu gaz natural. Cu toate că România își acoperă aproape integral cererea internă de gaz natural din producție proprie, rezervele *onshore* existente sunt în curs de epuizare. Pentru a evita creșterea semnificativă a dependenței de importuri, chiar dacă acestea vor fi disponibile din surse și prin rute alternative, este necesară dezvoltarea zăcămintelor *offshore* descoperite în ultimii ani în Marea Neagră. Aceasta este o condiție *sine qua non* pentru a putea miza pe gazul natural în mixul energiei electrice.

Deva, cu excepția grupului 3, vor fi retrase, cu perspective foarte reduse de a fi repornite (Figura 15). În plus, câteva dintre grupurile pe bază de lignit sunt, în prezent, retrase pentru investiții de re tehnologizare și prelungire a duratei de viață.

Figura 15 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de cărbune



Sursa: PRIMES, pe baza datelor de intrare validate de Ministerul Energiei

Toate grupurile pe bază de lignit au fost puse în funcțiune în perioada 1970-1990, iar cele mai vechi se apropie de sfârșitul duratei de viață, fiind necesare fie investiții de re tehnologizare pentru

extinderea duratelor de viață ale echipamentelor existente, fie înlocuirea lor cu grupuri noi, prin investiții mai mari. Competitivitatea cărbunelui în mixul de energie electrică depinde de: (1)

randamentul fiecărui grup, destul de scăzut pentru capacitățile existente; (2) costul lignitului livrat centralei, situat la un nivel relativ ridicat; (3) prețul certificatelor de emisii EU ETS.

Pentru a-și păstra locul în mixul energiei electrice, grupurile pe bază de lignit ale CEO trebuie să scadă cât mai mult costul lignitului. Noi capacități pe bază de lignit trebuie să aibă parametri supra-critici, eficiență ridicată, flexibilitate în operare și emisii specifice de GES scăzute. Grupurile existente rămân necesare cel puțin până la finalizarea cu succes a lucrărilor de rețehnologizare a Unității 1 de la Cernavodă.

Proiecțiile de preț pentru energia electrică și pentru certificatele ETS indică păstrarea competitivității lignitului în mixul de energie electrică, la un nivel asemănător celui din prezent, cel puțin până în anul 2025. După 2025, competitivitatea lignitului este dificil de evaluat pentru grupurile vechi, depinzând inclusiv de materializarea proiectelor noi sau de prelungirea duratei de viață pentru capacități pe bază de gaz natural sau de energie nucleară. Fără îndoială, însă, lignitul va asigura, în continuare, o

## HIDROENERGIA

Strategia prevede o creștere ușoară a capacității hidroenergetice (Figura 16), prin finalizarea proiectelor în curs de desfășurare. Rolul esențial jucat de hidroenergie pe piața de echilibrare va trebui întărit prin realizarea la timp a lucrărilor de mentenanță și rețehnologizare. Capacitățile hidroelectrice pot asigura servicii tehnologice de sistem (STS), cu variații ale producției instantanee de până la 4500 MW în 24 de ore. După cum este menționat în secțiunea II.4.4, Hidroelectrica dispune de un buget de investiții de peste 800 mil € până în 2020, atât în lucrări de modernizare și rețehnologizare, cât și în circa 200 MW în obiective hidroenergetice noi, în curs de finalizare.

Rezultatele modelării indică un grad scăzut de fezabilitate pentru toate investițiile în capacități de pompaj înainte de anul 2030. Capacitățile flexibile, ce pot participa la piața de echilibrare și interconexiunile sunt estimate a rămâne suficiente

## SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE ELECTRICĂ (SRE-E)

Similar energiei nucleare, tehnologiile ce utilizează SRE au costuri de operare și mentenanță relativ reduse, dar costuri mari cu investiția inițială. Diferența principală între energia nucleară și cea pe

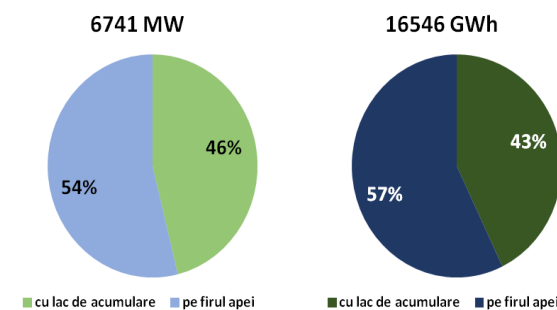
parte semnificativă din mixul energiei electrice și în anul 2030. Și mai important va fi rolul lignitului în asigurarea adecvanței SEN în situații de stres, precum perioadele de secetă prelungită sau de ger puternic – aspecte discutate în analiza testelor de stres.

În urma restructurării CEH, vor rămâne în funcțiune grupurile recent modernizate ale CEH în județul Hunedoara, respectiv cele ale Veolia la Iași, precum și câteva grupuri mici ale altor operatori. Resursele de uilă din România sunt costisitor de exploatat, ceea ce face improbabilă construirea unor grupuri noi în locul celor retrase, nefiind justificate investiții ce ar urma să folosească uilă de import. Durata de viață rămasă a grupurilor existente va depinde de măsura în care reușesc să rămână competitive în mixul energiei electrice în urma restructurărilor și să își îndeplinească obligațiile de mediu.

Pe termen lung, rolul lignitului în mixul energetic poate fi păstrat prin dezvoltarea de noi capacități, prevăzute cu tehnologie de captare, transport și stocare geologică a CO<sub>2</sub> (CSC), după cum este prezentat în secțiunea VI.2.4.

pentru a asigura curba de sarcină, inclusiv în situații de stres. Cu toate acestea, este oportună realizarea unui studiu de locații pentru capacități de acumulare prin pompaj de dimensiuni mici.

**Figura 16 – Capacitatea instalată și producția netă de energie electrică, centrale hidroelectrice, 2015**



Sursa: Transelectrica

bază de SRE constă în profilul curbei de producție: în bază pentru energia nucleară, intermitentă și cu profil stocastic pentru energia eoliană, cea fotovoltaică și cea din microhidrocentrale.

Din cauza costului ridicat al investiției inițiale, un factor determinant pentru viabilitatea proiectelor ce valorifică SRE este accesul la finanțare cu costuri scăzute de capital. Modalitatea obișnuită de a reduce costurile de capital este de a oferi o schemă de sprijin, fie prin garantarea veniturilor (tarife la injectarea în rețea sau contracte pentru diferență), fie prin alocarea unui bonus fix sau variabil (de tipul certificatelor verzi) la livrarea în rețea, suplimentar față de venitul din vânzarea energiei.

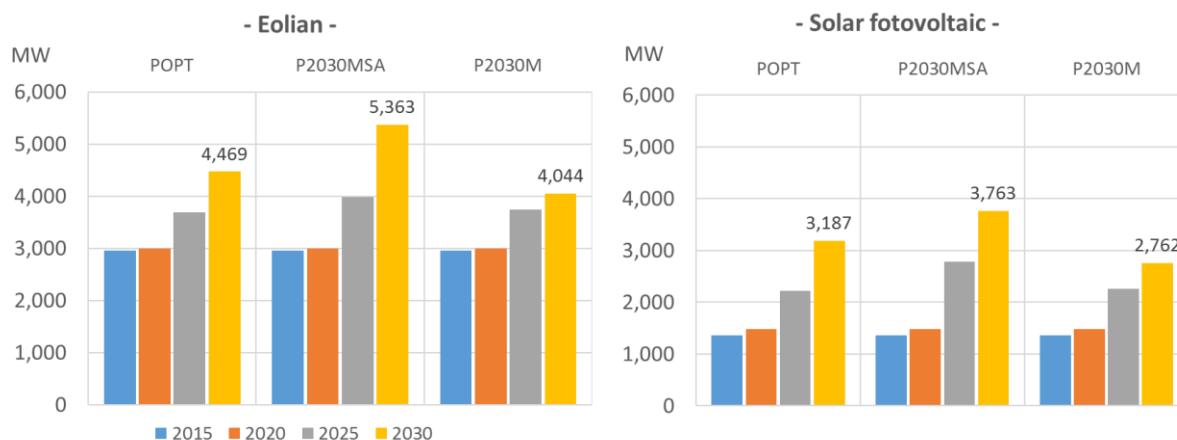
Pentru România, modificările frecvente ale schemei de sprijin prin certificate verzi din ultimii ani, cumulate cu riscul de țară specific unei economii emergente, situează costul de capital pentru SRE la unul dintre cele mai ridicate niveluri din UE. Prin urmare, există riscul ca participarea echitabilă a României la îndeplinirea țintelor comune UE pentru SRE în anul 2030 să fie costisitoare.

Acest risc poate fi gestionat prin reducerea costurilor de capital pentru SRE la nivelul mediu UE, spre exemplu prin susținerea unei scheme de garantare a investițiilor în SRE la nivel european. Este oportună adoptarea unei astfel de scheme de garantare, în paralel cu scăderea riscului de țară al României prin îmbunătățirea guvernantei sectorului energetic. Astfel, România poate deveni din nou atractivă pentru investițiile în SRE în perioada 2020-

2030, fără a fi necesară o schemă de sprijin împovărătoare pentru consumatori. Scenariile Optim (POPT) și P2030MSA presupun un cost scăzut al capitalului, ce se reflectă în creșterea investițiilor în capacități SRE și a ponderii acestora în mixul energiei electrice (Figura 17).

Alternativa, în care costul de capital rămâne ridicat și descurajează instalarea de noi capacități de SRE în absența unei scheme de sprijin (P2030M), va pune România în fața unei dileme. Pe de o parte, dat fiind nivelul de trai mai scăzut al României, nu este justificată introducerea unei noi scheme de sprijin pentru SRE – cu atât mai puțin până spre anul 2030, când efectele prezentei scheme de sprijin, pe bază de certificate verzi, vor fi dispărut după 15 ani de la intrarea recentă în producție a noilor capacități SRE. Pe de altă parte, menținerea României în grupul statelor membre atractive pentru investițiile în SRE poate aduce avantajul investițiilor în industria conexă a tranziției energetice – fabricarea de componente și piese de schimb pentru turbine eoliene, panouri solare și fotovoltaice, autovehicule electrice, respectiv cea de materiale și echipamente pentru creșterea eficienței energetice. Astfel de investiții reprezintă un vehicul important de dezvoltare sustenabilă în deceniile următoare.

**Figura 17 – Capacitatea instalată în centrale eoliene și fotovoltaice în funcție de costul capitalului**



Sursa: PRIMES

Din perspectivă europeană, există, în continuare, zone din România cu potențial ridicat de exploatare a SRE. Neutilizarea acestui potențial crește costurile atingerii țintelor comune prin direcționarea investițiilor către zone cu potențial natural mai scăzut, în state cu cost mai mic de capital. Din perspectiva României, investițiile în SRE pot avea loc

într-un ritm mai lent în perioada 2020-2030, cât timp costurile aferente sunt încă relativ ridicate; decalajul poate fi recuperat după anul 2030, atunci când se preconizează că tehnologiile SRE vor deveni competitive fără scheme de sprijin.

Accesul în schema de sprijin actuală pe bază de certificate verzi se încheie la 31 decembrie 2016, astfel încât sunt improbabile investiții noi în capacități eoliene, fotovoltaice, microhidrocentrale sau pe bază de biomasă, în perioada 2017-2020, cu excepția celor care primesc co-finanțare din fonduri structurale europene.

În Scenariul Optim (POPT), după 2020, România reușește să atragă investiții în noi capacități pe bază de SRE, prin reducerea costurilor de capital, fără a fi necesare noi scheme de sprijin. Această evoluție sporește competitivitatea în atragerea de investiții în industriile conexe. În condiții de cost scăzut al

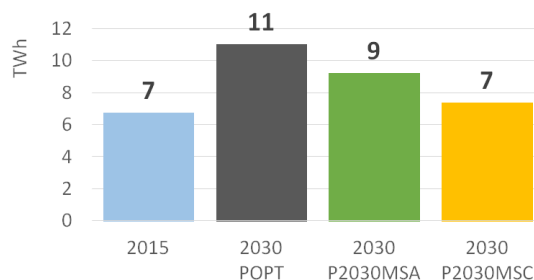
capitalului și fără o schemă de sprijin, se estimează o creștere treptată a capacităților eoliene cu 1500 MW și a celor fotovoltaice cu 1400 MW în perioada 2020-2030 (Figura 17, POPT). În total, creșterea capacităților instalate pe bază de SRE între 2017 și 2030 va fi mai mică decât în perioada 2011-2016.

Este improbabilă dezvoltarea de capacități mari pe bază de biomasă sau a microhidrocentralelor până în 2030, rezerva nevalorificată a acestora urmând să fie exploatată în condiții de eficiență economică pe termen lung. Cu toate acestea, utilizarea biogazului și a deșeurilor va cunoaște o creștere importantă în capacități de cogenerare.

#### V.3.4. Importul și exportul de energie electrică

Rezultatele modelării arată că România va rămâne exportator net de energie electrică, în toate scenariile, deși acesta nu este un obiectiv strategic. Nivelul exporturilor nete este chiar așteptat să crească pe termen lung, întrucât energia electrică produsă în România este de așteptat să rămână competitivă în regiune pe termen lung, prin implementarea prezentei Strategii (Figura 18). Un factor semnificativ de impact asupra nivelului exporturilor nete este realizarea proiectului unităților 3 și 4 de la Cernavodă. Construcția a două noi reactoare ar mări exporturile nete de energie electrică de la aproximativ 7 la 11 TWh anual. Astfel, România va rămâne un furnizor important de energie electrică și de reziliență în regiune.

Figura 18 – Exportul net de energie electrică



Sursa: PRIMES

#### V.3.5. Concluzii cu privire la mixul optim al energiei electrice în anul 2030

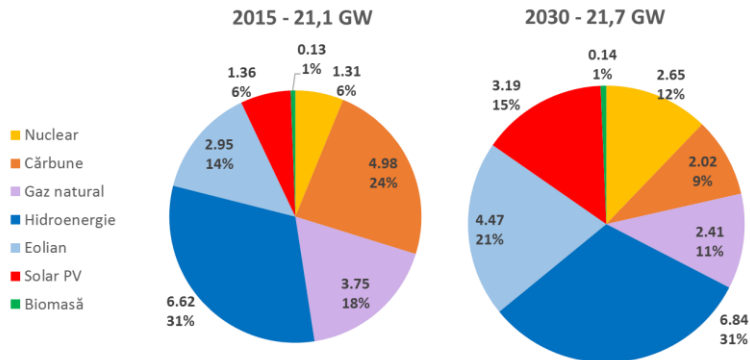
România are obiectivul strategic de a deține un mix al energiei electrice echilibrat și diversificat. În el se regăsesc toate tipurile de surse de energie primară disponibile în România la costuri competitive. Din considerente de securitate energetică, strategia consfințește locul combustibililor tradiționali în mix – gaz natural, energie nucleară și cărbune (Figura 19). Tranziția energetică urmărește creșterea ponderii producției energiei electrice fără emisii de GES, adesea din surse intermitente precum energia eoliană și cea fotovoltaică. Toate SRE vor cunoaște o dezvoltare în România după anul 2020, ritmul de creștere al fiecăreia fiind determinat de evoluția costurilor relative ale tehnologiilor. În contextul creșterii producției din SRE intermitente, toate capacitățile convenționale noi trebuie să ofere servicii de sistem și să respecte condițiile de

adecvanță la nivelul sistemului, în așa fel încât să fie evitate congestiile apărute la nivel de regiune.

Dublarea producției de energie nucleară poate avea loc în condițiile în care este atinsă eficiența economică considerată în modelarea cantitativă, ce nu induce costuri suplimentare semnificative pentru consumatorii finali, și sunt respectate condiționalitățile tehnice și de mediu convenite la nivel european. Realizarea a două noi reactoare la Cernavodă ar mări marginal cererea de energie electrică și ar reduce producția din capacități pe bază de combustibili fosili și SRE cu circa 6 TWh.

Deciziile de investiții în prelungirea duratei de viață a vechilor capacități sau în noi capacități pe bază de gaz natural și cărbune devin mai dificile din momentul luării deciziei finale de investiții pentru noi capacități nucleare.

**Figura 19 – Mixul de capacitate brută instalată în 2015 și 2030 (Scenariul Optim, POPT)**

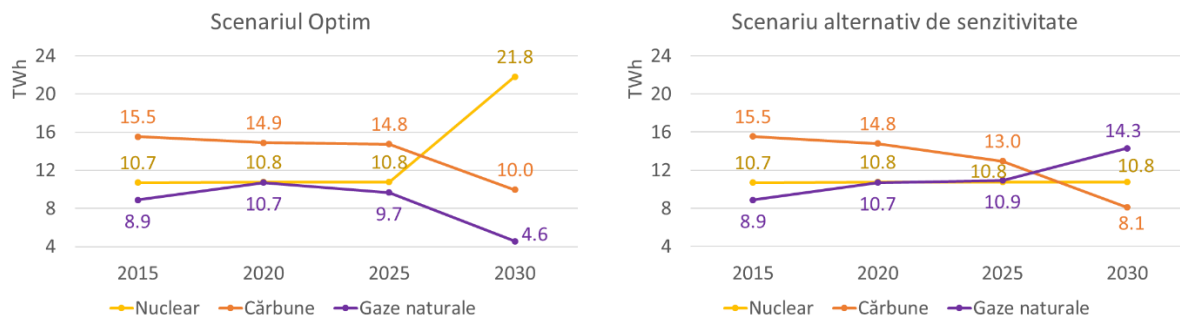


Sursa: PRIMES

Din acest motiv, ponderea gazului natural în mixul energiei electrice este estimată a crește doar marginal în perioada 2016-2020, după care scade sub nivelul din anul 2015. Se limitează, astfel, fezabilitatea proiectelor noi pe gaz natural, în afara celor care înlocuiesc grupuri ce se retrag în perioada 2020-2023 – și acestea la un nivel redus. Prin scăderea costului de producție a lignitului, respectiv

prin investiția în capacități noi, poate fi asigurată competitivitatea lignitului în mixul energiei electrice, la nivelul actual, cel puțin până în anul 2025. Situația este valabilă și pentru grupurile pe huilă ale CEH. Scăderea producției în grupuri pe bază de cărbune se accentuează după 2025, pe măsură ce grupurile vechi se apropie de finalul duratei de viață.

**Figura 20 – Evoluția producției nete de energie electrică – energie nucleară, cărbune și gaz natural**



Sursa: PRIMES

După cum se poate observa în Figura 20, gazul natural și energia nucleară sunt opțiuni alternative în bună măsură echivalente pentru viitorul mix al energiei electrice. Astfel, producția a 250 TWh în perioada 2025-2050 poate fi asigurată fie de energia nucleară, fie prin utilizarea a circa 50 mld m<sup>3</sup> – ce corespunde, aproximativ, unei jumătăți a volumului rezervelor descoperite în Marea Neagră – în centrale termoelectrice eficiente pe bază de gaz natural. Acest fapt arată că România are alternative solide pentru acoperirea cererii de energie electrică până în anul 2050, contribuind în același timp la

efortul colectiv al UE de atenuare a schimbărilor climatice.

În condițiile dublării ponderii energiei nucleare în mixul de energie electrică, va fi îngreunată înlocuirea grupurilor vechi pe bază de cărbune cu grupuri noi pe bază de gaz natural (inclusiv gaz obținut prin gazeificarea lignitului) utilizând infrastructura existentă, dat fiind rolul limitat pentru gazul natural în mixul energiei electrice după anul 2030.

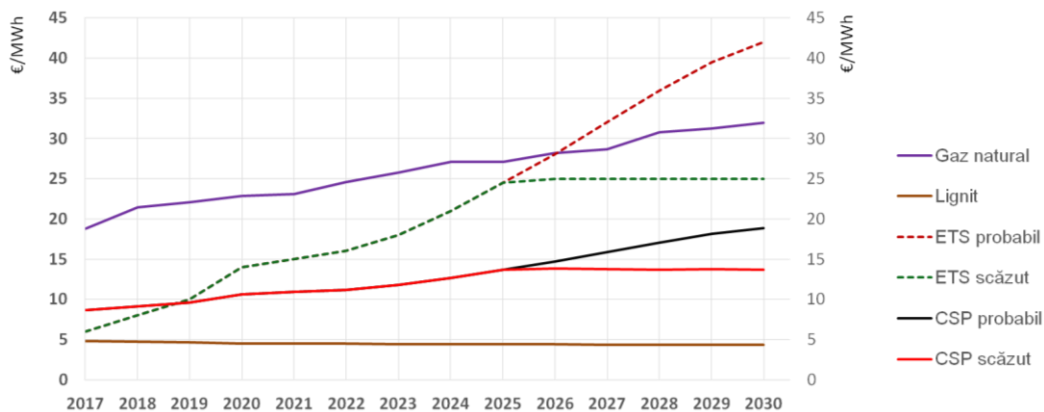
În cele din urmă, rolul relativ al gazului natural și al cărbunelui în mixul energiei electrice după 2025 va



depinde de prețul certificatelor de emisii ETS. După cum este ilustrat în Figura 21, proiecțiile curente arată o creștere susținută a costului emisiilor până la 40 €/tonă CO<sub>2</sub> echivalent în 2030, pentru a facilita atingerea țintelor de decarbonare. La acest preț ETS, gazul natural este competitiv în mix față de lignit la un nivel al prețului de 19 €/MWh. Dacă

prețul ETS rămâne mai scăzut decât se estimează în prezent, există posibilitatea menținerii prelungite a cărbunelui în mixul energiei electrice, întrucât este improbabilă păstrarea prețului gazului natural pe termen lung sub 15 €/MWh. Fără o dublare a producției de energie nucleară, mixul energiei electrice va include mai mult gaz natural și cărbune.

**Figura 21 – Prețul estimat al gazului natural (CSP) la care acesta devine mai competitiv decât lignitul în mix**

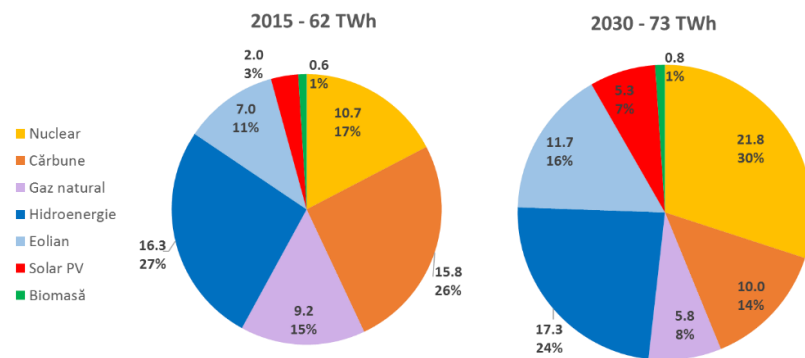


Sursa: Ministerul Energiei, pe baza datelor PRIMES

Capacități noi pe bază de SRE intermitente vor continua să se dezvolte fără scheme de sprijin (Figura 22). Un factor determinant pentru viabilitatea proiectelor de SRE este accesul la finanțare cu costuri scăzute de capital. Prin

mecanisme adecvate de sprijin, utilizarea biogazului și a deșeurilor va crește ușor, cu precădere în capacități de cogenerare, cu respectarea standardelor de mediu.

**Figura 22 – Mixul energiei electrice în 2015 și 2030 (Scenariul Optim, POPT)**



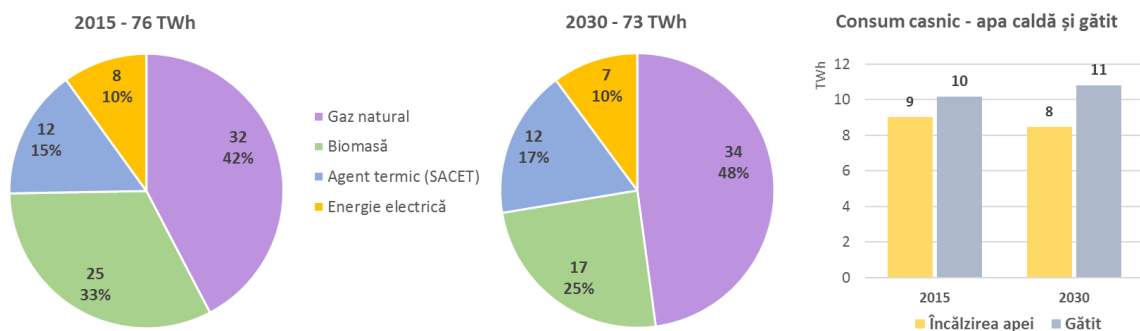
Sursa: PRIMES

## V.4. Încălzirea și răcirea

Cererea de energie primară pentru încălzirea clădirilor și utilizarea aburului industrial reprezintă un segment important al cererii de energie la nivel național. În rezultatele modelării, accentul cade pe

evoluția diferitelor tipuri de încălzire a locuințelor, respectiv a instituțiilor publice și a spațiilor comerciale (Figura 23).

**Figura 23 – Încălzirea și răcirea imobilelor după sursa de energie**

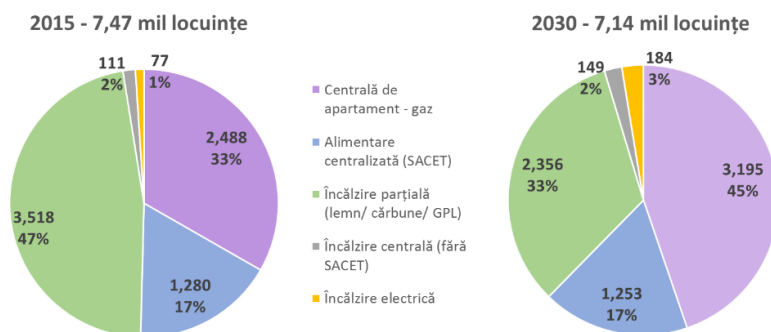


Sursa: PRIMES

Dintr-un total de aproximativ 7,5 mil locuințe ocupate permanent, 1,25 mil beneficiază de încălzire prin sisteme de alimentare centralizată, aproximativ 2,5 mil utilizează gazul natural, iar circa

3,5 mil utilizează masa lemnoasă (Figura 24). Restul gospodăriilor folosesc sisteme alternative de încălzire, pe bază de produse petroliere sau energie electrică, inclusiv pompe de căldură.

**Figura 24 – Numărul locuințelor (mil) permanent ocupate după tipul de încălzire**



Sursa: PRIMES

#### V.4.1. Încălzirea prin sisteme de alimentare centralizată cu energie termică

Raportul României din 2015 asupra implementării Directivei privind eficiența energetică (2012/27/UE) prezintă un scenariu de referință și patru scenarii alternative de dezvoltare a sistemelor municipale de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) până în 2030. Valoarea totală a investițiilor în rețele în această perioadă variază între 1,3 și 2,6 mld €, în funcție de capacitatea de a asigura sursele de finanțare și de a inversa tendința de debransare în ritm susținut a apartamentelor de la SACET.

Toate scenariile prevăd renunțarea la SACET în unele dintre cele 60 de localități ce utilizează în continuare un astfel de sistem, cel puțin până în 2020. Cauzele acestei evoluții sunt multiple: eficiența scăzută a centralelor în cogenerare; starea precară a rețelilor de distribuție, cu pierderi mari și

costuri de operare ridicate; încasarea cu întârziere sau neîncasarea facturilor pentru agent termic și apă caldă; companii de utilități în insolvență sau în faliment, cu servicii de slabă calitate.

Necoordonarea lucrărilor de modernizare a rețelilor în localitățile cu cele mai mari probleme în gestionarea SACET poate duce la menținerea ritmului de debransare din ultimii ani. Consecința ar fi păstrarea a doar circa 1 mil apartamente conectate la SACET în 2020, din care jumătate în București. Soluționarea insolvenței RADET și ELCEN este un imperativ pentru realizarea la timp a investițiilor necesare în SACET și în înlocuirea grupurilor pe gaz natural ale ELCEN.

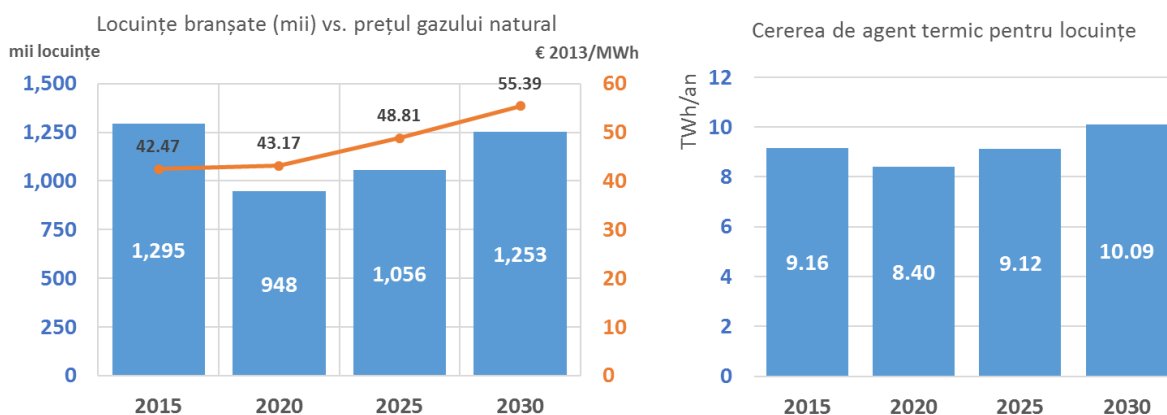
În perioada lucrărilor de modernizare integrată a SACET și a unităților de cogenerare, sunt necesare măsuri tranzitorii pentru a asigura calitatea serviciului de furnizare și a reduce debranșările.

După anul 2020, toate scenariile prevăd o revenire a numărului de apartamente conectate la SACET, ca urmare a creșterii prețului la gazul natural, respectiv a reabilitării rețelelor și creșterii calității serviciilor în tot mai multe localități cu SACET funcționale (Figura 25). Există exemple de bune practici, precum Iași, Oradea, Focșani ș.a.m.d. O bună gestiune a sistemului și stabilirea prețurilor agentului termic sub nivelul alternativei – gaz natural utilizat în

centrale de apartament – poate atrage noi apartamente în sistem, crescând astfel eficiența în exploatare.

În perspectiva anului 2030, țintele de reabilitare termică a blocurilor de locuințe în orașele cu SACET pot determina o scădere considerabilă a cererii de agent termic. De aceea, lucrările de reabilitare a rețelelor de termoficare și dimensionarea noilor centrale de cogenerare trebuie coordonate, anticipând evoluția curbei de consum. Astfel, cererea de agent termic este de așteptat să scadă pentru același număr de apartamente conectate la SACET.

**Figura 25 – Încălzirea prin SACET – număr locuințe și cererea totală de agent termic**



Sursa: PRIMES

Numărul apartamentelor conectate la SACET în 2030 este estimat la 1,25 mil, adică revenirea la nivelul din prezent după o scădere în anii următori. Astfel, Scenariul Optim presupune investiții de aproximativ 4 mld € în rețele, cazane de apă fierbinte și noi grupuri în cogenerare pe bază de gaz natural, în locul celor ajunse la capătul duratei de viață. Prin lucrările de modernizare, se reduc diferențele de preț al agentului termic dintre localități, reflectând operarea în condiții de

eficiență economică a unor sisteme moderne, eficiente, cu pierderi reduse.

Combustibilul principal pentru asigurarea agentului termic în SACET este gazul natural, doar câteva localități utilizând lignitul, huila sau biomasa. Situația este de așteptat să persiste până în 2030, deși tendința este de pătrundere pe scară mai largă a încălzirii centralizate pe bază de biomasă și a celei pe bază de energie electrică.

#### V.4.2. Încălzirea distribuită cu gaz natural

Centralele termice individuale pe bază de gaz natural au crescut considerabil în popularitate în ultimii 20 de ani, fiind preferate de gospodăriile rămase fără încălzire centralizată, fie prin falimentul SACET la care erau branșate, fie prin debranșare voluntară, din cauza serviciilor costisitoare și de slabă calitate. De asemenea, o bună parte a locuințelor noi, atât case cât și blocuri de locuințe, aleg centrala termică pe bază de gaz natural.

În prezent, există în România mai mult de 2,2 mil gospodării cu centrale termice individuale, majoritatea în mediul urban (Figura 26). Deși astfel de centrale pot asigura fără probleme confortul termic al întregii locuințe, o parte a gospodăriilor optează pentru încălzirea parțială a locuinței, din rațiuni economice – în special cele cu locuințe individuale, unde costurile cu încălzirea sunt mai mari.

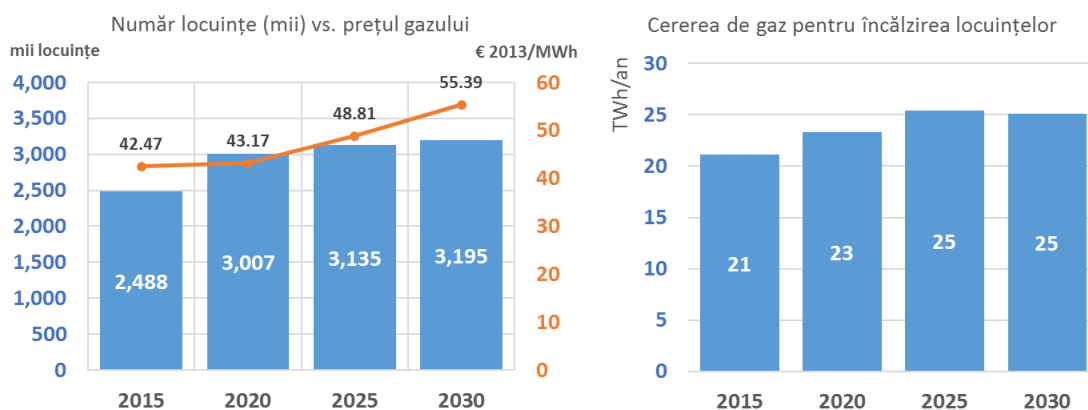
Gospodăriile ce utilizează gaz pentru încălzire, dar care nu dețin centrale termice individuale, dispun fie de convectoare pe bază de gaz natural, fie de sobe tradiționale de teracotă. În mediul urban și semi-urban, o practică obișnuită este utilizarea în paralel a gazului natural și a lemnului de foc în sobele de teracotă. Peste 250000 de gospodării folosesc astfel de instalații de încălzire.

Gazul natural va rămâne combustibilul preferat pentru încălzire în mediul urban în România, cel puțin până în anul 2030. Majoritatea locuințelor noi, ce urmează a fi construite până în 2030, vor adopta gazul natural pentru încălzire, în defavoarea SACET, a biomasei și a energiei electrice (pompe de căldură). În plus, o parte a locuințelor existente urmează să treacă de la SACET sau încălzirea pe bază de lemn de foc la încălzirea pe bază de gaz natural. Tranziția este de așteptat să aibă loc în

special în mediul urban și semi-urban, cu acces la rețeaua de distribuție a gazului natural, chiar dacă va continua extinderea rețelei și în mediul rural.

În anul 2030, proiecțiile arată că aproape 3,2 mil gospodării vor utiliza în principal gazul natural pentru încălzire. Consumul total de gaz natural pentru încălzirea directă a locuințelor este de așteptat să crească ușor în următorii ani, influențat de următorii factori: (1) creșterea numărului de locuințe ce utilizează în principal gazul natural pentru încălzire cu 700000; (2) creșterea confortului termic în locuințele încălzite cu gaz natural, concomitent cu creșterea nivelului de trai; (3) scăderea consumului prin creșterea eficienței energetice a locuințelor, determinată inclusiv de liberalizarea prețului la gaz natural și de creșterea treptată a prețului pe piețele internaționale.

**Figura 26 – Încălzirea locuințelor cu gaz natural și cererea totală de gaz (fără gătit și încălzirea apei)**



Sursa: PRIMES

Prețul gazului natural pentru gospodării este de așteptat să crească de la 42 €/MWh în prezent la 55 €/MWh în 2030. De remarcat este creșterea nivelului de trai al gospodăriilor, într-un ritm cel

puțin egal cu cel al creșterii prețurilor, astfel încât nivelul general de sărăcie energetică nu va crește din pricina prețului gazului natural.

### V.4.3. Încălzirea distribuită cu lemn de foc

Aproximativ 90% din gospodăriile din mediul rural și 15% din cele din mediul urban se încălzesc preponderent cu lemn de foc, în sobe ineficiente, cu ardere incompletă, fără filtre de particule. Încălzirea locuinței este, de obicei, parțială iar confortul termic scăzut. Este vorba, în total, de aproximativ 3,5 mil locuințe, la care se adaugă câteva zeci de mii de locuințe din zonele miniere, încălzite direct cu cărbune.

Încălzirea cu lemn în mediul rural în România ține de tradiție, însă lipsa surselor de energie alternative la un preț accesibil reprezintă o barieră importantă în modernizarea sistemelor de încălzire. Până în 2030, rezultatele modelării indică o tranziție către încălzirea pe bază de gaz natural în mediul urban, renunțându-se treptat la încălzirea cu lemn sau cărbune în sobe ineficiente din motive de poluare a aerului și de confort termic. În mediul rural, fără măsuri suplimentare de sprijin, tranziția către

Încălzirea cu gaz va avea loc mult mai încet, în localitățile cu rețea de distribuție a gazului.

Consumul de lemn de foc este de așteptat să crească ușor în următorii ani, pe fondul asigurării unui grad crescut de confort termic, pe măsură ce crește nivelul de trai. Dar cererea de lemn de foc va intra apoi pe o pantă descendentă, ca efect al

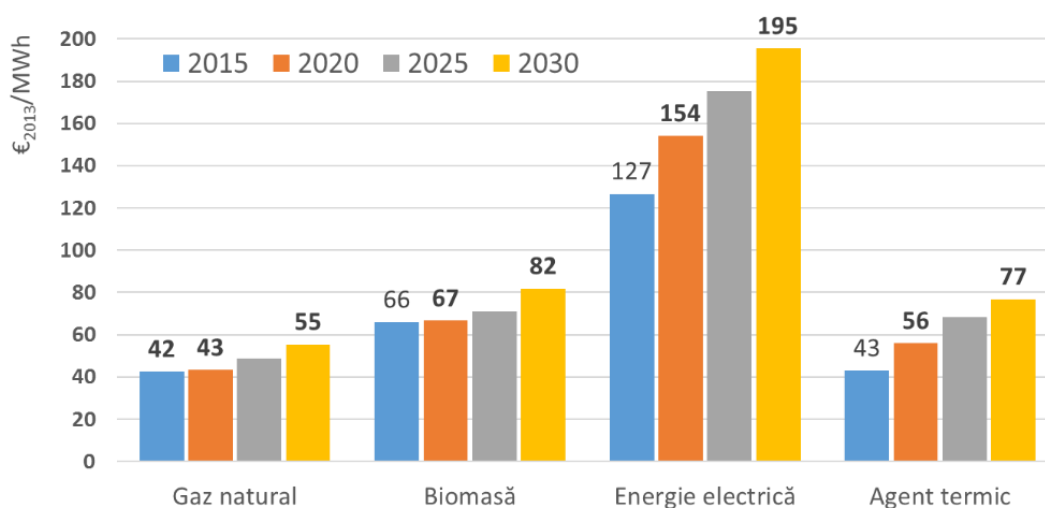
izolării termice a locuințelor din mediul rural. Un număr tot mai mare de gospodării, în special locuințe noi, vor adopta instalații eficiente de încălzire pe bază de biomasă, cu ardere completă și fără emisii poluante. Această tranziție către forme de încălzire mai eficiente și mai ecologice cu biomasă se va face simțită tot mai puternic în următorii ani și va continua și după 2030.

#### V.4.4. Încălzirea cu energie electrică și din surse alternative de energie

Prețul scăzut al gazului natural în raport cu cel al energiei electrice face ca încălzirea electrică a locuințelor să nu fie economică în România, situație ce nu este de așteptat să se schimbe în mod fundamental până în 2030 (Figura 27). Totuși, vârfurile de consum al energiei electrice în România se înregistrează iarna, în perioadele geroase, ca

urmare a utilizării intensive a caloriferelor electrice. Presiunea scăzută din rețeaua învechită de transport și distribuție a gazului natural, ce pune probleme în special în perioadele geroase, explică necesitatea încălzirii electrice pentru scurte perioade de timp.

Figura 27 – Prețul final pentru gospodării al principalelor tipuri de energie pentru încălzire (incl. TVA)



Sursa: PRIMES

Încălzirea cu preponderență pe bază de energie electrică în România are potențial în special în locuințele individuale din mediul semi-urban și cel rural, acolo unde se poate justifica economic investiția în pompe de căldură aer-sol, cu eficiență energetică ridicată. Însoțită de acumuloare de căldură, încălzirea electrică ar putea fi interesantă prin utilizarea energiei electrice produse în golul de noapte, reprezentând și o formă de stocare a energiei electrice. Investiția inițială este însă considerabilă, astfel încât este improbabilă penetrarea pompelor de căldură în lipsa unei scheme de sprijin din partea statului. Continuarea pe termen lung a programului Casa Verde Plus ar

încuraja dezvoltarea unei piețe naționale pentru pompe de căldură. Rezultatele modelării nu indică o creștere notabilă a numărului de locuințe încălzite cu pompe de căldură în 2030.

Energia geotermală are un potențial relativ scăzut la nivel național, însă ar putea acoperi o parte considerabilă a cererii de energie pentru încălzire în unele localități – inclusiv în București, cu alimentare din *geotermalul de București*; sunt necesare studii suplimentare cu privire la potențial și la competitivitatea economică a acestei surse de energie, astfel încât să poată fi integrată la timp în proiectele de modernizare a rețelelor de distribuție a agentului termic în București.

O bună parte a locuințelor individuale din România și-ar putea asigura o parte a necesarului de apă caldă prin utilizarea panourilor solare. Pătrunderea

lor este un proces de durată ce necesită continuarea și extinderea programului Casa Verde Plus.

#### V.4.5. Răcirea locuințelor cu aparate de aer condiționat

Recensământul locuințelor din 2011 contabiliza 540.000 locuințe cu aparate de aer condiționat. Ritmul de creștere a fost susținut în ultimii ani. Tot mai multe gospodării din mediul urban instalează pompe de căldură aer-aer pentru a-și asigura confortul termic pe perioada călduroasă a verii, în special în sudul țării.

Efectul utilizării aparatelor de aer condiționat asupra consumului total de energie electrică nu este foarte mare, întrucât acestea sunt, de obicei, utilizate doar sporadic, în perioadele de caniculă. Impactul mai mare este resimțit la nivelul rețelelor de distribuție, prin concentrarea cererii în spațiu și în timp. Totuși, vârful cererii de energie electrică este mai ridicat iarna, în perioadele geroase, decât vara. Astfel, întărirea rețelelor de distribuție trebuie

să țină cont mai degrabă de necesarul de încălzire iarna, decât de cel de răcire vara.

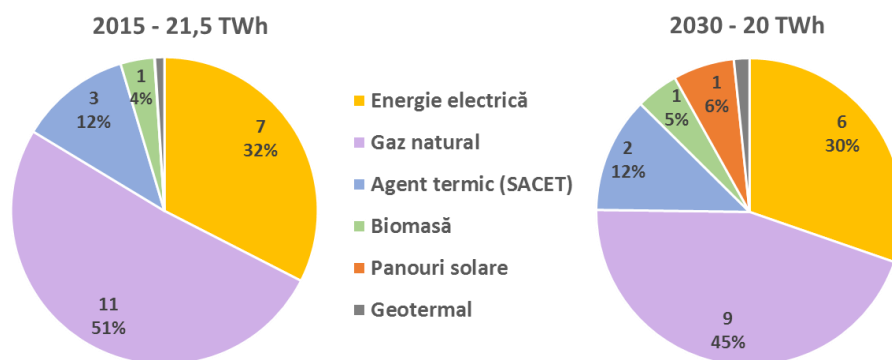
În timpul iernii 2015-2016 s-a înregistrat un record al cererii de moment în ultimul deceniu, de 9576 MW, în timp ce vara 2016 a adus un maxim de 8077 MW, cu aproximativ 1500 MW mai mic. Pentru a depăși cererea maximă pe timp de iarnă, ar fi necesară instalarea și utilizarea simultană a aproximativ 1 mil aparate de aer condiționat. Situația se poate schimba pe termen lung, prin creșterea numărului de aparate de aer condiționat, concomitent cu renunțarea la sursele electrice de încălzire iarna, atunci când rețelele de gaz natural vor fi fost modernizate pentru a putea furniza la parametrii normali pe timp de ger.

#### V.4.6. Încălzirea în sectorul serviciilor și instituțiile publice

Cea mai mare parte a instituțiilor publice (clădiri administrative, școli, spitale etc) și a clădirilor de birouri utilizează pentru încălzire gazul natural (Figura 28). Se remarcă și o cotă semnificativă a încălzirii și răcirii pe bază de pompe de căldură aer-aer, ce utilizează energia electrică (32% în 2015).

Ponderea energiei electrice în încălzirea clădirilor de birouri este de așteptat să rămână relativ constantă. Nivelul de confort termic în clădirile de birouri este ridicat, nefiind anticipată o creștere considerabilă a cererii.

Figura 28 – Cererea de energie pentru încălzire în sectorul terțiar, după tipul energiei



Sursa: PRIMES

Există, însă, instituții publice, în special școli în mediul rural, cu sisteme de încălzire deficitare, de obicei pe bază de lemn de foc. Pentru ele sunt necesare investiții în instalații moderne pe bază de biomasă sau, în funcție de accesul la rețeaua de distribuție, în asigurarea încălzirii cu gaz natural.

Soluționarea acestor probleme trebuie să fie o prioritate pentru autoritățile locale, dar nu are un impact sistemic asupra cererii de energie. Creșterea eficienței energetice a clădirilor de birouri și a instituțiilor publice, în special prin reabilitare termică, va duce la o scădere ușoară a cererii.

#### V.4.7. Utilizarea aburului în industrie

Doar 20% din aburul utilizat în industrie provine din sistemele de alimentare centralizată cu energie termică, restul fiind produs de către industrie în unități proprii de cogenerare și cazane de apă fierbinte situate în incinta industrială.

Centralele cu ciclu combinat și motoarele pe bază de gaz natural sunt o soluție atractivă, modulară și flexibilă, pentru consumatorii industriali. Numeroși „auto-producători” au investit în astfel de unități în ultimul deceniu. Tendința este de așteptat să continue, atât prin dezvoltarea „organică” a

unităților industriale existente, cât și prin apariția de noi producători industriali.

O sursă alternativă de asigurare a aburului industrial este biomasa, utilizată în centrale cu cogenerare pe bază de rumeguș și peleți de lemn, în special în sectorul prelucrării lemnului și în apropierea centrelor de prelucrare. Extinderea suplimentară a industriei de prelucrare a lemnului este însă limitată, prin urmare nu se întrevide o creștere semnificativă a utilizării biomasei în obținerea aburului industrial.

### V.5. Mobilitatea

Această secțiune prezintă evoluția până în 2030 a parcului de transport (în special cel al autovehiculelor), a numărului de pasageri și a volumului de marfă transportat, a consumului de carburant și a emisiilor de poluanți ai aerului aferenți. Vor avea loc schimbări importante asociate cu înlocuirea aproape completă a parcului autovehiculelor în decursul a 15 ani, noile autovehicule fiind conforme cu standardele tot mai stringente de eficiență energetică și emisii.

Rezultatele pentru 2030 nu indică modificări de substanță în ceea ce privește utilizarea combustibililor alternativi, întrucât această tranziție este de durată. România, prin vechimea parcului său auto, se află cu aproape 10 ani în urma statelor dezvoltate și va recupera doar parțial acest decalaj în următorii ani. Rezultatele pe termen lung, descrise în capitolul ce prezintă perspectiva pentru anul 2050, arată însă o transformare mult mai profundă a mobilității în România, inclusiv cu privire la pătrunderea pe piață a autovehiculelor cu propulsie hibridă sau electrică.

#### V.5.1. Parcul de autoturisme

România se află la doar puțin peste jumătatea mediei europene în ceea ce privește motorizarea, cu aproximativ 270 de autoturisme înmatriculate la 1000 locuitori, dar tendința este de creștere rapidă a parcului auto, în special prin achiziționarea de autovehicule uzate de import. La începutul lui 2016 erau înmatriculate în România 5,15 mil autoturisme, dintre care aproximativ 3,2 mil cu motoare pe benzină, 1,9 mil diesel și 60000

alimentate cu GPL. Tendința este de creștere a ponderii autoturismelor diesel, 55% din cele 330000 de autoturisme înmatriculate pentru prima oară în România în 2015 având motor pe motorină. Numărul autoturismelor hibride este foarte scăzut, iar numărul celor electrice, deși în creștere prin susținerea programului Rabla Plus, rămâne neglijabil (Figura 29).

**Tabel 5 – Parcul autoturismelor aflate la prima înmatriculare în România în 2015**

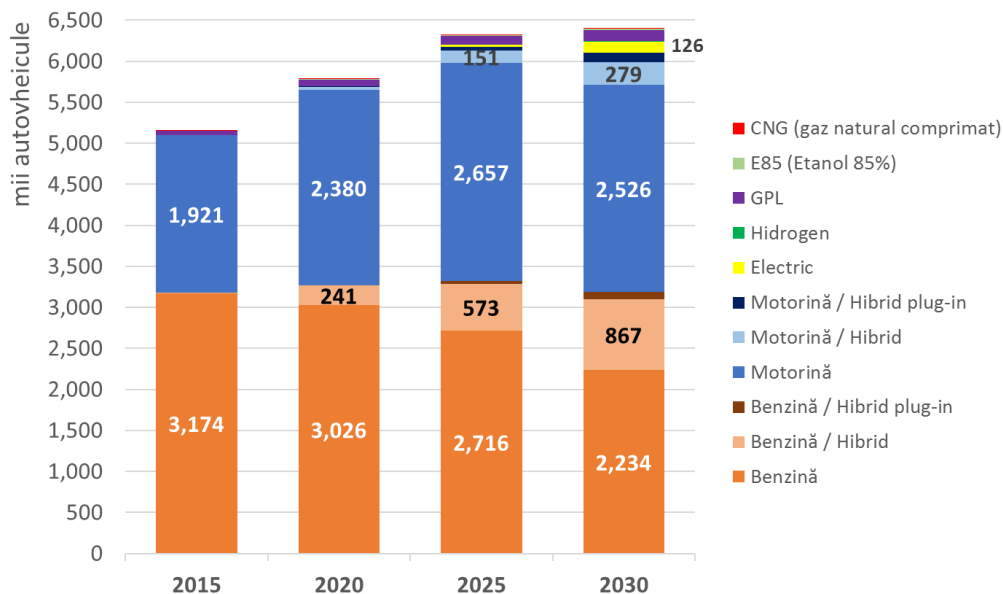
	<i>Benzină</i>	<i>Motorină</i>	<i>Total</i>
Autoturisme rulate de import	112,964	136,609	<b>249,573</b>
Autoturisme noi de import	21,111	31,762	<b>52,873</b>
Autoturisme noi produse în România	13,989	13,084	<b>27,073</b>
Volum autoturisme la prima înmatriculare	148,064	181,455	<b>329,519</b>
Vârsta medie a autoturismelor uzate la înmatriculare	13	10	<b>11</b>
Average age of all cars at registration	10	7	<b>8.6</b>

Sursa: Direcția Regim Permise de Conducere și Înmatriculare a Vehiculelor

Vechimea medie a parcului autoturismelor din România este de peste 12 ani, fiind printre cele mai ridicate din Europa. Circa 75% din autoturismele înmatriculate pentru prima oară în România în 2015 și în primele nouă luni din 2016 sunt rulate în statele vest-europene. Vechimea medie a autoturismelor

ruulate importate în România este de 13 ani pentru cele cu motor pe benzină și de 10 ani pentru diesel. Un calcul simplu (Tabel 5) arată că autoturismul mediu înmatriculat pentru prima dată în România a avut, în 2015, o vechime de circa 8,5 ani.

**Figura 29 – Parcul total de autovehicule din România pe tipuri de combustibil**



Sursa: PRIMES

Pentru 2030, rezultatele modelării indică o creștere considerabilă a parcului auto în România, până la 356 de autoturisme la 1000 locuitori, fără însă a atinge media europeană. Creșterea nivelului de trai va duce la creșterea treptată a ponderii autoturismelor noi în totalul celor nou înmatriculate, astfel încât vechimea medie a parcului va scădea.

Strategia estimează că, deși distanța totală parcursă de autoturisme pe șoselele din România va crește până în 2030 cu aproximativ 35%, emisiile de CO<sub>2</sub> vor rămâne constante, la aproximativ 8 mil t. Consumul de carburant este estimat să crească cu doar 6% până în anul 2030, ca efect al creșterii eficienței energetice a noilor generații de motoare. Întreaga creștere va fi acoperită de combustibili alternativi – în primul rând, biocarburanți și GPL.

Studii recente arată că, în lipsa subvențiilor, autovehiculul electric urmează să devină mai avantajos pentru șoferi spre sfârșitul anilor 2020. Scenariile optimiste arată o prezență puternică a autovehiculului electric și a celor hibride cu baterie

în statele dezvoltate, cel mai devreme peste cinci ani. Date fiind vechimea parcului auto din România, ponderea mare a mașinilor rulate între cele nou înmatriculate și prețul mediu relativ scăzut al celor achiziționate, Strategia nu prevede o pătrundere puternică a mobilității electrice până în 2030. Modelul PRIMES estimează parcul autoturismelor electrice la 30000 în 2025 și 126000 în 2030. O parte a acestora ar putea fi produse în România. Totodată, numărul mașinilor pe bază de hidrogen ar putea depăși 10000.

Poluarea aerului cauzată de autoturisme va scădea considerabil, ca urmare a standardelor tot mai stricte cărora li se conformează generațiile noi. Astfel, rezultatele detaliate ale modelării arată că emisiile totale de particule vor scădea cu 25%, cele de noxe cu 45%, iar cele de monoxid de carbon cu 70%. Modelul PRIMES estimează costurile nevăzute ale poluării asociate folosirii autoturismelor la aproximativ 500 mil € în 2015, însă ele vor scădea cu mai mult de 40% până în 2030, la mai puțin de 300 mil €.

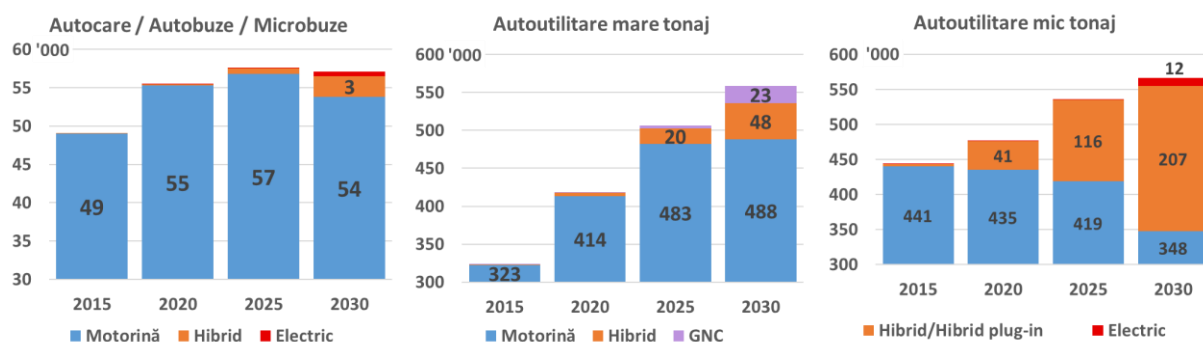


## V.5.2. Parcul de autovehicule de transport marfă și persoane

La începutul lui 2016, în România erau înmatriculate 21000 de autobuze (vechime medie de 14 ani), 25000 de microbuze (vechime medie de 9 ani) și 775000 de autovehicule de marfă (vechime medie de 12 ani), dintre care 330.000 de mare tonaj

(Figura 30). Similar parcului autoturismelor, trei sferturi dintre autobuzele și autovehiculele de marfă înmatriculate pentru prima dată în România provin din import și au o vechime medie la înmatriculare de 15, respectiv 10 ani.

**Figura 30 – Evoluția parcului autovehiculelor de transport marfă și persoane după modul de propulsie**

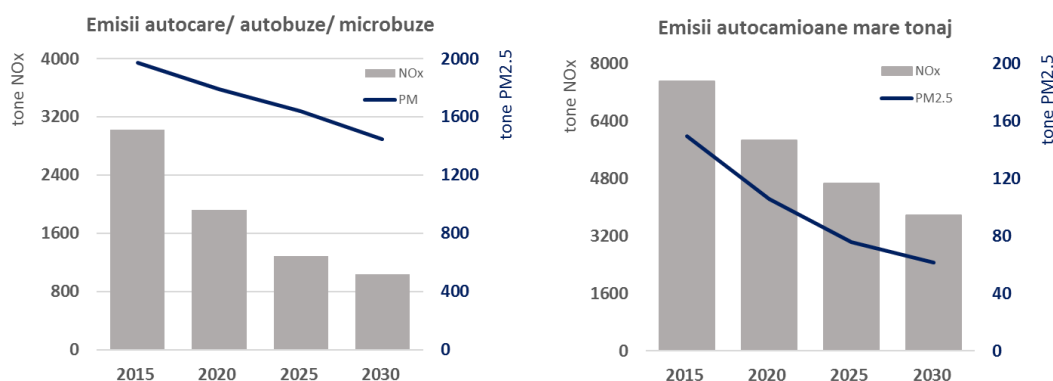


Sursa: PRIMES

Pentru 2030, Strategia estimează creșterea ușoară a parcului de autobuze și a celui de microbuze la 24000, respectiv 33000. O mică parte a microbuzelor vor avea propulsie hibridă sau electrică. O creștere rapidă este de așteptat pentru parcul autovehiculelor de marfă, cu 45% până la 1,12 mil, dintre care 560000 de mare tonaj. În 2030, 30% din parcul de autoutilitare de mic tonaj (sub 3,5

tone) urmează să aibă motoare cu tehnologie hibridă, ce reduc poluarea la viteze mici, în special în mediul urban. Alte 10% dintre autoutilitarele de mic tonaj ar urma să fie hibride cu baterie, complet electrice sau cu propulsie pe bază de hidrogen sau GPL. Dintre autovehiculele de marfă de mare tonaj, aproximativ 50000 ar putea avea motoare hibride, iar 25000 ar utiliza gazul natural comprimat (GNC).

**Figura 31 – Emisiile poluante ale autovehiculelor de transport marfă și călători (NOx și particule)**



Sursa: PRIMES

Rezultatele modelării prevăd pentru 2030 o creștere cu doar 12% a distanței parcurse de autobuze și microbuze, cu menținerea numărului de pasageri transportați și creșterea distanței medii parcurse. Creșterea mobilității este anticipată mai

degrabă în transportul cu autoturismul personal, cel feroviar și cel aerian. Cererea de carburant pentru alimentarea autobuzelor și microbuzelor va scădea ușor, ca urmare a creșterii eficienței parcului circulant, prin pătrunderea noilor generații de

autovehicule, mai eficiente energetic. Emisiile de CO<sub>2</sub> sunt în corelație directă cu consumul de carburant, urmând să scadă ușor, la circa 1 mil t CO<sub>2</sub>. O schimbare mai importantă este prevăzută în ceea ce privește poluarea aerului – scăderea emisiilor de noxe cu 66%, a celor de particule cu 75% și a celor de monoxid de carbon cu 80% (Figura 31). Progresul poate fi explicat prin faptul că doar puține dintre autobuzele și microbuzele aflate în trafic în România în prezent se conformează standardelor tot mai stricte de poluare. În 2030, cele mai vechi autobuze și microbuze vor fi conforme cel puțin cu standardul Euro 6.

Volumul total de marfă transportat pe șosele și distanța parcursă de autoutilitare vor crește cu aproximativ 60% până în 2030, conform Scenariului Optim. Cererea de carburant pentru autoutilitările de tonaj mic urmează să crească cu doar 14%, ca urmare a pătrunderii tehnologiilor alternative de

propulsie și a creșterii considerabile a eficienței energetice a noilor generații de autoutilitare. Autovehiculele de mare tonaj (peste 3,5 t), pentru care creșterea eficienței energetice este mai lentă, vor consuma circa 1,5 mil tone echivalent petrol (mil tep), în creștere cu 45% față de nivelul înregistrat în 2015. Prin urmare, și emisiile de CO<sub>2</sub> aferente transportului de marfă urmează să crească cu aproximativ 30%, de la 3,6 la 4,7 mil t CO<sub>2</sub>.

Poluarea aerului este unul dintre efectele negative cele mai pregnante asociate transportului de marfă. De aceea, este îmbucurătoare reducerea emisiilor aferente autovehiculelor de mare tonaj: reducerea emisiilor de noxe cu 50%, a celor de particule cu 60% și a celor de monoxid de carbon cu 70%. Costurile nevăzute ale poluării aerului asociate transportului rutier de mare tonaj se vor înjumătăți, la 95 mil € în 2030.

### V.5.3. Transportul feroviar

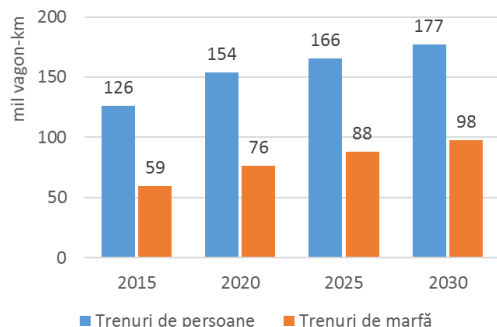
Transportul feroviar (inclusiv metroul și transportul urban de călători cu tramvaiul) este mai eficient energetic și mai puțin poluant decât cel rutier, fiind încurajat atât la nivel european, cât și în strategiile de dezvoltare durabilă a României. Viteza redusă de circulație, impusă de starea proastă a infrastructurii, a favorizat traficul rutier în dauna celui feroviar, iar această tendință este dificil de inversat pe termen scurt. În preajma anului 2030 însă, prin lucrări substanțiale de modernizare a infrastructurii feroviare, este de așteptat ca distanța parcursă (numărul de vagon-km) pe calea ferată să crească cu circa 50% (Figura 32).

cea în transportul feroviar va crește cu 40%. Volumul de marfă transportat pe șosele va crește cu 60%, în timp ce transportul feroviar de marfă va înregistra o creștere de 65% (indicatorul tone-km). Rezultatul este o creștere ușoară a ponderii transportului feroviar în mobilitatea totală: de la 5 la 6% în mobilitatea călătorilor și de la 39 la 40% în volumul transportat de marfă.

Desigur, statul român poate să promoveze mobilitatea feroviară mai puternic decât este indicat în rezultatele modelării, ce reflectă politicile actuale. Prioritatea strategică a construcției de autostrăzi, ce răspunde în bună măsură așteptărilor călătorilor și transportatorilor, încetinește ritmul reabilitării căilor ferate și construirea de linii de mare viteză, fapt ce nu este de natură să înlesnească tranziția dinspre transport rutier către cel feroviar mai devreme de 2030.

Aproape întreaga creștere a activității în sectorul feroviar va fi preluată de locomotive electrice, cererea de motorină urmând să rămână aproape constantă, la aproximativ 120.000 tep, cu creșterea la 10% a ponderii biodiesel-ului. Cererea de energie electrică în transportul feroviar va crește de la 1080 GWh în 2015 la 1860 GWh în 2030. Un segment al transportului feroviar este transportul urban de călători cu metroul și tramvaiul, pentru care cererea de energie electrică în 2030 este estimată la 120 GWh, ca urmare a creșterii activității cu 17%. Prin

**Figura 32 – Transport feroviar (distanța parcursă)**



Sursa: PRIMES

Astfel, în timp ce mobilitatea călătorilor în transportul rutier este estimată să crească cu 35%,

comparație, cererea de energie electrică în transportul rutier este estimată să crească de la 0 la 500 GWh în 2030, ceea ce înseamnă că transportul

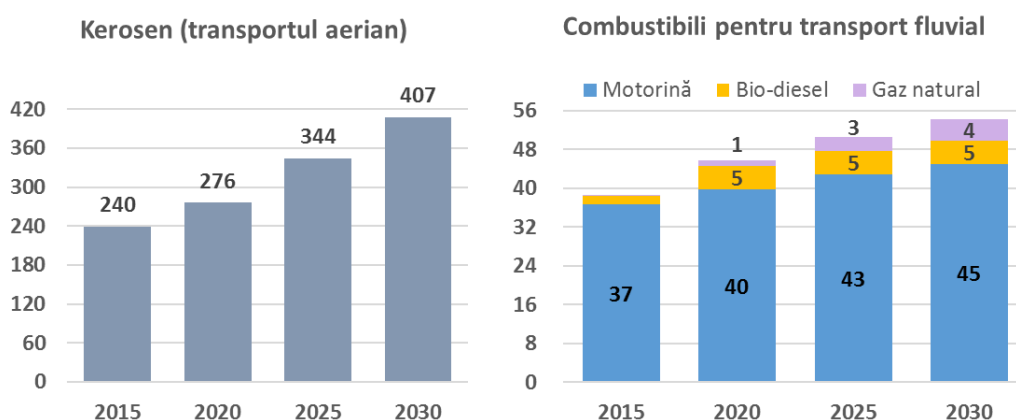
feroviar va domina creșterea cererii de energie electrică în sectorul transporturilor până în 2030.

#### V.5.4. Transportul aerian și cel fluvial

Transportul aerian cu originea sau destinația în România urmează să înregistreze un ritm ridicat de creștere în perioada analizată, comparat cu nivelul prezent, mult inferior statelor dezvoltate. Astfel, este de așteptat cel puțin o dublare a traficului aerian până în 2030, creșterea eficienței energetice

a noilor generații de avioane și o creștere cu 70% a cererii de kerosen, la peste 400000 tep (Figura 33). Creșterea este estimată la aproximativ 60% pentru distanțe scurte (sub 500 km), la 70% pentru distanțe medii (între 500 și 2500 km) și la 75% pentru distanțe mari (peste 2500 km).

Figura 33 – Cererea de combustibil pentru transportul aerian și fluvial (mii tep)



Sursa: PRIMES

Este puțin probabilă pătrunderea notabilă a carburanților alternativi în transportul aerian înainte de 2030. Astfel, creșterea emisiilor de CO<sub>2</sub> cauzată de traficul aerian este estimată tot la 70%, până la un nivel de 1,2 mil t CO<sub>2</sub> în 2030. Emisiile curselor interne ale României reprezintă doar circa 10% din total. Emisiile aferente traficului aerian și maritim internațional sunt contabilizate separat, la nivel european și mondial. Impactul poluării aerului prin trafic aerian este asociat în special emisiilor de noxe, ce urmează să crească cu aproximativ 40% – mai puțin decât creșterea cererii de carburant. Ponderea emisiilor de noxe cauzate de transportul aerian în totalul emisiilor de noxe în sectorul transporturi va crește de la 7% în 2015 la 16% în 2030. Costurile nevăzute aferente poluării aerului cauzate de transportul aerian vor crește, la rândul lor, de la 80 la 110 mil € în 2030.

Transportul fluvial în România corespunde aproape în întregime transportului pe Dunăre și pe canalul

Dunăre-Marea Neagră. Transportul fluvial de pasageri este limitat la Delta Dunării, la traversarea fluviului cu bacul și la vase de croazieră. Mai dezvoltat este transportul fluvial de marfă. Rezultatele modelării estimează o creștere cu 35% a volumului de marfă transportat pe Dunăre, cu o creștere aferentă a cererii de energie estimată la 40%, ceea ce poate fi justificat de o creștere a exporturilor și intensificarea traficului în amonte.

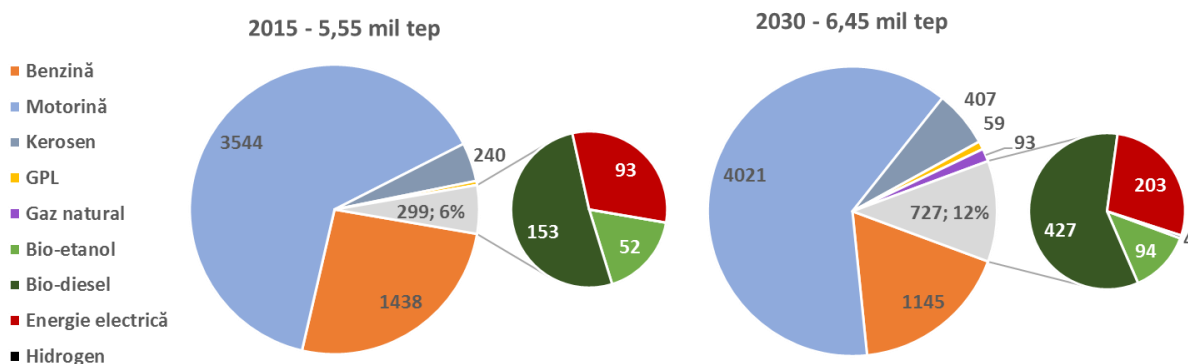
Consumul de motorină pentru traficul de marfă pe Dunăre ar urma să crească de la 37 la doar 45000 tep, întrucât Scenariul Optim prevede o pondere de 9% în consumul total pentru gazul natural, respectiv creșterea la 10% a ponderii biodiesel-ului în mixul de motorină. CE urmărește reducerea emisiilor poluante aferente traficului fluvial în Europa prin introducerea combustibililor alternativi, GNL fiind soluția cea mai avantajoasă.

### V.5.5. Mixul de energie în sectorul transporturi

Creșterea economică și a nivelului de trai, în paralel cu creșterea calității infrastructurii de transport, induc un ritm rapid de creștere a mobilității în

România, cu aproximativ o treime pentru transportul de pasageri și cu două treimi pentru cel de marfă până în 2030 (Figura 34).

Figura 34 – Cererea de energie finală în transporturi pe tip de combustibil



Sursa: PRIMES

Consumul total de energie în transporturi va crește cu 16%, de la 5,55 la 6,45 mil tep, limitat de creșterea eficienței energetice a autovehiculelor și a avioanelor. Cererea de energie va crește cu 10% în transportul de călători (de la 4,1 la 4,5 mil tep) și cu 40% în transportul marfă (de la 1,4 la 1,9 mil tep). 73% din creșterea totală a cererii de carburanți este asociată traficului rutier, care va consuma 5,7 mil tep în 2030, cu 18% din creștere asociată traficului aerian. Cea mai mare creștere a cererii de carburanți va veni din partea autocamioanelor – 460.000 tep, puțin peste jumătate din totalul creșterii cererii în transporturi.

În ceea ce privește cererea de energie în transporturi pe tipuri de carburant până în 2030, modelarea indică o scădere a cererii de benzină cu 20%, de la 1,44 la 1,14 mil tep, în timp ce consumul de motorină va crește cu 13%, de la 3,5 la 4 mil tep. Consumul total de benzină și motorină ar urma să crească cu cel mult 4%. Creșterea totală a cererii de combustibili petrolieri, inclusiv kerosen și GPL, ar urma să fie de 7%. În total, ponderea combustibililor petrolieri în totalul cererii de energie în transporturi ar urma să scadă de la 94,6% în 2015 la 87,2% în 2030 – suma ponderilor pentru motorină (62%), benzină (18%), kerosen (6%) și GPL (1%).

Ponderea combustibililor alternativi în totalul cererii de energie pentru transport va crește de la 5,4% în 2015 la 12,8% în 2030. Cei 12,8%, echivalentul energetic a 9600 GWh, reprezintă suma ponderilor de 8,1% pentru biocarburanți, 3,1% pentru energia electrică, 1,5% pentru gazul natural și 0,1% pentru hidrogen. Astfel, este de așteptat o creștere de 2,5 ori a cererii de biocarburanți, la 520.000 tep; o creștere de 2,2 ori a cererii de energie electrică, la aproape 2400 GWh; și o creștere aproape la fel de mare a cererii de gaz natural, până spre 1100 GWh.

Emisiile de CO<sub>2</sub> aferente sectorului transporturi urmează să atingă aproape 17,4 mil t CO<sub>2</sub> în 2030, o creștere cu 9% față de 2015. Poluarea aerului și emisiile altor gaze cu efect de seră vor scădea însă considerabil: cu 25% cele de particule, cu 37% cele de noxe, cu 40% cele de monoxid de carbon și cu 45% cele de oxizi de sulf. Modelul PRIMES calculează o scădere cu o treime a costurilor nevăzute asociate poluării aerului cauzate de transporturi, la 780 mil € în 2030. Tendința descendentă se va păstra și în perioada 2030-2050, astfel încât costul va ajunge la 410 mil € în 2050, o treime din cel înregistrat în 2015.

## V.6. Eficiența energetică

Eficiența energetică este adesea caracterizată ca fiind forma cea mai valoroasă de energie, având în vedere faptul că reduce costurile și impactul negativ asupra mediului asociat cu consumul de energie, dar și prin reducerea dependenței de importuri de energie. Potențialul cel mai ridicat de creștere a eficienței energetice în România se regăsește în

încălzirea clădirilor, în transformarea resurselor energetice primare în energie electrică în centrale termoelectrice, în transportul și distribuția energiei electrice și a gazului natural, respectiv în transporturi și în industrie. Eficiența energetică în sectorul transporturilor este tratată în secțiunea dedicată mobilității.

### V.6.1. Evoluția intensității energetice

Principalul indicator al eficienței energetice, intensitatea energetică, raportează consumul brut de energie la unitatea de produs intern brut. Datele pentru 2015 arată pentru România o intensitate energetică de 218 tep/mil €<sub>2013</sub>, cu 75% mai mare decât media europeană. Raportat însă la puterea de cumpărare, intensitatea energetică a României se situează ușor sub media europeană, cu toate că sectorul industrial ocupă o pondere în economie peste media europeană.

Nivelul intensității energetice corespunde competitivității economice a României. Pe de altă

parte, este necesară izolarea termică a imobilelor, pentru a asigura suportabilitatea costurilor cu încălzirea în condițiile creării pieței unice europene a energiei și a creșterii globale a prețurilor la energie de la nivelul redus din prezent.

Pentru anul 2030, în condiții de creștere economică susținută, modelul PRIMES estimează o scădere a intensității energetice pentru România cu 30%, până la 153 tep/mil €<sub>2013</sub>. Acest nivel ar urma să fie cu 65% mai mare decât media europeană, decalajul fiind dificil de redus, deoarece statele membre UE au ținte ambițioase de eficiență energetică.

### V.6.2. Eficiența energetică a clădirilor

Consumul de energie pentru încălzirea și răcirea locuințelor este estimat pe baza spațiului de încălzit, aproximat prin suprafața totală a locuințelor (m<sup>2</sup>); a necesarului de energie pentru încălzirea unității de suprafață (kWh/m<sup>2</sup>), care depinde, la rândul său, de calitatea izolării termice a locuinței și de numărul de grade-zile (temperatura exterioară); și a faptului că multe locuințe din România sunt încălzite doar parțial (temperatura în interior). Aceiași factori determină și necesarul de energie pentru încălzirea clădirilor ce găzduiesc spații comerciale, clădiri de birouri, școli, spitale, instituții publice și alte clădiri aferente sectorului serviciilor, însă în acestea confortul termic este considerat asigurat integral.

Suprafața celor aproximativ 7,47 mil locuințe ocupate permanent în România în 2015 este estimată la 350 mil m<sup>2</sup> (medie a suprafeței utile de 47 m<sup>2</sup>), din care aproape jumătate sunt locuințe încălzite parțial. Tendința de îmbătrânire a populației va conduce la scăderea ușoară a numărului gospodăriilor, până la 7,14 mil locuințe ocupate permanent în 2030. Suprafața utilă a locuințelor este însă de așteptat să crească cu aproape 40%, la 490 mil m<sup>2</sup>. Condițiile de locuire vor

fi astfel îmbunătățite, prin construcția de locuințe mai spațioase și prin extinderea locuințelor individuale cu suprafețe mici, astfel încât media suprafeței utile va atinge 68 m<sup>2</sup>/gospodărie în 2030, în creștere cu aproape 50% față de 2015. Creșterea nivelului de trai va duce la un grad mai mare de confort termic în locuințe, cu reducerea numărului celor încălzite doar parțial.

Cererea finală de energie pentru încălzirea locuințelor, fără a include încălzirea apei și gătitul, a fost de 55 TWh în 2015 și va fi de 53 TWh în 2030. Scăderea ușoară a cererii de energie, în ciuda creșterii suprafeței locuite, este urmarea introducerii standardelor minime de eficiență energetică pentru clădirile noi, respectiv a efortului investițional în creșterea eficienței energetice a locuințelor existente.

Odată cu creșterea prețurilor energiei, investițiile devin rentabile, în sensul recuperării costurilor într-un orizont rezonabil de timp prin reducerea consumului. Sunt incluse atât programele de reabilitare termică cu finanțare din fonduri europene și de la bugetul autorităților publice, cât și investițiile directe ale gospodăriilor. Astfel,

consumul specific mediu de energie pentru încălzire scade de la circa 155 kWh/m<sup>2</sup> în 2015 la 110 kWh/m<sup>2</sup> în 2030, o reducere cu 30%. Indicatorul include suprafețe încălzite parțial, fiind relevant doar pentru stabilirea unei ținte la nivel național. Pentru locuințele încălzite integral, necesarul mediu de energie pentru încălzire este mai ridicat, locuințele individuale având, în general, un consum mai mare decât apartamentele.

Clădirile publice și cele aferente sectorului serviciilor dispun, în total, de circa 135 mil m<sup>2</sup>, pentru climatizarea cărora s-au consumat 21,5 TWh în 2015 – consum specific mediu de energie finală de 160 kWh/m<sup>2</sup>. Pentru 2030, rezultatele modelării indică un consum ușor diminuat, de aproximativ 20 TWh, pe fondul creșterii mai lente a suprafeței

construite decât creșterea cu aproximativ 35% a eficienței medii a instalațiilor, ce transformă energia finală achiziționată în energie termică utilă.

Eficiența în transformare crește prin adoptarea soluțiilor eficiente de încălzire, precum centrale termice moderne, sobe de teracotă înlocuite cu centrale termice pe bază de gaz natural sau pompe de căldură adoptate pe scară mai largă. O parte a acestor investiții se recuperează în scurt timp, făcând obiectul de activitate al companiilor de servicii energetice de tip ESCO. Rezultatele modelării prevăd utilizarea acestui tip de servicii inclusiv pentru clădirile administrative și instituțiile publice, prin reglementarea corespunzătoare a acestui tip de serviciu, conform bunelor practici.

### V.6.3. Randamentul centralelor termoelectrice și consumul propriu tehnologic

Centralele termoelectrice din România, construite în mare parte în perioada 1960-1990, au o eficiență medie relativ scăzută a transformării energiei primare în energie electrică, de aproximativ 35%. Astfel, în 2015, pentru o producție brută de energie electrică de 29 TWh în centrale termoelectrice, s-au utilizat cărbune, gaz natural și păcură cu conținut energetic de 86 TWh. Centralele cu cogenerare au valorificat suplimentar 18 TWh sub formă de agent termic sau abur industrial, astfel încât pierderile de transformare au fost de 39 TWh. O mai bună distribuție în spațiu a centralelor termoelectrice, pentru a deservi zone cu necesar de energie termică, ar putea crește eficiența transformării. Unele dintre cele mai mari centrale termoelectrice din România (Turceni, Rovinari, Iernut) nu sunt localizate în apropierea centrelor mari de consum.

Utilizarea frecventă a centralelor termoelectrice pe piața de echilibrare presupune creșteri și scăderi de putere frecvente, ce reduc randamentul. Este important ca parcul de capacități pe bază de gaz natural, ce pot echilibra producția intermitentă din SRE, să aibă randament ridicat inclusiv la variații frecvente și rapide de putere, prin utilizarea de tehnologii disponibile la cost rezonabil.

Prin înlocuirea centralelor vechi, precum cele pe bază de hidrocarburi cu ciclul deschis și cele pe bază de cărbune cu parametri critici, cu adoptarea de tehnologii mai eficiente, cum ar fi centralele cu gaz cu ciclul combinat și cele cu parametri supracritici pe bază de cărbune, pierderile în transformare pot fi reduse considerabil. Eficientizarea parcului de

centrale termoelectrice duce la scăderea cererii de energie primară necesară asigurării consumului final de energie electrică. Această tranziție este esențială pentru competitivitatea economiei României, în contextul tendinței de creștere treptată a ponderii energiei electrice în cererea finală de energie.

Centralele termoelectrice cu tehnologii vechi au un consum propriu tehnologic ridicat. În 2015, consumul propriu tehnologic total al centralelor electrice, termice și cu cogenerare a fost de aproximativ 5250 GWh. Rețelele electrice de transport și distribuție sunt relativ uzate și au, în continuare, componente dimensionate pentru o altă structură de consum. Pierderile totale în rețelele de transport și distribuție au depășit 6800 GWh și 11% din producția netă de energie electrică în 2015. Consumul propriu tehnologic va scădea prin înlocuirea centralelor vechi și ineficiente, arunci când ajung la capătul duratei de viață din punct de vedere tehnic sau economic. Pierderile în rețele vor fi reduse prin investiții în modernizare.

Rezultatele modelării pentru anul 2030 estimează consumul propriu tehnologic la 4650 GWh, în scădere cu 11% față de nivelul din 2015, pe fondul scăderii cu 40% a producției brute de energie electrică în centrale termoelectrice, dar a utilizării lor sporite pe piața de echilibrare. Pierderile în rețele sunt estimate la 6300 GWh, în scădere cu 8% față de 2015, pe fondul creșterii cu 18% a producției nete de energie electrică.

#### V.6.4. Eficiența energetică în industrie

Sectorul industrial a trecut printr-un proces substanțial de transformare după 1990. Prin investiții în tehnologii moderne de producție și eficiență energetică, industria din România este, în prezent, competitivă pe plan internațional, cu premise bune pentru dezvoltare și extindere în noi ramuri de producție. Auditurile energetice impuse la nivel european pentru toți marii consumatori industriali contribuie la identificarea timpurie a măsurilor ce pot crește eficiența energetică și la implementarea lor, atunci când sunt fezabile economic.

Eficiența energetică a industriei raportată la valoarea adăugată brută crescuse, în 2015, cu 23% față de anul 2000, iar rezultatele modelării estimează o creștere suplimentară cu 20% până în

2030. Măsuri adiționale de eficiență energetică devin fezabile economic prin creșterea prețurilor energiei, ajutate și de sumele disponibile pentru programe de eficientizare prin programe europene și guvernamentale. Un exemplu de program de creștere a eficienței energetice și a competitivității industriei este scutirea parțială a sectoarelor cu intensitate ridicată a consumului de energie de la plata certificatelor verzi, în schimbul investiției în măsuri de eficiență energetică.

Strategia de dezvoltare industrială în România prevede investiții cu precădere în industrii cu valoare adăugată ridicată și consum specific redus de energie, ce pun în valoare capitalul uman. O astfel de oportunitate este dezvoltarea sectorului de producție a instalațiilor și echipamentelor.

#### V.7. Investiții în sectorul energetic

România are nevoie de investiții substanțiale în sectorul energetic în următoarele decenii, în primul rând pentru a asigura continuitatea în aprovizionare a consumatorilor, dar și pentru a participa la tranziția energetică globală și a se număra printre beneficiarii procesului complex de transformare a sectorului energetic în spiritul dezvoltării durabile.

Investițiile cele mai mari vor avea loc pe partea de cerere de energie, prin înlocuirea treptată a tehnologiilor vechi cu altele mai eficiente, flexibile

și cu emisii scăzute. Parcul auto este un exemplu elocvent de segment al cererii de energie, ce va cunoaște transformări substanțiale în următoarele decenii, prin pătrunderea pe piață a autovehiculelor mai eficiente, cu emisii mai scăzute – inclusiv a celor cu tehnologie hibridă sau cu motor electric. Tot mai mulți consumatori vor deveni posesori de echipamente electrocasnice și electronice conectate la internet, cu eficiență ridicată și cu posibilitatea de a comunica cu rețelele inteligente de energie electrică.

##### V.7.1. Investiții în sectorul petrolier

Pentru Strategia Energetică sunt importante investițiile directe în sectorul energetic, în producția internă de energie primară, în stocarea gazului natural și în transformarea resurselor primare în carburanți, energie electrică și energie termică.

Investițiile în explorare și producția hidrocarburilor sunt dificil de estimat pe termen lung, din cauza fluctuațiilor mari a prețurilor internaționale, respectiv a relativei opacități a sectorului; prin urmare, ele nu fac obiectul analizei cantitative.

Raportările OMV Petrom pentru 2011-2015 menționează investiții medii anuale în explorare și producție de aproximativ 920 mil €, dar în 2016 nivelul este mult scăzut, din cauza prețurilor reduse

ale țițeiului. Ultimul raport al Romgaz menționează investiții medii anuale în explorare și producție de aproximativ 200 mil € pentru perioada 2014-2015, cu un nivel, de asemenea, mai scăzut în 2016.

Sunt planificate noi investiții în creșterea capacității de injecție, extracție și înmagazinare a gazului natural în depozite subterane. Realizarea lor depinde de dezvoltarea pieței gazului natural în România, inclusiv prin integrarea de noi servicii, ce privesc înmagazinarea pe principii comerciale. Rafinările în funcțiune sunt, după parcurgerea unui amplu proces de restructurare și modernizare, competitive la nivel regional. Importator net de țiței, România exportă produse petroliere în regiune și există condiții favorabile pentru păstrarea

nivelului actual de activitate în sectorul de rafinare, cel puțin până în 2030.

Companiile petroliere investesc în explorarea și dezvoltarea de noi zăcăminte, astfel încât să dețină rezerve pentru menținerea producției medii anuale. Pentru România, provocarea principală este

menținerea sau creșterea rezervelor și a producției, astfel încât să acopere cât mai mult din cererea internă. Există, în continuare, potențial pentru descoperirea de noi zăcăminte, astfel că se anticipează o creștere a investițiilor pe termen mediu și, în cazul unor descoperiri semnificative, pe termen lung.

### V.7.2. Investiții în sectorul energiei electrice

Prețul final al energiei electrice este alcătuit din două componente principale: costul total al producției în centralele electrice și costul asociat rețelelor de transport și distribuție. Investițiile se reflectă în costurile cu rețehnologizarea centralelor electrice existente și cu construcția de noi centrale, respectiv costurile cu modernizarea și extinderea rețelelor electrice.

Modelul PRIMES estimează necesarul de investiții aferente rețelelor electrice la aproximativ 500 mil € anual până în 2030. Aceste costuri includ proiectele de interconectare și de dezvoltare a rețelei prevăzute în Planul de Dezvoltare al Transelectrica pentru 2016-2025 și continuarea acestuia până în 2030, precum și nivelul estimat al investițiilor în rețelele de distribuție. Investițiile includ echipamente și tehnologii ce fac tranziția către „rețele inteligente” cu comunicare bidirecțională, cu gestiune eficientă și cu flexibilitate mai mare în

operare. Este estimat și costul dezvoltării treptate a producției distribuite a energiei electrice, cu impact în special la nivelul rețelelor de distribuție. Astfel de investiții nu sunt de natură să crească nivelul tarifelor de rețea.

Modelarea cantitativă relevă diferențe considerabile ale investițiilor în centrale electrice, în funcție de scenariul de dezvoltare. Astfel, totalul investițiilor pentru perioada 2016-2030 variază între 7 și 14 mld €, echivalentul a 500 mil până la 1 mld €/an. Diferența principală se regăsește între scenariile cu sau fără proiectul unităților 3 și 4 de la Cernavodă. Faptul că investiția în dublarea capacității nucleare este costisitoare nu este o noutate, dar impactul asupra costului final al energiei electrice depinde de aranjamentul comercial cu investitorul, fiind posibilă o reducere a acestuia.

### V.7.3. Investiții în sectorul energiei termice

Sistemele de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) cuprind două elemente principale: centralele termice sau cu cogenerare de energie termică și energie electrică, respectiv rețelele de distribuție a agentului termic. Mai mult de jumătate dintre cele 60 de localități cu SACET funcțional în România au nevoie de investiții substanțiale în modernizarea distribuției de agent termic, prin înlocuirea vechilor conducte cu altele noi. Noile rețele trebuie dimensionate corect la cererea anticipată de agent termic și de apă caldă, în scădere față de nivelul din prezent, ca urmare a lucrărilor de reabilitare termică a blocurilor de locuințe, dar cu potențial de creștere prin atragerea de noi consumatori după eficientizare și creșterea raportului calitate-preț pentru serviciile oferite.

Nivelul investițiilor în rețelele de distribuție a agentului termic este estimat între 1,3 și 2,6 mld €, conform celui mai recent studiu al potențialului de

încălzire centralizată și cogenerare de înaltă eficiență în România, remis CE la sfârșitul lui 2015. Investițiile anuale necesare sunt estimate între 87 și 175 mld €, cu nivelul superior asumat în Scenariul Optim, pentru a asigura dezvoltarea pe termen lung a sectorului.

În paralel, este necesară înlocuirea vechilor centrale termoelectrice în cogenerare, ce se apropie de sfârșitul duratei de viață, cu un necesar al investițiilor estimat între 1 și 1,5 mld €. Suplimentar, vor avea loc investiții în înlocuirea unei părți a cazanelor de apă fierbinte ajunse la sfârșitul duratei de utilizare, cu un nivel estimat al cheltuielilor între 45 și 60 mil €/an. Scenariul Optim prevede investiții în noi capacități de cogenerare, de aproximativ 90 mil €/an până în 2030 și un minim de 45 mil €/an al investițiilor în cazane de apă fierbinte, fiind preferate unitățile ce produc energie termică și electrică în cogenerare.



#### V.7.4. Asigurarea resurselor financiare pentru derularea programelor de investiții

Strategia identifică investiții substanțiale ce sunt necesare pentru modernizarea și re tehnologizarea sistemului energetic românesc în următorii 15 ani. Analiza scenariilor alternative de dezvoltare estimează investițiile totale în sectorul energetic (exclusiv ceea ce ține de consumul energiei) între 15 și 30 mld € pentru perioada 2017-2030, cu o estimare centrală de aproximativ 20 mld €. Fără îndoială, majoritatea investițiilor se vor baza pe capitalul privat, însă nu poate fi neglijat rolul important al statului în facilitarea deciziilor de investiții, în special prin îmbunătățirea sistemului de guvernanta a sectorului energetic.

În primul rând, statul are obligația de a crea un cadru de reglementare și de politici publice stabil, predictibil, transparent și echitabil pentru toate companiile ce acționează în sectorul energetic, inclusiv cele cu capital de stat, pe baza principiilor de neutralitate tehnologică. În al doilea rând, statul trebuie să acționeze pentru a îmbunătăți guvernanta companiilor la care este deținător de active, în vederea eficientizării și transparentizării activităților acestora. Prin aceste demersuri, statul român poate asigura accesul la finanțare la costuri mai mici ale capitalului, ceea ce transformă proiecte altminteri nefezabile în investiții certe pentru sectorul energetic.

În afară de capitalul privat, alte surse importante de finanțare sunt cele puse la dispoziție prin programele de investiții europene – fonduri structurale, respectiv cele ale băncilor de investiții și de dezvoltare (BEI, BERD etc). Un rol important îl

pot juca și parteneriatele public-private, respectiv scheme de investiții precum cele de tip ESCO pentru creșterea eficienței energetice a imobilelor.

Bineînțeles, statul poate defini și mecanisme de sprijin, atent direcționate către anumite tipuri de investiții, precum cele de garantare a veniturilor. Strategia nu propune mecanisme concrete, dar semnalează importanța respectării principiului neutralității tehnologice și a celui de limitare a impactului pe care o eventuală schemă de sprijin îl poate avea asupra costului final al energiei.

În fine, o posibilă sursă importantă de finanțare a investițiilor în sectorul energetic în deceniile următoare o reprezintă veniturile bugetare asociate licitațiilor pentru permisele de emisii aferente sistemului ETS. În funcție de evoluția prețului certificatelor de emisii (EUA), aceste venituri vor fi mai mari sau mai mici, însă în orice caz sumele disponibile pentru investiții sunt substanțiale, de ordinul miliardelor de euro în următorii 15 ani.

Sumele provenite din licitarea permiselor de emisii vor trebui alocate proiectelor de investiții pe baza unui set de priorități bine definite, cu precădere pentru proiecte esențiale pentru realizarea obiectivelor strategice, dar pentru care investițiile sunt dificil de realizat în lipsa cofinanțării din acest fond. Exemple sunt modernizarea și redimensionarea sistemelor SACET din marile orașe, reabilitarea termică a imobilelor, înnoirea parcului de centrale în cogenerare de înaltă eficiență.

#### V.8. Teste de stres ale sistemului energetic național

În modelarea cantitativă a evoluției sectorului energetic național în orizontul anului 2030, au fost realizate teste de stres pe componentele de reziliență a SEN, respectiv de capacitate de

gestionare a unei crize de aprovizionare cu combustibili, în condiții meteorologice deosebite (secetă prelungită, caniculă, zăpadă, temperaturi foarte scăzute etc.).

##### V.8.1. Test de stres al sectorului electroenergetic: condiții de primăvară și vară

###### CONDIȚII ȘI IPOTEZE PENTRU TESTUL DE STRES DE PRIMĂVARĂ ȘI VARĂ

Unul dintre efectele climatice cu impact asupra sectorului energetic este variabilitatea hidrologică. Potrivit Strategiei de Adaptare Climatică a Bazinului Dunării, adoptată în 2012, în deceniile următoare,

segmente importante ale Bazinului Dunării se vor confrunta cu o descreștere a volumului de apă și de precipitații, în vreme ce nordul și vestul Bazinului Dunării cunosc o creștere.

Data fiind importanța hidroenergiei în mixul național al României și faptul că majoritatea rezervelor hidroelectrice ale țării sunt situate în Bazinul Dunării, este esențială evaluarea vulnerabilității SEN față de posibile situații de secetă. Deficitul de apă al Dunării poate afecta și generarea de energie electrică nucleară, care necesită debite suficiente pentru răcirea reactoarelor. Dependente de apa Dunării sunt nu doar de reactoarele centralei nucleare de la Cernavodă, ci și de cele de la Paks (Ungaria), Kozloduy (Bulgaria) și Mochovce (Slovacia).

Dincolo de aspectele hidrologice, dacă o perioadă secetoasă este dublată de caniculă, randamentul centralelor termoelectrice este afectat. Testul de stres adaugă și constrângerea unei perioade de diminuare substanțială a vitezei medii a vântului,

ceea ce reduce aproape la zero producția de energie eoliană.

Modelul PRIMES-IEM a fost rulat pentru România în scenariul unei perioade secetoase în lunile mai – august, cu reducerea potențialului hidroenergetic. Ca efect, centralele nuclear-electrice din România, Bulgaria și Ungaria își reduc nivelul producției. Aceste condiții sunt simulate pentru anii 2020, 2025 și 2030, pentru toate cele trei scenarii de bază – Scenariul de Referință (RM), Scenariul Politici 2030 (P2030M) și Scenariul Politici 2030 Maximal (P3050M), în varianta de preț mediu al combustibililor. Sunt analizate două zile de lucru tipice, una de primăvară și una de vară. Obiectivul este de a evidenția impactul unor asemenea circumstanțe hidrologice și meteorologice asupra rezilienței SEN, comparat cu Scenariul de Referință.

#### ANALIZA REZULTATELOR TESTULUI DE STRES ÎN ZILE DE LUCRU DE PRIMĂVARĂ ȘI VARĂ

A fost modelat impactul factorilor de stres menționați mai sus asupra următoarelor elemente:

- *Capacitatea SEN de a acoperi cererea de energie și de servicii tehnologice de sistem;*
- *Capacitatea SEN de a menține nivelul exporturilor și de a asigura importurile necesare operării în condiții de siguranță;*
- *Efectele asupra prețului pe piața angro de energie electrică;*
- *Dependența de anumiți combustibili și de infrastructura aferentă acestora.*

Rezultatele modelării arată că, în niciun scenariu analizat, SEN nu se confruntă cu deficit de producție și cu încălcări ale cerințelor de asigurare a capacităților de rezervă, în niciunul dintre anii de referință (2020, 2025 și 2030). În nicio situație nu este compromisă securitatea în aprovizionare. Mai mult, în unele cazuri, SEN își menține capacitatea de asigurare a exporturilor, oferind reziliență țărilor vecine, afectate de aceleași condiții de stres.

Astfel, în anul 2020, România își va menține exporturile de energie electrică, în condiții meteorologice normale, în toate scenariile, pentru ambele zile tipice. Când condițiile de stres sunt aplicate algoritmului de alocare de capacitate în ziua de lucru de primăvară, exporturile sunt între 5 și 9 GWh/zi în toate scenariile. În ziua tipică de vară, în condiții de stres, exporturile se reduc la circa jumătate față de o zi fără condiții de stres, fiind

cuprinse între 10 și 12 GWh. Aceasta arată că SEN poate oferi securitate energetică la nivel regional.

În 2025, România va exporta energie electrică în toate scenariile, în condiții meteo normale, în ambele tipuri de zile de lucru. Exporturile sunt reduse cu circa 50% în condiții de stres, cu excepția scenariului P2030M în ziua de lucru de vară, când reducerea este cu 80%.

În 2030, de asemenea, România va exporta energie electrică în toate scenariile, în ambele zile tipice. Exporturile sunt mai mari în ziua tipică de primăvară, în intervalul 30-40 GWh în toate cele trei scenarii. În ziua de vară, exporturile sunt de 10-15 GWh. În condiții de stres, se înregistrează diferențe semnificative de răspuns între cele două zile tipice de lucru. În ziua de primăvară, exporturile scad cu 10-20%, în vreme ce în ziua de vară, exporturi de circa 15 GWh sunt înlocuite de importuri de 7-10 GWh. Un atare volum zilnic al importurilor, în circumstanțe excepționale, nu prezintă o problemă de reziliență a SEN.

Testele de stres nu au vizat perioada după anul 2030, când se va face puternic simțit efectul intrării în funcțiune a noilor unități nucleare.

În ceea ce privește impactul de preț al condițiilor de stres asupra pieței pentru ziua următoare, analiza arată că acesta este limitat și gestionabil pentru ziua tipică de lucru de primăvară, în vreme ce în ziua de vară impactul de preț este semnificativ, dar de termen scurt.

## V.8.2. Test de stres al sectorului electroenergetic: condiții de iarnă

### CONDIȚII ȘI IPOTEZE PENTRU TESTUL DE STRES DE IARNĂ

Testul de stres în condiții de iarnă explorează vulnerabilitățile SEN în condiții de frig extrem. Modelul PRIMES-IEM este rulat sub următoarele presupuneri: temperatură scăzută (sub  $-20^{\circ}\text{C}$ ) și căderi masive de zăpadă, aplicate pentru 24 de ore într-o zi tipică de lucru de iarnă, în anii 2020, 2025 și 2030. Temperatura scăzută are impact asupra aprovizionării cu combustibili și a disponibilității

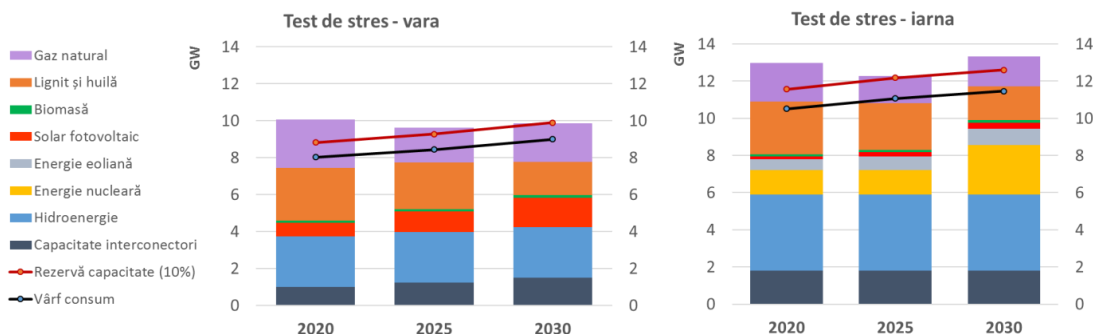
centrelor termoelectrice pe bază de gaz natural, prin cererea crescută de energie electrică pentru încălzire. Frigul și căderile de zăpadă afectează puternic producția centrelor electrice eoliene și fotovoltaice. Centralele hidroelectrice funcționează în condiții de ger, cu o sarcină redusă, de 3500 MW. Modelul determină efectele capacității diminuate de producție a energiei electrice.

### ANALIZA REZULTATELOR TESTULUI DE STRES ÎN CONDIȚII DE IARNĂ

Nu au loc căderi de putere și încălcări ale cerințelor  
Nu au întreruperi în alimentarea cu energie electrică și încălcări ale cerințelor de asigurare a capacităților de rezervă în niciunul dintre scenariile studiate – P2030M, P3050M și RM – în niciunul

dintre anii de referință. SEN este capabil să traverseze condițiile de stres fără a compromite stabilitatea și securitatea în aprovizionare, în condiții de funcționare normală a pieței de energie electrică europeană (Figura 35).

Figura 35 – Testul de stres al sistemului electroenergetic de vară și de iarnă



Sursa: PRIMES

Rezultatele testului de stres arată că România trebuie să se bazeze pe importuri pentru a-și asigura necesarul de energie electrică în condițiile specificate de stres. În anul 2020, România exportă energie electrică în toate scenariile, în condiții meteorologice normale. Aceste exporturi nu pot fi menținute în condițiile testului de stres, fiind înlocuite cu importuri ce depășesc 24 GWh în toate scenariile.

În 2025, de asemenea, România este exportator în toate scenariile, în condiții meteo obișnuite. Condițiile de stres induc o inversare a acestui comportament comercial, în toate scenariile: 30 GWh în RM, respectiv 50 GWh în scenariile P2030M și P3050M. Situația este similară în 2030: exporturi de energie electrică în condiții meteo obișnuite și

importuri semnificative în condiții de stres: 25 GWh în RM, respectiv 35 GWh în scenariile P2030M și P3050M. Astfel, în toate scenariile și în toții anii de referință, capacitatea de import este esențială pentru stabilitatea SEN în condiții de iarnă severă.

În ceea ce privește costurile, situațiile de condiții extreme de iarnă aduc costuri suplimentare, în special în jurul anului 2020 și mai ales în scenariul P3050M. Presiunea costurilor suplimentare scade ulterior, în perioada 2025-2030.

În aceste condiții este esențială funcționarea normală a pieței de energie electrică europeană, pentru a se putea asigura importurile de energie electrică necesare acoperirii deficitului de energie electrică din SEN.

### V.8.3. Test de stres al sectorului gazelor naturale

După cum indică rezultatele testelor de stres realizate la finele anului 2014 de CE și ENTSO-G (CE, „Pregătirea pentru o posibilă întrerupere a livrărilor de la est în timpul toamnei și iernii 2014/2015”, 2014), în situația unei întreruperi a livrărilor de gaze din Federația Rusă prin Ucraina către piețele UE pentru o perioadă cuprinsă între una și șase luni, în intervalul septembrie-februarie, cu două săptămâni de iarnă geroasă în februarie, România ar fi fost în 2014 printre cele mai sever afectate state europene din punct de vedere al capacității de import, cu un deficit estimat de gaz natural de 1,3 mld m<sup>3</sup> – al treilea cel mai nefavorabil rezultat după Finlanda (2,2 mld m<sup>3</sup>) și Ungaria (2,1 mld m<sup>3</sup>).

Modelarea cantitativă cu modelul PRIMES-*Gas supply* a inclus un test de stres pentru sistemul de gaz natural, cu două componente: (1) presupunerea întreruperii complete a livrărilor de gaz natural prin Ucraina către România pentru un interval de șase luni (septembrie – februarie); (2) presupunerea pesimistă că România nu exploatează recente descoperiri din Marea Neagră, în condițiile în care cererea de gaz natural rămâne la nivelul Scenariului de Referință în intervalul 2015 – 2030.

Scenariul de Referință indică dezvoltarea cu succes a zăcămintelor din Marea Neagră, dar momentul intrării lor în producție depinde de evoluția prețului gazului pe piața regională. Producția de gaze va crește notabil după 2020 și va ajunge la un maximum în jurul anului 2025, în special mulțumită zăcămintelor din Marea Neagră, reușind să contrabalanseze depletarea câmpurilor mature *onshore*. După 2025, în acest scenariu, România va deveni independentă de importuri. Pentru consum, Scenariul de Referință indică o creștere între 2016 și 2020, prin creșterea ponderii gazului natural în mixul de energie electrică, cu o ușoară scădere către 2025, urmată de stabilizare până în 2030. Astfel, în condițiile livrărilor neîntrerupte de gaze din Rusia prin Ucraina, România nu se va confrunta cu probleme serioase de securitate în aprovizionare.

Presupunând o întrerupere a livrărilor prin Ucraina vreme de șase luni, România nu va fi afectată de o criză a aprovizionării cu gaze nici în 2025, nici în

2030, dacă își va menține producția și consumul la nivelul din Scenariul de Referință. Situația cea mai dificilă se prezintă la începutul anilor 2020, când deficitul de gaze cauzat de întreruperea tranzitului ucrainean este de circa 1 mld m<sup>3</sup>. Pentru suplinirea sa, opțiunile sunt (i) creșterea extracției din înmagazinarea subterană; (ii) importuri din statele vecine; (iii) reducerea livrărilor către consumatorii neprotejați; și (iv) creșterea producției interne de gaz. Cum capacitatea cumulată de aprovizionare din import și din stocare în 2020 va fi de circa 74 mil m<sup>3</sup>/zi, livrările de gaze vor fi suficiente pentru a acoperi consumul intern. Procentajul de consum neacoperit în jurul anului 2020, în condiții de întrerupere a livrărilor prin Ucraina, este de doar circa 3% și dispare complet în anii 2025 și 2030. Creșterile estimate de preț sunt de 5% în 2020 față de Scenariul de Referință, ca urmare a costurilor suplimentare de transport pentru importurile prin Ungaria față de cele prin Ucraina și a costurilor de înmagazinare.

A doua componentă a testului de stres examinează implicațiile situației în care nu are loc exploatarea zăcămintelor de gaze din Marea Neagră, în condițiile în care consumul se menține la nivelul Scenariului de Referință până în 2030. Un astfel de scenariu ar avea implicații majore din punct de vedere al necesarului de consum. Impactul crizei de aprovizionare prin Ucraina s-ar resimți în tot deceniul 2020-2030. În 2020, este de așteptat un deficit de gaz natural de circa 1,2 mld m<sup>3</sup>. Volumele disponibile în țările vecine vor fi limitate, ceea ce ar menține un deficit între 2020 și 2030. Deficitul estimat se va diminua între 2025 și 2030, pe fondul creșterii importurilor din Ungaria. Creșterea medie de preț în scenariul „fără Marea Neagră” este estimată la 7% în 2030 față de Scenariul de Referință, influențată de costurile de transport din Ungaria, de creșterea întrebunătății capacităților de înmagazinare subterană și de cererea crescută pe timp de iarnă. Rezultă, astfel, că dezvoltarea și exploatarea zăcămintelor din apele adânci ale Mării Negre constituie nu doar o oportunitate economică, ci și un important element de securitate energetică în anii 2020.

## VI. PERSPECTIVE ALE SECTORULUI ENERGETIC ROMÂNESC ÎNTRE 2030 ȘI 2050

### VI.1. Rolul tendințelor de dezvoltare pe termen lung în elaborarea Strategiei

Perspectiva de dezvoltare a sectorului energetic până în anul 2050 este utilă din două motive principale: (1) sectorul energetic are o intensitate ridicată a capitalului, iar multe proiecte au un ciclu investițional lung, astfel încât o bună parte a deciziilor de investiții ce vor avea loc în viitorul apropiat vor continua să își producă efectele în 2050; și (2) politicile energetice și de mediu ale UE, inclusiv țintele pentru anul 2030, sunt construite în jurul obiectivului pe termen lung de a reduce emisiile de GES cu cel puțin 80% până în 2050.

Obiectivul global de atenuare a schimbărilor climatice poate fi îndeplinit doar prin acțiuni și măsuri cu caracter transformator la nivel planetar. O direcție principală de acțiune va fi accelerarea

tranziției energetice. Multe dintre transformările pe termen lung ale sectorului energetic pot fi anticipate, dat fiind ritmul lent de înlocuire al infrastructurii energetice.

Tendențele prezentate în această secțiune oferă o perspectivă asupra evoluției sectorului energetic din România pentru perioada 2030-2050, pe baza rezultatelor modelării cantitative. Incertitudinea proiecțiilor pe termen lung face ca ele să aibă un caracter mai degrabă orientativ și să fie susceptibile de revizuirii mai ample în viitor. Reluarea exercițiului de modelare cantitativă peste cinci ani va conduce, probabil, la rezultate diferite, deși în linii mari, ele vor fi asemănătoare cu cele valabile în 2016.

### VI.2. Evoluția sectorului energetic românesc în orizontul anului 2050

Principalele tendințe de dezvoltare prezentate mai jos se referă la: creșterea rolului sustenabil al biomasei în mixul energetic; viitorul electromobilității; creșterea ponderii SRE în mixul energiei electrice și utilizarea tehnologiilor CSC; forme de stocare a energiei, inclusiv centralele hidroelectrice cu pompaj invers; eficiența energetică, în special a imobilelor; încălzirea electrică pe bază de pompe de căldură.

Toate aceste evoluții, deși sunt de așteptat să reducă emisiile de GES, ar putea avea un impact asupra puternic asupra mediului înconjurător, oportunitatea dezvoltării noilor tehnologii la scară largă trebuind analizată cu grijă. Cel mai probabil, noi generații ale acestor tehnologii, mai eficiente și mai prietenoase cu mediul decât cele curente, vor fi de fapt cele care vor fi adoptate la scară largă.

#### VI.2.1. Întărirea rolului biomasei și a deșeurilor în tranziția energetică

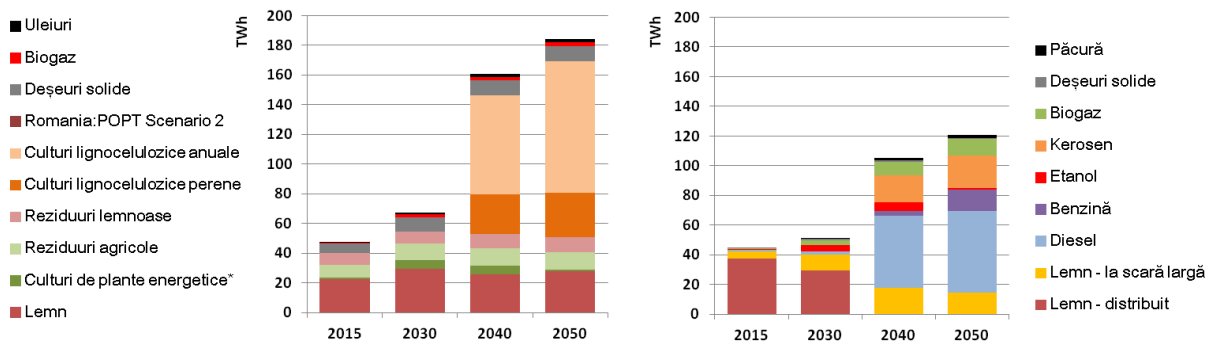
Biomasa reprezintă principala formă de energie regenerabilă în mixul energetic al României și își va păstra acest rol pe termen lung.

După anul 2030, analiza potențialului de dezvoltare a biomasei la nivel european indică posibilitatea unei creșteri considerabile a suprafeței terenurilor utilizate în România, în mod eficient, pentru culturi de plante lignocelulozice anuale și perene. Producția totală de biomasă cu destinație energetică în România ar putea crește de la 47 TWh în 2015 la 184 TWh în 2050, dintre care 119 TWh plante lignocelulozice (partea stângă în Figura 36). Astfel, biomasa ar putea deveni principalul produs energetic al României, în condițiile în care o bună parte ar putea fi destinată exporturilor, în urma transformării în produse energetice finite, cu

valoare adăugată ridicată. Problema gestiunii deșeurilor va fi soluționată prin transformarea în produse energetice, producție de biogaz și uleiuri cu destinație energetică, însă volumul rezultat este mai mic decât potențialul plantelor lignocelulozice.

Transformarea biomasei în produse energetice va avea loc în noi capacități de rafinare și prelucrare, rezultând în 2050 aproximativ 120 TWh, în principal produse echivalente pentru diesel (55 TWh), kerosen (22 TWh) și benzină (14 TWh). Alte produse energetice importante sunt biogazul (11 TWh) și lemnul (14 TWh), utilizat de companii de utilități pentru producția în cogenerare de abur și energie electrică. Păcura și etanolul pe bază de biomasă vor ocupa un loc marginal (partea dreaptă în Figura 36).

**Figura 36 – Producția biomasei cu destinație energetică (S) și de produse energetice pe bază de biomasă (D)**



Sursa: PRIMES

Strategia nu propune o dezvoltare către export a sectorului biomasei din România; oportunitatea unei astfel de abordări ar putea fi analizată doar în deceniile următoare, în funcție de evoluția politicilor globale de decarbonare, pe baza unor studii aprofundate de oportunitate specifice. Rolul

acestei analize este de a evidenția potențialul major pe care România îl are în modernizarea, eficientizarea și dezvoltarea sectorului biomasei și crearea unei noi industrii naționale, cea de prelucrare și rafinare a produselor energetice pe bază de biomasă.

## VI.2.2. Rolul de termen lung al autovehiculului electric în transporturi

Mobilitatea electrică prezintă o alternativă solidă și credibilă, de termen lung, la motorul cu ardere internă. Gazul natural, GPL-ul și hidrogenul sunt combustibili alternativi viabili pentru sectorul transporturilor, însă este puțin probabil să ofere o soluție pe scară largă, de înlocuire a produselor petroliere în mixul energetic.

Motorul electric este caracterizat de randament ridicat și de lipsa emisiilor rezultate în urma arderii carburanților. Autovehiculele cu motor cu ardere internă sunt, în prezent, o sursă majoră de poluare în mediul urban, cu toate că noile tehnologii limitează poluarea cu gaze de eșapament.

Pe de altă parte, principala problemă a autovehiculului electric constă în dificultatea stocării energiei electrice. Din punct de vedere al sustenabilității, se pune și problema emisiilor aferente producției de energie electrică, dominată de combustibilii fosili. Pe termen lung însă, autovehiculele electrice sunt de așteptat să dețină un rol central, pe măsură ce crește eficiența bateriilor, respectiv producția în cantități mari a energiei electrice curate.

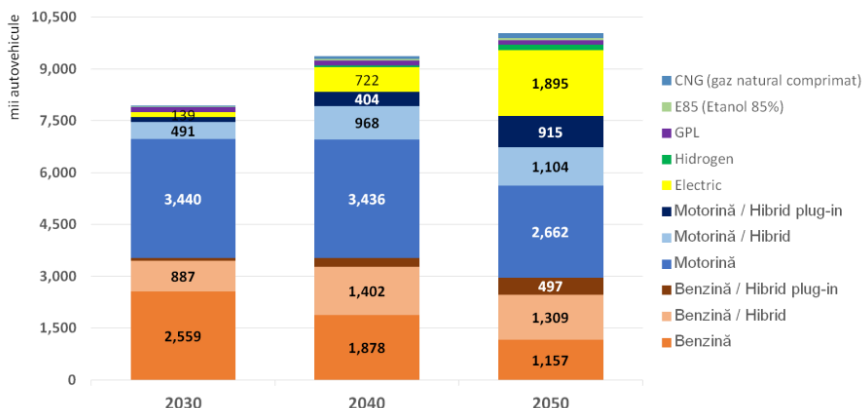
Tranziția de la motorul cu ardere internă către cel electric este probabil să aibă loc trecând prin etapa intermediară a autovehiculelor hibride (echipate cu ambele tipuri de motor), cu sau fără alimentare din

rețeaua de energie electrică. Cea mai timpurie dezvoltare o vor avea autovehiculele hibride pentru care motorul electric are doar un rol marginal, la viteze mici, în traficul urban (Figura 37).

Etapa a doua va consta în creșterea numărului de autovehicule hibride de tip *plug-in*, a căror baterie, de capacitate medie, se poate încărca de la o sursă externă de energie electrică. Aceste autovehicule combină avantajele motorului electric, în special în traficul urban și pe distanțe scurte, cu cele ale motorului cu ardere internă, cu alimentare rapidă și la îndemână când se parcurg distanțe lungi, în afara orașelor. În fine, a treia etapă va consta în creșterea rapidă a ponderii autovehiculelor pur electrice, cu baterii de mare capacitate, pe măsură ce costul lor scade, iar energia electrică provine în mai mare parte din surse cu emisii scăzute de GES.

Pentru România, nu este oportună traversarea acestor pași mai rapid decât este eficient din punct de vedere economic, cu excepția unor scheme de sprijin de mică amploare pentru dezvoltarea infrastructurii publice de reîncărcare și o susținere marginală a pieței în etapele incipiente de dezvoltare, coordonată cu dezvoltarea industriei autovehiculelor electrice în România.

**Figura 37 – Evoluția parcului de autovehicule în perioada 2030-2050, în funcție de modul de propulsie**



Sursa: PRIMES

Rezultatele modelării ilustrează parcurgerea celor trei etape ale tranziției către electromobilitate în România, în perioada 2030-2050, pentru Scenariul Optim. Astfel, în 2050, în România ar urma să fie înmatriculate circa 10 milioane de autovehicule, din care 13% hibride și 5% hibride *plug-in* pe benzină, 11% hibride și 9% hibride *plug-in* pe motorină, 19% autovehicule electrice și 1,5% cu pile de combustibil pe bază de hidrogen.

Astfel, aproape 60% din parcul auto ar urma să aibă, în 2050, o formă de propulsie electrică. Dintre autovehiculele pe motorină și benzină, o bună parte ar putea folosi produse energetice pe bază de biomasă (secțiunea VI.2.3.). Bineînțeles, tranziția către electromobilitate poate avea loc mai rapid sau mai lent, în funcție de evoluția factorilor principali explicați mai sus.

#### VI.2.4. Producția energiei electrice pe bază de tehnologii cu emisii reduse de GES

Perioada 2020-2030 va aduce creșteri moderate ale capacităților de producție a energiei din SRE cu precădere cele electrice eoliene și fotovoltaice, după cum este explicat la paginile 60-66. Modelarea cantitativă include doar capacități ce se dezvoltă fără o schemă dedicată de sprijin, în locații cu potențial energetic ridicat, în care proiectele sunt fezabile economic. Pe măsură ce costul emisiilor de GES crește iar performanța tehnologiilor eoliană și fotovoltaică crește în raport cu costurile, tranziția energetică se va accelera și în România, prin creșterea ritmului de extindere a centralelor eoliene, fotovoltaice și a altor tehnologii cu emisii reduse de GES. În paralel, va avea loc o reducere a costului de capital pentru investițiile în SRE în România. Aceste evoluții sunt de așteptat să aibă un impact puternic în mixul energetic în special după anul 2030.

Figura 38 prezintă evoluția estimată a capacității instalate în centrale electrice fotovoltaice și eoliene în perioada 2030-2050, pentru Scenariul Optim (POPT) și pentru Scenariul Politici 2030 Maximal (P3050M). Se remarcă o creștere importantă a

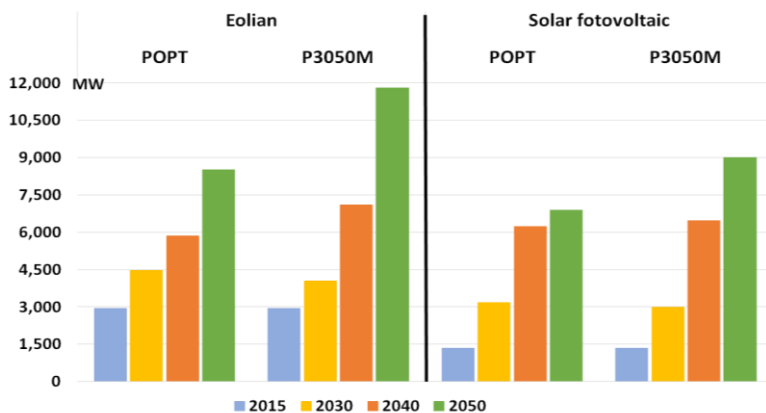
capacităților instalate în ambele scenarii, fără a fi necesară o schemă dedicată de sprijin. În anul 2050, rezultatele modelării arată o capacitate totală instalată în centrale eoliene de 8500 MW în scenariul POPT și de 11800 MW în scenariul P2030M. Pentru capacitățile instalate fotovoltaice, valorile corespunzătoare sunt 6900 MW și, respectiv, 9000 MW. Capacitatea instalată în centrale termoelectrice pe bază de biomasă este estimată la puțin peste 500 MW în 2050.

Creșterea mai accentuată, pe termen lung, a capacităților SRE în scenariul P3050M este o urmare a politicilor ambițioase de decarbonare, prin care prețul emisiilor GES pe piața ETS crește foarte mult și se dezvoltă capacități de stocare, ce pot prelua cantități mari de energie electrică produsă intermitent și nesincronizat cu cererea. Înainte de 2030, scenariul POPT arată o creștere mai rapidă a capacităților SRE decât în scenariul P3050M, din cauza costului mai scăzut cu capitalul pentru investițiile în SRE în România – rezultat al politicilor statului român de a reduce riscul de țară, în special pentru acest tip de investiții.

Capacitatea netă instalată în centrale pe bază de SRE în anul 2050 presupune investiții mai mari decât simpla adăugare de noi capacități celor existente, întrucât va fi necesară și înlocuirea capacităților

existente, instalate în perioada 2010-2016, în momentul în care vor ajunge la sfârșitul duratei de viață, în perioada 2030-2040.

**Figura 38 – Capacitatea instalată în centrale electrice eoliene și fotovoltaice în perioada 2030-2050**



Sursa: PRIMES

Toate scenariile pornesc de la premisa utilizării hidroenergiei și a energiei nucleare pe termen lung în România. Hidroenergia este coloana vertebrală a sistemului energetic, iar energia nucleară adaugă o contribuție esențială la mixul energetic diversificat și echilibrat al României. Alături de hidroenergie, SRE și energie nucleară, mixul energetic face loc și cărbunelui, inclusiv în scenariile de decarbonare, la orizontul anului 2050. Astfel, rezultatele modelării

indică fezabilitatea, începând cu anul 2035, a proiectelor pentru noi centrale termoelectrice pe bază de lignit, cu condiția ca acestea să fie prevăzute cu tehnologia de captură, transport și stocare geologică a CO<sub>2</sub> (CSC). În funcție de scenariu, modelarea arată că ar putea fi construită o capacitate pe bază de lignit prevăzută cu CSC cuprinsă între 300 MW și 1000 MW.

### VI.2.5. Stocarea energiei electrice la scară mare

Rezultatele modelării arată o dezvoltare susținută a capacităților eoliene și fotovoltaice pe termen lung (secțiunea VI.2.4). Producția intermitentă de energie electrică poate pune probleme de adecvanță sistemului electroenergetic, din cauză că doar o parte a capacităților instalate pot oferi servicii pe piața de echilibrare, iar capacitatea de interconectare este, la rândul său, limitată. Din acest motiv, după anul 2030 și mai ales după 2040, va apărea necesitatea de a dezvolta noi soluții de stocare a energiei produse în centrale eoliene și fotovoltaice.

În orizontul anului 2050, sistemul electroenergetic din România ar putea necesita capacități ce pot asigura echilibrarea pentru 15 până la 20 GW instalați în centrale cu producție intermitentă. În afară de tipurile de capacități disponibile în prezent, se vor dezvolta sisteme de baterii de mare capacitate, ca soluție marginală pe piața de

echilibrare, respectiv numeroase sisteme de baterii de capacități mai mici, distribuite geografic. Două soluții importante, care în prezent sunt costisitoare, dar care ar putea deveni fezabile economic după anul 2035 sunt centralele hidroelectrice cu pompaj invers (CHEAP), respectiv procesul de hidroliză pe bază de energie din SRE pentru a produce hidrogen. Hidrogenul poate fi ulterior utilizat fie direct în transport, fie sub formă de gaz de sinteză din surse regenerabile, injectat în sistemul de transport/distribuție a gazului natural, după ce este adus la standard de metan prin reacția cu CO<sub>2</sub>.

Centralele hidroelectrice cu pompaj devin necesare în mixul de capacități în toate scenariile analizate, însă doar după anul 2030. Scenariul Optim prevede capacități de pompaj invers de aproximativ 1000 MW în anul 2050, cu variații între 850 MW și 1100 MW, în funcție de scenariu. Cele două scenarii în care necesarul de capacități de pompaj invers este



cel mai scăzut (450 MW, respectiv 750 MW) sunt cele cu decarbonare ambițioasă (Scenariul Politici 2030 Maximal, în variantele de preț scăzut, respectiv de preț mediu al combustibililor – P3050L și P3050M).

Pentru scenariile P3050L și P3050M, necesarul mai scăzut de capacități hidroelectrice cu pompaj este justificat de dezvoltarea, în paralel, a capacităților de hidroliză, ce produc gaz de sinteză. Rezultatele modelării pentru cele două scenarii arată o dezvoltare rapidă a acestei tehnologii după anul 2040, ajungând în 2050 la o producție de 28 TWh gaz de sinteză.

Producția de gaz de sinteză din SRE este binevenită în mixul energetic către sfârșitul tranziției energetice, la orizontul anului 2050, pentru că

poate contribui la decarbonarea gazului natural. Metanul sustenabil este necesar în procese industriale ce utilizează flacăra, unde este dificil de înlocuit.

Atât pomparea inversă a apei în centrale hidroelectrice, cât și hidroliza au un randament relativ scăzut. Din acest motiv, chiar dacă se dezvoltă astfel de capacități de stocare la scară mare, este preferabilă utilizarea energiei electrice în momentul în care este produsă, respectiv stocarea ei în baterii.

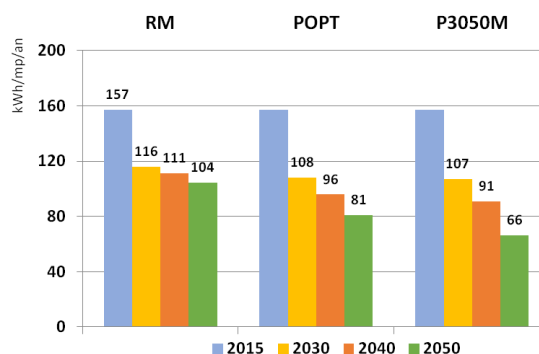
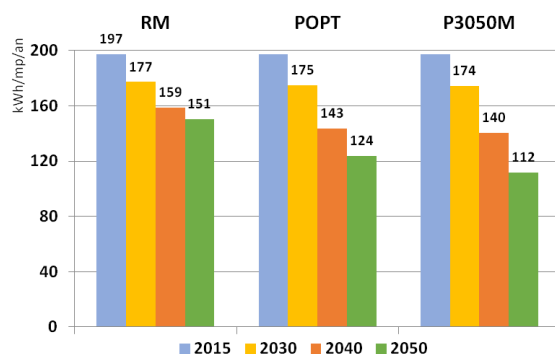
Un rol important în echilibrarea SEN îl vor avea rețelele inteligente și managementul cererii de energie, inclusiv prin creșterea rolului prosumatorilor, deținători de mici capacități de stocare distribuite geografic.

## VI.2.6. Eficiența energetică a imobilelor

Stocul clădirilor din România are o eficiență energetică relativ scăzută, iar consumul specific de energie pentru încălzire și răcire este relativ ridicat, cu o medie națională de 157 kWh/m<sup>2</sup>/an (partea dreaptă în Figura 39), în condițiile în care circa jumătate din locuințe sunt încălzite doar parțial.

Programele naționale de creștere a eficienței energetice, în paralel cu creșterea costurilor cu energia, vor încuraja investiții în izolarea termică a locuințelor în următorii 15 ani, în toate scenariile de dezvoltare.

**Figura 39 – Eficiența energetică a gospodăriilor (S) și consumul de energie pentru încălzire și răcire (D)**



Sursa: PRIMES

După 2030, creșteri suplimentare ale eficienței energetice la încălzire vor fi însă mai costisitoare, presupunând lucrări mai ample și complexe de reabilitare. Dacă în Scenariul de Referință (RM) nu au loc investiții directe cu scopul creșterii eficienței energetice, scenariile Optim (POPT) și cel Maximal (P3050M, de decarbonare ambițioasă) prevăd investiții considerabile în creșterea eficienței energetice a stocului de locuințe. Astfel, scenariul POPT arată o scădere a consumului specific de energie pentru încălzire și răcire, între 2030 și 2050,

de la 108 la 81 kWh/m<sup>2</sup>/an, prin investiții medii anuale de 2,6 mld €. Prin comparație, scenariul P3050M arată o scădere a consumului de la 107 la 66 kWh/m<sup>2</sup>/an, prin investiții medii anuale de 4 mld €. Efortul investițional suplimentar, pentru a trece de la scenariul POPT la scenariul P3050M este foarte ridicat și nejustificat pentru puterea de cumpărare a consumatorilor din România.

Consumul total de energie al gospodăriilor va urma în bună măsură necesarul pentru încălzire și răcire. Cererea de energie a gospodăriilor pentru gătit,

încălzire, iluminat, electronice și electrocasnice, este de așteptat să crească foarte puțin, ca urmare

a adoptării treptate a noilor tehnologii de eco-design, cu consum specific tot mai scăzut.

### VI.3. Consumul de energie al României între 2030 și 2050

Atât cererea de energie finală, cât și consumul brut de energie primară sunt așteptate să scadă ușor în România în perioada 2030-2050, ca urmare a investițiilor în eficiența energetică și a creșterii ponderii serviciilor în economie, pe fondul creșterii economice mai lente, cauzate de fenomenul de îmbătrânire a populației. Analiza consumului de

energie pe tipuri de resurse și pe segmente ale cererii nu arată schimbări majore în consumul de energie pe segmente de cerere și pe sectoare de activitate, dar vor avea loc transformări importante în mixul energetic, remarcabil în special în cererea diferitelor tipuri de energie la nivel sectorial și din punct de vedere al tehnologiilor utilizate.

#### VI.3.1. Consumul brut de energie primară pe tipuri de resurse

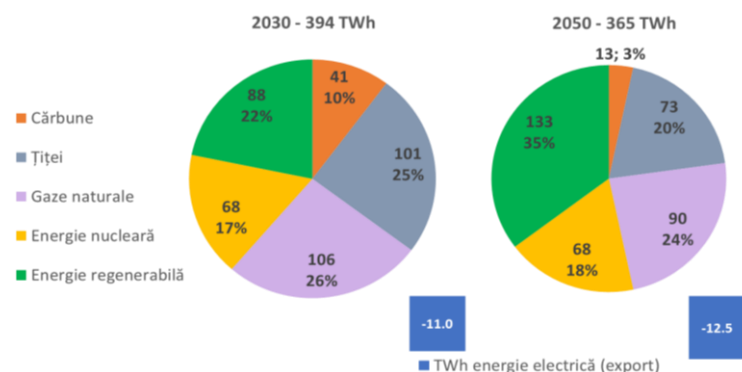
Rezultatele modelării pentru Scenariul Optim indică o scădere cu 7% a cererii de energie primară între 2030 și 2050, de la 394 la 365 TWh. Scade, de asemenea, ponderea combustibililor fosili în mixul de energie primară, de la 61% la 47%, fiind înlocuiți de SRE, ce cresc de la 22% la 35% (Figura 40).

hidroelectrică nu este prevăzută a crește în mod substanțial, însă creșterea nu este exclusă, dacă se realizează noi investiții în centrale hidroelectrice pe principalele cursuri de apă.

Creșterea cu 45 TWh a SRE este alocată aproximativ în mod egal energiei eoliene, fotovoltaice și geotermale, care crește mai mult de dublu de la 20 TWh în 2030 la 44 TWh în 2050, respectiv biomasei, cu o creștere de la 51 la 72 TWh. Energia

între 2030 și 2050, cererea de cărbune și cea de țiței sunt estimate să se reducă cu aproximativ 28 TWh fiecare. În 2050, cărbunul ar putea acoperi doar 3% din cererea de energie primară, în scădere de la 10% în 2030. Gazul natural își păstrează locul în mixul energiei primare, cu o pondere aproape constantă de circa 25%.

Figura 40 - Consumul intern brut de energie primară în 2030 și 2050



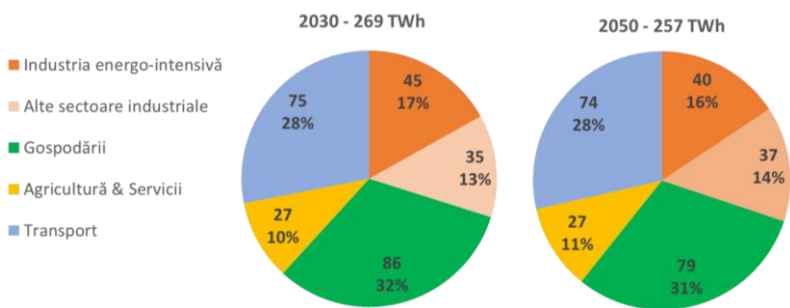
Sursa: PRIMES

#### VI.3.2. Consumul brut de energie finală pe segmente de consum

Perspectivile de evoluție a cererii de energiei în sectorul energetic românesc sunt prezentate pentru intervalul 2030-2050 potrivit Scenariului Optim, în comparație cu scenariile principale de politici analizate (Figura 41). Scenariul Optim se prezintă, din acest punct de vedere, ca scenariu de

mijloc, cu estimări situate între tendințele de scădere mai radicală din scenariile cu politici ambițioase de decarbonare, eficiență energetică și cotă de SRE, pe de o parte, și Scenariul de Referință, pe de altă parte.

**Figura 41 – Consumul de energie finală în 2030 și 2050, pe segmente de consum**



Sursa: PRIMES

În industrie, consumul de energie finală va scădea ușor de la 80 TWh în 2030 la 75 TWh în 2040, urmat de creștere ușoară până la 77 TWh în 2050. Consumul final de energie în industriile energo-intensive prezintă o tendință similară celui din industrie, în ansamblu; după o scădere de la 45 TWh în 2030 la 40 TWh în 2040, consumul rămâne relativ constant la acest nivel, în toate scenariile, până în 2050.

În sectorul rezidențial, consumul final de energie rămâne la un nivel similar celui din prezent, de circa 86 TWh până în 2040, urmat de o scădere la 79 TWh în 2050. Rezultatele prezintă, în acest caz, o evoluție de mijloc, în cadrul unui tipar relativ consistent cu celelalte scenarii, cu scădere mai puternică de consum doar în scenariile cu politici ambițioase de decarbonare, prin investiții substanțiale în eficiența energetică a imobilelor.

În sectorul serviciilor, se preconizează un consum stabil de energie între 2030 și 2050, în jurul valorii de 23 TWh. Consumul în agricultură este de aproximativ 4 TWh. Nivelul este unul median, situat

între proiecțiile de ușoară creștere ale Scenariului de Referință și cele de ușoară scădere, ale scenariului ambițios de decarbonare.

Consumul final de energie în sectorul transporturi prezintă, în Scenariul Optim, o creștere lentă de la 75 TWh în 2030 la 77 TWh în 2035, urmată de o scădere graduală până la 74 TWh în 2050.

În total, consumul brut de energie finală este așteptat să scadă ușor, de la 269 la 257 TWh. Ponderele segmentelor de consum rămâne aproximativ aceeași în perioada 2030-2050. Principalul segment al cererii rămân gospodăriile, cu 31% din consum, urmat îndeaproape de industriile și transporturi, ambele apropiate de 30%. Consumul segmentelor terțiar și agricol completează cererea de energie finală, cu o pondere de 10%. Rezultatele modelării nu anticipează modificări substanțiale în niciun segment de consum, cu excepția dezvoltării cu precădere a electromobilității și a sectoarelor industriei cu valoare adăugată ridicată și consum specific de energie relativ scăzut.

### VI.3.3. Consumul brut de energie finală pe tipuri de resurse

Consumul final de produse petroliere înregistrează evoluții puternic divergente de la scenariu la scenariu. În Scenariul Optim, este preconizată o scădere continuă a consumului de la 79 TWh în 2030 la 70 TWh în 2040 și doar 55 TWh în 2050 (Figura 42). Pe de altă parte, Scenariul de Referință estimează un nivel staționar, situat în jurul nivelului de 93 TWh în varianta de preț mic al combustibililor, în vreme ce scenariul P3050M prevede cea mai accentuată scădere, până la nivelul de 35 TWh în 2050. Evoluția este determinată de ritmul diferit de creștere a ponderii electromobilității în transportul rutier, în funcție de scenariu.

Consumul final de gaz natural rămâne constant între 2030 și 2050, la nivelul de 68 TWh, în Scenariul Optim. Nivelul maxim al cererii este estimat în Scenariul de Referință cu preț scăzut (RLow), în jurul nivelului de 73 TWh, în vreme ce scenariul P3050M indică o scădere semnificativă a cererii de gaz natural, de la 63 TWh în 2030 la 47 TWh în 2050.

Astfel, evoluția cererii tuturor combustibililor fosili este condiționată de prețul lor, de nivelul de ambiție al politicilor de decarbonare, respectiv de prețul european al certificatelor de emisii ETS.

Consumul de energie finală din SRE – biomasă și deșeuri – prezintă, în Scenariul Optim, o creștere notabilă, de la 45 TWh în 2030 la 53 TWh în 2050. O creștere mai pronunțată este indicată, în mod previzibil, de scenariul P3050M, care prevede o țintă obligatorie pentru cota de SRE în 2030 și asumarea la nivel național a țintei de reducere a emisiilor de GES cu 80% în 2050.

Consumul final de energie electrică prezintă un tipar robust și consistent de creștere în toate scenariile studiate. În intervalul 2030-2050, în Scenariul Optim, consumul final de energie electrică va crește de la 51 TWh în 2030 la 65 TWh în 2050. O electrificare ceva mai puternică a consumului de energie este preconizată în scenariul P3050M, de maximă ambiție în ceea ce privește decarbonarea, până la 74 TWh în 2050.

Consumul final de abur prezintă, în Scenariul Optim, o scădere lentă de la 18 TWh în 2030 la 17 TWh în 2050. Și de această dată, Scenariul Optim este situat la nivel median. Nivelul maxim al cererii de agent termic este aferent Scenariului de Referință, în varianta de preț mare al combustibililor (Rhigh), cu un consum de agent termic de 20 TWh în 2050.

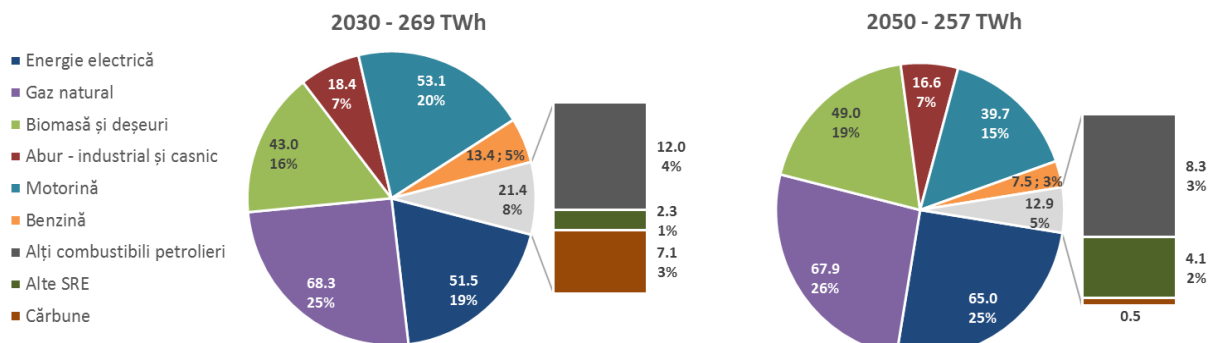
În ceea ce privește ponderea energiei electrice în consumul final de energie, Scenariul Optim indică o

tendență clară și robustă de creștere, de la 19% în 2030 la 25% în 2050. Electrificarea consumului este mai accentuată în scenariul P3050M, în care presiunea competitivă asupra combustibililor fosili este cea mai mare și în care, în 2050, este atins nivelul de 31%. Pe de altă parte, scenariul de referință, în varianta de preț scăzut, indică o evoluție moderată a electrificării consumului către doar 20% în 2050.

Ponderea gazului natural în consumul final de energie pe termen lung prezintă o cotă aproape constantă, în Scenariul Optim, la un nivel de circa 25%. Gazificarea consumului de energie este favorizată în scenariul P2030L, cu politici climatice și de mediu relativ relaxate și cu preț mic al combustibililor – 28% în 2050 – și este descurajată, potrivit așteptărilor, în scenariul P3050M, cu politici ambițioase de decarbonare – 20%.

Intensitatea energetică raportată la PIB prezintă o scădere de la 153 tep/mil €<sub>2010</sub> în 2030 la 108 tep/mil €<sub>2010</sub> în 2050. Intensitatea emisiilor de carbon raportată la PIB va cunoaște o scădere continuă, potrivit Scenariului Optim, de la 258 la t CO<sub>2</sub>/mil €<sub>2010</sub> în 2030 la 119 t CO<sub>2</sub>/mil €<sub>2010</sub> în 2050 – tendință redată cu consistență în toate scenariile.

**Figura 42 – Consumul de energie finală după tipul energiei (2030 și 2050)**



Sursa: PRIMES

## VI.4. Producția și importurile nete de energie între 2030 și 2050

Producția totală de energie primară va prezenta o ușoară scădere, de la 304 TWh (echivalentul a 26,2 mil tep) în 2030 la 287 TWh în 2050 (Figura 43).

Producția totală de cărbune va scădea de la 32 TWh în 2030 la 12 TWh în 2050, în continuarea tendinței de diminuare a cărbunelui în mixul energetic (45

TWh în 2020). Proiecția Scenariului Optim este situată la un nivel superior al producției față de scenariile și sensibilitățile cu preț mic al combustibililor și/sau care includ politici energetice mai ambițioase de decarbonare, eficiență energetică și pondere SRE.

Se estimează că producția de țiței își va continua tendința de scădere lentă între 2030 și 2050, de la 22 la 13 TWh (1,93 la 1,15 mil tep). În scenariul ambițios de decarbonare combinat cu prețuri mici ale petrolului, producția de țiței cunoaște un punct de cotitură în 2035, începând de la care are loc o scădere abruptă către zero.

Producția de gaz natural va scădea, după ce atinge un nou vârf de 132 TWh în 2025 ca urmare a producției din Marea Neagră, la 96 TWh în 2030 și la 65 TWh în 2050. Ca și în cazul țițeiului, scenariile de preț mic prevăd o scădere către zero a producției de gaze începând cu 2045.

Producția de energie din SRE va crește în ritm susținut, de la 86 TWh în 2030 la 129 TWh în 2050. Tendința de creștere este consistentă în toate scenariile rulate, însă apar variații mari între scenariile de decarbonare și Scenariul de Referință.

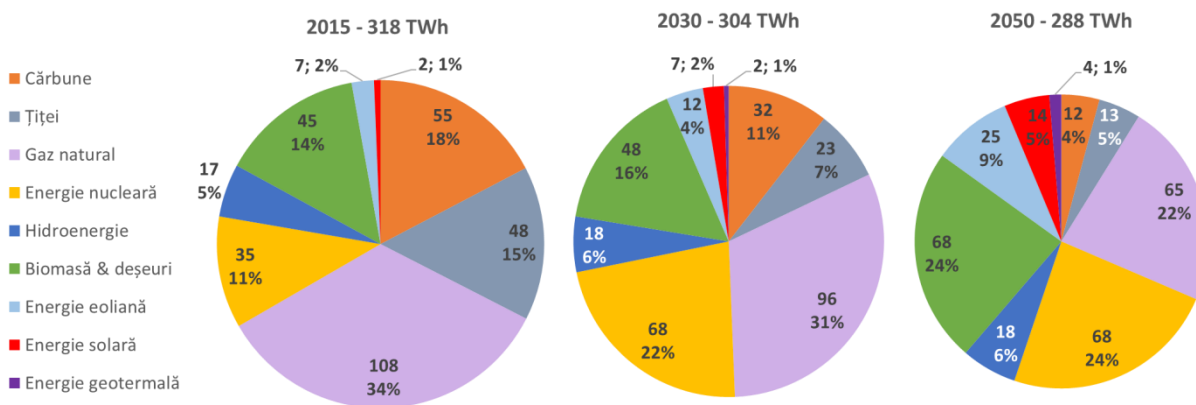
Producția totală de energie pe bază de biomasă și deșeuri prezintă, în toate scenariile, o creștere consistentă în perioada analizată, 2030-2050. În

Scenariul Optim, producția este de 48 TWh în 2030 și de 68 TWh în 2050. Este notabilă tendința de accelerare a producției pe bază de biomasă după 2030, prin dezvoltarea tehnologiilor moderne și eficiente la scară largă, în special în mediul rural.

Evoluția dependenței de importuri de energie prezintă diferențe de la scenariu la scenariu. Potrivit Scenariului Optim, de la nivelul de 23% în 2030, dependența de importuri va crește la 29% în 2035, pentru a scădea apoi până la 21% în 2050. Țițeiul rămâne principala formă de energie importată în România în toată perioada analizată și în toate scenariile analizate.

Valorile maxime ale dependenței de importuri ar fi atinse în Scenariul de Referință cu prețuri scăzute ale combustibililor (RLow), cu 42% în 2030 și 62% în 2050; cele minime, pe de altă parte, ar fi atinse în scenariul ambițios de decarbonare (P3050): 17% în 2030, 28% în 2035, pentru a coborî la doar 2% în 2050. Așa cum se poate vedea mai jos, însă, acest scenariu necesită un volum considerabil mai mare de investiții decât Scenariul Optim.

**Figura 43 – Evoluția producției de energie primară în România după sursa energiei**



Sursa: PRIMES

## VI.5. Estimarea investițiilor în sectorul energetic în intervalul 2030-2050

Sectorul energetic va necesita investiții susținute și în intervalul 2030-2050. Potrivit Scenariului Optim, cheltuielile totale de investiții în sectorul energetic vor fi, între 2031 și 2050, de circa 13 mld €<sub>2013</sub>, ceea ce revine la o medie anuală de 665 mil €<sub>2013</sub>. Necesarul de investiții variază între un maxim în scenariul P3050L (ținte ambițioase de decarbonare în varianta de preț scăzut al combustibililor), cu un nivel mediu anual de investiții de 1470 mil €<sub>2013</sub>; iar

minimul este atins în Scenariul de Referință cu preț mic al combustibililor (RLow), cu o medie anuală de 285 mil €<sub>2013</sub>.

Raportat la PIB, totalul cheltuielilor de investiții în energie prezintă, în Scenariul Optim, un parcurs variabil între 2030 și 2050: 5,7% în 2030, 5% în 2035, 5,3% în 2045 și 4,9% în 2050. În ceea ce privește investițiile în capacități de generare a energiei

electrice, inclusiv cele în cogenerare, acestea sunt estimate, în Scenariul Optim, la 125 mil €<sub>2013</sub> anual în intervalul 2026-2035 și la 620 mil €<sub>2013</sub> anual în intervalul 2036-2050.

Pe de altă parte, în cadrul sistemului european EU ETS de tranzacționare a certificatelor de emisii, modelarea indică o creștere substanțială a veniturilor generate prin licitarea certificatelor, în Scenariul Optim: 1,2 mld €<sub>2013</sub> în 2030, urmat de creștere continuă până la 5,8 mld €<sub>2013</sub> în 2050.

Trebuie remarcat că, prin includerea unei mari ponderi a energiei nucleare în mixul energetic, Scenariul Optim nu reprezintă scenariul de venituri maxime din licitarea certificatelor de emisii, în comparație cu alte scenarii analizate.

Asigurarea surselor de finanțare pentru investițiile în sectorul energetic în perioada 2030-2050 nu constituie o temă abordată îndeaproape de această Strategie, acest rol revenind versiunilor revizuite ale Strategiei, în deceniul următor.

## VII. PARTICIPAREA ECHITABILĂ LA ATINGEREA ȚINTELOR UE28 ÎN 2030 ȘI 2050

România își va îndeplini angajamentul european cu privire la țintele naționale pentru (1) eficiența energetică, (2) energia regenerabilă și (3) emisiile de GES pentru anul 2020, un efort susținut suplimentar fiind necesar doar pentru creșterea cotei de SRE în transporturi (SRE-T) la 10%. Efortul strategic în următorii ani va consta în principal în imprimarea unei direcții de evoluție a sectorului energetic conforme cu obiectivele strategice prioritare, inclusiv participarea proactivă și echitabilă la procesul îndelungat și complex de transformare pentru atenuarea schimbărilor climatice.

UE a stabilit ținte comune pentru cei trei parametri pentru anul 2030 și a lansat, în iulie 2016, un pachet de inițiative legislative care să susțină atingerea lor. În decembrie 2016, CE publică rezultatele unei analize de impact cu privire la potențiale ajustări ale

țintelor comune pentru 2030, respectiv o propunere de împărțire echitabilă a efortului între statele membre pentru atingerea țintelor comune. Totodată, va fi lansat un nou pachet de inițiative legislative pentru susținerea atingerii țintelor pentru 2030, în special o propunere de actualizare a Directivei pentru SRE.

În acest context, demersul modelării cantitative a sectorului energetic din România pentru perioada 2016-2030 contribuie direct la fundamentarea mandatului de negociere al României pentru stabilirea țintelor indicative naționale pentru 2030 cu privire la emisiile de GES, SRE și eficiența energetică, în mod echitabil. În această secțiune, sunt prezentate succint rezultatele modelării pentru 2030, în toate scenariile, cu privire la cota de SRE, emisiile de GES și eficiența energetică.

### VII.1. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră

România își redusese în 2015 emisiile de GES cu 54% față de 1990, mult peste nivelul mediu de 20% stabilit ca țintă UE28 pentru 2020 și de ținta de 40% pentru 2030. Scăderea este în primul rând rezultatul unui proces de amploare, îndelungat și dureros de transformare a sectorului industrial, ce poate fi considerat acum încheiat.

Industria rămâne principalul motor de creștere economică sustenabilă pentru România și are premise foarte bune de dezvoltare în deceniile următoare, în special industria producătoare de mașini, utilaje și echipamente, dar cu valoare adăugată tot mai ridicată. Nu mai sunt însă de așteptat, pe termen scurt, modificări de substanță în sensul creșterii eficienței energetice sau scăderii emisiilor de GES. Astfel, scăderea în continuare a emisiilor de GES va avea loc într-un ritm mult mai lent decât cel din ultimii 25 de ani, fiind rezultatul concertat a mici îmbunătățiri în toate sectoarele de activitate. Un rol primordial îl vor avea însă eficientizarea consumului de energie și creșterea ponderii energiilor curate în mixul energetic.

Pentru 2030, rezultatele modelării indică o scădere suplimentară a emisiilor de GES totale cu 6-9 puncte procentuale, până la o reducere de 60-63% față de 1990. În valoare absolută, emisiile anuale se vor reduce de la 116 mil t CO<sub>2</sub> echivalent în 2015 la 94-102 mil t CO<sub>2</sub> echivalent în 2030. Vor contribui atât

sectoarele cuprinse în sistemul ETS, cât și activitățile care nu sunt incluse în acest sistem (non-ETS).

Emisiile de GES cuprinse în sistemul ETS s-au redus în România cu 43% în perioada 2005-2015, de la 75 la 43 mil t CO<sub>2</sub> echivalent. Ținta medie UE28 pentru 2030 de reducere a emisiilor ETS este de 43% față de situația din 2005, nivel atins deja de România. Bineînțeles, prin participarea la sistemul ETS, România va continua să reducă emisiile de GES aferente – cel mai probabil la un nivel cuprins între 30 și 35 mil t CO<sub>2</sub> echivalent (32 mil t în Scenariul Optim), în funcție de evoluția mixului energetic. În situația în care prețul certificatelor de emisii ETS rămâne însă, la nivel european, la o valoare mai scăzută decât este necesar pentru atingerea țintelor de decarbonare, emisiile de GES cuprinse în sistemul ETS vor fi mai ridicate. Nu există și nu sunt necesare ținte naționale pentru emisiile de GES din sistemul ETS.

Pentru emisiile de GES non-ETS, CE a propus pentru România o țintă de reducere cu 2% în 2030 față de nivelul din 2005, în timp ce media pentru UE28 este o reducere de 35%. Această țintă este echitabilă și ține cont de necesarul României de a crește consumul de energie în tandem cu creșterea economică, în special în anumite sectoare non-ETS precum transporturile și încălzirea locuințelor. Cu eforturi susținute în creșterea eficienței energetice

în sectorul încălzirii, benefică din toate perspectivele, România poate atinge și, eventual, chiar depăși această țintă.

Pe scurt, România contribuie echitabil la procesul de decarbonare al UE28, cu o reducere de cel puțin

60% a emisiilor de GES totale în 2030 față de 1990, în toate scenariile analizate. La nivel european, reducerea medie de 60% urmează a fi ținta intermediară pentru anul 2040, pe care România o va atinge probabil cu 10 ani mai devreme. Scenariul Optim arată o reducere cu 62% a emisiilor în 2030.

## VII.2. Creșterea rolului SRE în mixul energetic

România și-a îndeplinit angajamentul european pentru 2020 de a crește ponderea SRE la 24% din consumul brut de energie finală (ponderea SRE), atingând pentru acest indicator un nivel de 26,3% în 2015.

Depășirea țintei programate mult înainte de termen este rezultatul unei creșteri rapide a producției de energie electrică din SRE (SRE-E), în special în microhidrocentrale, centrale electrice eoliene și fotovoltaice. Investițiile în aceste capacități sunt efectuate prin subvenții prin schema certificatelor verzi, ce impune un cost deloc neglijabil pentru consumatorul final. Schema certificatelor verzi va garanta un venit suplimentar producătorilor acreditați timp de 15 ani, dar ia sfârșit la 31 decembrie 2016 pentru toate proiectele noi și nu

este oportună introducerea unei noi scheme similare de sprijin mai devreme de 2030, când va fi luat sfârșit schema actuală.

România ar putea introduce un mecanism de sprijin pentru dezvoltarea potențialului biomasei în forme moderne și eficiente, însă dezvoltarea în continuare a parcurilor eoliene și solar fotovoltaice va continua doar atunci când costul acestor tehnologii le face competitive fără scheme de sprijin. Acest lucru este de așteptat să aibă loc în următorul deceniu, prin urmare se vor construi noi capacități eoliene și fotovoltaice în România chiar în absența unei scheme de sprijin, după anul 2020. Rezultatele modelării confirmă o creștere treptată, dar tot mai susținută, a capacităților eoliene și fotovoltaice pentru întreaga perioadă 2020-2030.

### VII.2.1. Ponderea SRE în consumul final de energie electrică (SRE-E)

Factorii cei mai importanți ce vor determina ritmul de dezvoltare a capacităților regenerabile sunt (1) evoluția costului tehnologiilor regenerabile, (2) costul cărbunelui și al gazului natural și (3) costul certificatelor de emisii în schema ETS (prețul ETS). Toate aceste elemente de cost sunt dificil de anticipat, însă cel mai mare grad de incertitudine este cu privire la prețul ETS. În condițiile unui preț scăzut al ETS, fără o schemă de sprijin pentru SRE-E, dezvoltarea tehnologiilor curate va fi încetinită.

Un preț relativ scăzut al ETS, ce nu conduce la ieșirea cărbunelui din mixul energiei electrice, dar ratează astfel îndeplinirea țintelor de decarbonare, ar păstra cota SRE-E la un nivel apropiat de cel din prezent, sub 45%. Mult mai probabilă este însă creșterea prețului ETS către nivelul minim, ce permite totuși atingerea țintelor de decarbonare. La acest nivel de preț ETS, cota SRE-E va crește la 52% în 2030.

Un alt factor ce va influența considerabil, pe termen scurt și mediu, dezvoltarea producției de SRE-E este

nivelul costului de capital pentru finanțarea investițiilor. România are unul dintre cele mai ridicate niveluri ale costului de capital din UE28, ceea ce înseamnă că este considerabil mai scumpă construirea unei turbine eoliene în România decât în Germania, spre exemplu. În lipsa unui nou mecanism european de garantare a investițiilor în SRE, România va fi puțin atractivă pentru noi investiții, încetinind ritmul de creștere a ponderii SRE.

Scenariul Optim presupune însă un cost de capital scăzut pentru SRE în România, ceea ce ar putea crește suplimentar cota SRE-E la un nivel cuprins între 55% și 62%. Diferența este dată de evoluția mixului energiei electrice, în special în ceea ce privește creșterea ponderii energiei nucleare. Scenariul Optim calculează o pondere SRE-E de 55% în 2030. România nu își asumă însă o pondere anume pentru SRE-E.



## VII.2.2. Ponderea SRE în consumul brut de energie finală pentru încălzire și răcire

Încălzirea clădirilor și utilizarea aburului în procese industriale reprezintă principalul segment de consum energetic, mai important decât energia electrică sau consumul în transporturi. În 2015, România a acoperit din SRE mai mult de 28% din consumul brut de energie finală pentru încălzire și răcire (ponderea SRE-IR). Evoluția acestui indicator va determina în cea mai mare măsură cota totală SRE în 2030.

Scenariile care arată o tranziție rapidă către forme moderne de utilizare a biomasei pentru încălzire și

trecerea unui număr însemnat de localități rurale la încălzire pe bază de gaz natural și cu pompe de căldură arată o scădere a ponderii SRE-IR cu 5 puncte procentuale, la 23% în 2030. Este puțin probabilă o modificare atât de profundă a modului de încălzire a locuințelor, însă este clară tendința de scădere ușoară a ponderii SRE-IR. În situația în care transformarea modului de încălzire și izolarea termică a locuințelor au loc lent și sunt limitate în mare măsură doar la mediul urban, ponderea SRE-IR ar putea crește ușor, la cel mult 30%.

## VII.2.3. Ponderea SRE în consumul brut de energie finală în transporturi (SRE-T)

Sectorul transporturilor a rămas aproape în totalitate captiv în dependența de o singură resursă energetică, țițeiul. Ritmul de trecere la combustibili alternativi este însă în curs de accelerare la nivel mondial, iar CE sprijină creșterea rolului biocarburanților și dezvoltarea infrastructurilor alternative de alimentare. Pe termen lung, proiecțiile arată o transformare profundă a sectorului transporturilor către electro-mobilitate și biocarburanți, însă nu vor avea loc schimbări fundamentale în România înainte de 2030. De altfel, ponderea SRE-T nu este direct corelată cu cea a electromobilității, fiind necesară creșterea în paralel a ponderii SRE-E.

România își va atinge ținta pentru SRE-T de 10% în 2020, însă este puțin probabilă o creștere ulterioară

rapidă a volumului de biocarburanți, nu în ultimul rând datorită considerentelor de sustenabilitate a producției lor. Dacă până în 2020, creșterea ponderii SRE-T va fi susținută de mixul de biocarburanți în benzină și motorină, până la atingerea țintei de 10%; în perioada 2020-2030, ponderea SRE-T va crește în special ca urmare a creșterii ponderii mobilității electrice, pe segmentele feroviar și rutier. Astfel, în funcție de ritmul de penetrare al autovehiculelor hibride și a celor electrice, ponderea SRE-T în 2030 ar putea ajunge la 13-15%.

Creșterea de 3-5% nu este neglijabilă, venind pe fondul unei creșteri susținute a sectorului transporturilor. Ea anticipează o creștere mult mai rapidă în perioada 2030-2050.

## VII.2.4. Considerații cu privire la ținta SRE pentru anul 2030

Trei factori principali vor determina ponderea SRE în România în 2030: (1) costul de capital pentru finanțarea SRE-E, (2) evoluția consumului de biomasă pentru încălzire până în 2030 și (3) atingerea țintei pentru biocarburanți în transporturi și electro-mobilitatea. Rezultatele modelării indică o pondere pentru SRE în 2030 cuprinsă între 28% și 32%, fără o nouă schemă de sprijin pentru SRE-E și cu continuarea tendințelor actuale de dezvoltare pentru segmentele de consum transporturi și cel al încălzirii și răcirii.

În situația în care are loc o tranziție mai rapidă de la utilizarea ineficientă a biomasei pentru încălzire în

mediul rural către gaz natural, energie electrică (pompe de căldură) și utilizarea mai eficientă a biomasei, ponderea SRE va fi între 25% și 28%. În perioada 2017-2030, va crește calitatea vieții pentru locuitorii mediului rural și va fi îmbunătățită gestiunea fondului forestier, având ca efect o creștere lentă a SRE prin reducerea ponderii SRE-IR.

Pe scurt, România nu-și poate asuma o țintă SRE ambițioasă pentru 2030, propunerea de țintă orientativă către CE fiind de 27%. Este posibilă o creștere mai rapidă a ponderii SRE, însă ar putea compromite obiectivul de creștere a calității vieții în mediul rural.

### VII.3. Creșterea eficienței energetice

La nivelul UE, ținta pentru eficiență energetică pentru anul 2020 este raportată la cererea de energie primară, respectiv la o proiecție pentru 2020 a acestei cereri realizată cu modelul PRIMES în 2007. Astfel, ținta este una de reducere a cererii de energie primară cu 20% față de valoarea de referință calculată după metodologia descrisă mai sus. Utilizând acest indicator al CE, România și-a atins ținta pentru eficiență energetică pentru 2020, cererea de energie primară pentru 2020 fiind estimată la 36% sub nivelul de referință, mult sub ținta națională de reducere cu 19%.

Utilizând același indicator în 2030, prin eforturi susținute în creșterea eficienței energetice, România ar urma să-și păstreze reducerea cu 36% a cererii de energie primară, chiar în condiții de creștere economică susținută. Astfel, Scenariul Optim prezintă un nivel al cererii de energie primară în 2030 egal cu cel din 2015. Nivelul de 36% este superior țintelor avute în vedere pentru eficiența

energetică la nivelul UE28 în 2030, de 27% (nivelul cel mai probabil) sau 30% (nivelul ambițios, asupra căruia se va lua o decizie cel târziu în 2020).

Menținerea cererii de energie primară în 2030 la un nivel apropiat de cel din 2015 este în interesul strategic al României. Acest lucru este necesar din considerente de securitate energetică (păstrarea unui grad redus de dependență de importuri), de competitivitate economică, de suportabilitate a prețurilor pentru consumatorii casnici și reducere a gradului de sărăcie energetică, precum și pentru a limita impactul asupra mediului înconjurător. România nu își va asuma o țintă națională globală pentru eficiența energetică, contribuind echitabil la atingerea țintei comune. Ținte sectoriale cu privire la eficiența energetică pot fi asumate la nivel național, pentru a încuraja realizarea la timp a investițiilor, dar fără ca acestea să constituie angajamente la nivel european.

### VII.4. Valori indicative ale țintelor pentru anii 2020, 2030 și 2050

Pe baza rezultatelor modelării, Strategia propune valorile indicative ale țintelor de decarbonare (Tabelul 6):

**Tabel 6 - Ținte indicative de decarbonare pentru anii 2020, 2030 și 2050**

Indicatorul	U.M.	2015	2020	2030	2050
Reducerea emisiilor GES	% față de 1990	54	55	62	75
Reducerea emisiilor GES non-ETS	% față de 2005	8	0	2	30
Ponderea SRE	%	26.3	24	27	47
Ponderea SRE-E	%	43.7	44	55	78
Ponderea SRE-T	%	4.6	10	13	60
Intensitatea energetică în economie	tep/mil € <sub>2013</sub>	218	190	155	105
Intensitatea emisiilor – energie electrică și abur	g CO <sub>2</sub> /kWh	319	300	170	50

Sursa: Ministerul Energiei, pe baza rezultatelor modelării PRIMES

În ceea ce privește indicatorul principal pentru anul 2050, urmărit la nivel european – scăderea emisiilor de GES cu 80% față de 1990 – Scenariul Optim arată o contribuție echitabilă pentru România la această țintă de 75%. Nu este imposibilă atingerea țintei de 80% pentru România, dar rezultatele modelării arată că pentru creșterea eficienței energetice a locuințelor la standard de casă pasivă, respectiv accelerarea electrificării transporturilor și sprijinirea prin subvenții a SRE de primă generație, efortul investițional ar fi nejustificat de mare pentru puterea de cumpărare a consumatorilor.

România nu exclude reducerea cu 80% a emisiilor de GES în 2050, acest lucru fiind însă posibil doar prin maturizarea noilor tehnologii, cu rezultatul reducerii costurilor. Prin participarea cercetătorilor români la programe internaționale de cercetare-inovare în domeniul energiilor curate și prin dezvoltarea producției industriale de piese, componente și echipamente necesare tranziției energetice, la un nivel înalt de calitate și cost competitiv, pe baza unei forțe de muncă productive și bine calificate, România va fi un partener în atingerea obiectivelor de decarbonare.

## ACTUALIZAREA PERIODICĂ A STRATEGIEI ENERGETICE

Ministerul Energiei monitorizează în permanență sectorul energetic, inclusiv stadiul de implementare al Strategiei Energetice. Planurile de acțiune și măsurile necesare pentru îndeplinirea obiectivelor strategice vor fi urmărite îndeaproape, pentru a asigura sursele de finanțare și derularea în condiții optime a proiectelor de investiții.

Necesitatea actualizării periodice a Strategiei Energetice vine din schimbările care au loc atât pe plan local, european, cât și mondial. Transpunerea în practică a Strategiei Energetice depinde de contextul național și internațional, ambele evoluând în interdependență dinamică.

Schimbarea climatului economic, creșterile spectaculoase și crizele economice, aduc cu sine noi tendințe de dezvoltare a societății și implicit a nevoilor acesteia. Noile tehnologii și produse energetice reorientează alegerile de investiții,

încrederea în procesele energetice, precum și structura sistemului electroenergetic.

Pentru a răspunde modificărilor de context, o dată la cel mult cinci ani, vor avea loc:

- *Actualizarea datelor și a analizei de sistem;*
- *O nouă analiză calitativă a tendințelor din sistemul energetic național;*
- *Redefinirea scenariilor și o nouă modelare cantitativă;*
- *Revizuirea țintelor și a priorităților de acțiune.*

Strategia Energetică se bazează pe dezvoltarea piețelor concurențiale de energie electrică, gaze naturale și alte resurse primare, ceea ce duce la nevoia de noi abordări, odată cu modificarea tendințelor piețelor.

## ANEXĂ – METODOLOGIA ELABORĂRII STRATEGIEI ENERGETICE

### Suita de modele PRIMES/GEM-E3

Modelarea cantitativă a fost realizată cu suita de modele macroeconomice PRIMES (*Price-Induced Market Equilibrium System*) și GEM-E3 (*General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment interactions*), dezvoltată de E3MLab (afiliat Universității Tehnice din Atena, Grecia) și utilizată de Comisia Europeană (CE) în definirea politicilor energetice și de mediu. CE a publicat rezultate actualizate ale Scenariului de Referință PRIMES pentru fiecare stat membru UE în luna iulie 2016 și urmează să publice în curând rezultatele analizei celor mai relevante sensibilități.

În mediul de modelare a fost inclus un set de politici energetice, specificat de Ministerul Energiei, precum și date detaliate ale stadiului actual al sectorului energetic pe baza celor mai recente informații disponibile la nivel național. Modelul PRIMES simulează sistemul energetic și piețele de energie electrică la nivel național, precum și importurile și exporturile între statele europene.

Rezultatele principale ale modelării includ balanțe energetice detaliate – atât pentru partea de cerere, cât și de ofertă – emisiile de CO<sub>2</sub>, investițiile, penetrarea tehnologiei energetice, prețuri și costuri. Principalele sub-modele PRIMES sunt următoarele: al cererii din sectorul rezidențial și terțiar, al cererii din sectorul industrial, modelul de transport PRIMES-TREMOVE, modelul PRIMES-Gaz Natural, modelul PRIMES-Biomasă, complexul de modele PRIMES pentru sectorul energetic-încălzire centralizată-CHP, PRIMES-Producție de energie primară, PRIMES-Rafinare, simulatorul pieței ETS, precum și procedura de integrare a modelului de echilibrare și decongestionare a pieței.

Premisele legate de politicile energetice pe care este construit procesul de modelare includ țintele de reducere a emisiilor de GES, cele privind ponderea SRE și creșterea eficienței energetice, schemele de sprijin pentru SRE și eficiență energetică, regulamentele și standardele de exploatare pentru centrale, impozitarea și subvențiile, facilitarea finanțărilor, regulamente și politici de piață pentru infrastructură și utilizarea acesteia. O parte dintre ele sunt aplicabile la nivelul UE, în baza legislației comunitare, iar altele sunt bazate pe legislația națională.

Rularea *ex-post* a modelului principal PRIMES simulează în detaliu funcționarea zilnică a sistemului și a piețelor de energie electrică la nivel național, regional sau al UE. Modulul PRIMES denumit *Market and Unit Commitment* (piață și dispecerizarea grupurilor) rulează pe bază orară pentru câteva zile tipice din an și simulează funcționarea piețelor pentru ziua următoare (PZU), intra-zilnice, de echilibrare și servicii tehnice de sistem (STS), și calculează orare de programare a unităților și decontări financiare pentru participanți. Activitatea transfrontalieră este, de asemenea, integrată în mediul de simulare și poate aborda diferite premise cu privire la cuplarea transfrontalieră a piețelor și concurența survenită în diferite etape de dezvoltare a piețelor de energie electrică.

PRIMES este corelat cu modelul macroeconomic GEM-E3, care este un model dinamic de echilibru general, calculabil multistatal și multisectorial, dezvoltat de E3MLab. Modelul acoperă toate sectoarele de producție ale economiei și agenții instituționali ai economiei – statul, firmele, gospodăriile și băncile.

GEM-E3 calculează prețurile de echilibru aferente produselor, serviciilor, forței de muncă și capitalului, care decongestionează simultan toate piețele afectate de închiderea generală a piețelor financiare. Concomitent, GEM-E3 simulează caracterul individual al comportamentelor tuturor actorilor implicați, ce determină cererea și oferta de produse și servicii, precum și forța de muncă și capitalul, și substituirii între acestea generate de prețurile relative, preferințe și posibilitățile tehnologice. Modelul GEM-E3 determină echilibrul produselor, serviciilor și fluxurilor financiare simultan la nivel național și internațional. Astfel, comerțul internațional de produse și servicii este determinat în mod endogen (de către model), acoperind întreaga economie globală.

Politicile ce internalizează externalitățile de mediu sunt incluse în model și sunt integrate în comportamentul actorilor implicați. Politicile publice de toate tipurile și finanțarea publică sunt, de asemenea, integrate în model. Dinamica modelului este dată de investițiile endogene *per*

sector de activitate, achiziția de bunuri de folosință îndelungată și acumularea de datorii în sectoarele financiare.

GEM-E3 generează proiecții numerice ale activității macroeconomice și sectoriale, ce sunt date de intrare pentru modelul PRIMES. Totodată, GEM-E3 este utilizat pentru evaluarea impactului macroeconomic al modificărilor din sistemul energetic rezultate din simularea politicilor energetice, în contextul diferitelor scenarii. În acest scop, GEM-E3 preia proiecțiile energetice generate de PRIMES, și calculează modificările de produs intern brut (PIB), activitatea *per* sector, ocuparea

forței de muncă, veniturile, consumul, investițiile și comerțul internațional. Modelul oferă detalii cu privire la macroeconomie și interacțiunea ei cu mediul înconjurător și cu sistemul energetic.

Ca aspect limitativ, nici modelul energetic și nici cel macroeconomic nu includ informații spațiale. Un stat este considerat ca fiind o entitate unică din perspectivă temporală. Lipsa informațiilor spațiale în interiorul fiecărui stat reprezintă o limitare uzuală a modelelor energetice pe termen lung și se datorează complexității de calcul pentru acest tip de modele, care gestionează perioade de timp multiple și mai multe țări simultan.

## Surse de date, actualizări și calibrarea modelului

În cadrul dezvoltării Scenariului de Referință al UE 2016, a fost colectat și introdus în PRIMES un set complet de date pentru România. Datele au fost corectate de către E3MLab, pentru a elimina inconsecvențele și pentru a fi puse în formatul utilizat de model, folosind o operațiune specială, care face parte din sistemul bazei de date PRIMES. Aceste date acoperă integral anii anteriori din 1995 până în 2014, inclusiv.

Pentru acest proiect, baza de date a fost din nou riguros actualizată, în perioada iulie-septembrie 2016, pentru a include cele mai recente date statistice preliminare, disponibile cu privire la sectorul energetic din România în anul 2015. Statisticile privind balanța energetică au ca sursă baza de date Eurostat, compatibilă cu modelul de raportare al Agenției Internaționale pentru Energie (IEA) și cu cel utilizat de către Organizația Națiunilor Unite (ONU) în programele de atenuare a schimbărilor climatice. Setul final de date pentru balanțele energetice se bazează pe un extras realizat în septembrie 2016.

Informațiile despre centrale electrice de toate tipurile, inclusiv cele ce funcționează cu SRE – precum disponibilitatea, retragere în rezervă sau conservare, dezafectare, noi construcții etc – au fost colectate pentru perioada de până la finele lui 2015, iar pentru centralele în curs de construire sau investiții confirmate până în 2020. Perioada de până în septembrie 2016 a fost acoperită pentru

schemele de sprijin pentru SRE, impozitare și alte politici naționale și europene, cu condiția adoptării și implementării lor. Datele privind noile construcții de infrastructură energetică se bazează pe informațiile operatorilor sistemelor de transport al energiei electrice și gaz natural la nivel european. Marea majoritate a proiectelor aferente planurilor de dezvoltare pe 10 ani, disponibile la finele lui 2015, au fost incluse în setul de date PRIMES, cu validarea și actualizarea lor pentru România de către Ministerul Energiei.

Experții Ministerului Energiei au furnizat date specifice privind politicile energetice și modificările legislative recente, despre planurile de investiție și cele strategice ale companiilor din subordine, precum și un set complet și actualizat al capacităților indigene de generare a energiei electrice, la nivelul anului 2016, care au fost preluate și integrate în mediul de modelare.

În fine, consultantul a actualizat pentru acest proiect, pentru România, și proiecțiile de creștere economică și evoluție demografică, respectiv datele cu privire la modul de încălzire a gospodăriilor și la structura de detaliu a parcului de autovehicule din România. Au fost utilizate, astfel, cele mai recente date statistice, proiecții și prognoze de calitate disponibile pentru anul 2015, anul de bază la care se raportează activitatea de modelare.

## Rezultatele principale ale modelării

Modelarea oferă numeroase categorii de rezultate, conform cerințelor formulate pentru acest proiect de Ministerul Energiei:

- *Proiecții pentru producția de energie, pe ramuri ale sectorului energetic: nuclear, SRE, energie din combustibili fosili (gaze naturale, cărbune, țiței);*
- *Proiecții pentru importul net de energie, pe ramuri ale sectorului energetic: cărbune, petrol (țiței și produse petroliere), gaze naturale, energie electrică;*
- *Proiecții pentru cererea de energie finală, pe sectoare ale economiei: industrie, transporturi, rezidențial, agricultură, servicii;*
- *Proiecții pentru cererea de energie finală, pe tipuri de combustibil: cărbune, produse petroliere, gaze naturale, biomasă, energie electrică, agent termic/ căldură, altele;*
- *Proiecții pentru producția totală de energie electrică: cărbune și biomasă, SRE (hidro, eolian, fotovoltaic, geotermal), nuclear;*
- *Proiecții pentru cererea finală de energie electrică, pe sectoare ale economiei: industrie, transporturi, rezidențial, agricultură, servicii;*
- *Proiecții pentru mixul energiei electrice: cărbune, păcură, gaze naturale, hidroenergie, energie nucleară, SRE;*
- *Proiecții pentru cererea de energie a consumatorului casnic: după tipul de combustibil utilizat; după modul de întrebuințare finală a energiei; urban/rural – cu indicarea intensității energetice și a intensității carbonului;*
- *Cererea estimată de produse petroliere și biocarburanți;*
- *Cererea estimată de energie termică;*
- *Cererea estimată de combustibili pentru producerea energiei termice: cărbune, păcură și gaze de rafinărie, gaze naturale, biomasă și deșeuri, surse geotermale de căldură, alte surse;*
- *Proiecții pentru evoluția intensității energetice a fiecărui sector economic în parte (industrie, clădiri, transporturi, agricultură, servicii), cu detalieri pe tipuri de activități;*
- *Necesarul estimat de investiții în sectorul energetic, cu detalieri pe subsectoare;*
- *Proiecții ale emisiilor de GES (echivalent CO<sub>2</sub>) – atât cele din sectorul energetic (producția de energie electrică, producerea energiei termice), cât și în celelalte sectoare economice: industrie (pe tipuri de activități industriale), clădiri (pe tipuri de utilizare), transporturi (pe tipuri), servicii;*
- *Evaluarea impactului de mediu și economic al schemelor de susținere a energiilor verzi, a măsurilor de eficiență energetică și a celor de reducere a emisiilor de GES, stipulate în legislație;*
- *Proiecții pentru evoluția nivelului de sărăcie energetică.*

## Scenariile analizate

Ministerul Energiei a definit trei scenarii principale, pentru a fi supuse analizei prin modelare numerică: Scenariul de Referință, Scenariul Politici 2030 și Scenariul Politici 2030 Maximal. Rezultatele rulării fiecărui scenariu au fost puse în contextul realizării celor cinci obiective strategice fundamentale.

**SCENARIUL DE REFERINȚĂ (R)** presupune că România se limitează la asumarea tuturor politicilor energetice și măsurilor adoptate la nivel național și european până la 1 septembrie 2016. La nivelul UE sunt

incluse amendamentele unor directive adoptate la începutul lui 2015: directivele privind promovarea SRE, respectiv calitatea carburanților, precum și decizia privind Rezerva de Stabilitate a Pieței (MSR), prin care se modifică Directiva privind certificatele de emisii ETS.

Scenariul de Referință presupune atingerea țintelor naționale pentru 2020, în principal pentru energia regenerabilă (ponderea din consumul brut de energie finală), ținta privind efortul colectiv de

reducere a emisiilor de GES în sectoarele non-ETS și cea pentru biocombustibili (procentajul de amestec de 10% din volumul total al carburanților utilizați în transporturi).

Scenariul de Referință presupune rate ale costului de capital (WACC) specifice României cu privire la investițiile în sectoarele nuclear, SRE și de eficiență energetică. Ratele WACC diferă de nivelul UE în perioada 2015-2040 din cauza unor factori ce duc la prime de risc mai mari, dar ele sunt aliniate la nivelul mediu al UE începând cu 2040.

Au fost cuantificate patru variante ale Scenariului de Referință, care au luat în considerare prețurile globale la combustibilii fosili:

- *RM: Scenariul de referință rulat pentru un preț mediu al combustibililor, conform celor mai recente proiecții internaționale*
- *RMa: Scenariul de referință pentru un preț mediu al combustibililor bazat pe date din anul 2015 (utilizate pentru Scenariul de Referință PRIMES 2016 al CE).*
- *RLow: Scenariul de referință rulat pentru un preț scăzut al combustibililor.*
- *RHigh: Scenariul de referință rulat pentru un preț ridicat al combustibililor.*

**SCENARIUL POLITICI 2030 (P2030)** presupune asumarea țintelor UE de energie și mediu pentru 2030, cu obligativitatea obiectivului de reducere a emisiilor de GES cu 40% și cu participarea României la efortul colectiv al statelor membre de atingere a țintelor pentru SRE și eficiență energetică.

Scenariul Politici 2030 presupune adoptarea Cadrelui de reglementare al UE privind politicile de energie și climă 2020-2030, în care obiectivul de 27% privind SRE nu este obligatoriu la nivel național, ci la nivelul UE, ceea ce lasă țărilor 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

## Senzitivități

În afara celor 3 scenarii, respectiv a celor 9 sub-scenarii de preț descrise mai sus (RM, RMa, RLow, RHigh, P2030M, P2030L, P2030H, P3050M, P3050L), au fost rulate cu modelul PRIMES și o serie de senzitivități. Senzitivitățile sunt, de fapt,

circumstanțele lor specifice, mixurile lor de energie și capacitățile de care dispun pentru producerea de energie din surse regenerabile”.

Influențele tendințelor europene asupra evoluției sistemului energetic din România după 2030 se vor reflecta în principal ca urmare a impactului prețurilor ETS tot mai ridicate, respectiv a aplicării noilor standarde de eficiență energetică pentru imobile și autoturisme noi. La nivelul UE, au fost stabilite următoarele ținte pentru 2030:

- *Reducerea cu 40% a emisiilor totale GES față de 1990, prin reducerea cu 43% a emisiilor ETS față de 2005 și reducerea cu 30% a emisiilor non-ETS față de 2005;*
- *Reducerea cu 27% a consumului de energie primară, comparativ cu proiecția din Scenariul de referință PRIMES 2007 al CE;*
- *Realizarea unei ponderi de 27% a SRE din consumul brut de energie finală;*
- *Reducerea cu 80% a emisiilor totale GES până în 2050, față de anul 1990.*

Scenariul P2030 a fost rulat pentru trei variante ale prețurilor combustibililor: P2030M (preț mediu al combustibililor), P2030Low (preț scăzut) și P2030High (preț ridicat).

**SCENARIUL POLITICI 2030 MAXIMAL (P3050)** presupune obligativitatea la nivel național a tuturor țintelor adoptate în mod indicativ în Cadrul european al politicilor de energie și mediu 2030, precum și menținerea angajamentului față de politicile și țintele europene pentru anul 2050 prin asumarea la nivel național a țintei de reducere a emisiilor de GES cu 80% în 2050.

P3050 a fost rulat pentru două scenarii de preț al combustibililor fosili: P3050M (preț mediu) și P3050Low (preț scăzut). Nu este necesară rularea acestui scenariu pentru prețurile globale ridicate la combustibilii fosili, deoarece prețurile ridicate sunt puțin probabile în contextul unui scenariu privind un proces intens de decarbonare.

scenarii alternative de dezvoltare a sectorului energetic, ce variază un număr restrâns de parametri față de scenariul la care se raportează, pentru a determina impactul acestor parametri asupra rezultatelor modelării. Conform cerințelor

Ministerului Energiei, modelarea cantitativă a inclus următoarele opt sensibilități:

**SENZITIVITATEA A (P2030MSA)** este o variantă a scenariului P2030M rezultată din modificarea parametrului cost al capitalului (WACC – *weighted average cost of capital*) pentru investițiile în SRE. Rezultatele scenariului P2030M au fost prezentate pentru WACC mai ridicat decât media europeană până în anul 2040, dar convergent către aceasta. Pe de altă parte, sensibilitatea presupune că, începând cu anul 2020, costul cu capitalul pentru investițiile SRE în România este la nivelul mediei europene, facilitând astfel investițiile.

**SENZITIVITATEA B (P2030MSB)** este o variantă a scenariului de referință P2030M, care presupune că investițiile în cogenerare și SACET permit o evoluție a cererii de energie termică în regim centralizat conform Scenariului de Referință, prezentat în raportul României către CE în baza Articolului 14 al Directivei privind Eficiența Energetică.

**SENZITIVITATEA C (P2030MSC)** este o variantă a scenariului P2030M și prevede că Unitățile nucleare Cernavodă 3 și 4 nu vor fi construite – în contrast cu rezultatul scenariilor principale, inclusiv P2030.

**SENZITIVITATEA D (P2030MSD)** evaluează fezabilitatea proiectului de construcție a două Unități nucleare

noi la Cernavodă, prin utilizarea a diferite valori pentru costul cu capitalul, începând cu 7% și până la valori mari, pentru a estima valorile la care nu mai este fezabilă continuarea proiectului.

**SENZITIVITATEA E (P2030MSE)** evidențiază impactul realizării investiției în Hidrocentrala de Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Târnița-Lăpușești de 1000 MW, în două etape. Sensibilitatea presupune operabilitatea investiției până în 2025.

**SENZITIVITATEA F (P2030MSF)** presupune menținerea unei cote a lignitului de cel puțin 15% în mixul de energie electrică, pe baza unei derogări acordate de UE pentru o pondere de 15% a surselor indigene, în condițiile menținerii nivelului actual de producție.

**SENZITIVITATEA G (P2030MSG)** presupune plafonarea prețului ETS la nivelul de 25 €/t CO<sub>2</sub> până în 2050, preț la care grupurile pe lignit rămân viabile, potrivit rezultatelor modelării, în contextul creșterii prețului energiei electrice.

**SENZITIVITATEA H (P3050MH)** este o variantă a scenariului P3050M în care România își stabilește o țintă națională mai ambițioasă cu 1-2 puncte procentuale față de rezultatul principal al modelării. Sensibilitatea H este o variantă a scenariului P3050M, în care sunt folosite valorile ridicate ale costului de capital pentru SRE.

## „Scenariul Optim”

Prin comparația rezultatelor tuturor scenariilor și sensibilităților rulate, a fost definit un „Scenariul Optim”, pe baza considerațiilor de cost optim la nivel sistemic, precum și de îndeplinire a celor trei obiective strategice fundamentale, care sunt influențate de compoziția mixului energetic: securitate energetică, competitivitate a piețelor de energie ca bază a competitivității a economiei naționale și decarbonarea sectorului energetic.

Concret, Scenariul Optim (POPT) a fost definit pe baza Scenariului Politici 2030 cu nivel mediu de preț al combustibililor (P2030M), la care au fost adăugate următoarele cerințe: construcția unei capacități supracritice pe bază de lignit de 600MW, care să intre în producție nu mai târziu de 2025, și

căreia să-i poată fi adăugată o capacitate de captare și stocare a CO<sub>2</sub> începând din 2035; convergența costului de capital pentru investițiile în SRE către nivelul mediu european începând cu 2020; cerința ca investițiile în SACET să permită o evoluție a sistemelor centralizate de termoficare potrivit scenariului S1 din raportul României din 2015 asupra art. 14 a Directivei privind Eficiența Energetică; cerința îndeplinirii la timp a condițiilor de infrastructură necesare preluării producției din zăcămintele de gaz natural ale Mării Negre.

Astfel, rezultatele Scenariului Optim au fost folosite ca referință în interpretarea rezultatelor modelării cantitative.





MINISTERUL ENERGIEI  
*Profesionalism. Integritate. Transparență*