



RAPORT

Perspectivile gazelor naturale
în România și modalități
de valorificare superioară
a acestora

Vasile Iuga și Radu Dudău

Martie 2019 | Ediție revizuită și actualizată

2019

Cuprins

Acronime	2
Rezumat executiv.....	3
1. Scurt istoric al industriei gazelor naturale în România	8
2. Starea actuală a sistemului gazier românesc	10
2.1 Resurse și rezerve de gaze naturale	10
2.2 Producția, importurile și înmagazinarea de gaze naturale	11
2.3 Sistemul național de transport gaze naturale (SNT)	13
2.4 Culoarele de transport gaze și interconectarea României la rețelele regionale	14
2.5 Interconectările și securitatea aprovizionării cu gaze naturale	17
2.6 Înmagazinarea subterană a gazelor naturale	19
2.7 Consumul de gaze naturale	20
2.8 Tranzacționarea gazelor naturale	20
Piața angro	21
Elemente cheie ale în hub-urilor de tranzacționare a gazului natural	23
Piața cu amănuntul de gaze naturale	24
2.9 Consumatorul vulnerabil	25
3. Tendințe pe piețele internaționale ale gazelor naturale	28
3.1 Consumul global de gaze naturale	28
3.2 Prețul gazelor naturale. Comparatie cu prețul cărbunelui	29
3.3 Rezervele și producția de gaze naturale	30
3.4 Comerțul mondial cu gaze naturale lichefiate (GNL)	31
GNL de mici dimensiuni (Small Scale LNG, SSLNG)	32
3.5 Gazele naturale în Uniunea Europeană	33
4. Gazele naturale, combustibil al tranziției energetice	37
4.1 Complementaritatea gazelor naturale cu sursele regenerabile de energie	38
4.2 Controlul emisiilor de metan	40
5. Tendințe anticipate pe piața românească a gazelor naturale	41
5.1 Gazele naturale în mixul de energie electrică	42
Prețul gazelor naturale	43
Prețul permiselor de emisii EU ETS	44
Scheme suport	45
Costul capitalului	46
5.2 Încălzirea gospodăriilor, a sectorului terțiar și a instituțiilor publice	46
Încălzirea și răcirea imobilelor după sursa de energie: 2015 și 2030	47
5.3 Gazele naturale în petrochimie	49
5.4 Gazele naturale în transporturi	52
5.5 Reglementări relevante: prevederi și consecințe	54
Legea Offshore nr. 256/2018	55
OUG nr. 114/2018	57
6. Opțiuni tehnologice pe termen lung: conversia metanului în hidrogen	60
Captarea și stocarea carbonului (CCS)	61
7. Concluzii	62
8. Roadmap	68
Referințe bibliografice	70
Mulțumiri	72

Acronime

ARCOMN	Asociația Română a Concesionarilor Offshore din Marea Neagră
BRUA	Interconectorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria
CCS	Captarea și stocarea carbonului
CNR-CME	Asociația Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei
CEGH	<i>Central European Gas Hub</i> (Baumgarten, Austria)
EIA	<i>Energy Information Agency</i> (Agenția pentru Informații în Energie a SUA)
ENTSO-G	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Sisteme de Transport de Gaze Naturale
EPG	Asociația Energy Policy Group
EU ETS	<i>EU Emissions Trading System</i> (sistemul UE de tranzacționare a permiselor de emisii de carbon)
FLNG	<i>Floating Liquefied Natural Gas</i> (Capacități GNL plutitoare)
GNC	Gaze naturale comprimate
GNL	Gaze naturale lichefiate
IEA	Agenția Internațională pentru Energie
MBtu	Milioane Unități Termice Britanice
mld.mc	Miliarde de metri cubi
PIC	Proiecte de interes comun
SNT	Sistemul Național de Transport Gaze Naturale
SSLNG	<i>Small Scale Liquefied Natural Gas</i> (Capacități GNL de mici dimensiuni)
tep	Tone echivalent petrol
TWh	Terrawatt-oră (1 mld.Wh)

Sumar executiv

Prezentul raport analizează sistemul gazier actual din punct de vedere al rezervelor, al infrastructurii și al pieței de gaze naturale. Raportul abordează, de asemenea, perspectivele de evoluție a diferitelor segmente de consum al gazelor naturale până în 2030 și oferă recomandări de politici și reglementări apte să ducă la valorificarea superioară pe piața românească, în cât mai mare proporție, a anticipatelor producții din recente descoperiri din Marea Neagră, dar și din zăcămintele onshore.

Ediția actuală reprezintă o actualizare și o revizuire a studiului cu același titlu publicat în luna iunie 2018, în lumina datelor recente privind evoluția pieței, a proiectelor de investiții, a planificării strategice pe termen lung, dar mai ales a modificărilor de cadru legislativ și de reglementare.

Starea actuală a sistemului gazier românesc

Cu o producția anuală de 11,8 mld.mc în 2017, România este cel mai important producător de gaze naturale din Europa de Est. Importul anual a fost, în ultimii ani, de circa 10% din consum, necesar pentru a acoperi cererea crescută din lunile de iarnă. Rezervele certe erau, în 2015, de 101 mld.mc, ceea ce, la ratele actuale de consum și de înlocuire a producției, înseamnă că se vor epuiza în următorii circa 15 ani. Pentru dezvoltarea de noi resurse de gaze naturale și pentru creșterea gradului de recuperare din zăcămintele existente sunt necesare, în continuare, investiții substanțiale.

Gazoductul BRUA constituie o etapă esențială de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale (SNT). Acest proiect are ca scop creșterea securității în alimentarea cu gaze naturale a României prin accesul la noi surse, precum și tranzitul către piețele central-europene a producției de gaze naturale din Bazinul Caspic; prin interconectorul România-Bulgaria și viitorul interconector Bulgaria-Grecia, România va avea acces la Coridorul Sudic de Gaz. Totodată, BRUA reprezintă și o cale de acces la piețele europene a unei părți a potențialei producții românești din Marea Neagră.

Ungaria a anunțat, în iulie 2017, modificarea proiectului inițial al BRUA, cu posibilitatea asigurării legăturii cu Hub-ul Central European de Gaze (CEGH) de la Viena prin interconectorul Ungaria-Slovacia și apoi prin sistemul slovac de transport gaze. În noile condiții, România trebuie să continue eforturile diplomatice de restabilire a configurației inițiale a proiectului, dat fiind că interesul național al României este de a avea o legătura directă, bidirecțională, cu un hub lichid, pe care prețul gazelor naturale se formează transparent.

În perioada 2008-2016, consorțiul ExxonMobil-OMV Petrom a realizat explorarea și evaluarea blocului Neptun Deep. În 2012, Sonda Domino-1 de explorare la mare adâncime a descoperit cel mai mare zăcămintă de gaze naturale din Marea Neagră, cu rezerve estimate de 48-84 mld.mc. În 2015, companiile Lukoil, PanAtlantic și Romgaz au anunțat descoperirea unui zăcămintă important offshore, pentru care evaluările preliminare indică rezerve de peste 30 mld.mc. În februarie 2019, compania Black Sea Oil and Gas (BSOG), împreună cu partenerii săi de concesiune, Petro Venture Resources și Gas Plus International, au anunțat aprobarea primei decizii finale de investiții în zăcămintele de apă adâncă ale Mării Negre, pentru Proiectul de Dezvoltare Gaze Naturale Midia (MDG), cu valoare de 400 mil. \$. BSOG va dezvolta zăcămintele Ana și Doina, urmând să producă circa 1 mld.mc/an.

În ultimii ani au avut loc și descoperiri onshore extrem de semnificative. Un exemplu este descoperirea, în 2017, a zăcămintă Caragele din județul Buzău, de circa 27 mld.mc, considerat cea mai mare descoperire onshore din România din ultimii 30 de ani.

Punerea în producție a acestor rezerve necesită investiții de miliarde de dolari, în plus față de miliardele deja investite în explorare. Pentru realizarea unor asemenea investiții, predictibilitatea și stabilitatea cadrului legislativ și de reglementare sunt esențiale. Or, după cum arată prezentul raport, România a regresat pe această dimensiune, mai cu seamă în anul 2018.

Importanța interconectărilor

Interconectarea țării noastre la sistemele regionale de transport gaze naturale constituie un pas esențial în dezvoltarea SNT și în integrarea în piața europeană. În afară de faptul că reprezintă o obligație în cadrul UE, interconectarea și alinierea regulilor de operare aduce beneficii de securitate energetică, comerciale, economice și politice, printre care:

- Aproximarea cu gaze naturale din noi surse, precum Marea Caspică, Mediterana de Est sau GNL din Grecia, ceea ce va consolida securitatea energetică a țării și va oferi consumatorilor de gaze din România avantajele concurenței între surse multiple de aprovizionare;
- Contribuția la dezvoltarea unei piețe autohtone a gazelor naturale, transparentă și lichidă;
- Stimularea investițiilor în segmentul *upstream* (explorare, dezvoltare și producție) și în infrastructura gazieră;
- Creșterea volumului de gaze naturale transportat prin SNT, fapt ce se va reflecta în creșterea eficienței operaționale a sistemului și reducerea costurilor suportate de consumatorii finali;
- Stimularea dezvoltării pe baze comerciale a capacităților de înmagazinare subterană.

Teste de stres, securitatea aprovizionării și importanța investițiilor în upstream

Rezultatele unor teste de stres realizate de ENTSO-G în 2017 arată că, în situația unei întreruperi prelungite a tranzitului de gaze naturale rusești prin Ucraina în lunile de

iană, România prezintă o vulnerabilitate de securitate a aprovizionării, din cauza limitărilor de infrastructură. Un alt studiu din 2017 al ENTSO-G arată că realizarea proiectelor de interes comun de gaze naturale deja aprobate în regiunea sud-est europeană până în 2030 nu este suficientă pentru ca România să elimine riscurile de securitate a aprovizionării. Cel puțin două concluzii importante se desprind de aici:

- (i) Securitatea aprovizionării cu gaze naturale a României depinde, pe termen lung, de dezvoltarea resurselor interne. În orizontul anului 2030, cel mai mare aport îl pot avea zăcămintele din Marea Neagră. Producția din Marea Neagră ar conferi și investitorilor în segmentele de consum al gazelor naturale încrederea că planurile lor de investiții pot genera valoarea așteptată, pe termen lung și în condiții de predictibilitate.
- (ii) Vulnerabilitatea mărită a României față de tranzitul gazelor naturale prin Ucraina și riscul întreruperii acestor fluxuri de către Federația Rusă începând cu 2020 accentuează importanța dezvoltării neîntârziată a unor alternative de infrastructură, care să ofere pe mai departe opțiuni diversificate de aprovizionare din import.

Tendențe pe piețele internaționale ale gazelor naturale

Piețele internaționale înregistrează o mărire a ponderii economice a gazelor naturale, fiind prognozată o creștere susținută a cererii globale cu 45% mai mare în 2040 față de 2017, potrivit IEA (2018), însoțită de o creștere globală a producției, în special din surse neconvenționale. Piețele evoluează către ceea ce IEA numește o „nouă ordine mondială” a gazelor naturale, caracterizată de flexibilitatea destinației gazelor vândute, de creșterea ponderii tranzacțiilor *spot* și de scurtarea duratei contractelor. Aceste tendințe, confirmate pe deplin în Europa de Vest în

ultimii ani, sunt susținute de expansiunea comerțului cu gaze naturale lichefiate (GNL), prin creșterea numărului de producători, dar și a terminalelor de regazificare. De asemenea, noile tehnologii GNL, de tipul FLNG și SSLNG, modifică structura de costuri și determină extinderea pieței de GNL. Comerțul cu GNL va ajunge în 2040 la 60% din volumul tranzacționat pe piețele globale de gaze naturale.

În aceste condiții, se pune întrebarea dacă piețele internaționale ale gazelor naturale au perspectiva de a replica condițiile de lichiditate, transparență și „adâncime” ale pieței petrolului, ale cărei mecanisme de formare a prețului și tranzacționare oferă mijloace de gestiune a riscului și, prin urmare, se bucură de încrederea participanților la piață. Răspunsul va depinde, în bună măsură, de calitatea legilor, a reglementărilor și a instituțiilor. Factorii decisivi pentru formarea unei piețe lichide, transparente și adânci presupun un cadru instituțional și de reglementare modern, favorabil investițiilor în rețele de transport, interconectori, depozite de înmagazinare, capacități de lichiefiere și regazificare etc.

Un alt argument important pentru susținerea dezvoltării sectorului gazier este acela că gazele naturale reprezintă cel mai curat dintre combustibilii fosili, având emisii de carbon pe unitatea de energie cu 40% mai mici decât ale cărbunelui, și emisii mult mai mici de poluanți atmosferici (SO₂, NO_x și emisii de particule). De asemenea, datorită flexibilității în operarea unităților de producere a energiei electrice pe bază de gaze naturale (i.e. timpi scurți de pornire și oprire), acestea sunt complementare surselor regenerabile de energie cu funcționare variabilă (v-SRE), eoliene și solare. Astfel, în contextul politicilor climatice ambițioase ale UE, gazele naturale se disting ca un combustibil apt să susțină evoluția sistemului energetic către producție regenerabilă, descentralizată și flexibilă. Cu cât crește ponderea v-SRE în mixul de energie electrică, cu atât mai necesare sunt capacitățile flexibile de producție a electricității pe bază de gaze naturale.

Cu toate acestea, o analiză a costurilor de producție a energiei electrice pe tipuri de combustibil relevă că, cu excepția SUA (unde electricitatea produsă pe

bază de gaze este mai ieftină decât cea pe bază de cărbune), toate piețele regionale necesită în continuare o susținere suplimentară a surselor „curate” de energie, prin instituirea unui cost palpabil al emisiilor de carbon și al poluării.

Pentru utilizarea gazelor naturale la valoare adăugată mărită, autoritățile române și investitorii trebuie să conlucreze în sensul extinderii consumului intern sustenabil. În România, gazele naturale sunt importante în patru segmente distincte de piață: sectorul producerii de energie electrică, consumul casnic pentru gătit și încălzire (inclusiv producerea centralizată de energie termică pentru populație), consumul industrial (inclusiv chimie și petrochimie) și sectorul transporturilor (GNC și GNL). Raportul analizează fiecare dintre aceste segmente de consum.

Producerea de energie electrică pe bază de gaze naturale

În 2017, potrivit datelor Transelectrica (2018), ponderea gazelor naturale în mixul de energie electrică al României a fost de 15%. Până în 2030, potrivit modelării PRIMES (2016) realizate pentru proiectul noii strategii energetice naționale, urmează să fie retrase din funcțiune capacități de circa 1.800 MW pe bază de gaze naturale și 2.400 MW pe bază de cărbune. Pentru decizia de investiții în înlocuirea acestor capacități, factorii determinanți sunt proiecțiile de evoluție pe termen lung a prețului gazelor, a prețului permiselor EU ETS, mecanismele de susținere publică a diferitelor forme de producere a energiei și evoluția costului de capital pentru investițiile în unități pe gaze naturale.

În UE, prețul permiselor de emisii de carbon ETS este anticipat să crească până la 40 €/tCO₂ în 2030 și la peste 80 €/tCO₂ în 2040, ceea ce va reprezenta principalul factor al substituției parțiale și graduale a cărbunelui cu gazele naturale în mixul de energie electrică. În acest sens, se constată că începând cu mijlocul anului 2017, prețul ETS a cunoscut o creștere spectaculoasă, ajungând de la mai puțin de 5 €/

tCO₂ în iunie 2017 la aproape 25 €/tCO₂ în decembrie 2018. Această tendință exercită deja o presiune financiară greu de suportat asupra grupurilor de generare pe bază de cărbune, în special lignit.

Modelarea PRIMES indică o pondere de 11% pentru electricitate pe bază de gaze naturale din total în 2030, în varianta scenariului investiției în două noi unități nucleare la Cernavodă, respectiv 18% în cazul în care nu se realizează această investiție. Totuși, investiții realizate recent pe plan global arată că parcurile eoliene au atins deja, în numeroase situații, *grid parity*, adică competitivitatea în lipsa oricărei scheme de susținere. Această evoluție favorizează și producerea electricității pe bază de gaze naturale, datorită flexibilității acesteia. Fără îndoială, disponibilitatea resurselor indigene de gaze naturale constituie, pentru România, un factor favorizant.

Consumul de gaze naturale pentru încălzire și gătit

În 2030, un număr probabil de 3,2 milioane de gospodării din România vor utiliza gaze naturale (45% din total), față de 2,5 milioane în 2015 (33% din total), potrivit rezultatelor modelării PRIMES (2016), ceea ce presupune o extindere a rețelelor de distribuție către noi zone de concentrare demografică și de activitate economică, precum și creșterea numărului de brașamente la rețeaua de distribuție.

Gradul de racordare al consumatorilor casnici la rețeaua de gaze naturale este, în prezent, de 39% – circa 3,5 milioane locuințe din totalul de 8,97 milioane, câte erau înregistrate la sfârșitul anului 2018, potrivit INS (2018).

Gazele naturale vor rămâne combustibilul preferat pentru încălzire în mediul urban. Tendința de creștere a soluțiilor de încălzire individuală a locuințelor pe bază de gaze naturale va fi, într-o anumită măsură, limitată de eventuale reglementări de interdicere a debranșării de la sistemul centralizat de încălzire în zonele declarate unitare de către autoritățile locale. Dar chiar și în astfel de condiții, gazele

naturale vor rămâne principalul combustibil în sectorul încălzirii clădirilor.

O parte a consumului actual de lemne de foc va fi substituită cu consum de gaze naturale, în special în mediul peri-urban și semi-urban. Ca măsură de combatere a sărăciei energetice, este oportună subvenționarea de către stat a cheltuielilor cu branșamentul la rețeaua de distribuție de gaze naturale a potențialilor consumatori cu venituri scăzute.

Consumul de gaze naturale în industria chimică și petrochimică

Industria chimică și petrochimică reprezintă un sector de utilizare a gazelor naturale cu valoare adăugată ridicată. În anii 1970, România se număra printre jucătorii importanți pe piața globală a chimizării gazelor. După 1990, aceste ramuri industriale au dispărut, cu excepția combinatelor chimice Azomureș și Slobozia, care produc îngrășăminte chimice. În pofida unui dezavantaj competitiv de preț al materiei prime în Europa față de principalii competitori (Rusia, China, Orientul Mijlociu), România oferă condiții de dezvoltare a acestui sector: deține resurse proprii semnificative de țiței, gaze naturale, sare, calcar și alte minerale necesare industriei chimice; existența unor platforme industriale cu facilități, instalații, utilități și drumuri de acces, precum și cu permise și autorizații; un sistem de educație superioară și de cercetare în chimia fundamentală și cea industrială.

Statul român poate lua mai multe tipuri de măsuri de susținere a regenerării industriei chimice și petrochimice: politici economice, fiscale și de ajutor de stat (chiar dacă UE nu are scheme de ajutor de stat dedicate chimiei și petrochimiei); măsuri de îmbunătățire a legislației și reglementărilor, precum exceptarea volumului de gaze naturale utilizate ca materie primă și transformate prin chimizare de la obligația de achiziționare a permiselor ETS; susținerea educației, cercetării și dezvoltării în acest domeniu.

Gazele naturale în transporturi

În sectorul românesc al transporturilor, gazele naturale reprezintă un combustibil în stadiu incipient de pătrundere pe piață. Tehnologia gazelor naturale comprimate (GNC) reprezintă o direcție de dezvoltare a transportului rutier promovată prin Directiva UE privind infrastructura combustibililor alternativi (biocarburanți, gaze naturale, hidrogen și energie electrică). Cadrul național de politică pentru dezvoltarea pieței combustibililor alternativi în sectorul transporturilor, elaborat în 2017, prevede ca, până la sfârșitul anului 2020, să fie instalate un total de 23 de stații de reîncărcare cu GNC. Până la finele anului 2025 se are în vedere instalarea a 1.000 de puncte de reîncărcare cu energie electrică și GNC.

Printre măsurile de susținere pe termen mediu a transportului pe bază de gaze naturale se numără includerea autovehiculelor pe bază de GNC în programul Rabla Plus, alături de cele electrice și hibride; reintroducerea unei taxe de mediu la înmatricularea autovehiculelor, pentru a stimula înnoirea parcului auto; introducerea în legislația privind achizițiile publice de flote de autobuze și autovehicule pentru transport urban a unor cerințe privind utilizarea combustibililor alternativi, inclusiv a GNC.

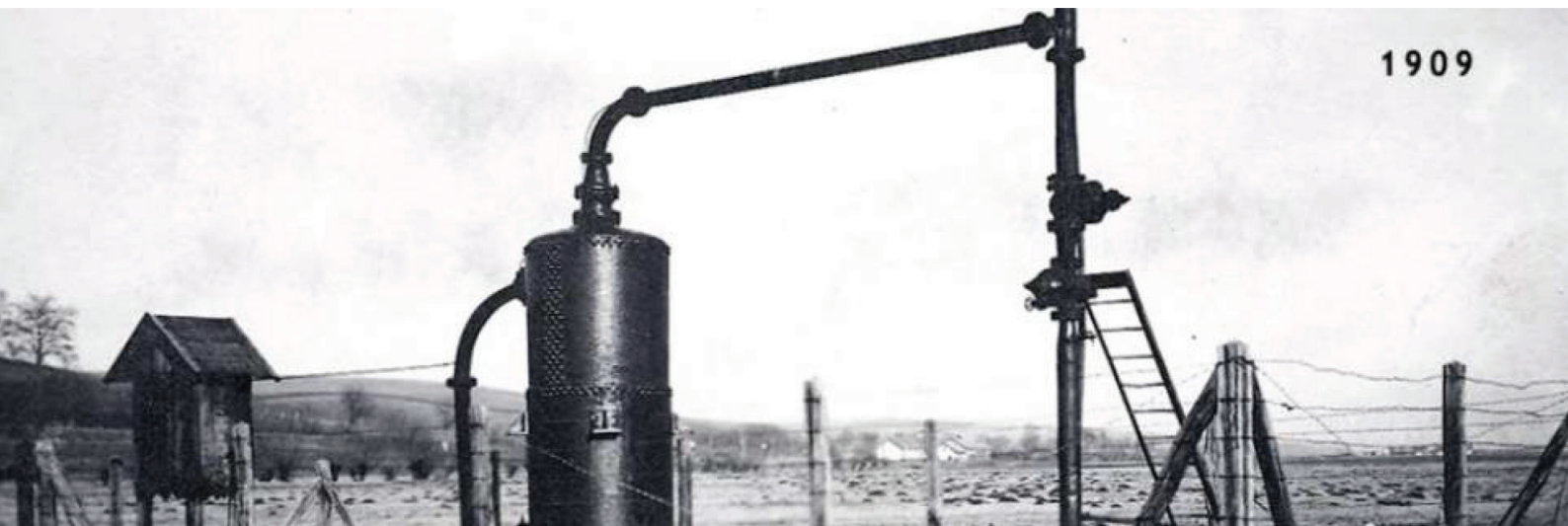
Opțiuni tehnologice pe termen lung: conversia metanului în hidrogen

O opțiune tehnologică pe termen lung, aptă să asigure un grad de decarbonare a sectorului energetic de 80-90% până în 2050 este producția hidrogenului pe bază de metan, cu captarea și stocarea subterană a dioxidului de carbon rezultat și cu utilizarea hidrogenului în producerea energiei electrice și termice, în consumul casnic, dar și în dezvoltarea transportului pe bază de hidrogen. Emisiile hidrogenului la punctul de consum sunt zero, întrucât combustia hidrogenului cu oxigen produce doar energie și apă.

O astfel de abordare oferă gazului natural perspectiva de a depăși statutul de „combustibil de

tranziție” către un sistem energetic fără emisii de carbon și de a rămâne un combustibil relevant și după 2040-2050.

1. Scurt istoric al industriei gazelor naturale în România



Cunoscută pentru pionieratul în extragerea țițeiului, România se numără și printre primele țări din lume în care a avut loc utilizarea industrială a gazelor naturale. În 1865, gazele asociate țițeiului au fost utilizate la Băicoi. În 1893 se realiza lângă Ploiești prima captare sistematică a gazelor naturale. În 1906 erau puse în funcțiune la Buștenari și Câmpina primele motoare cu explozie pe bază de gaze petrolifere. În 1924 începea utilizarea gazelor de sondă în rafinării, iar în 1928 Ploieștiul devenea primul oraș din țară încălzit și iluminat cu gaze de sondă (Mihu 2002).

Descoperirea primelor zăcăminte de gaze naturale a avut loc în 1909 la Sărmășel (jud. Mureș). După construirea primei conducte de transport în 1913, ce alimenta fabrica de cărămidă și țiglă din Sărmașu Mare, România devenea prima țară din Europa care folosea gaze naturale în industrie. În 1917, Turda devenea al doilea oraș din lume iluminat cu gaze naturale. A urmat conducta Sărmășel-Turda, pusă în funcțiune în 1914, în lungime de 52 km, prelungită apoi până la Uioara, pentru alimentarea uzinei chimice Solvay și a unei fabrici de ciment din Turda. În 1913, România înregistra o producție de gaz metan de 113 mil.mc, care avea să se dubleze până în 1925. Consumul de gaze naturale a crescut de la 23 mil.mc în 1877 la 225 mil.mc în 1925 (Chisăliță 2009).

Începând cu ultimul deceniu al secolului XIX se înregistrează o pătrundere masivă a capitalului internațional în industria românească a petrolului și gazelor naturale. Companiile internaționale aveau să rămână dominante până la sfârșitul celui de-al Doilea Război Mondial, atât din punct de vedere al capitalizării și tehnologiei, cât și al producției și capacității de rafinare. În 1914, investițiile în sectorul petrolier românesc erau distribuite astfel: 27,4% capital german, 47,9% anglo-olandez, 6,2% american, 8,2% franco-belgian, 1,8% italian, 8,1% românesc. Capitalul și know-how-ul occidental au dus la creșterea de șapte ori a producției în 1910 față de 1900 (Yergin 1991).

În perioada interbelică, industria gazelor naturale s-a dezvoltat în Transilvania în special datorită viziunii de organizare și management a lui Constantin I. Motăș, director general al Societății Române de Gaz Natural – SONAMETAN, între 1919 și 1945. În 1945, industria națională de petrol și gaze naturale era distrusă de război în proporție de 50-60%. Au fost înființate întreprinderi mixte sovieto-române numite sovromuri, pentru achitarea datoriilor României față de Moscova, care au funcționat până în 1956. În 1948, toate companiile de petrol și gaze naturale au fost naționalizate. România intra atunci pentru câ-

teva decenii într-o perioadă de izolare față de capitalul și tehnologia mondiale. S-a instaurat, totodată, un mod de gândire economică de tip naționalist și autarhic în sectorul energetic, ale cărui reflexe izolaționiste, decuplate de fluxurile comerciale și tehnologice internaționale, reverberează și în prezent în mediul politic românesc.

Începând din 1978, România importă gaz natural prin conducta Trans-Balcanică, care livrează gaze naturale rusești și în Bulgaria, Turcia, Grecia, și țările fostei Iugoslavii. Producția românească atingea în 1986 un maximum de 37 mld.mc, în condiții de exploatare intensivă și ineficientă, lipsită de necesarele investiții în sustenabilitate. A urmat un declin neîntrerupt al producției, care a continuat și după 1990. Activitățile de explorare ale unor companii internaționale, precum Amoco și Shell, pentru descoperirea de noi zăcăminte nu au dat rezultatele scontate. Explorarea apelor Mării Negre a demarat în 1969 prin achiziția de date seismice 2D în vestul platoului continental. Platforma Gloria a făcut în 1979 prima descoperire comercială: zăcămintul Lebăda Est, parte din actualul bloc Istria XVIII, urmat de Lebăda Vest, Sinoe, Pescăruș și Delta. Pescăruș, descoperit în 1999, a intrat în producție în 2003.

În intervalul 2008-2016, consorțiul ExxonMobil-OMV Petrom a realizat explorarea și evaluarea blocului Neptun Deep prin două campanii de achiziții de date seismice 3D și două campanii de foraje de explorare. Sonda Domino-1 de explorare la mare adâncime a descoperit, în 2012, cel mai mare zăcămint de gaze naturale din Marea Neagră, cu rezerve estimate de 48-84 mld.mc. În 2015, companiile Lukoil, PanAtlantic și Romgaz au anunțat descoperirea unui zăcămint important offshore, pentru care evaluările preliminare indică rezerve de peste 30 mld.mc.

În februarie 2019, compania Black Sea Oil and Gas (BSOG), împreună cu partenerii săi de concesiune, Petro Venture Resources și Gas Plus International, au anunțat aprobarea primei decizii finale de investiții în zăcămintele de apă adâncă ale Mării Negre, pentru Proiectul de Dezvoltare Gaze Naturale Midia (MDG), cu valoare de 400 mil.\$. BSOG va dezvolta ză-

cămintele Ana și Doina, cu rezerve estimate la 10-20 mld.mc, urmând să producă circa 1 mld.mc/an. Punerea în producție a acestor rezerve offshore presupune investiții de miliarde de dolari, în plus față de miliardele deja investite până acum în explorare.

Pe fondul scăderii investițiilor în explorare și dezvoltare, rata de înlocuire a rezervelor de gaze naturale s-a menținut subunitară, amenințând cu epuizarea rezervelor naționale în mai puțin de 20 de ani, la actualul nivel de exploatare. În ultimii ani au fost făcute descoperiri semnificative onshore – de exemplu, zăcămintele Totea (jud. Gorj) al OMV Petrom, în 2011, sau Caragele (jud. Buzău) al Romgaz, în 2017; cu rezerve estimate la circa 27 mld.mc, zăcămintul de la Caragele este cea mai importantă descoperire onshore românească din ultimii 30 de ani.

Companii precum Hunt Oil, Stratum Energy sau NIS Petrol Romania sunt active în segmentul de explorare, dezvoltare și producție în diferite regiuni ale țării – Muntenia, Moldova, Crișana. Sunt necesare investiții masive pentru a ajunge la o rată de înlocuire a rezervelor de 100%. În afară de apele adânci ale Mării Negre (*deep offshore*), un potențial geologic semnificativ îl au zăcămintele onshore de adâncime (*deep onshore*).

Recentele descoperiri offshore și onshore conferă sectorului gazier românesc o perspectivă unică de dezvoltare la nivel european. Dar investițiile în dezvoltare și producție nu pot avea loc decât în condiții de predictibilitate și stabilitate legislativă și de mediu investițional atractiv.



2. Starea actuală a sistemului gazier românesc



2.1 Resurse și rezerve de gaze naturale

Conform datelor ANRM, în anul 2015 situația resurselor geologice și a rezervelor naționale de gaze na-

turale libere și asociate în România era următoarea (Tabel 1):

Tabel 1: Resursele și rezervele naționale de gaze naturale, 2015



Sursa: ANRM

Producția medie anuală de gaze naturale în ultimii ani a fost de circa 11 mld.mc. În condițiile unui declin anual al rezervelor dovedite de circa 5% și ale unei rate de înlocuire de 80%, rezervele de gaze naturale ale României se vor epuiza, probabil, în 15-20 de ani. Descoperirea de noi rezerve necesită investiții în explorare geologică, iar exploatarea acestora necesită investiții în noi foraje, operațiuni în sonde, infrastructură etc. Dar dezvoltarea și punerea în producție a rezervelor descoperite necesită investiții substanțiale, a căror recuperare presupune un cadru de reglementare stabil și predictibil pe termen lung.

Creșterea producției poate fi realizată prin aplicarea unor tehnologii de mărire a gradului de recuperare în zăcămintele existente, precum și prin dezvoltarea proiectelor onshore în zonele de adâncime (peste 3.000 m), respectiv a celor din Marea Neagră, îndeosebi de apă adâncă (peste 1.000 m).

Gazele naturale „neconvenționale” sunt localizate în formațiuni sedimentare de diferite vârste,

de adâncimi mai mari în scoarța terestră (gazele „de șist”, *tight gas* sau gaz din straturi de cărbune) și în zonele maritime reci (gaz-hidrații). Cercetările în acest domeniu sunt abia la început în România, astfel că o estimare a acestor resurse va fi posibilă numai după evaluări mai aprofundate. Agenția de Informații pentru Energie a SUA (EIA 2013) estimează că România deține resurse considerabile de gaze de șist, ocupând locul al treilea în Europa, cu aproximativ 14.882 TWh.

De asemenea, raportul *Resurse de gaze naturale din zăcămintele neconvenționale* al Comitetului Național Român al Consiliului Mondial al Energiei (CNR-CME 2013) indică, pe lângă gazele de șist, și potențialul resurselor de *tight gas* și de gaz-hidrați în România. Pentru evaluarea unor astfel de resurse este necesară cercetarea geologică a rocilor sursă la nivel de bazin petrolifer. Aceasta presupune reanalizarea fondului de carote mecanice, programe de cercetare în sondele noi de explorare a acestei categorii de gaze naturale, precum și studii geologice specifice.

2.2 Producția, importurile și înmagazinarea de gaze naturale

În 2016, conform datelor ANRE, producția de gaze naturale din România a totalizat 106,82 TWh (10,04 mld.mc). Un an mai târziu, producția totală a cres-

cut la 115,35 TWh (10,85 mld.mc), asigurată de șapte companii – v. **Tabel 2:**

Tabel 2: **Producția de gaz natural în 2017, pe companii**

Producție internă curentă	Pondere	TWh	mld. mc*
OMV Petrom	47,77%	55,10	5,180
Romgaz	46,90%	54,10	5,080
Amromco Energy	2,79%	3,22	0,300
Stratum Energy	1,75%	2,02	0,180
Hunt Oil	0,63%	0,73	0,090
Foraj Sonde	0,09%	0,10	0,010
Raffles Energy	0,03%	0,03	0,002
Mazarine Energy	0,04%	0,05	0,004
TOTAL	100%	115,35	10,846

* La transformarea TWh/mld.mc, a fost utilizată o valoare medie a puterii calorifice superioare (PCS) de 10,55 TWh/1 mld.mc, pe baza datelor ANRE.

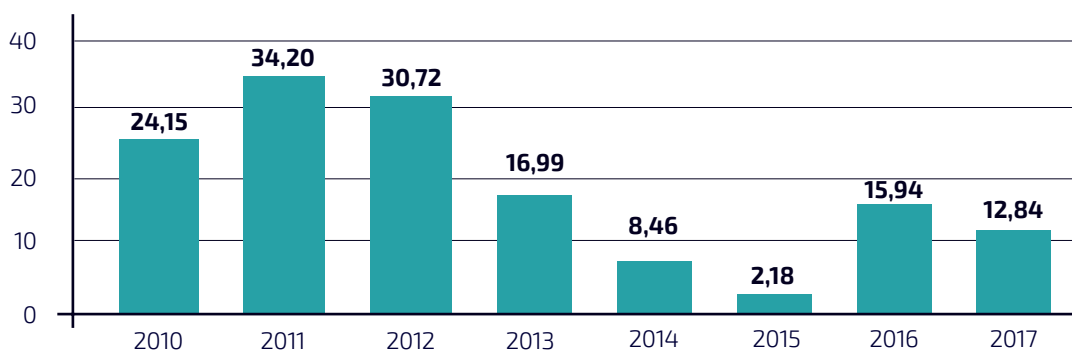
Sursa: ANRE (2018)

Importul de gaze naturale a însumat în 2016 12,5% din consum, ceea ce a reprezentat o creștere semnificativă față de 2015, pe fondul unei scăderi a producției interne și al ieftinirii gazelor de import în vara anului 2016 (Fig. 1).

Pe piața românească au operat în 2017 șase furnizori externi de gaze naturale, care aduc gaze natu-

rale din surse externe: Witec AG, Dexia, Imex Oil, Trafigura, Vitol Gas & Power, Future Energy și Gazprom Schweiz AG. Prețul mediu al importurilor a avut o evoluție corelată cu cea a cotațiilor internaționale ale țițeiului (Figura 2), fapt ce reflectă în bună măsură indexarea la cotațiile țițeiului practică de principalul exportator regional, Gazprom.

Figura 1: Importul de gaze naturale 2010-2017, TWh

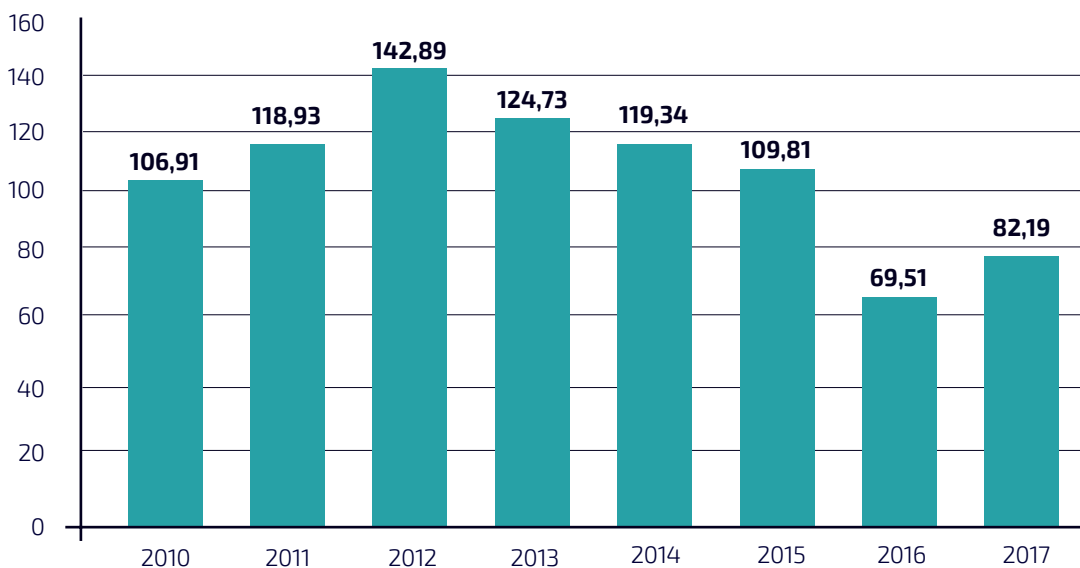


Sursa: ANRE (2018)

În contextul liberalizării pieței de gaze naturale, este posibilă și oportună o decuplare a prețului gazelor naturale de cel al țițeiului și evoluția către un sistem

de preț format preponderent prin raportul dintre cererea și oferta de gaze naturale (*gas-on-gas*).

Figura 2: Prețul mediu al gazelor naturale de import 2010-2017, Lei/MWh



Sursa: ANRE (2018)

2.3 Sistemul național de transport gaze naturale (SNT)

Transportul gazelor naturale are loc prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare ale SNT, în lungime de circa 12.500 km, la presiuni de operare cuprinse între 6 și 35 bar. SNT este conectat cu Ucraina, Ungaria, Bulgaria și Moldova prin intermediul a cinci puncte de interconectare:

Medieșul Aurit: Ucraina (UkrTransGas) → România (Transgaz): punct de intrare în zona de nord a țării, cu capacitate anuală de import de 4 mld.mc (42,2 TWh), presiunea de regim de 70 bar;

I saccea: Ucraina (UkrTransGas) → România (Transgaz): punct de intrare în zona de est a țării, cu capacitate anuală de import de 8,6 mld.mc (90,73 TWh) și presiunea de regim de 55 bar;

Csanadpalota: Ungaria (FGSZ) → România (Transgaz): punct de intrare și ieșire în/din zona de vest a țării, cu capacitate anuală de import de 1,75 mld. mc (18,46 TWh), presiunea de regim de 63 bar, capacitate anuală fermă de export de 0,087 mld. mc (0,91 TWh) și capacitate anuală întreruptibilă de export de 0,35 mld.mc (3,69 TWh). După finalizarea fazei II a gazoductului BRUA, capacitatea de transport în direcția Ungaria va crește la 4,4 mld. mc/an.

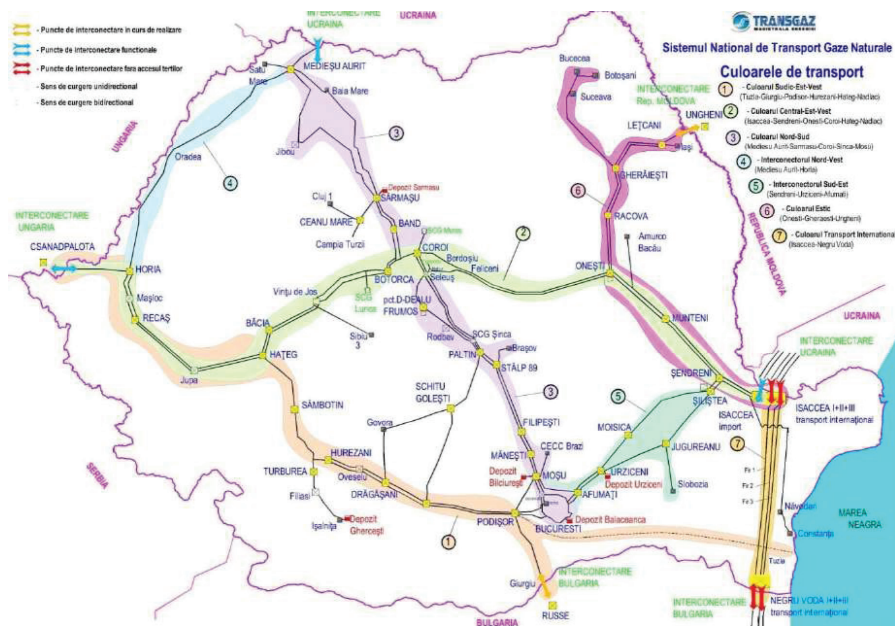
Iași-Ungheni: România (Transgaz) → R. Moldova (Moldovatrangaz): punct de ieșire din zona de est a țării, cu capacitate anuală de 1,5 mld.mc (15,8 TWh).

Giurgiu-Ruse: România (Transgaz) → Bulgaria (Bulgartransgaz): punct de intrare/ieșire din zona de sud a țării, cu capacitate anuală de 1,5 mld.mc dinspre România către Bulgaria și de 0,5 mld.mc dinspre Bulgaria spre România. După finalizarea fazei I a proiectului BRUA, Transgaz va asigura parametrii maximali de presiune ai interconectării. Până atunci, pentru a urgenta utilizarea interconectării în flux invers, este prioritară construcția stației de comprimare Podișor.

Capacitatea anuală maximă de import de gaze naturale a României este de 14,35 mld.mc (151,39 TWh). În prezent, exportul fizic este posibil numai la punctele de interconectare cu Ungaria (Csanadpalota), Bulgaria (Giurgiu-Ruse) și Moldova (Iași-Ungheni). Capacitatea anuală nominală de export este de 1,58 mld.mc (16,74 TWh).

În prezent, interconectarea României cu sistemele de transport gaze naturale ale statelor vecine este insuficientă, capacitatea fizică fiind limitată și de presiunea redusă de operare a SNT față de regimurile de presiune din țările vecine. Operatorul național de sistem, Transgaz S.A., nu și-a realizat în ultimii ani decât în proporție mică planurile de investiții în mentenanța și în dezvoltarea infrastructurii gaziere.

Figura 4: Harta culoarelor de transport gaze naturale în România



Sursa: Transgaz 2017

2.4 Culoarele de transport gaze și interconectarea României la rețelele regionale

Secțiunea românească a proiectului BRUA (Bulgaria – România – Ungaria – Austria) face parte din Planul de dezvoltare al Transgaz pentru perioada 2014-2023 și se regăsește pe lista UE a proiectelor de interes comun (PIC). BRUA va asigura accesul gazelor din Coridorul Sudic la piețele din Europa Centrală. Pe teritoriul României, proiectul va consta într-un nou gazoduct de 528 km și presiune de 63 bar pe culoarul Giurgiu – Podișor – Corbu – Hurezani – Hațeg – Receaș – Horia – Csanadpalota, cu trei stații de comprimare la Corbu, Hațeg și Horia.

BRUA reprezintă un element esențial de dezvoltare a SNT. Totodată, BRUA are ca scop creșterea securității în alimentarea cu gaze naturale a României prin accesul la noi surse și prin asigurarea tranzitului către piețele central-europene a rezervelor din Bazinul

Caspic. Interconectorul va asigura pe direcția Bulgaria o capacitate de transport în ambele sensuri de 1,5 mld.mc/an și dezvoltarea unei capacități de transport pe direcția Ungaria de 1,75 mld.mc/an în faza I și 4,4 mld.mc/an în faza II. Termenul oficial de implementare este 2019 pentru faza I și 2023 pentru faza II. Valoarea estimată a investiției se ridică la 479 mil.€.

În august 2017, Ungaria a anunțat suspendarea construcției pe teritoriul său a gazoductului BRUA, oferind rute alternative de export pentru gazele naturale intrate prin punctul de interconectare România-Ungaria și ruta indirectă Ungaria-Slovacia-Austria pentru legătura cu CEGH. România are însă, în continuare, interesul strategic de realizare a unei legături bidirecționale cât mai directe cu hub-ul de la Baumgarten, care este cea mai apropiată piață inter-

națională competitivă și lichidă, cu prețuri formate în mod transparent.

Operatorii de sistem din România și Ungaria, Transgaz și FGSZ, au lansat în octombrie 2017 o licitație de tip „sezon deschis” pentru a evalua interesul economic față de extinderea BRUA la faza a II-a. Astfel, așa cum indică Deloitte (2019, 12), rezervările de capacitate în punctul Csanadpalota pe direcția RO → HU pentru perioada 2022-2037 au arătat un interes inițial extrem de ridicat: la 15 ianuarie 2018, capacitatea a fost complet alocată, cu o cerere medie agregată de capacitate de circa cinci ori mai mare decât capacitatea ofertată.

Lucrurile au luat însă o turnură diferită în cursul anului 2018, pe fondul producerii celor două mari elemente de reglementare în sectorul gazier: Legea Offshore nr. 256/2018 și OUG 114/2018, care sunt examinate în detaliu în secțiunea 5.6. La sfârșitul anului, cel puțin una dintre companiile care rezervasera capacitate și-a exercitat opțiunea de retragere, astfel că situația raportată în ianuarie 2019 arăta cu totul diferit față de un an în urmă: anticiparea unor

cantități considerabil mai mici disponibile la export pentru intervalul 2022-2030, lipsa oricărei rezervări de capacitate pe direcția RO → HU pentru intervalul 2030-2037 și mici rezervări de capacitate pe sensul de import, HU → RO, pentru 2030-2037.

Interconectorul România-Bulgaria poate asigura transportul gazelor naturale din Coridorul Sudic al Gazelor (Azerbaidjan-Turcia-Grecia spre Italia, prin sistemul de conducte SCP-X-TANAP-TAP¹) către România, după realizarea interconexiunii Bulgaria-Grecia.

Conducta „Țărnuș Mării Negre-stația de comprimare gaze Podișor” este, de asemenea, un proiect de interes comun al UE, care va face legătura cu BRUA, preluând potențiala producție de gaze naturale din Marea Neagră.

Tablelul 3 prezintă proiectele de investiții ale Transgaz cuprinse în planul de investiții pentru 2017-2026, prezentate în recentul raport al ENTSO-G (2017a) privind planul regional agregat de investiții în infrastructura gazieră pentru intervalul 2017-2026 în țările Coridorului Sudic².

Tablel 2: Producția de gaz natural în 2017, pe companii

Nr.	Proiect	Status	Punere în funcțiune
1	Interconectare România-Bulgaria	Decizie finală de investiție (DFI)	2016
2	Dezvoltarea SNT în nord-estul României	Non-DFI, stadiu avansat	2018
3	Interconectare SNT cu sistemul de distribuție și inversarea fluxului la Isaccea	Non-DFI (PIC 6.15)	2019
4	Noi dezvoltări SNT pentru exploatarea din Marea Neagră	Non-DFI (PIC 6.15)	2019
5	Dezvoltarea SNT pe teritoriul României: BRUA	Etapa I: DFI (PIC 6.24.2)	2020
		Etapa II: Non-DFI, stadiu avansat (PIC 6.25.7)	2020
6	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic	Non-DFI, stadiu avansat (PIC 6.24.8)	2020
7	Eastring – Romania	Non-DFI (PIC 6.25.1)	2021
8	Extinderea BRUA – faza 3	Non-DFI (PIC 6.25.3)	2023

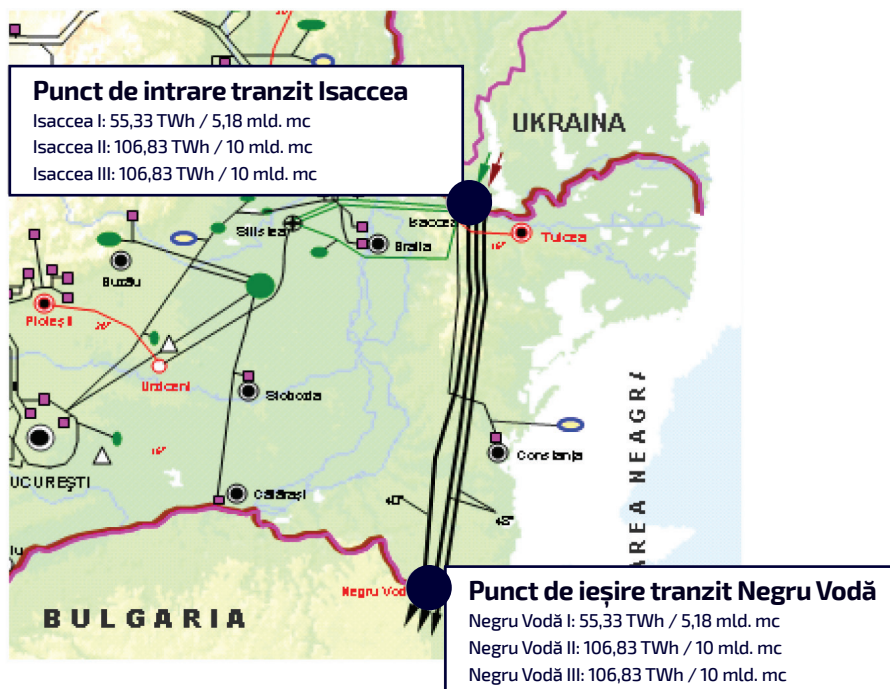
Sursa: ENTSO-G (2017a)

¹ South Caucasus Pipeline-X (Azerbaidjan-Georgia), Trans-Anatolian Pipeline (Turcia), Trans-Adriatic Pipeline (Turcia-Grecia-Albania-Marea Adriatică-Italia).
² Austria, Bulgaria, Croația, Grecia, Italia, România, Slovacia, Slovenia și Ungaria.

Sud-estul României este traversat, de la Isaccea la Negru Vodă, de un sistem de trei conducte magistrale, care asigură tranzitul gazelor din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări balcanice (Figura 5). Sistemul are în România lungimea de 553 km, presiunea de regim de 54 bar și capacitatea totală de

268,99 TWh (25,18 mld.mc). Conductele de tranzit nu sunt conectate cu SNT și nici nu sunt interconectate între ele, având trei puncte de intrare diferite (Isaccea 1, 2 și 3), respectiv trei puncte de ieșire diferite (Negru Vodă 1, 2 și 3).

Figura 5: **Conductele de tranzit al gazelor naturale**



Sursa: Transgaz

Faza a treia a proiectului BRUA (v. Tabel 3) constă în realizarea unei conducte între Onești și Isaccea și a capacității de *reverse flow* la Isaccea, ceea ce va crea un culoar de transport între piețele din Grecia, Bulgaria, România, Ucraina și Republica Moldova, cu condiția realizării interconectorului Bulgaria-Grecia. În acest fel, prin capacitatea de flux bidirecțional, conducta Tranzit 1 va permite exportul de gaze naturale în direcția Bulgaria sau către Ucraina și Republica Moldova. Termenul oficial de finalizare este anul 2023.

Interconectarea României la rețelele regionale de transport constituie un pas esențial în dezvoltarea pieței românești de gaze naturale. Avantajele sunt multiple și privesc securitatea energetică, dar și beneficii comerciale, economice și politice:

- Conectarea la culearele regionale de transport gaze naturale permite aprovizionarea din noi surse, precum Bazinul Caspic (Coridorul Sudic), Mediterana de Est și GNL (Coridorul Sudic), Mediterana de Est și GNL (Coridorul Sudic).

dorul Vertical), etc. În acest fel, consumatorii din România, casnici și industriali, vor beneficia de efectele concurenței între multiple surse de gaze naturale.

- Dezvoltarea unei piețe autohtone de tranzacționare, transparentă și lichidă, susținută și de legătura bidirecțională cu Hub-ul Central European de Gaze de la Baumgarten (CEGH), ce va fi stabilită prin intermediul gazoductului BRUA, va conferi consumatorilor predictibilitate și securitate a aprovizionării.
- Accesul producătorilor de gaze din România la piețele regionale și europene va stimula investițiile în segmentul upstream și în infrastructură. Aceasta este o condiție indispensabilă pentru dezvoltarea sectorului offshore.

- Interconectarea poate conferi României o poziție importantă în piețele regionale și în aranjamentele de securitate energetică.
- Creșterea volumului de gaze naturale transportate prin SNT, care își asumă rolul strategic de asigurare a tranzitului dinspre Coridorul Sudic de Gaze către Europa Centrală și de Vest, se va reflecta în venituri crescute rezultate din tarifele de transport.
- Activitatea de înmagazinare subterană a gazului natural, cu potențial geologic semnificativ de extindere, se poate dezvolta și moderniza pe baze comerciale, într-un context de piață regională.

2.5 Interconectările și securitatea aprovizionării cu gaze naturale

Se pune întrebarea dacă producția internă actuală și interconectările pot să asigure complet securitatea aprovizionării cu gaze naturale a României pe termen mediu și lung. Două rapoarte ale ENTSO-G, publicate la finele anului 2017, permit formularea unui răspuns.

Primul dintre ele (ENTSO-G 2017b) prezintă rezultatele unor teste de stres efectuate de ENTSO-G la nivel european prin simularea unui număr de 19 scenarii de disfuncționalitate a infrastructurii gaziere sau de întrerupere non-tehnică a livrărilor de gaze naturale rusești prin Ucraina. Scenariul #1, intitulat „Întrerupere a tuturor livrărilor de gaze naturale către UE prin Ucraina” în intervalul 1 ianuarie – 28 februarie, indică o vulnerabilitate severă pentru Bulgaria, unde consumul de gaze naturale ar trebui redus cu 71% pe întreaga durată a crizei, respectiv o vulnerabilitate moderată pentru România (consum redus cu 9% în februarie) și una scăzută pentru

Grecia (consum redus cu 2% în februarie), din cauza limitărilor de infrastructură³: extracția din înmagazinările subterane este la maximum, capacitățile de transport gaze naturale către Bulgaria sunt complet folosite în lunile ianuarie și februarie, iar capacitatea de transport dintre Ungaria spre România este complet folosită în februarie. Pentru zilele de vârf de consum, vulnerabilitatea României ajunge la 30%, cea a Bulgariei la 79%, iar cea a Greciei la 17%.

Cel de-al doilea raport ENTSO-G este sus-menționatul GRIP 2017-2026 (ENTSO-G 2017a), care prezintă planul regional de investiții în infrastructura gazieră pentru deceniul următor în țările Coridorului Sudic. Planul este elaborat din perspectiva consumului estimat de gaze naturale în regiune și a stadiului dezvoltării principalelor proiecte de infrastructură. Numărul total de proiecte de transport de gaze naturale din regiune este de 131, dintre care doar 20 sunt în stadiul de decizie finală de investiție (DFI).

³ Testele de stres sunt rulate sub ipoteza că dezvoltarea infrastructurii gaziere este la nivelul datei de 1 oct. 2017.

15 dintre acestea sunt proiecte de conductă, patru sunt proiecte de înmagazinare subterană, iar unul este de instalație de regazificare GNL.

Proiecțiile pentru 2030 realizate de către ENT-50-G sub asumpțiile planului GRIP arată că realizarea tuturor proiectelor de interes comun până în 2030 este suficientă pentru eliminarea oricărui risc de reducere a livrărilor în regiunea Coridorului Sudic – **cu excepția notabilă a României**. Din nou, scenariul unei întreruperi prelungite a livrărilor de gaze prin Ucraina în lunile ianuarie-februarie indică un risc de securitate energetică pentru România. Dacă dezvoltarea infrastructurii gaziere se limitează la finalizarea proiectelor cu decizie finală de investiție, nivelul de disrupție în România în 2020 este de peste 20% (adică disponibilul pentru consum se diminuează cu 20%), iar în 2030 nivelul de disrupție urcă la peste 30%, ceea ce singularizează țara noastră ca fiind cea mai expusă pe termen lung la o criză a aprovizionării cu gaze naturale prin Ucraina.

Desigur, perturbarea este diminuată dacă sunt realizate toate proiectele de interes comun (PIC) din țară și din regiune – precum BRUA, Eastring, interconectorul bidirecțional Grecia-Bulgaria, gazoductul Trans-Adriatic TAP și creșterea de capacitate a terminalului de regazificare GNL de la Revithoussa, Grecia – dar ea rămâne semnificativă, respectiv de peste 20% în 2030. Majoritatea proiectelor de interes comun vor fi finalizate după 2020. Dificultățile crescânde de acoperire a cererii de gaze naturale în România sunt anticipate în scenariul unei cereri în creștere și a unei producții locale în scădere.

Cel puțin două concluzii importante se desprind din această analiză:

- (i) Securitatea aprovizionării cu gaze naturale a țării noastre depinde, pe termen lung, de dezvoltarea resurselor interne de gaze naturale, *onshore și offshore*. În orizontul anului 2030, cel mai mare aport de securitate a aprovizionării îl pot aduce zăcămintele din Marea Neagră. Producția din Marea Neagră ar conferi și investitorilor în

segmentele de consum al gazelor naturale încrederea că planurile lor de investiții pot genera valoarea anticipată, pe termen lung și în condiții de predictibilitate;

- (ii) Vulnerabilitatea mărită a României față de tranzitul de gaze naturale prin Ucraina și perspectiva întreruperii acestor fluxuri de către Federația Rusă începând cu 2020 – deși probabil că nu dintr-o dată, date fiind obligațiile contractuale ale Gazprom față de state terțe până după 2020 – evidențiază importanța planificării strategice și a dezvoltării neîntârziate a proiectelor de infrastructură și a unor soluții alternative de aprovizionare cu gaze naturale.

Dezvoltarea sistemului energetic al României necesită investiții de circa 15 mld.€ până în 2030, așa cum rezultă din modelarea PRIMES 2016. Un capital de asemenea dimensiune nu poate fi acoperit din propriile resurse financiare ale companiilor energetice având ca acționar majoritar statul. Este, prin urmare, de importanță crucială ca mediul de reglementare și guvernanta (publică și corporativă) a sectorului energetic și stabilitatea politică să contribuie la minimizarea costurilor de capital în sectorul energetic și să încurajeze investițiile din surse private de finanțare.

2.6 Înmagazinarea subterană a gazelor naturale

Cererea de gaze naturale pe piața românească este caracterizată de fluctuații sezoniere de circa 60%, fluctuații zilnice de aproximativ 25% și fluctuații orare care pot ajunge la 30%. Acestea sunt cauzate în special de consumatorii din sectoarele clădirilor rezidențiale, publice și comerciale (populație, spitale, școli, administrație, spații comerciale, etc.) și termoficare (termocentrale și centrale termice de zonă). Capacitatea totală actuală de înmagazinare este de aproximativ 4,5 mld.mc/ciclu (47,47 TWh), din care volumul util de lucru este de circa 3 mld. mc/ciclu (31,65 TWh). Înmagazinarea este necesară deoarece, în perioada de vară, producția depășește consumul, în vreme ce vârful de consum de iarnă depășește semnificativ producția internă.

Fiecare furnizor de gaze naturale care deține în portofoliu clienți finali, precum și operatorul sistemului de transport, au obligația, stabilită în fiecare an prin ordin ANRE, de a avea un stoc minim de gaze naturale, ce trebuie constituit până la data de 31 octombrie a fiecărui an. Între 2013 și 2017, potrivit datelor ANRE (2018), stocurile minime totale au variat în jurul valorii medii de 19,5 TWh (1,8 mld.mc).

Cei doi operatori de înmagazinare, Romgaz S.A. (cu o capacitate totală a depozitelor de 29,5 TWh) și Depomureș S.A. (3,1 TWh) operează șapte depozite de înmagazinare, amenajate în zăcăminte depletate. Șase dintre acestea, cu capacitate activă totală de 2,76 mld.mc/ciclu (29,12 TWh), sunt deținute de Romgaz, iar un depozit (Târgu Mureș), cu capacitate activă de 0,3 mld.mc/ciclu (3,16 TWh) este deținut de Depomureș.

Noi investiții sunt planificate pentru mărirea flexibilității operaționale a depozitelor de înmagazinare subterană și pentru crearea de noi depozite pentru zonele cu dificultăți în alimentare (sezoniere, zilnice și orare). Potrivit raportului GRIP 2017 al ENTSO-G (2017b), sunt planificate investiții în depozitul de înmagazinare subterană de la Sărmășel, cu dată de finalizare 2022, dar și extinderea capacității de înmagazinare Depomureș, cu termen 2023. Pe lângă mărirea capacității de lucru a depozitelor subterane prin creșterea presiunii de operare, respectiv prin

utilizarea orizonturilor productive în curs de epuizare din zăcămintele comerciale în care sunt deja amenajate depozite de înmagazinare, o prioritate este creșterea capacității maxime de livrare zilnică din depozite.

Prin liberalizarea pieței de gaze și integrarea ei în piața europeană, înmagazinarea subterană va căpăta noi valențe. Ea va putea fi utilizată pentru acoperirea vârfurilor de consum și a regimului variabil al cererii, respectiv redresarea operativă a parametrilor funcționali ai sistemului de transport (presiuni, debite); pentru controlul livrărilor în situații extreme (opriri surse, accidente, etc.), dar și pentru creșterea flexibilității pe piața de gaze naturale.

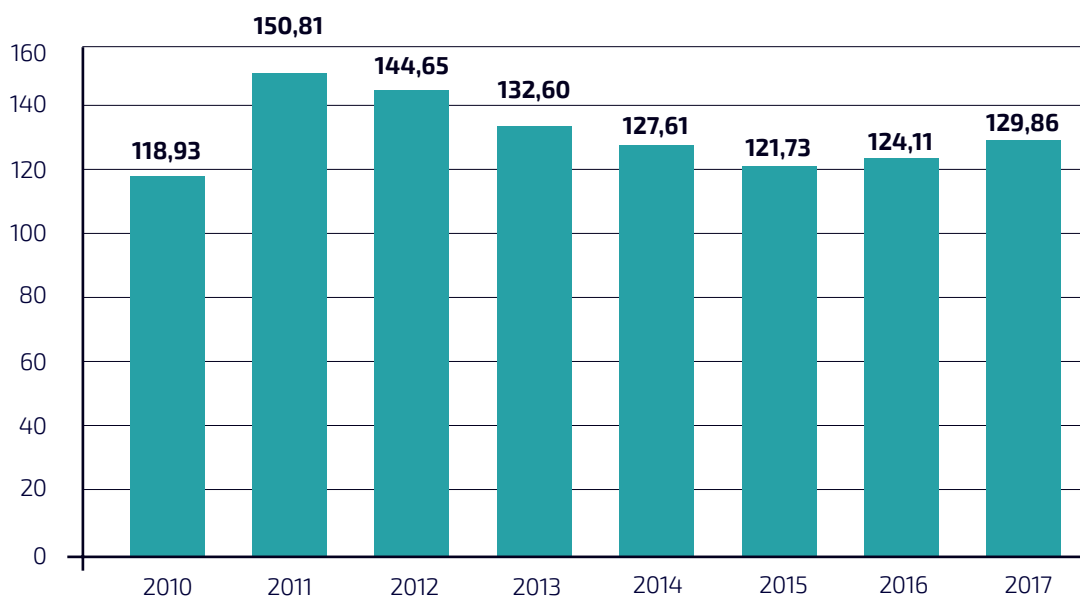
La sfârșitul fiecărui ciclu de extracție din depozitele de înmagazinare rămân în depozite aproximativ 0,5–0,6 mld.mc (5–6 TWh/an), deși sunt injectate suficiente gaze naturale în perioada caldă, deoarece capacitățile de extracție sunt insuficient dimensionate. Scăderea volumului gazelor din depozitele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

2.7 Consumul de gaze naturale

Figura 6 redă evoluția consumului de gaze naturale între 2010 și 2017, potrivit datelor ANRE (2018). În 2016 a fost de 124,8 TWh (11,7 mld.mc), iar în 2017 a

fost de 129,86 TWh (12,2 mld.mc) – o creștere anuală de circa 5%.

Figura 6: Consumul anual total de gaze naturale, 2010-2017, TWh



Sursa: ANRE (2018)

Numărul total de clienți finali de gaze naturale, potrivit raportului anual al ANRE pentru 2017 (ANRE 2018, 200) era, în decembrie 2017, de aproximativ

3.714.699, din care 194.426 clienți noncasnici (circa 5,23%) și 3.520.273 clienți casnici (circa 94,77%).

2.8 Tranzacționarea gazelor naturale

Piața gazelor naturale din România este structurată în două segmente: piața reglementată și piața concurențială. Această segmentare are rolul de a delimita activitățile economice specifice ce sunt sub

supravegherea continuă a reglementatorului – piața reglementată (tarifele de transport, înmagazinare, distribuție, prețurile reglementate la clienții casnici) – de activitățile de pe piața liberă.

Piața angro

Prin OUG nr. 64/2016 privind liberalizarea pieței de gaze naturale au fost instituite obligații pentru producători și furnizori de tranzacționare pe piețele centralizate din România a unui procent din cantitatea comercializată, stabilit prin HG nr. 778/2016. Există, în prezent, trei operatori economici titulari ai licențelor de administrare a piețelor centralizate: Bursa Română de Mărfuri (BRM S.A.), Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale (OPCOM S.A.) și mai nou-înființata Humintrade SRL. Peste 90% din volumul tranzacțiilor centralizate au avut loc pe BRM, cu lichiditate în creștere.

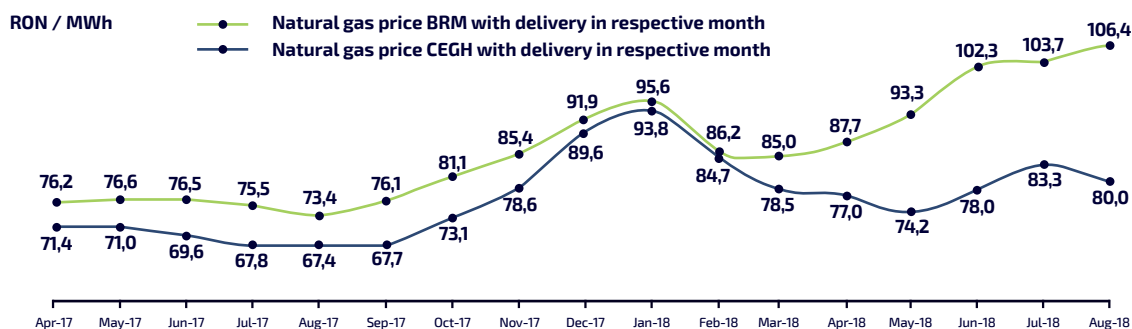
După cantități modeste tranzacționate centralizat în anii gazieri 2014-2015 și 2015-2016 (2,4 TWh, respectiv 3,8 TWh, potrivit ANRE 2017), volumele tranzacționate în 2017 au fost semnificative. În anul 2017, potrivit datelor ANRE (2018), a fost comercializat pe BRM un volum de 63,6 TWh de gaz natural, ceea ce reprezintă peste 50% din volumul tranzacțiilor angro și aproape 60% din producția totală de gaze naturale a României în 2017.

Comisia de Industree și Servicii a Camerei Deputaților a adoptat în 2017 o serie de amendamente la OUG 64/2016 menite a institui un monopol al OPCOM asupra tranzacționării centralizate a gazelor naturale în România. Inițiativa este anticoncurențială, privind consumatorii finali de beneficiile concurenței între operatorii de piețe centralizate. Plenul Parlamentului a respins în două rânduri această inițiativă.

În iulie 2017, Camera Deputaților a aprobat un amendament la OUG 7/2013 privind la instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețului gazului natural, prin care se stabilește că, pentru prețuri mai mari de 85 lei/MWh, impozitul va fi de 80% din veniturile suplimentare, iar pentru un preț mai scăzut impozitul rămâne la nivelul anterior de impozitare de 60%. Astfel de impozite pe „profiturile extraordinare” (*windfall tax*) au, în practica internațională, durată limitată (circa 2 ani), nu termen nedefinit. În plus, în ultimii ani, efectele impozitului suplimentar au fost de diminuare a competitivității producției interne față de importurile provenind de la Gazprom, care deține un cvasi-monopol regional al vânzărilor.

Apoi, decizia ANRM din februarie 2018 de a stabili ca preț de referință pentru calculul redevenței pentru producția de gaze naturale la indicele de preț al Pieței pentru Ziua Următoare de pe CEGH (hub-ul Central European de la Viena) reprezintă un alt caz de neglijare a principiului consultării părților interesate și de modificare intempestivă și inadecvată a reglementărilor. România nu livrează gaze naturale pe CEGH, care are o evoluție decuplată de cea a pieței românești (vezi Figura 7). Chiar dacă acest lucru s-ar întâmpla, producători români ar încasa pe volumele vândute pe CEGH diferența dintre prețul pieței și costurile semnificative de transport până la Viena. Apoi, indicele PZU al CEGH nu include contractele pe termen lung, bilaterale, care au o proporție substanțială și sunt esențiale pentru gestiunea riscului de piață.

Figura 7: Evoluția comparativă a prețului gazelor tranzacționate pe BRM, respectiv CEGH, lei/MWh, aprilie 2017-august 2018



Sursa: Deloitte (2018), pe baza datelor BRM

Practica internațională presupune fie plata redevențelor la un preț de referință format pe piețele respective (ceea ce, în România, necesită un efort al autorităților și al participanților la piață de dezvoltare a unui hub de tranzacționare, lichid și transparent), fie la prețul efectiv realizat de producători (de fapt, la maximum dintre prețul real înregistrat și prețul de referință, fixat prin lege). Prețurile din contracte, volumele efectiv tranzacționate și alte date sunt comunicate lunar de către producători către ANRE, precum și organelor fiscale, astfel încât, pe baza acestor informații, autoritățile pot calcula o medie ponderată a prețului tranzacțiilor cu gaze naturale în România.

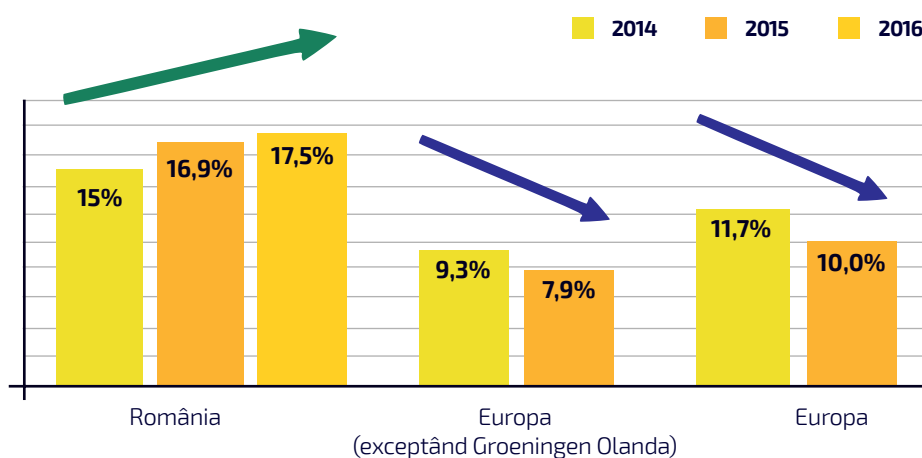
Reglementatorul avea și opțiunea unei formule mixte, care să combine media ponderată a prețului efectiv încasat de producători cu un preț mediu ponderat al tranzacțiilor de pe platformele centralizate românești. În locul oricăreia dintre aceste opțiuni, ANRM a impus o formulă de preț de referință complet desprinsă de realitatea pieței românești de gaze naturale și care include elemente de preț (tarife de transport) ce nu au legătură cu activitatea producătorilor din România.

O condiție esențială pentru atragerea investițiilor în segmentul de explorare și producție de gaze na-

turale este crearea unui cadru fiscal echitabil, competitiv și stabil. Redevențele, alături de alte impozite și taxe aplicate producției în segmentul *upstream* trebuie să constituie baza unei relații *win-win* pe termen lung între stat și investitori. Or, după vehicularea în ultimii ani a mai multor propuneri de cadru fiscal, încă nu a fost asumat un regim fiscal acceptat, echitabil și care să stimuleze investițiile – inclusiv în zăcămintele marginale.

O analiză din 2017 a Deloitte România arată că, în vreme ce fiscalitatea agregată din *upstream* a crescut în România de la 15% la 17,5% din profit între 2014 și 2016, în Europa aceasta a scăzut, pe fondul prăbușirii prețului țițeiului (deci și a profiturilor companiilor producătoare) de la 11,7% la 10% – chiar până la 7,9%, dacă este exceptat din analiză zăcămintul gigant Groningen din Olanda, care are un regim fiscal separat, datorită productivității sale aparte (Figura 8). Astfel, în 2016, România practica în sectorul petrol și gaze o rată efectivă de impozitare dintre cele mai ridicate din UE, considerabil peste nivelul mediu de 10% al anului 2015. Desigur, reglementările menționate mai sus, adoptate sau în stadiu de propunere, privind prețul de referință pentru calcularea redevențelor, respectiv *windfall tax*, tind să determine creșterea în continuare a ratei efective de impozitare.

Figura 8: **Evoluția ratei medii a redevențelor și a altor impozite din segmentul *upstream***



Sursa: Deloitte (2017)

Elemente cheie ale în hub-urilor de tranzacționare a gazului natural

Viziunea UE despre piața unică de energie include dezvoltarea de *hub-uri* de tranzacționare a gazelor naturale în fiecare dintre ariile de piață (*market areas*, definite în Modelul Țintă de Piață al ENTSO-G drept zone unitare de intrare/ieșire cu un punct virtual de tranzacționare) și dezvoltarea de hub-uri regionale. România face parte din aria de piață sud-est europeană.

După cum arată Patrick Heather (Oxford Institute for Energy Studies), dezvoltarea hub-urilor din Europa continentală a început în 2009, odată cu valul de GNL care a sosit în porturile nord-vest europene pe un fond de cerere scăzută de gaze naturale, după criza economică. În 2012, livrările în Marea Britanie erau aproape complet tranzacționate la preț de piață, în vreme ce Europa Continentală practica încă contracte pe termen lung, la preț indexat la cotațiile țițeiului. Indexarea la prețul țițeiului nu mai reflecta condițiile de piață pentru gazele naturale, fenomen amplificat de supraoferta de la începutul anilor 2010.

Heather (2015, 4) arată că „cea mai importantă cerință pentru trecerea cu succes la un preț de piață este un sistem de tranzacționare de încredere, transparent și lichid, pe care companiile să-și poată gestiona riscul portofoliilor. Pe măsură ce tot mai multe contracte angro au un preț de referință (adesea un Preț al Lunii Următoare sau Preț al Zilei Următoare pe NBP sau TTF), este esențial ca hub-urile nou-formate din Europa să poată juca cel puțin rolul de hub de echilibrare și, potențial, pe acela de hub al managementului de risc.” O condiție de bază pentru dezvoltarea unui hub de tranzacționare este liberalizarea prețurilor, fapt ce creează concurență între furnizori și încurajează consumatorii să ceară prețuri mai competitive. Mai departe, acest fapt stimulează participanții la piață să contribuie la formarea unui hub de tranzacționare cu prețuri transparente și nediscriminatorii. Heather identifică cinci factori de care depinde succesul unui hub de tranzacționare a gazelor:

(i) Lichiditatea, definită ca măsură a ușurinței de a cumpăra sau vinde un volum de gaz natural la un preț dat, fără a afecta prețul mărfii pe piață (adică la preț stabil). Standardizarea contractelor tinde să mărească lichiditatea.

(ii) Volatilitatea, definită ca măsură a mișcării prețului față de activitatea de pe piață. Piețele de energie sunt foarte volatile, cunoscând perioade de variații mari ale prețului în intervale scurte de timp. Ele sunt deosebit de sensibile la informație externă.

(iii) Anonimitatea, adică faptul că cererile și ofertele sunt vizibile pe piață, dar fără a revela identitatea vânzătorului, respectiv a potențialului cumpărător. Anonimitatea este importantă pentru caracterul nediscriminatoriu al pieței. Este, totodată, piatra de temelie a comerțului cu contracte futures, prin care se instituie obligația tranzacționării unui activ la o dată prestabilită din viitor, la un preț prestabilit.

(iv) Transparența, care înseamnă că prețurile sunt rapid diseminate public și că această deschidere întărește încrederea în piață. Datele de piață de calitate și la furnizate regulat sunt esențiale, fie că provin din statistici guvernamentale, de la operatorul de sistem (cu privire la fluxurile fizice sau la licitațiile pentru capacitate), sau de la operatorii platformelor centralizate sau brokeri, cu privire la volumele tranzacționate și la prețuri.

(v) Volumul total tranzacționat pe o piață – platformă bursieră, tranzacții OTC etc.

Experiența nord-americană și britanică arată că procesul de dezvoltare al unui hub funcțional durează 10-15 ani. Reușita necesită susținerea guvernelor, a furnizorilor și a operatorilor de sistem. În plus, o piață ce dispune de producție indigenă de gaze naturale și/sau este bine aprovizionată din surse diversificate, precum și de infrastructură dezvoltată are șansa de a realiza mai rapid un hub lichid de tranzacționare.

Piața cu amănuntul de gaze naturale

Potrivit ANRE (2018), la nivelul lunii decembrie 2017, activau pe piața cu amănuntul de gaze naturale 85 de furnizori. Toți 85 au operat pe piața concurențială, iar 38 dintre ei au operat pe piața reglementată. Numărul furnizorilor pe piața concurențială a fost într-o creștere continuă începând cu anul 2012 (când erau licențiați 43 de operatori), pe fondul liberalizării pieței, oferind consumatorilor finali, casnici și non-casnici, oferte diversificate și competitive ale furnizării de gaze naturale.

În condițiile efectelor OUG 114/2018 (care vor fi prezentate detaliat în secțiunea 5.6), piața concurențială de gaze naturale este de facto suspendată în România în intervalul aprilie 2019 – martie 2022, întrucât limitarea prețului de vânzare a gazelor din producția internă la 68 lei/MWh (împreună cu plafonarea, prin legislație secundară, a prețului la care furnizorii vând la consumatorii casnici, respectiv a limitării tranzacționării pe piețele centralizate la gazele naturale de import), astfel că activitatea de *trading* devine, practic, irelevantă.

Numărul total de clienți finali de gaze naturale, potrivit raportului anual al ANRE pentru anul 2017 (ANRE 2018, 200) era, în decembrie 2017, de aproximativ 3.714.699, din care 194.426 clienți noncasnici (circa 5,23%, cu o pondere în consum de 71,53%) și 3.520.273 clienți casnici (circa 94,77%, cu o pondere în consum de 28,47%).

Piața cu amănuntul reglementată

Potrivit ANRE (2018), în anul 2017 au activat pe piața reglementată de gaze naturale 38 de furnizori, dintre care ponderile dominante au fost deținute de Engie România (50,01%), E.ON Energie România (34,69%) și E.ON Gaz Furnizare (7,05%). Restul furnizorilor dețin, împreună, diferența de 8,25% din piață. În 2017, numărul total al clienților finali reglementați a fost de 3.429.233, fiind toți în categoria clienților casnici.

Piața cu amănuntul concurențială

În 2017, au activat pe piața concurențială de gaze naturale 84 de furnizori, următorii deținând cotele dominante de piață: Romgaz (25,34%), OMV Petrom Gas (22,01%), Engie România (16,29%), E.ON Energie România (12,96%), OMV Petrom (sucursale) (7,05%), Conef Gas (2,46%), Veolia Energie România (2,17%) și alții.

Consumul total al clienților alimentați în regim concurențial a fost, în 2017, de 86,8 TWh, ceea ce reprezintă circa 67% din consumul anual total.

2.9 Consumatorul vulnerabil

Există două definiții ale consumatorului vulnerabil în legislația românească. Pe de o parte, Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 definește, în art. 3, alin (16), consumatorul vulnerabil drept „clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară”.

Art. 201, alin. (3) al aceleiași legi stipulează că „Guvernul, cu avizul Consiliului Concurenței, poate decide constituirea unui fond de solidaritate pentru susținerea financiară a consumatorului vulnerabil, din contribuția și/sau impozitarea suplimentară a profiturilor neașteptate ale producătorilor și furnizorilor de energie electrică și gaze naturale, realizate ca urmare a unor situații favorabile ale pieței și/sau a unor tranzacții conjuncturale. Modul de constituire și utilizare a fondului se stabilește prin hotărâre a Guvernului.” (s.n.).

Pe de altă parte, Legea nr. 196/2016 privind venitul minim de incluziune⁴ îngustează definiția: potrivit art. 6, lit. (j), consumatorul vulnerabil este „clientul casnic, persoană 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.” Ceva mai jos, lit. (v) definește sărăcia energetică drept „imposibilitatea consumatorului vulnerabil definit la lit. (j) de acoperire a nevoilor energetice minimale pentru încălzirea optimă a locuinței pe timpul sezonului rece”.

Așadar, factorul luat în considerare este venitul redus, nu și vârsta sau sănătatea, precum în Legea 123/2012, iar vulnerabilitatea este considerată doar în raport cu nevoia de încălzire a locuinței, nu și cu alte nevoi energetice (i.e. iluminat și răcire în timpul sezonului cald) sau cu calitatea condițiilor de locuit (e.g. locuințe fără igrasie). De asemenea, definiția din Legea 196/2016 nu se referă la riscul de marginalizare socială ci, din nou, este legată de condiția generică de sărăcie.

Ambele abordări au merite și limitări – și, desigur, ele ar trebui să fie consistente. A lega vulnerabilitatea consumatorului de energie de sărăcia energetică este potrivit, mai cu seamă într-o țară cu venituri mici și cu grad ridicat de inegalitate a veniturilor, la nivel european, precum România. Dar este necesară extinderea conceptului la ansamblul nevoilor de consum energetic: încălzire, iluminat și răcire. De asemenea, se impune introducerea unor standarde minimale de performanță energetică a clădirilor pentru combaterea sărăciei energetice, cu susținerea financiară a investițiilor necesare din surse publice.

Realitatea este însă că Legea 196/2016, care va intra în vigoare abia în 2021, nu poate fi aplicată în mod corect în lipsa unei identificări riguroase a consumatorilor care se situează între nivelurile stipulate de venit; or, România nu dispune, în prezent, de o bază de date completă și integrată a acestor consumatori, și nici chiar a celor care primesc, la nivel de autorități locale, ajutoare de încălzire.

⁴ Intrarea în vigoare a legii a fost amânată pentru luna aprilie 2021.

După cum observă studiul Deloitte (2019, 22-23), datele oficiale indică, totuși, o scădere a numărului consumatorilor de energie care primesc beneficii

sociale de la bugetul de stat, precum și o scădere a cuantumului acestor beneficii, în condițiile creșterii nominale a venitului minim – v. **Figurile 9 și 10:**

Figura 9: Ajutoare de încălzire, 2014-2017, pe tip de ajutor, mil. RON

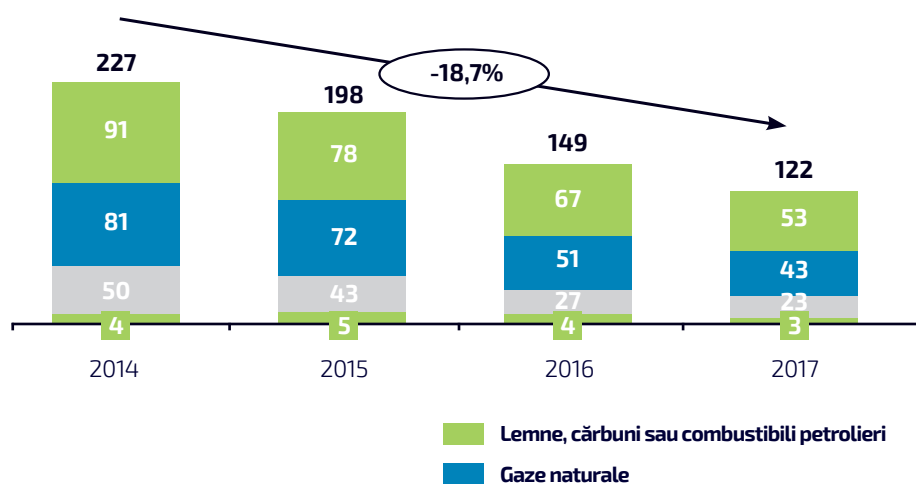
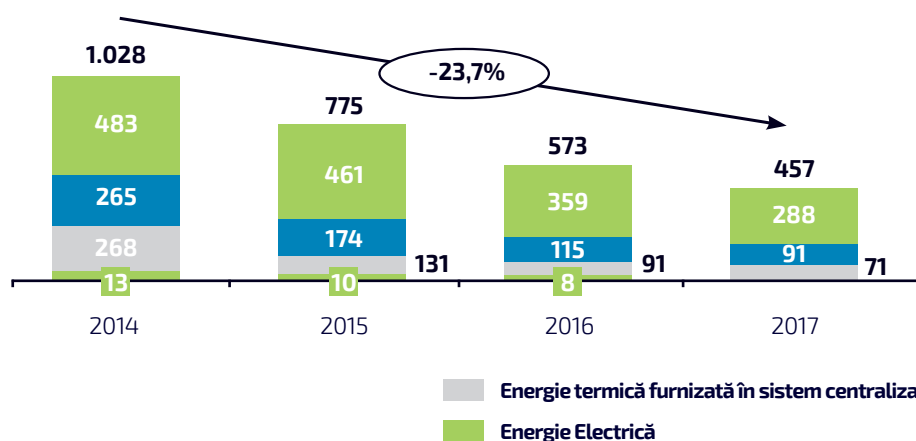


Figura 10: Beneficiari ai ajutoarelor de încălzire, pe tip de ajutor, mii persoane în medie lunară



Sursa: Deloitte (2019), pe baza datelor Agenției Naționale pentru Plăți și Inspecție Socială

Se observă o scădere considerabilă, de la 265.000 la 91.000 a numărului beneficiarilor de ajutoare de încălzire pentru gaze naturale între 2014 și 2017, și o scădere de la 81 mil. RON la 43 mil. RON a subvențiilor acordate pentru încălzirea pe bază de gaze naturale, în același interval.

În ceea ce privește *fondul de solidaritate pentru susținerea financiară a consumatorului vulnerabil*, stipulat în Legea energiei electrice și a gazelor naturale, ce urma a fi finanțat pe baza impozitării suplimentare a „profiturilor neașteptate” ale producătorilor și furnizorilor de energie electrică și gaze, acesta nu a fost niciodată înființat, iar aplicarea unui asemenea mecanism de susținere al plății beneficiilor sociale pentru consumatorii vulnerabili de gaze naturale nu a avut loc nici măcar în principiu. Colectarea de venituri la bugetul de stat din taxarea „profiturilor extraordinare” ale producătorilor de gaze, rezultate în fond din trecerea progresivă la funcționarea normală, liberalizată a pieței, ar fi fost suficiente pentru acoperirea cheltuielilor sociale cu consumatorii vulnerabili, potrivit datelor de mai sus.

Pe deasupra, deși plafonarea prețului de vânzare a gazelor din producția internă, prin OUG 114/2018, a fost justificată prin nevoia de a asigura o protec-

ție socială adecvată consumatorilor finali, efectele acestei ordonanțe de urgență sunt, de fapt de scădere a producției interne de gaze naturale și de creștere a importurilor de gaze naturale rusești, care sunt considerabil mai scumpe. Astfel, luând în calcul și taxarea suplimentară cu 2% a cifrei de afaceri a companiilor producătoare de gaze naturale din România, precum și taxarea cu același procent a marjei operaționale a operațiunilor de trading, transport, distribuție și furnizare, presiunea de creștere a prețului gazelor la consumatorul final va fi de nestăvilit. Se adaugă, ca factor suplimentar cu efecte în același sens, prevederea OUG 114/2018 ca „diferențele de costuri de achiziție din anii 2018 și 2019 ale furnizorilor, nerecuperate prin prețurile practicate, se vor recupera până la data de 30.06.2022, conform reglementărilor ANRE.” (Art. 61, alin. 8).

Plafonarea prețului de furnizare a gazelor la consumatorii finali prin decizie administrativă nu va face decât să genereze tensiuni insurmontabile pe piața gazelor naturale, cu efecte și pe piața de energie electrică.

3. Tendințe pe piețele internaționale ale gazelor naturale

3.1 Consumul global de gaze naturale

Potrivit IEA (2018), gazele naturale sunt combustibilul cu cea mai mare creștere a utilizării, urmând ca în anul 2030 să depășească la cărbunele, nivel global, trecând pe poziția a doua, după țiței. În 2040, este preconizată o cerere globală de gaze naturale aproape cu 45% mai mare decât în prezent. Aceasta a cunoscut, de altfel, o creștere agregată de 1,5% pe an între 2010 și 2016.

Există importante diferențe regionale, rezultate din jocul unor tendințe adesea contradictorii. În 2016, consumul european de gaze naturale a cunoscut o remarcabilă creștere de 6%, cu 30 mld.mc peste cea din 2015, în principal pe fondul creșterii economice și al competitivității crescute a gazelor în mixul de generare al energiei electrice.

Cererea de gaze naturale în China va crește, potrivit IEA (2018), până la nu mai puțin de 710 mld.mc în 2040, cu 100 mld.mc mai mult decât în proiecția IEA (2017), fiind stimulată de politicile de a „face cerul Chinei din nou albastru” în marile sale orașe, politici care accelerează trecerea de la utilizarea cărbunelui la cea a gazelor naturale. Astfel, China va deveni cel mai mare importator de gaze naturale al planetei.

În India, creșterea consumului a fost de 9% în 2016 față de 2015, cererea urmând să ajungă la 170 mld.mc în 2040, în special în sectoarele de generare a energiei electrice și industrie. În Japonia, pe de altă parte, consumul de gaze naturale a continuat tendința de scădere ce a urmat creșterii explozive înregistrate după dezastrul centralei nucleare de la Fukushima, în 2011. După reluarea graduală a activității reactoarelor nucleare, consumul de gaze naturale a scăzut de la vârful de 130 mld.mc atins în 2014 la 100 mld.mc în 2016. În Orientul Mijlociu, cea mai mare creștere a consumului în 2016 a fost înregistrată în Qatar (13,6%) și Iran (4%).

Statele Unite, cel mai mare consumator de gaze naturale din prezent – 767 mld.mc consumați în 2017– vor cunoaște o creștere a cererii până la 907 mld.mc în 2040 (IEA 2018). În ceea ce privește Uniunea Europeană, care este actualmente cel mai mare importator de gaze naturale din lume, dependența de importuri va crește, probabil, pe fondul scăderii producției proprii și al politicilor de penalizare a emisiilor de CO₂, ce descurajează utilizarea cărbunelui. Cota de piață a importurilor europene de gaz este deja disputată între livrările prin conductă de gaze rusești (care s-au apropiat, în 2018, de limita capacității de transport), și importurile crescânde de GNL, din care o parte semnificativă vor proveni din Statele Unite.

Proiecția pentru anul 2040, realizată în scenariul central⁵ al IEA, indică o creștere a cererii globale de gaze naturale cu 45%. O treime din volum va fi consumat în industrie, urmată la mică distanță de producerea de energie electrică. Acest lucru se va petrece pe fondul unei „noi ordini mondiale” a gazelor naturale, ai cărei determinanți sunt flexibilitatea destinației vânzărilor, creșterea tranzacțiilor spot și scurtarea duratei contractelor, precum și creșterea amplă a comerțului internațional cu GNL.

⁵ *New Policies Scenario*, care ia în calcul politicile energetice existente și intențiile de politici anunțate la nivelul statelor lumii.

3.2 Prețul gazelor naturale. Comparație cu prețul cărbunelui

Istoric, gazele naturale au fost utilizate ca substituent al produselor petroliere în încălzire și în procesele industriale. Începând cu anii 1960, prețul în contractele pe termen lung a fost determinat prin calculul valorii combustibililor substituiți în sectoarele de consum final, prin intermediul unor formule de „indexare”. Pe măsură ce gazele naturale au fost folosite pe o scară tot mai largă, mulțumită și extinderii pieței globale de GNL, sistemul de indexare a prețului gazelor la prețul petrolului a început să nu mai fie potrivit, pierzând tot mai mult teren în fața mecanismului de formare a prețului prin jocul cererii și al ofertei pe mari hub-uri (*gas-to-gas*), care furnizează prețuri de referință.

În UE, peste 60% din gazele naturale sunt tranzacționate în prezent la prețul pieței (mai ales în Europa de Nord-Vest și mai puțin în Europa de Est și de Sud-Est), față de sub 10% în 2005 (IGU 2017). Pe plan mondial, 45% din tranzacții sunt *gas-to-gas*, 30% din total se vinde la preț reglementat iar 25% este indexat la prețul țițeiului – în special în Asia (70%). Trei sferturi din comerțul cu GNL este încă derulat prin contracte indexate la prețul țițeiului, dar au fost luate măsuri de eliminare graduală a subvențiilor la gaze naturale în Asia și în Orientul Mijlociu, de liberalizare a piețelor de gaze în China și în Japonia, cu introducerea regulilor de acces al terților, precum și de creștere a livrărilor de GNL în următoarele decenii.

În 2016, prețul mediu global al gazelor naturale a fost la cel mai mic nivel înregistrat în statisticile International Gas Union: 3,35 \$/Mbtu (IGU 2017). În UE și Japonia, prețurile au fost, în medie, cu 60% mai mici decât nivelurile din 2012. Dar acest preț scăzut este o expresie a supraofertei de gaze naturale pe piețele internaționale, situație în care un risc important este acela al investițiilor insuficiente în segmentul upstream. Or, viabilitatea economică pe termen lung a sectorului gazier necesită un nivel de preț care să susțină investițiile atât în explorare și producție, cât și în infrastructură.

În 2017, prețul gazelor naturale a cunoscut o creștere față de 2016 pe toate piețele internaționale: de la 2,46 la 2,96 \$/Mbtu în Statele Unite (Henry Hub); de la 4,54 la 5,72 \$/Mbtu în Olanda (Hub-ul TTF); de la 4,69 la 5,80 \$/Mbtu în Marea Britanie (National Balancing Point); de la 4,93 la 5,62 \$/Mbtu, preț mediu al importurilor de gaze naturale în Germania; și de la 6,94 la 8,10 \$/Mbtu, preț mediu al importurilor de LNG în Japonia (BP 2018). Tendința de creștere a continuat și în cursul anului 2018.

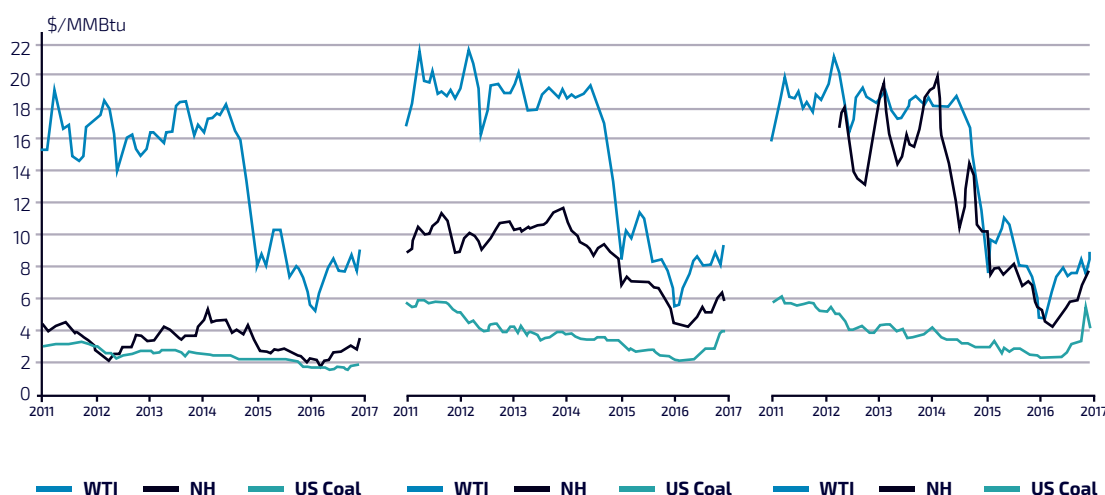
Apropierea nivelurilor de preț ale gazelor naturale și cărbunelui are efecte importante pentru structura mixului de energie electrică, încurajând utilizarea sporită a grupurilor termoelectrice pe bază de gaze naturale în defavoarea cărbunelui. Pe termen lung, menținerea unui preț scăzut al gazelor naturale față de ceilalți combustibili constituie un factor crucial în deciziile de investiții în noi grupuri de producere a energiei electrice și, de asemenea, în evoluția cotei de piață a gazelor naturale în sectorul transporturilor.

Calcululele IEA (2015) privind costurile egalizate ale energiei electrice (LCOE⁶) arată că în SUA, LCOE mediu pentru grupurile pe bază de gaze naturale era de 65,9 \$/MWh față de 93,8 \$/MWh pentru grupurile pe bază de cărbune. În China, raportul este invers: 92,8 \$/MWh pentru gaze naturale (din pricina prețului dublu al combustibilului) și 77,7 \$/MWh pentru cărbune.

Se desprinde concluzia că, pe majoritatea piețelor, fără o susținere suplimentară prin reglementări și politici energetice, care să instituie un preț palpabil pe emisiile de carbon și să penalizeze poluarea, nu se întrevide o înlocuire a cărbunelui cu gaze naturale în mixul de electricitate, exclusiv pe baza forțelor pieței.

⁶ LCOE (*Levelized cost of energy*) estimează, pentru o unitate de producere a electricității, costul mediu total de construcție și operare pe întreaga durată tehnică de viață

Figura 11: Prețurile petrolului, gazelor naturale și cărbunelui în piețele de referință, 2011-2016



Sursa: SNAM-BCG 2017

3.3 Rezervele și producția de gaze naturale

Producția mondială de gaze naturale în 2017 a cunoscut o remarcabilă creștere cu 4% față de 2016, de la 3.549,8 mld.mc la 3.680,4 mld.mc (BP 2018). După o scădere de 2% a producției în America de Nord în 2016 față de 2015, în principal din cauza scăderii extracției de gaze asociate producției de țiței, în 2017 a fost reluată tendința ascendentă a producție nord americane, cu o creștere anuală de 1%.

Creșteri de producție au avut loc și în Orientul Mijlociu, în special pe fondul menținerii tendinței de creștere în Iran – nu mai puțin de 10,5% în 2017 față de 2016, până la 223,9 mld.mc – și Arabia Saudită (creștere cu 6,1%, până la 111,4 mld.mc), în Africa (cu o creștere spectaculoasă de 22% în Egipt) și în Australia (unde câteva noi proiecte de export de GNL au stimulat o mărire a producției cu nu mai puțin de 18% în 2017 față de 2016, după creșterea de 19% din anul precedent). În Europa s-a înregistrat în 2017, după o scădere continuă începută în 2012, o ușoară creștere a producție de gaze naturale, cu 1,7% față

de 2016. Cea mai însemnată creștere netă a rezervelor de gaze naturale convențional s-a înregistrat în Iran, Kazahstan și Federația Rusă, potrivit datelor BP (2018).

Până în 2030, în scenariul central al IEA, mai bine de jumătate din creșterea globală a producției va proveni din surse neconvenționale de gaze naturale. Gazele „de șist”, în special în America de Nord, vor aduce nu mai puțin de 725 mld.mc în balanța globală a gazelor naturale, urmate de metanul din straturile de cărbune (*coalbed methane*) cu peste 60 mld.mc și *tight gas*, cu peste 35 mld.mc. China, care deține cele mai mari surse geologice de gaze de șist, își va mări producția de la 8 mld.mc de gaze de șist în 2016 la aproape 100 mld.mc în 2040. Argentina va avea, de asemenea, o creștere majoră a producției de *shale gas*, atingând 50 mld.mc în 2040.

Gazele naturale convenționale, pe de altă parte, vor cunoaște un declin al ponderii în totalul producției,

de la 80%, în prezent, la sub 70% în 2040. Rusia, cel mai mare producător de gaze convenționale, își va menține acest statut și în următorii 25 de ani. Apoi, gazele asociate, care reprezintă un produs secundar al extracției de țiței și care reprezintă în prezent circa 15% din volumul total al producției față de un sfert în 1980, vor scădea ca pondere până la 10% în 2040.

Transformările ce au avut loc în Europa ultimului deceniu ilustrează tendințele care vor modela noua

ordine globală a gazelor naturale. Un colaps al cererii de gaze naturale după criza economică din 2008-2009 împreună cu un val de GNL destinat inițial Statelor Unite, dar care a fost redirectionat către Asia și Europa după debutul „revoluției gazelor de șist”, precum și efectul măsurilor de liberalizare a pieței de gaze naturale din cel de-al Treilea Pachet Energetic au forțat exportatorii tradiționali către Europa să își revizuiască atât prețul, cât și termenii contractuali în avantajul importatorilor.

3.4 Comerțul mondial cu gaze naturale lichefiate (GNL)

Numărul statelor importatoare de GNL a crescut de la 15 în 2005 la 40 în 2017. Numărul terminalelor de lichiefiere s-a dublat din 2000, ajungând la 40 în 2016, urmând a crește, probabil, până la 80 în 2040.

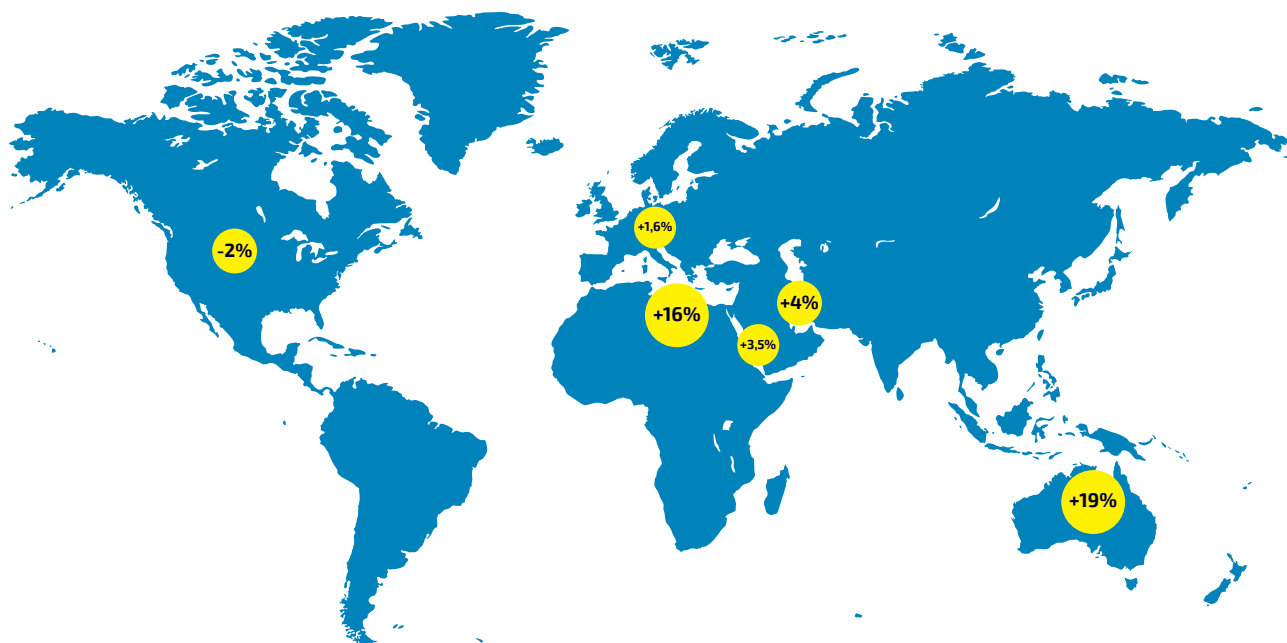
Capacitatea globală de lichiefiere a crescut cu o rată de 5,5% în ultimul deceniu, ajungând la 462 mld. mc/an în 2017, iar cea de gazificare a crescut cu o rată de 5,9%, ajungând la 1.080,6 mld.mc/an în 2017 (IGU 2017). Cea mai mare creștere recentă de capacitate de lichiefiere a avut loc în Australia (Gorgon LNG, Australia Pacific LNG), de la 27 mld.mc/an în 2010 la 90 mld.mc/an în 2016. Statele Unite au adăugat, doar în 2016, 25 mld.mc de capacitate de lichiefiere prin deschiderea terminalelor Sabine Pass 1 și 2. Qatar este în continuare lider de piață, cu 106 mld. mc capacitate de lichiefiere anuală în 2017. Pe partea de regazificare, China a adăugat din 2010 nu mai puțin de 25 mld.mc/an, fiind urmată de India cu 10 mld. mc/an, Japonia cu 10 mld.mc/an, Coreea de Sud cu 9 mld.mc/an și Indonezia cu 9 mld.mc/an. Capacități semnificative de GNL sunt în construcție în Australia și Rusia, urmând ca și Indonezia, Malaiezia, Camerun și Mozambic să instaleze noi trenuri de lichiefiere. Sunt în construcție 156 mld.mc/an de capacitate de lichiefiere de gaze naturale, respectiv 115 mld.mc/an capacitate de regazificare la nivel mondial, din care trei sferturi în Asia.

Cea mai mare parte a creșterii comerțului internațional cu gaze naturale se bazează pe GNL, pentru care IEA preconizează o creștere a ponderii până la 60% din total în 2040. În prezent, piața de GNL reprezintă circa 30% din comerțul mondial cu gaze naturale. În Asia, importurile de GNL din Orientul Mijlociu și din Africa au crescut cu mai bine de 40 mld.mc/an din 2010.

Exporturile americane de GNL vor deveni dominante începând cu mijlocul anilor 2020, constituind peste jumătate din capacitatea globală anuală de lichiefiere de circa 140 mld.mc, aflată în prezent în construcție. Către 2025, exportul de GNL din SUA va ajunge la de 115 mld.mc/an, crescând la 160 mld. mc/an în 2040. Semnificativ este, așa cum notează IEA (2017, 367), că „GNL din SUA au multe dintre caracteristicile care transformă piețele internaționale – flexibilitate privind destinația, prețuri formate *pe hub* și disponibilitate *pe spot* – și astfel accelerează transformarea structurală a modului în care gazele naturale sunt tranzacționate în lume.” Ca urmare a concurenței crescânde între diferitele surse de gaze naturale, ponderea contractelor GNL indexate la prețul țițeiului va scădea în 2040 la mai puțin de 25% de la 75% în prezent. Flexibilitatea contractelor va mări competitivitatea industriei și va spori opțiunile cumpărătorilor de gaze naturale, precum și securitatea energetică a statelor.

Sunt adoptate din ce în ce mai mult noi tehnologii de lichefiere și de regazificare: uzine plutitoare de lichefiere (*Floating Liquefied Natural Gas, FLNG*) și unități plutitoare de stocare și regazificare (*Floating Storage Regasification Unit, FSRU*), care oferă soluții flexibile și scalabile, dar și mai accesibile din punct de vedere financiar, de lichefiere și regazificare a gazului natural. La începutul anului 2017, 82% din terminalele de regazificare erau localizate *onshore*. În 2015, patru din cele șase noi terminale au fost FSRU,

iar șase dintre cele 19 proiecte aflate în prezent în construcție erau plutitoare. Capacitatea instalată de FSRU a fost aproape dublată între 2013 și 2017, de la 60 mld.mc la 113 mld.mc. FSRU a reprezentat în ultimul deceniu calea preferată de intrare pe piața globală de GNL a țărilor în curs de dezvoltare: Columbia, Egipt, India, Iordania, Ghana, Pakistan, printre altele. Alte state au ales FSRU pentru flexibilitate și pentru costurile mai mici de capital: Argentina, Lituania, Turcia (IGU 2017).



GNL de mici dimensiuni (*Small Scale LNG, SSLNG*)

Dacă noile mega-structuri de FLNG lansate în 2017 au stabilit recorduri de capacitate, dar și de investiții de capital, o abordare cu totul diferită este aceea de a construi micro-uzine de lichefiere a gazului natural, care să deservească generatori electrici în rețele *off-grid* sau să asigure GNL pentru transportul rutier sau naval.

Potrivit definiției IGU (2015), facilitățile SSLNG sunt uzine de lichefiere cu o capacitate de cel mult 1 mt/an, adică 1,36 mld.mc/an. Pe de altă parte, transportoarele SSLNG sunt definite ca vase cu o capacitate de stocare de GNL de cel mult 30.000 m³. Până în prezent, sistemul SSLNG a cunoscut o dezvoltare limita-

tă. O condiție pentru dezvoltarea acestei tehnologii este realizarea unui lanț valoric (lichefiere – transport – gazificare) eficient și competitiv.

Un factor favorizant este producția locală de gaz natural, susținută, la rândul-i, de un mediu competitiv din punct de vedere fiscal și al reglementărilor, precum și o infrastructură gazieră dezvoltată. Un alt element cheie este dezvoltarea infrastructurii și logisticii *downstream*, cu facilități de regazificare, bunkeraj și alimentare a camioanelor (*trucking*). Astfel de investiții pot fi susținute prin aplicarea legislației europene privind folosirea gazului natural în transporturi (vezi secțiunea 5.5).

În 2017 au fost puse în funcțiune primele structuri FLNG: vasul Satu PFLNG al companiei Petronas, în Malaiezia, cu o capacitate de lichefiere de 1,63 mld. mc/an, precum și cea mai mare instalație *offshore* a lumii, vasul-platfomă FLNG Prelude, deținut majoritar de compania Shell, în Oceanul Indian, cu o capacitate de lichefiere de 4,7 mld.mc/an. Tehnologia FLNG are un potențial transformativ în exploatarea *offshore* și comercializarea gazelor naturale, făcând posibile producția, lichefierea, stocarea și transferul GNL în largul mării, fără a mai fi necesare rețelele de conducte *offshore*. În prezent sunt în construcție capacități FLNG ce însumează 11,8 mld.mc/an (SNAM 2017). Totuși, costurile unor astfel de mega-proiecte sunt ridicate, ele fiind profitabile doar când prețul depășește 8 \$/MBtu (Marmolejo 2014).

Durata lungă a contractelor, clauzele de tip *take-or-pay* și cele de destinație au oferit, în trecut, investitorilor garanția recuperării masivelor investiții în acest sector. Poate o piață internațională a gazelor naturale să creeze condiții de lichiditate, transparență și profunzime a pieței similare cu cele de pe piața petrolului, ale cărei mecanisme familiare și reziliente de tranzacționare și de formare a prețului oferă participanților la piață încrederea necesară pentru asumarea unor proiecte de investiții de mari dimensiuni?

Factorii decisivi pentru formarea unei piețe lichide și „adânci”, cu mecanisme transparente de formare a prețului, țin de crearea unui cadru instituțional și de reglementare, precum și de politici favorabile investițiilor în infrastructura esențială pentru o piață competitivă a gazului: rețele de transport, interconectori, depozite de înmagazinare, trenuri de lichefiere și terminale de regazificare etc. Decidenții vor

adopta astfel de măsuri dacă gazele naturale vor fi percepute ca având disponibilitate suficientă din punct de vedere al rezervelor și/sau surselor, un preț accesibil pe termen lung și o contribuție palpabilă la reducerea de emisii de carbon și de poluanți atmosferici. Avantajele sale de combustibil „curat” și flexibil trebuie puse în valoare printr-un preț semnificativ impus asupra emisiilor, respectiv prin introducerea unor mecanisme de piață care să remunereze în mod concurențial capacitățile flexibile de producere a energiei electrice.

Revenirea treptată a prețului țițeiului pe piețele internaționale începând cu 2017 a determinat și o creștere a prețului gazelor naturale pe piețele încă dominate de contracte pe termen lung, inclusiv în Europa Răsăriteană. Dar prețul gazelor naturale a cunoscut în 2017 și 2018 pe toate piețele internaționale.

Creșterea continuă a ponderii GNL-ului și pașii făcuți către liberalizarea celor mai importante piețe ale lumii susțin tendința generală de „marketizare” a comerțului cu gaze naturale. Ca măsură de adaptare la volatilitatea pieței, companiile pot lua măsuri precum integrarea verticală (de exemplu, achiziționarea de către producătorii de gaz a unor active în segmentul *downstream*) sau dezvoltarea unor entități intermediare precum *agregatorii*⁷.

Comerțul în creștere cu GNL contribuie și la creșterea securității energetice și a flexibilității. Lituania și Polonia, de exemplu, au inaugurat în 2014, respectiv 2015 capacități de regazificare pentru a-și diversifica sursele de import de gaze naturale față de importurile din Rusia. Factorii determinanți au fost, deopotrivă, economici și geopolitici.

3.6 Gazele naturale în Uniunea Europeană

Potrivit datelor BP (2018), consumul total de gaze naturale în UE a fost de 466,8 mld.mc în 2017, cu 4,3% mai mare decât în 2016, an în care consumul fusese cu 7,1% mai mare decât în 2015. Tendința de creștere este remarcabilă, după scăderea cu -2,2%

din deceniul 2005-2015. Principalul determinant al acestei tendințe a fost cererea crescută de gaze naturale în producția de energie electrică, cu precădere în Germania, Marea Britanie, Franța și Italia.

⁷ *Agregatorii* sunt mari companii ce dețin în portofoliu active din multiple proiecte, putând astfel să gestioneze eficient riscul de piață și să ofere cumpărătorilor atât o varietate de contracte, ca volum și ca termen de livrare, cât și credibilitatea dată de mărime și de solvabilitate.

Politicile energie-mediu ale Uniunii Europene din ultimii ani conferă gazelor naturale un avantaj competitiv, în primul rând față de cărbune:

- Reforma sistemului EU ETS pentru perioada de după 2020 a ridicat deja semnificativ prețul certificatelor de emisii în special în cursul anului 2018, așa cum se arată mai jos (secțiunea 5.1), de la mai puțin de 5 €/tCO₂ la peste 24 €/tCO₂ în decembrie 2018. Această evoluție pune, în prezent, o uriașă presiune a prețului asupra unităților de producere a energiei electrice pe bază de cărbune, care trebuie să suporte costuri cu carbonul mult mai mari decât cele anticipate.
- Recent-adoptatele modificări ale Directivei europene privind piața internă a energiei electrice prevăd că noile capacități de generare nu sunt eligibile pentru piața de capacitate dacă emit mai mult de 550 gCO₂/kWh, în vreme ce capacitățile existente ce depășesc această limită vor putea participa la piața de capacități doar până la 1 iulie 2025. Aceasta limitează considerabil posibilitățile de finanțare ale grupurilor pe bază de cărbune.
- Noile restricții din cadrul Directivei europene privind emisiile industriale (2010/75/UE), prin normele BAT/BREF pentru instalațiile mari de ardere, impun condiții mult mai greu de îndeplinit de către unitățile pe bază de cărbune privind emisiile de noxe și poluanți atmosferici.

Acești factori vor accelera simțitor trecerea de la cărbune la gaze naturale în sectorul producerii de energie electrică. Astfel, *World Energy Outlook* din 2018 al IEA preconizează închiderea în UE a 50% din actualul parc de capacități de generare pe bază de cărbune până în 2030. De asemenea, IEA (2018) indică o scădere a capacităților nucleare în statele membre. Ponderele energiei nucleare în UE va scădea cu circa 30% în următorii 25 de ani, iar capacitatea instalată va scădea de la 127 GW în 2016 la 85 GW în 2040.

Această diminuare a capacităților pe cărbune și nucleare va mări spațiul pentru gazele naturale în producerea energiei electrice. Pe ansamblu, creșterea anticipată a unităților pe bază de gaze naturale până în 2040 este de circa 70 GW față de nivelul actual, până la peste 280 GW. Interesant însă este că, în ciuda acestei creșteri de capacitate pe bază de gaze naturale, consumul preconizat la nivelul UE în sectorul de generare a energiei electrice va scădea cu circa -0,5% anual până în 2040, pe fondul creșterii continue a producției din surse regenerabile de energie (SRE).

„Cu capacitățile regenerabile urmând a se dubla până în 2040, *business case-ul* pentru construirea de noi grupuri pe bază de gaze naturale în Europa se bazează mai puțin pe factori de încărcare ridicați pe valoarea pe care o are capacitatea fermă de a furniza energie electrică sistemelor care conțin cote ridicate de surse regenerabile de energie.” (IEA 2018, 202)

Cu alte cuvinte, va fi remunerată mai mult flexibilitatea grupurilor pe bază de gaze naturale și mai puțin producția în bandă de energie electrică.

Consumul total de gaze naturale în UE va rămâne în 2040 în preajma nivelului curent de 460 mld.mc., iar producția europeană va cunoaște o scădere semnificativă, de la 140 mld.mc în prezent la 65 mld.mc în 2040. În consecință, o parte crescândă a consumului va fi acoperită din importuri. Potrivit modelării PRIMES (2016), importurile europene de gaze naturale vor fi de 310 mld.mc în 2020, 330 mld.mc în 2030 și 360 mld.mc în 2050. În scenariul central al IEA (2017), volumul de 360 mld.mc al importurilor va fi atins deja în 2040. Norvegia își va diminua aportul pe termen lung, pe fondul declinului producției de gaze naturale din Marea Nordului. Importurile de GNL din Qatar și din alte surse vor reduce ponderea transportului prin gazoductele internaționale de la 85% în 2016 la 65% în 2040.

Sectorul clădirilor este cel mai mare consumator de gaze naturale în UE, cu 38% din consumul total în 2017. Măsurile puternic susținute prin politicile UE de eficiență energetică vor duce, totuși, la un declin anual de circa 1,2% al acestui consum, concomitent cu o tendință de creștere a consumului de energie electrică în clădiri.

În UE, vârful consumului de gaze naturale în industrie a fost atins în anul 2000, cu 145 mld.mc. A urmat, de atunci, o scădere de 20%, în special pe seama tranziției sistemice de la industria grea la industria ușoară și servicii, la nivel continental. Scenariu central al IEA (*New Policies*) preconizează continuarea scăderii consumului în industrie cu încă 12% până în 2040, până la circa 100 mld.mc, pe fondul restructurării economice și al creșterii eficienței energetice.

Sectorul transporturilor este unul marginal pentru consumul de gaze naturale, cu mai puțin de 1% din consumul total la nivel european, dar IEA indică o creștere remarcabilă de 4% pe an, în special în segmentul autovehiculelor de pasageri pe bază de gaze naturale comprimate (GNC), tehnologie promovată prin Directiva UE privind infrastructura de combustibili alternativi (2014/94/UE). Se preconizează, de asemenea, creșterea consumului de gaze naturale lichefiate (GNL), mai ales în transportul maritim, pe fondul noilor standarde adoptate de Organizația Maritimă Internațională (IMO) privind reducerea conținutului de sulf al combustibililor maritimi, începând cu anul 2020.

Piața unică de energie a UE va deveni din ce în ce mai integrată și mai funcțională, pe baza reglementărilor și investițiilor în infrastructură, astfel că va putea absorbi creșterea importurilor fără a genera creșteri semnificative de preț. „Noua ordine mondială” a gazelor naturale nu va favoriza investițiile în noi mari gazoducte, însă finalizarea Coridorului Suedic de Gaze va conecta Bazinul Caspic de sudul și de centrul Europei la începutul anilor 2020. Gazoductul submarin Turkish Stream este în construcție în Marea Neagră, ceea ce va modifica substanțial configurația tranzitului de gaze rusești către Europa începând cu 2020.

O întrebare cu încărcătură geopolitică este dacă livrările de GNL american vor disloca volume apreciabile de gaze naturale rusești pe piața europeană, începând cu mijlocul deceniului următor. Potrivit IEA, GNL-ul american va atinge o cotă de piață de 10% în 2025, în vreme ce Rusia va livra 40% din gazul consumat în Europa. Din punct de vedere al costurilor – lichefiere și transport, adăugate prețului de achiziție de pe Henry Hub, pentru GNL din SUA, respectiv producție, transport prin conductă și taxe de export, pentru Rusia – gazele naturale rusești își vor menține o poziție competitivă în piața europeană în 2025, la un preț anticipat de 5,9 \$/Mbtu, față de 8,3 \$/Mbtu pentru GNL din SUA.

Dar deși importurile din Rusia vor rămâne dominante, schimbarea structurală a condițiilor de piață, inițiată de „revoluția gazelor de șist” și susținută de aflulxul de GNL și de liberalizarea piețelor, va face ca Gazprom să-și piardă din valențele de instrument de politică externă al Moscovei. Cu toate acestea, după cum arată un recent studiu al Centrului pentru Politici Energetice Globale de la Universitatea Columbia (Mitrova și Boersma, 2018), Gazprom este bine poziționat pentru a-și apăra cota de piață în UE în fața concurenței GNL-ului american. Pentru consumatorii europeni, astfel de decizii nu au doar un caracter strict comercial, ci implică și aspecte geopolitice și de securitate energetică.

Graficele de mai jos (**Figurile 12 și 13**) prezintă prețurile gazelor naturale la consumatorii finali casnici, respectiv non-casnici, în toate statele membre UE, în

prima jumătate a anului 2018, potrivit datelor Eurostat (2018).

Figura 12: **Prețul gazelor naturale la consumatorii casnici, S1 2018, €/MWh**

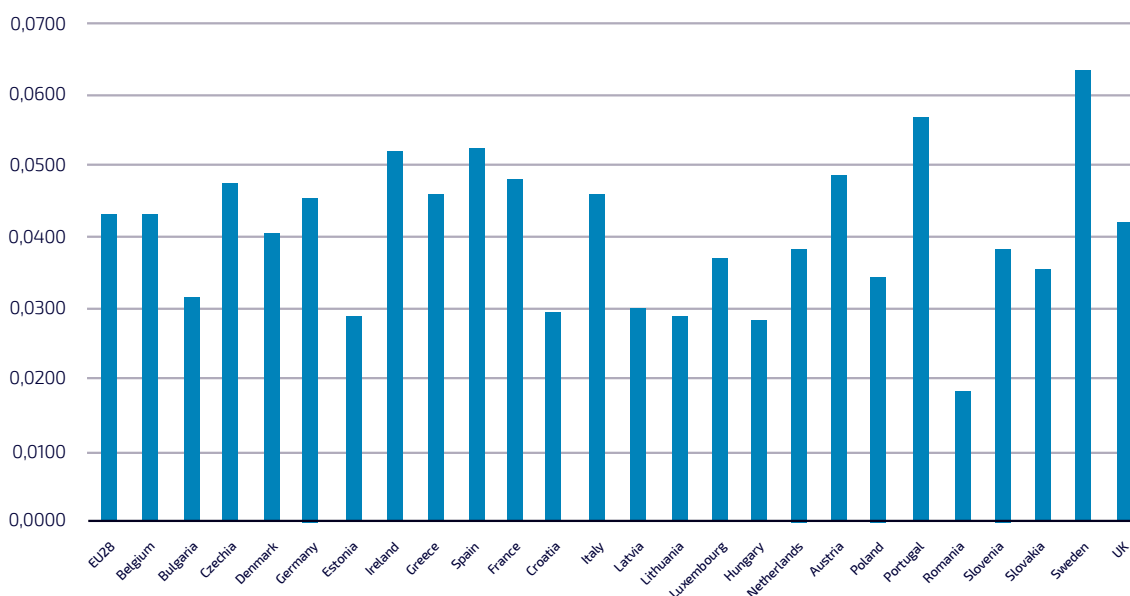
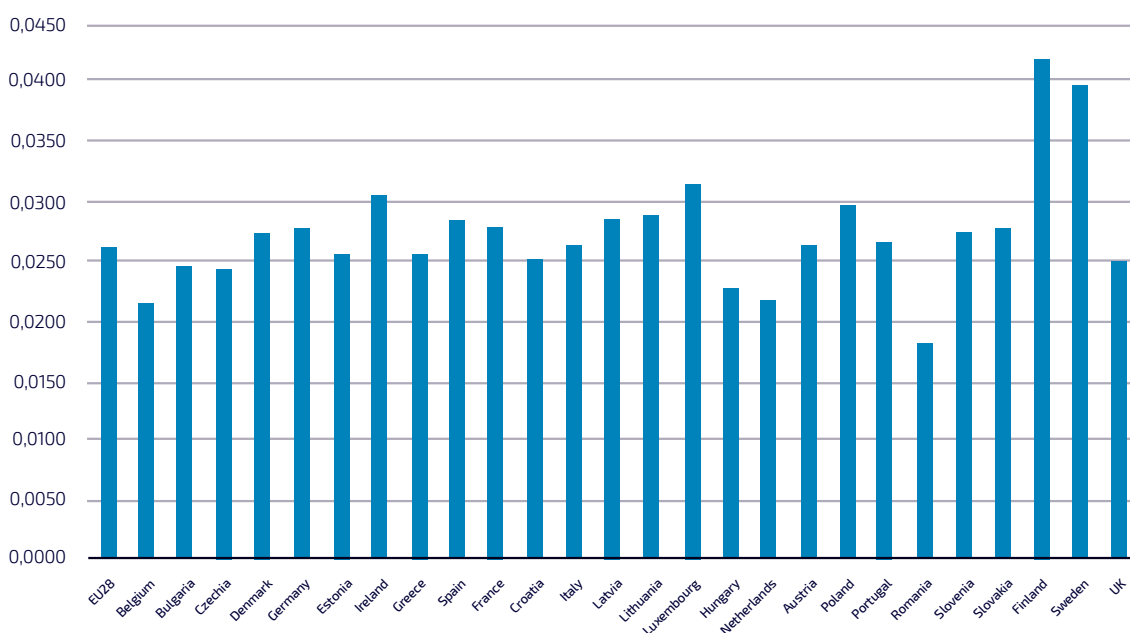


Figura 13: **Prețul gazelor naturale la consumatorii non-casnici, S1 2018, €/MWh**



Sursa: Eurostat, 2018

Se observă că, în prima jumătate a anului 2018, România a avut, de departe, cele mai mici prețuri ale

gazelor naturale din Uniunea Europeană, atât la consumatorii casnici cât și la cei non-casnici.

4. Gazele naturale, combustibil al tranziției energetice

Gazele naturale reprezintă cel mai curat dintre combustibilii fosili. Emisiile de CO₂ pe unitatea de energie produsă pe bază de gaze naturale sunt cu aproximativ 40% mai mici decât cele ale cărbunelui și cu 20% mai mici decât ale petrolului (IPCC 2014). Deși arderea gazelor naturale produce circa 10% din emisiile globale de NO_x, nu produce aproape deloc emisii de SO₂, în vreme ce emisiile de particule fine (PM_{2,5}) sunt neglijabile. Arderea cărbunelui stă la originea celei mai mari părți a emisiilor globale de SO₂, în vreme ce carburanții petrolieri sunt sursa dominantă de NO_x; arderea lemnului și a altor combustibili solizi gene-

rează mai bine de jumătate din emisiile de particule fine, deosebit de nocive pentru sănătate.

În România, intensitatea emisiilor de CO₂ în segmentul producerii de energie electrică depășește nivelul mediu al UE. Este astfel necesară utilizarea crescută a surselor de energie cu emisii scăzute de carbon, de eficiență ridicată. După cum este argumentat în secțiunea următoare, gazele naturale și sursele de energie regenerabilă constituie astfel de surse. Mai mult, dezvoltarea lor pe piața de energie este într-o dinamică de susținere reciprocă.



4.1 Complementaritatea gazelor naturale cu sursele regenerabile de energie

Dezvoltarea surselor eoliene și fotovoltaice de energie în ultimii ani pe baza schemelor de susținere acordate în numeroase țări pentru reducerea emisiilor de GES în sectorul energetic se confruntă cu constrângeri structurale, legate de natura variabilă a acestor surse (v-SRE). Pe de o parte, v-SRE au dus la scăderea semnificativă a prețului angro ale energiei electrice. Pe de altă parte însă, ele necesită ajustări în timp real la nivel de sistem pentru echilibrarea continuă a producției și consumului de electricitate. Astfel, cu cât crește ponderea v-SRE în mixul de energie electrică, cu atât cresc necesarul de infrastructură, costurile de echilibrare și presiunea de cost pe care regenerabilele o exercită asupra capacităților convenționale de generare – așa-numite *costuri de integrare*.

O modelare realizată de IEA (2014), în cadrul unui studiu privind integrarea v-SRE, pleacă de la ipoteza adăugării de capacitate v-SRE „peste noapte” până la un procent de 45% din mixul de electricitate, cu supoziția că rețeaua are suficientă capacitate și că singurele ajustări posibile sunt în restul de 55% din sistem. Modelarea a indicat o creștere semnificativă a costurilor totale de sistem de 40%, care trebuie împărțite între toți participanții la sistemul electroenergetic. Pentru mărirea flexibilității sistemului electroenergetic și facilitarea integrării v-SRE, Eurelectric (2011) recomandă urmarea simultană a următoarelor direcții de acțiune:

1. Dezvoltarea unor capacități flexibile de generare dispecerizabilă și echilibrare;
2. Managementul consumului și al stocării de energie;
3. Creșterea gradului de interconectare;
4. Utilizarea de instrumente de piață (de exemplu, cuplarea piețelor sau mecanisme de remunerare pentru capacitate).

Capacitățile flexibile de generare și echilibrare sunt unități care pot reacționa în timp scurt la dezechilibre ale sistemului. Centralele moderne pe gaze naturale satisfac aceste cerințe, putând porni și opri într-un interval de ordinul minutelor, ceea ce le face un complement al v-SRE. În plus, unitățile pe bază de gaze naturale au caracteristica modularității, a investițiilor de capital relativ scăzute, precum și a distribuției geografice optime, dată fiind disponibilitatea ridicată a gazelor naturale pe teritoriul României. În fine, costurile de investiție în centralele pe gaze naturale sunt, la capacitate egală, de cel puțin două ori mai mici decât în cazul centralelor pe bază de cărbune și de minimum patru ori mai mici decât ale unei unități nucleare. Timpul de construcție este, de asemenea, considerabil mai mic: doi ani, în medie, pentru o centrală pe bază de gaze naturale, față de 4-5 ani pentru o centrală pe bază de cărbune și 7-8 ani pentru o unitate nucleară.

În scenariul modelat de IEA (2014), introducerea de capacitate de generare flexibilă și reducerea semnificativă a celei „în bandă”, care operează în mod continuu și egal, scade cu două treimi costurile totale de sistem. Astfel, pe termen lung, flexibilitatea duce la scăderea ponderii grupurilor ce generează în bandă. Energia nucleară este vizată, dar și producția energiei electrice pe bază de cărbune.

Un studiu realizat în 2012 de *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* din SUA, care explorează sinergia dintre gazele naturale și SRE în sectorul energiei electrice și în transporturi, identifică noi arii de complementaritate, pe multiple niveluri. Ambele forme de energie susțin evoluția către utilizarea locală a resurselor, cu emisii reduse, și producția distribuită de energie. Studiul NREL (2012) identifică mai multe platforme pe care pot fi dezvoltate sinergii între gazele naturale și regenerabile, printre care:

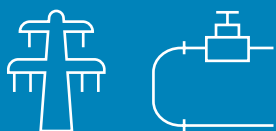
⁸ Prin sistemele *power-to-gas*, energia electrică regenerabilă în surplus este utilizată la producerea hidrogenului prin electroliza apei; hidrogenul este fie utilizat ca atare, fie introdus într-o reacție de metanare, prin care dioxidul de carbon este transformat în metan. Înmagazinarea acestui tip de gaz metan revine, indirect, la „stocarea de energie electrică regenerabilă”.



Tehnologiile hibride. Exemplele includ sisteme hibride de parcuri de energie solară concentrată (CSP), turbine cu ciclu combinat pe bază de gaze naturale și biogaz sau stocarea energiei în aer comprimat (CAES). Putem adăuga sistemele *power-to-gas*⁹ și generatoarele *gas-to-power*, pe bază de biogaz.



Integrarea sistemelor. Optimizarea integrării sistemelor poate adânci complementaritatea dintre gazul natural și SRE. Într-adevăr, „introducerea tehnologiilor inovative de energie electrică, bazate pe prețul dinamic al energiei, pe rețele inteligente, pe sisteme de gestiune a cererii și pe stocarea energiei amplifică nevoia unor niveluri de compatibilitate tot mai fină între componentele întregului.” (NREL 2012, 3). Apoi, planificarea investițiilor în infrastructură poate facilita adaptarea sistemelor la noile tipare de consum al energiei și la evoluția sectorului industrial.



Planificarea comună a dezvoltării rețelelor de energie electrică și de gaze naturale poate optimiza complementaritatea dintre SRE și sistemele pe bază de gaze naturale. Un rol important îl au reglementările piețelor de energie electrică și de gaze naturale.

Asemenea concepte trebuie să stea la baza unor politici și reglementări din energie, cum ar fi:

- Un design al pieței de energie electrică care să remunereze flexibilitatea;
- Politici de mediu care să impună un cost semnificativ al emisiilor de carbon și de poluanți;

- Susținerea cercetării și inovării în sensul integrării dintre gazul natural și regenerabile în promovarea securității energetice, a protecției mediului și climei și a prosperității economice – alături de alte tehnologii, precum cele de mărire a eficienței energetice sau de captare, stocare și utilizare a CO₂ (CCS).

4.2 Controlul emisiilor de metan

Deși gazele naturale au numeroase avantaje din punct de vedere ecologic și climatic, reducerea emisiilor de metan de-a lungul lanțului valoric al gazelor naturale este o problemă critică. IEA (2017) dedică emisiilor de metan un întreg capitol⁹, subliniind importanța chestiunii pentru sustenabilitatea utilizării pe termen lung a gazelor naturale. Concentrația atmosferică de metan este astăzi de circa 2,5 ori mai mare decât în epoca preindustrială. În 2012, cel mai recent an cu date complete, emisiile globale de metan erau de 570 milioane de tone (mt). Acestea includ emisiile din surse naturale (circa 40%) și din surse antropogene (restul de 60%).

Cea mai mare sursă de emisii antropogene de metan este agricultura, care produce cam un sfert din total, urmată de sectorul energetic, cu emisii rezultate din arderea cărbunelui, a petrolului, a gazelor naturale și a biomasei. IEA (2017) estimează că emisiile de metan rezultate din utilizarea petrolului și gazelor naturale în 2015 au totalizat 76 mt. Emisiile provin din diferitele segmente ale sectoarelor gazier și petrolier: producție, procesare, transport și distribuție. Unele emisii sunt accidentale (*fugitive*), de exemplu din cauza unor supape defecte, în vreme ce altele sunt deliberate (*flaring sau venting*), din motive de siguranță sau de proiectare a echipamentului sau a instalațiilor. Cele mai mari emisii de metan provin de la producătorii de hidrocarburi din Eurasia și Orientul Mijlociu, cu jumătate din total, urmate de America de Nord. Media globală a emisiilor pe lanțul valoric al gazelor naturale (42 mt în 2015) se traduce într-o intensitate a emisiilor de 1,7% (i.e. procentul mediu din producție care este pierdut în atmosferă înainte de a ajunge la consumatori).

Ce înseamnă acest lucru pentru emisiile calculate pe ciclul de viață al gazelor naturale față de cărbune? Pentru comparație este obișnuită utilizarea conceptului de *potențial de încălzire globală*, pentru a echivala emisiile de metan cu cele de CO₂. Molecula de metan reține mult mai multă căldură decât cea de CO₂, dar are un „timp de viață” mult mai scurt în atmosferă, ceea ce face ca echivalarea să depindă de mărimea intervalului de timp luat în considerare. Astfel, o tonă de metan este echivalentă din punct de vedere al potențialului de încălzire globală cu 84-87 tone CO₂

pe un interval de 20 de ani și cu 28-36 tone CO₂ pe un interval de 100 de ani. Conversia metanului în energie electrică are loc cu un randament mult mai ridicat decât a cărbunelui, astfel că emisiile sunt mai mici dacă sunt măsurate în producerea de electricitate decât în producerea de căldură.

Gazele naturale au emisii considerabil mai mici decât cărbunele, atât în producția de energie electrică, cât și de căldură, indiferent de mărimea intervalului de timp considerat. Totuși, perspectivele de utilizare a gazelor naturale pe termen lung – orizontul anului 2040 – depind nu doar de performanța mai bună a gazelor față de cărbune (a cărui poziție în mixul de energie electrică se va diminua simțitor pe plan global după 2030), ci și de reducerea emisiilor de metan în sectorul gazier la cel mai mic nivel posibil, corespunzător țintelor de decarbonare asumate în cadrul Acordului de la Paris.

Deseori, metanul captat poate fi transportat către consumatori în condiții comerciale, sau poate fi transformat în energie electrică prin sisteme *gas-to-power*. IEA (2017) estimează, pe baza unor curbe de reducere marginală a costurilor de reducere a emisiilor, că este tehnic posibil să fie reduse emisiile globale de metan din operațiunile de petrol și gaze cu circa 75% și că o reducere de 40-50% poate fi obținută doar prin implementarea unor măsuri tehnice care nu au costuri nete, deoarece valoarea metanului captat este mai mare decât costurile măsurilor de reducere.

⁹ IEA (2017), Cap. 10: The environmental case for natural gas

5. Tendințe anticipate pe piața românească a gazelor naturale



Gazele naturale constituie cel mai important combustibil din economia românească, reprezentând în prezent 31% din balanța de energie primară. Ele sunt utilizate de către populație, pentru gătit și încălzire, în sistemele municipale de încălzire centralizată, în producerea de energie electrică, în chimie și petrochimie, ca sursă de căldură și de flacără în alte activități industriale, precum și în transporturi (deși încă în stadiu incipient).

Această secțiune prezintă evoluțiile anticipate ale segmentelor de piață a gazelor naturale din România, în orizontul anului 2030, calculate pentru Ministerul Energiei cu ajutorul suitei de modele PRIMES în anul 2016, în cadrul proiectului de realizare a unei noi strategii energetice naționale.

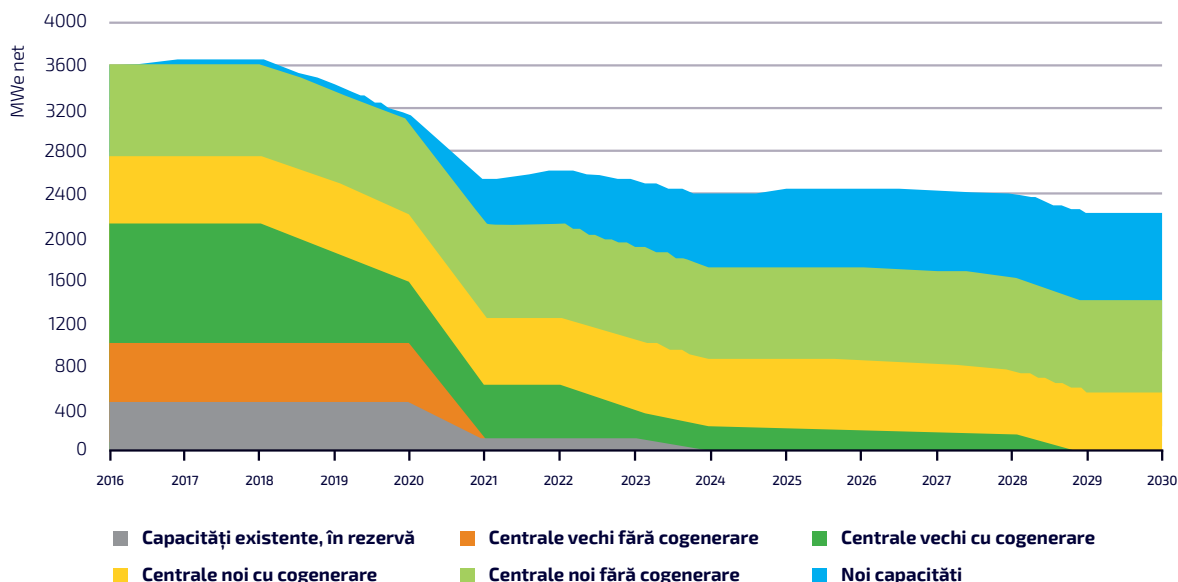
5.1 Gazele naturale în mixul de energie electrică

România dispune de o capacitate netă instalată de producere a energiei electrice bază de gaze naturale de circa 3.650 MW, din care 1.750 MW sunt capacități de cogenerare termică și electrică. 450 MW se află în rezervă iar 1.150 MW se apropie de sfârșitul duratei normale de viață, urmând a fi retrași din uz în perioada 2017-2023. În 2015, ponderea gazelor naturale în mixul de energie electrică al țării era de 18%, adică 3,75 GW din totalul celor 21,1 GW nominali. Până în 2030, potrivit modelării PRIMES (2016), este de așteptat să fie retrase din funcțiune capacități de circa 1.800 MW pe bază de gaze naturale și 2.400 MW pe bază de cărbune (Figura 9). În ultimul deceniu au fost instalați 1.500 MW în centrale eficiente pe bază de gaze naturale. Dintre centralele noi, 400 MW sunt fără ciclu combinat, iar 630 MW sunt în cogenerare.

În locul capacităților vechi, ce vor fi retrase în rezervă sau dezafectate, sunt necesare investiții în noi capacități.

Factorii determinanți pentru deciziile de investiție în capacități de generare a energiei electrice pe bază de gaze naturale sunt: evoluția pe termen lung a prețului gazelor naturale, în special față de prețul cărbunelui; evoluția pe termen lung a prețului emisiilor de carbon (permisele EU ETS și, eventual, măsuri suplimentare de impozitare a emisiilor de carbon); mecanismele de susținere a diferitelor forme de producere a energiei (nuclear, cărbune, SRE, cogenerare); evoluția costului de capital (WACC) pentru investițiile în capacități pe bază de gaze naturale. Acești factori vor fi analizați succint în continuare.

Figura 11: Evoluția capacităților nete disponibile de producere a energiei electrice pe bază de gaz natural



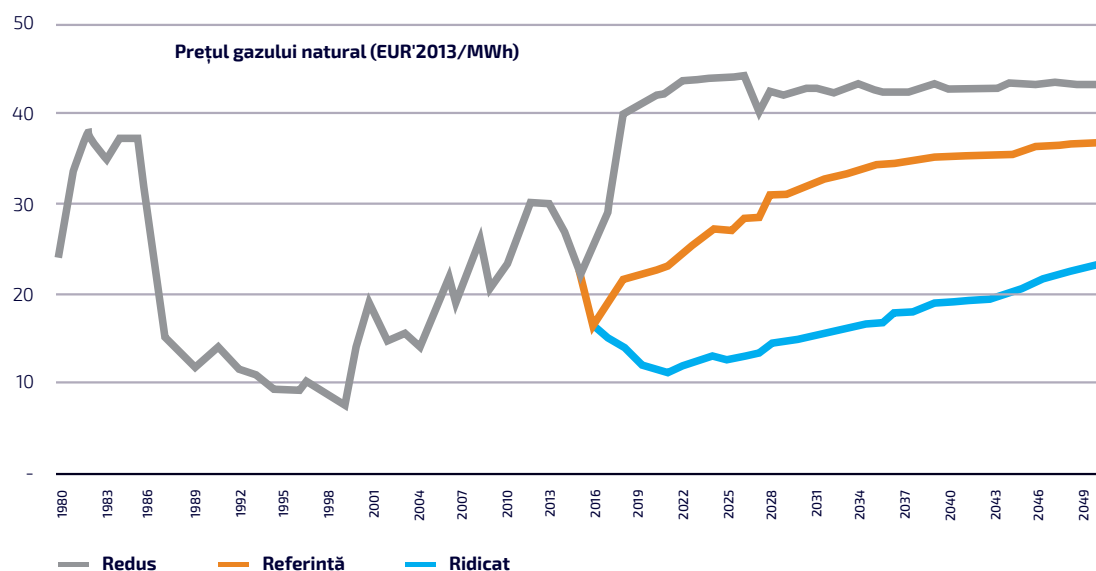
Sursa: PRIMES 2016

Prețul gazelor naturale

În modelarea PRIMES (2016) a evoluției piețelor energetice realizată au fost rulate trei scenarii de preț al gazului natural. Scenariul central de preț al gazelor naturale (reprezentat ca „referință” în **Figura 12**) se bazează pe o estimare medie, situată între scenariul de prețuri scăzute („reduc”) și cel de prețuri ridicate¹⁰. Proiecția pe termen scurt în scenariul de preț mediu

indică o creștere moderată până în 2025, la o rată mai mică decât creșterea prețului petrolului. Pe termen mediu și lung, creșterea cererii globale de gaze naturale este probabil să conducă la creșterea prețurilor, deși aceasta va fi moderată prin creșterea producției din surse neconvenționale, în special după 2020.

Figura 12: Evoluția anticipată a prețului gazelor naturale



Sursa: Min. Energiei, Metodologia modelării cantitative a evoluției sectorului energetic din România, 2030-2050

În 2013, raportul de preț gaze naturale/cărbune în UE era de 3,75, favorizând cărbunele în producția de energie electrică. Acest raport este relevant pentru competitivitatea gazelor față de cărbune în ordinea de merit pe piața de energie electrică. Reducerea raportului de preț gaze naturale/cărbune crește competitivitatea gazelor naturale în mixul energiei electrice. Acest raport se va situa în 2030 la circa

2,8; după 2030 rămâne aproape constant, fiind 2,7 în 2050. Competitivitatea gazelor naturale față de cărbune persistă în UE după 2030 pe fondul creșterii prețului ETS. Ordinea de merit a centralelor pe bază de gaze naturale, respectiv cărbune se poate inversa în favoarea gazelor înainte de 2030 sau chiar înainte de 2025, în funcție de prețul ETS.

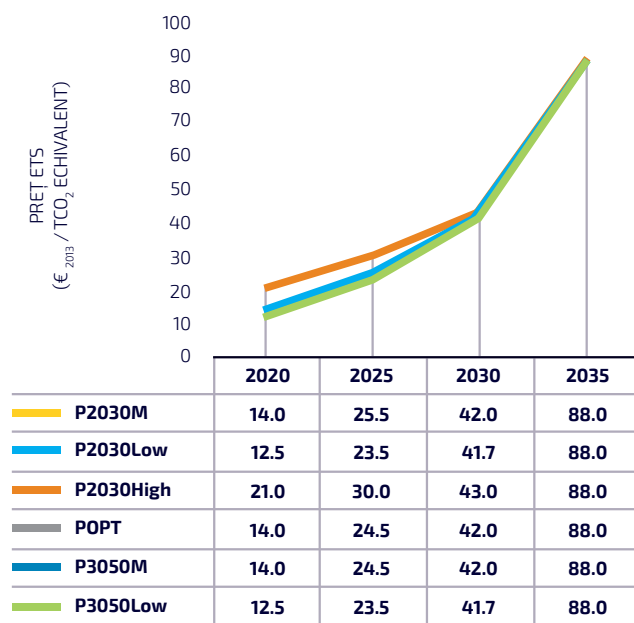
¹⁰ Proiecțiile prețurilor globale ale combustibililor fosili în scenariul central au fost furnizate de modelul PROMETHEUS, elaborat de E3M (Grecia). Datele referitoare la prețurile gazului natural și ale altor combustibili pentru ultimii ani au fost actualizate, la fel ca proiecția de prețuri până în 2020. Într-adevăr, evoluția din ultimii doi ani a prețului în scenariul „mediu” a fost pe o traiectorie apropiată cu cea reală.

Prețul permiselor de emisii EU ETS

Proiecția de preț al permiselor de emisii de carbon ETS este furnizată de modelarea PRIMES realizată în cadrul Scenariu de Referință al UE, publicat de Comisia Europeană în iunie 2016. **Figura 11** indică un preț de 40 €/tCO₂ echivalent în 2030 și de peste 80 €/tCO₂ echivalent în 2040. Până în 2030, viteza de creștere a prețului ETS diferă în funcție de scenariile de evoluție a prețului combustibililor (low,

medium, high) – presupunând că statele membre implementează politici ferme de atingere a țintelor de reducere a emisiilor de GES, de creștere a eficienței energetice și a ponderii SRE pentru anul 2030. Această tendință este confirmată și printr-o modelare independentă realizată în 2017 în cadrul proiectului SEERMAP (*South-East Europe Electricity Roadmap*)¹¹.

Figura 13: Evoluția anticipată a prețului EU ETS, 2030-2050



Sursa: Min. Energiei, Metodologia modelării cantitative a evoluției sectorului energetic din România, 2030-2050¹²

Reforma schemei de tranzacționare EU ETS pentru cea de-a patra fază (2021-2030), care prevede dublarea numărului de certificate EUA ce vor fi introduse în Rezerva de Stabilizate a Pieței (RSP) până în 2023, începând cu anul 2019; creșterea factorului de

reducere liniară anuală a numărului de certificate în circulație cu -2,2%; și introducerea unui mecanism de limitare a valabilității certificatelor EUA aflate în RSP, peste un anumit număr al acestora.

¹¹ SEERMAP (2017), http://rekk.hu/analysis-details/238/south-east-europe-electricity-roadmap_-_seermap

¹² P2030 desemnează scenariul de asumare a țintelor indicative europene pentru 2030, fără obligații ferme la nivel național pentru eficiență energetică și regenerabile. P3050 asumă ca ținte naționale a obligațiilor stabilite de UE pentru 2030, cu continuarea politicilor UE de energie și mediu pentru 2050. POPT desemnează „scenariul optim” al proiectului strategiei energetice, așa-cum este definit în Metodologia modelării cantitative.

Aceste măsuri, menite a „steriliza” excedentul de permise de emisii¹³ acumulat după 2009, ca urmare a crizei economice (cu reducerea consumului de energie), au declanșat deja în piața EU ETS achiziții de certificate EUA, în anticiparea creșterii valorii acestora. Astfel, după cum indică graficul de mai jos

(Figura 14), prețul EUA-urilor a cunoscut o creștere continuă începând cu 2017, ajungând de la mai puțin de 5 € în 2016 la peste 24 € la sfârșitul lui 2018. Astfel, creșterea pieței a fost mai rapidă decât în cele mai optimiste scenarii cuantificate în modelările citate.

Figura 14: Prețul certificatelor EUA, ianuarie 2016 – martie 2019



Sursa: Sandbag – Carbon Price Viewer, 2019

Așa cum a fost explicat mai sus (secțiunea 3.6), această evoluție a pieței ETS este un factor major de favorizare a trecerii de la cărbune la gaze natu-

rale în segmentul de generare a energiei electrice în UE.

Scheme suport

Promovarea SRE în România prin intermediul certificatelor verzi (aplicabilă până la 31 decembrie 2031, doar pentru capacitățile SRE puse în funcțiune până la sfârșitul anului 2016), mecanismul *contractelor pentru diferență* (intenționat a fi aplicat pentru proiectul unităților nucleare 3 și 4 de la Cernavodă, prin care statul garantează în fapt un preț de achiziție a energiei electrice pe durata de exploatare a unităților, dar și pentru noi parcuri de surse regenerabile, eoliene sau solare), sau bonusul acordat

capacităților de producere în cogenerare de înaltă eficiență, constituie modalități de intervenție a statului în funcționarea piețelor de energie. Se adaugă și modalitățile prin care alte capacități, precum cele pe cărbune, sunt retribuite de operatorul sistemului de transmisie a energiei electrice pentru „rezerva terțiară lentă”. Proiecțiile prezentate mai sus pentru evoluția capacităților pe bază de gaze naturale iau în calcul schemele suport existente până la sfârșitul anului 2016.

¹³ Este vorba de circa 1,78 mld permise în 2015, număr redus de la 2,1 mld în 2013 ca urmare a introducerii mecanismului de *back-loading*, de amânare a licitațiilor pentru 900 milioane de permise de emisii în cea de-a treia perioadă de tranzaționare a EU ETS (2013–2020), până în 2019–2020.

Costul capitalului

Rata WACC (*weighted average cost of capital*) pentru investiții în producerea energiei electrice luate în calcul în modelarea PRIMES (2016) este, în general, de 8,5%, cu excepția sectorului nuclear (7%) și a cărbunelui (7%). În aceste condiții, costul investiției în unități de generare pe bază de gaz natural este sub 1.000 €/kW putere instalată, astfel încât se poate asigura finanțarea chiar în condiții de cost relativ ridicat al capitalului. Turbinele pe gaze naturale sunt eficiente și flexibile, cu randament ridicat și costuri de mentenanță relativ reduse. Perioada de implementare fizică a proiectului este scurtă din perspectiva proiectelor noi de capacități de producție a energiei electrice.

Modelarea PRIMES (2016) indică pentru utilizarea gazelor naturale în producerea de electricitate în 2030 o pondere de 11% (2,41 GW dintr-un total de 21,7 GW) în varianta în care se realizează investiția în două noi unități nucleare la Cernavodă, respectiv de 18% în cazul în care nu se realizează această investiție. Astfel, gazele naturale și energia nucleară se prezintă ca opțiuni alternative, în bună măsură echivalente în viitorul mix al energiei electrice. Producția a 250 TWh în perioada 2025-2050 poate fi asigurată fie de energia nucleară, fie prin utilizarea

a circa 50 mld.mc în centrale pe bază de gaze naturale.

În condițiile unei dublări a capacității nucleare, va fi mai dificilă înlocuirea grupurilor vechi pe bază de cărbune cu grupuri noi pe gaze naturale. În cele din urmă, poziția relativă a gazelor naturale față de cărbune în mixul energiei electrice după 2025 va depinde de prețul combustibililor și de prețul ETS. Proiecțiile curente indică o creștere susținută a costului emisiilor până la 40 €/tCO₂ în 2030, pentru a facilita atingerea țintelor de decarbonare. La acest preț al permiselor ETS, gazele naturale devin competitive față de lignit la un preț de 19 €/MWh în 2030.

În concluzie, în condițiile asumării unor ținte ambițioase de reducere a emisiilor de carbon în sectorul energetic și de creștere a procentului de SRE, gazele naturale vor avea un rol de bază în producerea energiei electrice, datorită flexibilității sale (timpuri scurte de pornire și oprire a grupurilor), emisiilor reduse și necesarului de capital relativ scăzut în comparație cu cel al altor combustibili. În plus, disponibilitatea resurselor de gaze naturale în România conferă țării noastre o poziție privilegiată de securitate energetică la nivel regional în următoarele decenii.

5.2 Încălzirea gospodăriilor, a sectorului terțiar și a instituțiilor publice

În 2015, funcționau în România 2,2 milioane centrale termice individuale pe bază de gaze naturale, precum și circa 250.000 de sobe și convectoare pe bază de gaze naturale. Gătitul în mediul urban se bazează mai ales gaze naturale. Proiecția PRIMES pentru 2030 indică aproape 3,2 milioane de gospodării care vor utiliza gazele naturale (45% din total) față de 2,5 milioane în 2015 (33%), ceea ce arată atât o probabilă extindere a rețelelor de distribuție, cât și o continuare a tendinței de debranșare a utilizatorilor sistemelor centralizate de încălzire municipală, SACET.

Consumul mediu de gaze naturale al unui consumator casnic din România este inferior mediei UE, la fel ca și consumul brut total de energie *per capita*, unde România avea cel mai mic nivel din UE în 2015, de 1,8 tep (Eurostat 2017) față de media UE de 3,2 tep și față de nivelul maxim înregistrat în Luxemburg, de 7,3 tep.

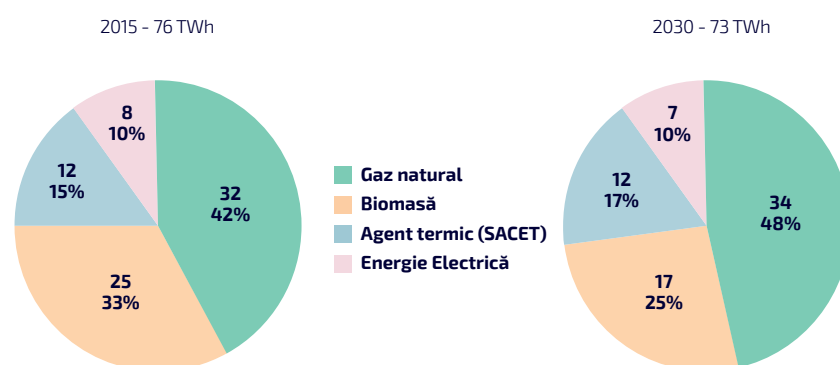
Încălzirea și răcirea imobilelor după sursa de energie: 2015 și 2030

În 2015, 51% dintre clădirile sectorului terțiar (birouri, spații comerciale etc) erau încălzite pe bază de gaze naturale, la un consum total de energie 21,5 TWh. În 2030, procentul probabil va fi de 45% dintr-un total de 20 TWh (scădere care ilustrează câștigurile de eficiență energetică, precum și creșterea ponderii energiei regenerabile în segmentul încălzirii – în special panouri fotovoltaice) – Figura 15.

Modelarea PRIMES arată că gazele naturale vor rămâne combustibilul preferat pentru încălzire în

mediul urban. Majoritatea locuințelor ce vor fi construite în orașe până în 2030 vor adopta gazele naturale pentru încălzire în defavoarea sistemelor municipale de tip SACET, a biomasei și a energiei electrice. În plus, și o parte a locuințelor existente vor trece de la sistemele municipale centralizate sau de la încălzirea pe bază de lemn de foc la cea pe gaze naturale. Tranziția este de așteptat să aibă loc în special în mediul urban și semiurban, cu acces la rețeaua de distribuție a gazului, chiar dacă va continua extinderea rețelei și în mediul rural.

Figura 13: Evoluția anticipată a prețului EU ETS, 2030-2050

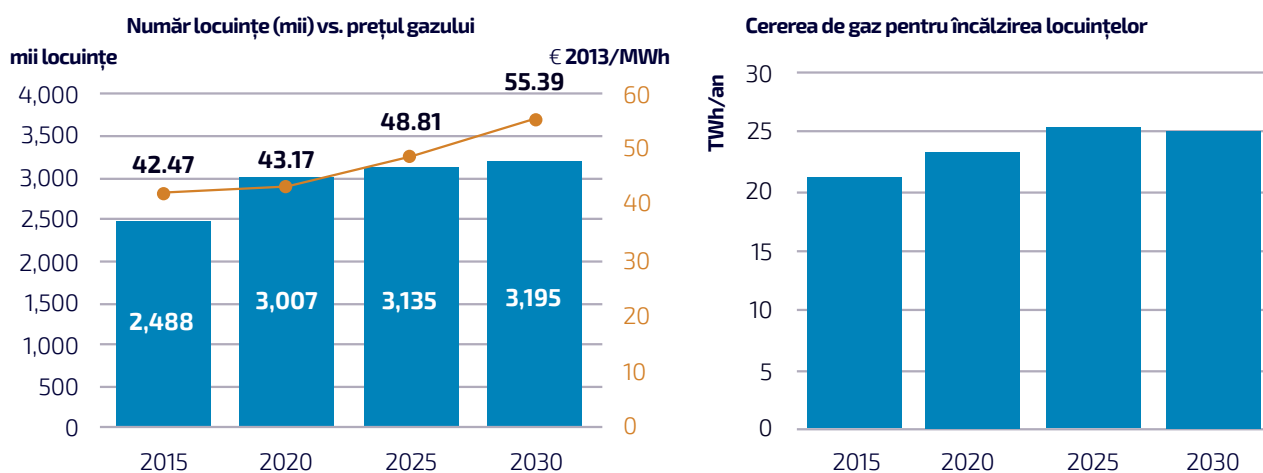


Sursa: Primes 2016

Consumul total de gaze naturale pentru încălzirea directă a locuințelor este de așteptat să crească ușor în următorii ani, influențat de următorii factori: creșterea numărului de locuințe ce utilizează în principal gazele naturale pentru încălzire (probabil cu

circa 700.000 între 2015 și 2030); creșterea confortului termic în locuințele încălzite cu gaze naturale, concomitent cu creșterea nivelului de trai; scăderea consumului prin creșterea eficienței energetice a locuințelor.

Figura 16: Evoluția utilizării gazelor naturale pentru încălzire în sectorul casnic



Sursa: PRIMES (2016)

Perspectivile sistemelor SACET depind în mare măsură de calitatea politicilor publice, atât la nivel municipal (unde poate fi realizată restructurarea și eficientizarea companiilor municipale de termoficare, însoțită de investiții în reabilitarea rețelelor de distribuție a agentului termic și în noi capacități de producere de căldură, dimensionate eficient, pe bază de competitivitate a surselor), cât și la nivel legislativ și executiv, unde trebuie promovată o legislație adecvată a parteneriatului public-privat.

Gradul de racordare a consumatorilor casnici la rețeaua de gaze naturale este de doar 44,2% (Figura 16). Dintre măsurile de extindere a consumului casnic de gaze naturale fac parte extinderea rețelelor de distribuție către noi zone de concentrare de populație și de activitate economică, eventual cu subvenționarea branșamentului la rețeaua de distribuție a potențialilor consumatori din mediul urban și peri-urban, ale căror venituri sunt insuficiente pentru a acoperi acest tip de cheltuieli. În acest sens, ar fi potrivit ca statul să preia total sau parțial, direct sau prin creditare fiscală, cheltuielile de acces al consumatorilor vulnerabili la rețeaua de distribuție de gaze naturale ca parte a unui necesar pachet de măsuri de com-

batere a sărăciei energetice în România. De asemenea, sistemele de distribuție de butelii cu gaz natural comprimat (GNC) constituie o opțiune de extindere a accesului la gaze naturale pentru situațiile în care extinderea rețelei de distribuție nu este economică.

5.3 Gazele naturale în petrochimie

Industria petrochimică s-a dezvoltat în România în două direcții principale: pe de o parte, **chimia anorganică** – în principal sinteza de îngrășăminte chimice, amoniac, azotat, uree, fosfor, potasiu etc, pe bază de gaz metan. Pe de altă parte, **chimia organică**, bazată pe o chimizare mai complexă a gazelor naturale: industria metanolului, produs în combinatele de la Victoria și Craiova; producția de acetilenă, la Râșnov și Borzești; industria solvenților organici, pe bază de metan, cu producția de precursor pentru fire și fibre sintetice, dar și pentru medicamente.

În anii 1970, România era între jucătorii globali importanți pe piața chimizării gazelor naturale. În anul 1989, industria românească număra nouă combinate de chimizare a metanului, la Craiova, Arad, Făgăraș, Victoria, Năvodari, Slobozia, Târgu Mureș, Piatra Neamț, și Turnu Măgurele. Anuarul Statistic al României din 1989 indică o producție de 2,8 mt îngrășăminte chimice, din care mai mult de jumătate mergeau la export iar circa 1,1 erau utilizate în agricultura românească. În 2017, România mai producea doar 580.000 de tone/an.

După 1990, majoritatea platformelor chimice au dispărut, cu excepția combinatelor chimice Azomureș și Slobozia, care produc îngrășăminte. Cauzele țin atât de structura necompetitivă a economiei socialiste, care nu a permis menținerea unui ritm adecvat de tehnologizare și eficientizare, cât și de calitatea managementului și a reglementărilor, în trecerea la sistemul economiei de piață și a liberalizării graduale a prețului gazelor naturale și al energiei electrice. În prezent, România importă numeroase tipuri de produse chimice, în valoare de circa 8 mld.€/an, exportând produse valorând doar aproximativ 2 mld.€/an. Or, România este o țară cu un potențial agricol major, cu o piață de desfacere semnificativă pentru îngrășăminte. Gazele naturale ar putea fi valorificate la nivel național în măsură mult mai mare, pe baza creșterii competitivității industriei îngrășămintelor.

Alinierea prețurilor materiilor prime și ale energiei la nivelul internațional au afectat puternic această industrie. Au continuat să realizeze profituri producătorii români de îngrășăminte chimice, mai ales pe seama prețului subvenționat al gazelor naturale în

anumite perioade. Sistemul prețurilor reglementate și/sau a subvenționării industriei îngrășămintelor chimice a fost și este încă practicat și în alte state și regiuni producătoare de îngrășăminte – Rusia, Orientul Mijlociu, China. Astfel, în condițiile în care prețul gazelor naturale reprezintă circa 70% din costul final al îngrășămintelor chimice, este mai dificil pentru industria europeană a îngrășămintelor să-și mențină competitivitatea globală. În Statele Unite, prețul angro al gazului natural este de mai puțin de jumătate față de media europeană, ceea ce a dus la o expansiune masivă a capacităților petrochimice. De altfel, IEA (2017) prevede că 30% din creșterea globală de capacitate de cracare a etanului va avea loc în SUA până în 2025.

Îngrășămintele sunt produse prin sinteza amoniacului din gaze naturale. Un prag orientativ de rentabilitate al industriei la nivel internațional este un consum de 1.500 mc/tona îngrășăminte, peste care producția nu este competitivă. La Azomureș, consumul de gaze naturale a coborât la 1.150 mc/tonă, ca urmare a unor investiții substanțiale în tehnologie și eficiență energetică. Sunt necesare, în continuare, investiții mari în retehnologizarea combinatelor de îngrășăminte chimice – circa 100 mil.€ la Azomureș și cel puțin 200 mil.€ la Slobozia. Pe de altă parte, unii potențiali investitori preferă să ia în considerare investiții de tip *green field*.

O altă direcție potențială de dezvoltare a chimizării gazelor naturale vizează producția de benzină și motorină în rafinării, prin conversia gazelor naturale și a altor hidrocarburi gazoase – fie prin conversie directă a metanului în metanol, fie indirect, prin obținerea gazului de sinteză și conversia acestuia în benzină. Opțiunea este relevantă în contextul declinului natural al producției de țiței în România.

Combinatul Oltchim Râmnicu Vâlcea este unul dintre jucătorii importanți pe piața de produse chimice din Europa Centrală și de Est. Oltchim produce atât produse anorganice (sodă caustică, acid hidrocloric și peroxizi), cât și compuși macromoleculari (polivinil clorură, PVC) și produse organice de sinteză (oxo-alcool și anhidridă ftalică).

Oltchim a decăzut în anii de după 1990, acumulând o datorie de circa 800 mil.€, o cauză importantă fiind lipsa materiilor prime (etilenă și propilenă) la preț competitiv. Acestea erau produse la rafinăria Arpechim Pitești, care a fost închisă în 2011. În 2010, Oltchim a achiziționat activele de petrochimie din cadrul Arpechim, noua entitate primind numele de Divizia Petrochimică Bradu. Oltchim Râmnicu Vâlcea este în procedură de insolvență din 2013. În 2016, Ministerul Economiei a inițiat o procedură de licitație pentru privatizarea Oltchim.

În luna decembrie 2018, compania Chimcomplex Borzești a achiziționat Oltchim, cu transferul următoarelor active: Clorosodice, Oxo-alcooli, Polioli, Servicii pe teren, Vagoane și VCM/PVC 1. Un număr de 1.164 de angajați ai Oltchim au încheiat contracte individuale de muncă cu Chimcomplex. Prețul tranzacției a fost de 127 mil.€, cu asumarea suplimentară a unui program de investiții pentru rezolvarea unor probleme de mediu de 70 mil.€ în următorii trei ani¹⁴.

O dezvoltare novatoare a complexului petrochimic Oltchim s-ar putea baza pe înlocuirea materiei prime tradiționale pentru producerea etilenei și propilenei din benzina nafta prin conversia metanului în metanol.¹⁵ Procedeele de oxidare parțială a metanului prin conversie directă poate produce într-o singură reacție circa 800.000 tone de metanol pe an. Investiția necesară într-o astfel de capacitate este estimată la cel puțin 400 mil.€. Consumul de metan pentru obținerea unei tone de metanol este de 1.000-1.100 Nm³/tonă la partea de proces și de 350-400 Nm³/tonă la partea de combustie, totalizând astfel 1.300-1.500 Nm³/tona de metanol. Astfel, producerea a 800.000 tone metanol anual ar necesita un volum de gaze naturale de 1,2 mld.mc/an.

Metanolul este folosit ca materie primă atât în producția de formaldehidă și acid acetic, cât și în sinteza chimică, în producția de antigel și de solvenți. De asemenea, este utilizat în transporturi, pentru anumite tipuri de motoare cu ardere internă sau, mai frecvent, ca aditiv pentru benzină, având o cifră octanică de peste 100, sau pentru producerea de metil terț-butil eter (MTBE), pentru benzina „verde”. În prezent, MTBE este produs atât în rafinăriile românești, cât și importat, la fel ca și alte tipuri de aditivi pentru

carburanți, din țări precum Federația Rusă sau Coreea de Sud.

Metanolul este, de asemenea, utilizat în procedeul de trans-esterificare a gliceridelor, în producerea de biodiesel¹⁶. Prin chimizarea metanolului se poate obține PVC, polimer sintetic utilizat pe scară largă în sectorul construcțiilor și instalațiilor, produs tradițional al Oltchim. Există tehnologii de mare capacitate pentru transformarea metanolului în olefine (precum etilena și propilena) – procedeul MTO (*methanol to olefins*) – și în benzină. De asemenea, pot fi produse rășini ureo-formaldehidice, care au numeroase aplicații comerciale. Prin procedeul MTO se pot obține 150.000 tone de propilenă și 220.000 tone de etilenă anual, ceea ce corespunde proporției necesare pentru combinatul Oltchim.

România întrunește mai multe dintre condițiile favorizante pentru dezvoltarea acestui sector economic:

- deține resurse semnificative de țiței, gaze naturale, sare, calcar și alte minerale. Potențialul unor proiecte majore de producție a gazelor naturale și investițiile în dezvoltarea SNT oferă condiții competitive la nivel european pentru industria chimică și petrochimică. În plus, tendința pe piețele internaționale ale gazelor naturale este de diminuare a volatilității prețurilor și de asigurare a continuității a aprovizionării pe termen lung;
- are o tradiție industrială a sectorului chimic și petrochimic și deține platforme industriale – Pitești, Borzești, Onești, Oltchim – cu facilități, instalații, utilități și drumuri de acces, permise și autorizații – și, încă, un număr important de specialiști;
- are un sistem de educație superioară și de cercetare în chimia fundamentală și cea industrială. Se înregistrează un deficit de specialiști la calificările de operator chimist, dar dezvoltarea activităților industriale este de așteptat să stimuleze opțiunea mai multor tineri către o astfel de pregătire.

¹⁴ www.economica.net/oltchim-chimcomplex-vanzare-oltchim-privatizare-oltchim-chimcomplex-stefan-vuza_162304.html#n

¹⁵ La reformarea metanului în metanol, conversia este de până la 99%, iar la sinteză este de 70-80%, în funcție de tipul reactorului de sinteză și de performanțele catalizatorilor.

¹⁶ O altă sursă importantă de biodiesel o reprezintă, în prezent, hidrogenarea uleiurilor vegetale nealimentare, din culturi agricole regenerabile.

Cum poate crea statul român un mediu favorabil pentru redezvoltarea sectorului chimiei și al petrochimiei? Măsurile sunt de mai multe tipuri:

o **Politici economice, fiscale și de ajutor de stat.**

Statele membre ale UE dispun de instrumentul politicilor de ajutoare de stat pentru a susține diferite sectoare industriale. Întrucât industria chimică și petrochimică este una cu valoare adăugată ridicată, ce poate fi multiplicată semnificativ prin integrarea verticală a companiilor și prin crearea de lanțuri valorice pe orizontală în economie (sectorul construcțiilor, sectorul transporturilor, industria textilă, industria auto etc), este pe deplin justificat ca statele membre să folosească pârgurile politicilor de ajutor de stat pentru susținerea acestui sector economic.

În UE nu există scheme de ajutor de stat dedicate sectorului chimiei și petrochimiei. Prin urmare, acestui sector i se aplică măsurile de sprijin disponibile pentru orice altă industrie. Schemele de ajutor de stat pot fi bazate pe principiile creării de locuri de muncă, al regenerării, viabilizării și restructurării economice, al susținerii activității de cercetare-dezvoltare și construcției de infrastructură de utilitate publică – conducte de transport gaze naturale, rețele de energie electrică, stații de transformare etc; tot aici poate fi inclusă dezvoltarea infrastructurii de transport rutier și feroviar, care este un factor favorizant pentru investiții, în general.

Una sau mai multe astfel de arii pot fi susținute pentru sectorul petrochimiei gazului natural, atât prin măsuri guvernamentale, cât și la nivelul autorităților locale. Obiectivul este de a susține dezvoltarea unui sector industrial de tradiție, cu valoare adăugată substanțială, pe un model economic bazat pe competitivitate, eficiență și sustenabilitate, în contrast cu practicile necompetitive cu care opera industria îngrășămintelor chimice până acum câțiva ani.

Scutirile de taxe și de impozite pot fi decise la nivel local, printr-o schemă de *minimis*, până

într-un plafon de 200.000 €. De asemenea, poate fi susținută dezvoltarea de parcuri industriale, în proximitatea platformelor petrochimice, pentru atragerea producătorilor industriali (industria farmaceutică, producători de componente și echipamente auto, vopseluri și materiale de construcții etc). Există două scheme de ajutor de stat elaborate de Ministerul Administrației și Internelor, care prevăd mecanisme de sprijin pentru dezvoltarea parcurilor industriale. Pentru cercetare / dezvoltare pot fi accesate finanțări puse la dispoziție de Ministerul Cercetării sau Organismul Intermediar pentru Energie, din subordinea Ministerului Energiei, în cuantum de 25-100% din valoarea investiției, în funcție de natura specifică a activității de cercetare (aplicată sau fundamentală).

În prezent, sunt în vigoare unele scutiri ale companiilor din sectorul chimic și al fabricării îngrășămintelor și a altor produse organice de la o serie de obligații de mediu. Astfel, prin HG nr. 495/2014 a fost instituită o schemă de ajutor de stat prin care marii consumatori de energie electrică sunt scutiți în proporție de 40% până la 85% din numărul de certificate verzi aferente cotei obligatorii, stabilită prin Legea 220/2008. De asemenea, sectorul se numără printre beneficiarii articolului 10a(5) al Directivei ETS, privind tranzacționarea certificatelor EUA, prin care beneficiază de alocarea gratuită a certificatelor – 100% până în 2013 și în scădere progresivă până la maximum 30% în 2020¹⁷.

Pe de altă parte, la nivelul UE, poate fi decisă în mod colectiv impunerea de bariere tarifare și netarifare, în condițiile respectării regulilor și standardelor Organizației Mondiale a Comerțului și a tratatelor comerciale ale UE, pentru ca petrochimia europeană să poată fi protejată în fața unor mari competitori internaționali, a căror competitivitate se bazează în primul rând pe subvenționarea de către țările respective a prețului materiilor prime. Ca urmare, este oportun ca statul român să includă un astfel de obiectiv pentru acțiunile sale de diplomatie economică.

¹⁷ Instalațiile industriale beneficiază în UE de o cotă de alocare gratuită a certificatelor de emisii, cotă care este în diminuare progresivă; astfel, în 2020 alocările gratuite vor fi de maximum 30%. Nivelul de alocare este stabilit pentru fiecare tip de instalație industrială, prin raportare la standardele de emisii ale celor mai performante 10% instalații din fiecare domeniu. Instalațiile mai puțin performante primesc, proporțional, mai puține certificate.

◦ **Legislație și reglementare.** Pe lângă cerințele generale de transparență, predictibilitate și stabilitate a mediului de reglementare, este necesară o mai bună adaptare a legislației primare și secundare la specificul activității din petrochimie. De exemplu, obligația (reziduală a) combinatelor de producție a îngrășămintelor chimice de a achiziționa permise ETS se aplică la întreaga cantitate de gaz consumat de instalațiile industriei, deși volumele utilizate ca materie primă și transformate prin chimizare în produs finit nu duc la eliberarea de CO₂ în atmosferă – altfel decât la capătul unui proces de biodegradare organică sau de ardere a materiei vegetale ce a absorbit îngrășămintă chimice.

O astfel de ajustare legislativă se justifică cu atât mai mult cu cât industria chimică și petrochimică este inclusă, prin decizia 2014/746/UE, pe lista sectoarelor considerate a fi expuse unui risc semnificativ de *carbon leakage*, adică unui risc de relocare a activității petrochimice în țări terțe în care industria nu este supusă unor restricții comparabile în ceea ce privește emisiile de carbon. O mai judicioasă distincție a destinației cantităților de gaz natural consu-

mate în petrochimie – consum energetic, respectiv materie primă – ar permite o creștere a competitivității producției europene de îngrășămintă chimice.

◦ **Investiții în educație, cercetare și dezvoltare.** Avantajul competitiv natural al României în sectorul petrochimic nu poate fi valorificat fără resurse umane adecvate, formate prin susținerea educației superioare și a cercetării, inovării și dezvoltării în acest domeniu. Este necesară o abordare strategică la nivelul Ministerelor Economiei, al Educației Naționale și al Cercetării și Inovării pentru o planificare coerentă în acordarea ajutoarelor de stat pentru cercetare-dezvoltare, în stabilirea liniilor de finanțare pentru proiectele de cercetare științifică, în acreditarea și finanțarea publică a programelor de educație universitară (licență, master, doctorat), respectiv a liceelor și școlilor profesionale. De asemenea, pentru profesii deficitare în sectorul petrochimic (operator chimist, dar și electrician, sudor etc) pot fi organizate cursuri de reconversie profesională finanțate prin fonduri europene. Companiile, de asemenea, se pot implica în organizarea de cursuri de calificare.

5.4 Gazele naturale în transporturi

Gazele naturale încep, timid, să câștige cotă de piață și în sectorul transporturilor din România, prin tehnologia gazelor naturale comprimate (GNC). Sunt, în prezent, doar două state membre ale UE care nu au introdus încă tehnologia GNC: Cipru și Malta. În România, procesul a demarat de curând, piața fiind încă într-o fază incipientă.

Directiva UE privind infrastructura combustibililor alternativi (biocarburanți, gaze naturale, hidrogen și energie electrică), transpusă în legislația românească prin Legea nr. 165/2016, cere statelor membre să sprijine dezvoltarea de stații de alimentare cu GNC până la sfârșitul anului 2020 în marile aglomerări urbane și, până la sfârșitul anului 2025, de-a lungul

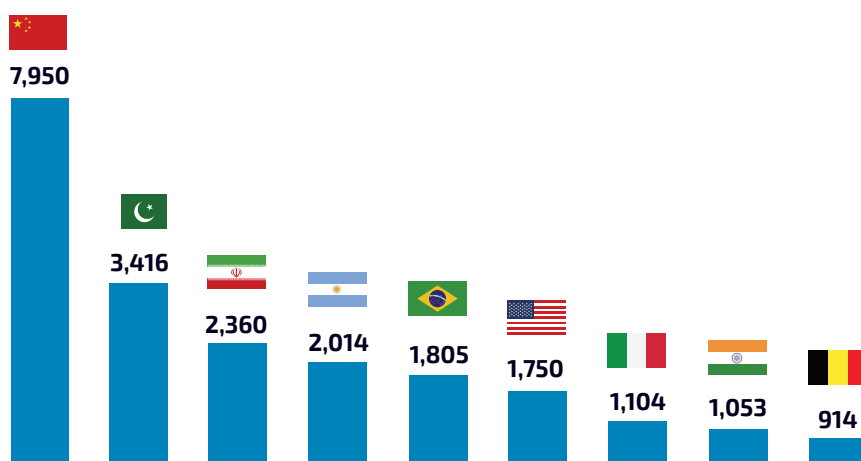
rețelei europene TEN-T. Cadru național de politică pentru dezvoltarea pieței de combustibili alternativi în sectorul transporturilor și pentru instalarea infrastructurii relevante în România, aprobat de Guvernul României prin HG 37/2018, prevede ca până la 31 decembrie 2020 să fie instalate în țara noastră un total de 23 de stații de reîncărcare cu GNC, dintr-un total de 42 de aglomerări urbane desemnate. Până la finele anului 2025 este prevăzută instalarea a nu mai puțin de 1.000 de puncte de reîncărcare și/sau realimentare accesibile publicului, cu energie electrică (85% din total) și cu GNC.

Un factor hotărâtor pentru răspândirea utilizării vehiculelor pe bază de GNC este costul investiției în

conversia motoarelor și cel al dezvoltării infrastructurii necesare de alimentare. În Italia, țara europeană cu cele mai multe stații de reîncărcare cu GNC, în condițiile unui parc auto de capacitate cilindrică relativ mică, costul mediu al unui vehicul cu motor pe bază de GNC este cu mai puțin de 2000 € mai mare decât al unui motor pe benzină, în vreme ce în condițiile pie-

ței auto din SUA, acest cost poate ajunge la 8000 \$ (SNAM 2017). Astfel, în Italia timpul mediu de recuperare a investiției suplimentare într-un autoturism pe bază de CNG este de circa 1 an, pe când în SUA poate ajunge la 13 ani. Vehiculele care consumă cantități mari de carburant, precum camioanele și autobuzele se pretează mai bine la utilizarea pe bază de GNC.

Figura 17: Primele 10 țări după numărul de stații de reîncărcare cu CNG, 2016



Sursa: NGV Global 2016

Dacă în 2015 ponderea gazului natural era neglijabilă în transportul rutier din România, în 2030 ea va fi, conform proiecției PRIMES 2016, de circa 1,5% (93.000 tep). Împreună, GPL și GNC vor reprezenta 2,3% din energia consumată în transportul rutier (152.000 tep). Aceste procente pot crește printr-un sprijin acordat de stat infrastructurii de transport pe bază de gaze naturale.

Directiva UE privind combustibilii alternativi prevede și susținerea dezvoltării infrastructurii de gaze naturale lichefiate (GNL) în transporturi, în condiții de eficiență de cost. Totuși, România nu oferă în prezent condițiile necesare pentru o asemenea dezvoltare, dată fiind cvasi-interdicția tranzitului de cargouri GNL prin strâmtoarele turcești ale Mării Negre și investițiile extrem de semnificative care ar fi necesare.

Pe de altă parte, pe fondul evoluției noii generații de vase de tip FSRU, nu este exclus ca, pe termen mai lung, perspectivele GNL în România să fie reevaluate. Ele pot fi valorificate și mai mult în condițiile adoptării tehnologiei SSLNG.

Potențialul GNL este realizabil mai degrabă în segmentul transportului maritim și fluvial. Cum este de așteptat, motoarele de vapor pe bază de GNL sunt mai scumpe decât cele pe bază de motorină – circa 3-5 mil.€. În aceste condiții, conversia la motoare pe GNL nu va avea loc decât determinată de legislație de control a emisiilor de noxe și/sau de gaze cu efect de seră (IHS Markit 2014). Convenția MARPOL a Organizației Maritime Internaționale (IMO) limitează conținutul de sulf al combustibililor maritimi, ceea ce se traduce în reglementări implementate de guvernele

statelor membre IMO pentru limitarea unor astfel de emisii. Gazele naturale au emisii de sulf considerabil mai mici decât carburanții maritimi convenționali. Produsele petroliere cu conținut scăzut de sulf vor continua să fie competitivi pe piața transportului maritim.

Printre măsurile de susținere pe termen mediu a transportului pe bază de gaze naturale care pot fi adoptate prin intermediul politicilor energetice și de mediu se numără următoarele:

- Includerea în programul Rabla Plus a autovehiculelor pe bază de GNC, alături de cele electrice și hibride. Pentru ca acest program să aibă un impact perceptibil, bugetul anual alocat de Administrația Fondului de Mediu trebuie să crească semnificativ de la nivelul de circa 10 mil.€ din 2017, iar nivelul subvențiilor alocate trebuie să fie dimensionat mai realist și mai eficient. Astfel, în prezent, la achiziționarea unui automobil electric, se acordă o primă de 10.000 €, la care se pot adăuga 6.500 lei prin casarea unei mașini mai vechi de opt ani.
- Reintroducerea unei taxe de mediu la înma-

triculară autovehiculelor, după modelul altor state membre ale UE. În condițiile în care România avea în 2016 unul dintre cele mai vechi parcouri auto din Europa, cu o vechime medie de peste 12 ani, suspendarea în cursul anului 2017 a „taxei de timbru” la înmatricularea autovehiculelor a deschis calea importului a peste 600.000 de autovehicule la mâna a doua, din țările Europei Occidentale, ceea ce a ridicat și mai mult vechimea medie a parcului auto național. În plus, astfel de decizii subminează în mod direct programele publice de înnoire a parcului auto și de promovare a mobilității „curate”, precum Rabla și Rabla Plus, al căror impact pozitiv asupra mediului a fost complet neutralizat.

- Scutirea totală sau parțială de taxe rutiere, pe perioadă limitată, pentru vehiculele rutiere pe bază de combustibili alternativi, inclusiv pe bază de GNC.
- Introducerea în legislația privind achizițiile publice a obligației unei cote de achiziție a unor mijloace de transport pe bază de combustibili alternativi, inclusiv GNC și, pe termen lung, GNL și hidrogen¹⁸.

5.5 Reglementări relevante: prevederi și consecințe

Două acte normative adoptate în anul 2018 au efecte deosebit de puternice asupra pieței de gaze naturale și asupra mediului investițional din sector: Legea Offshore și OUG 114/2018. Cea dintâi (Legea nr. 256/2018), aprobată în luna noiembrie a anului trecut, „privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore”, constituie în fapt cadrul de reglementare pentru operațiunile petroliere din Marea

Neagră. Cea de-a doua, aprobată de guvern la finele lunii decembrie 2018, privește „instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscale bugetare, modificarea unor acte normative și prorogarea unor termene”, instituind reglementări ce afectează profund întreg sectorul energetic românesc. Ele sunt analizate pe rând, în cele ce urmează, din punct de vedere al celor mai relevante prevederi pentru sectorul gazier.

¹⁸ Legea nr. 37/2018 privind promovarea transportului ecologic, în vigoare de la 26 ianuarie a.c., prevede la art. 1 că „Autoritățile publice locale, regiile autonome și societățile aflate în subordinea unităților administrativ-teritoriale vor achiziționa mijloace de transport călători acționate prin motoare cu propulsie electrică, tehnologii verzi de tipul Electrice, Hybrid, Hybrid Plug-In, Hydrogen (FCV), motoare cu propulsie pe gaze naturale comprimate, motoare cu propulsie pe gaze naturale lichefiate și motoare cu propulsie pe biogaz, în proporție de minimum 30% din necesarul de achiziții viitoare. Procentul va fi calculat din totalul numărului de autovehicule achiziționate într-un an.” (s.n.)

Legea Offshore nr. 256/2018

Investițiile în sectorul offshore din România s-au realizat, până în prezent, în baza prevederilor de stabilitate din Legea petrolului nr. 134/1995, Legea petrolului nr. 238/2004, OUG nr. 160/1999, aprobată prin Legea nr. 399/2001, precum și în baza clauzelor de stabilitate cuprinse în acordurile petroliere individuale. Legea Offshore nr. 256/2018 prevede, din punct de vedere fiscal, la art. 19, alin. (3), pe lângă redevențele stabilite prin Legea Petrolului nr. 238/2004, introducerea unui impozit progresiv pe *venitul suplimentar*, începând cu 1 ianuarie 2019, la ratele prezentate în Tabelul 4 mai jos.

Tabel 4: **Ratele de impozitare a venitului suplimentar al producătorilor offshore, în funcție de prețul gazelor naturale, conform Legii Offshore nr. 256/2018**

Prețul gazelor (Lei/MWh)	Impozit (%)
< 45,71	0
<= 85	30
<= 100	15
<=115	30
<=130	35
<=145	40
<=160	50
<=175	55
<=190	60
> 190	70

Sursa: Energy Policy Group (EPG), 2018

Nivelurile de preț urmează a fi ajustate anual, începând cu 1 ianuarie 2019, cu indicele anual al prețurilor de consum. *Venitul suplimentar* se calculează prin înmulțirea diferenței dintre prețul mediu ponderat al gazelor vândute din producția internă proprie din perimetrele offshore și prețul de achiziție a gazelor din producția internă pentru clienții casnici

și noncasnici în 2012 (45,71 lei/MWh) cu volumul de gaze naturale vândute din producția offshore.

Impozitul asupra venitului suplimentar în sectorul offshore se calculează prin aplicarea cotelor din Tabelul 4, din care se deduc investițiile. Legea Offshore prevede, la art. 19, alin. (4), o limită maximă a deductibilității investițiilor în segmentul upstream de 30% din totalul impozitelor pe venitul suplimentar la prețul de referință de 45,71 Lei/MWh. Alin. (9) al aceluiași art. 19 stipulează că:

„Valoarea cumulată a investițiilor în segmentul upstream, înregistrate în evidența contabilă potrivit reglementărilor legale în vigoare, de la intrarea în vigoare a prezentei legi până în luna pentru care se calculează impozitul asupra veniturilor suplimentare offshore, precum și valoarea investițiilor din programele de lucrări realizate și aprobate de către ANRM în baza acordurilor petroliere, care au fost înregistrate în evidența contabilă până la data intrării în vigoare a prezentei legi, se diminuează lunar cu valoarea investițiilor în segmentul upstream deduse din impozitul pe veniturile suplimentare offshore. Deducerile se aplică până la atingerea valorii cumulate a investițiilor în segmentul upstream, aprobate de către ANRM și înregistrate în evidența contabilă conform legilor în vigoare.” (s.n.)

Textul subliniat din paragraful de mai sus permite deductibilitatea integrală pentru toate investițiile realizate și aprobate de către ANRM. Deducerea se calculează lunar, până la atingerea valorii investițiilor cumulate în offshore, însă este permisă numai în limita unui plafon de 30% din totalul impozitului pe venitul suplimentar rezultat din vânzarea producției din offshore.

Alin. (3) al articolului 19 prevede că impozitul pe venitul suplimentar offshore ține seama de prețul de referință, stabilit de ANRM pentru calculul redevențelor, calculat pe baza cotațiilor „CEGH Day Ahead” de pe hub-ul de gaze naturale de la Viena.

În medie, aceste cotații au fost, în 2018, semnificativ mai mari decât prețurile medii de tranzacționare pe piața românească a gazelor naturale. Tranzacțiile desfășurate sub prețul de referință se impozitează la prețul de referință. În acest fel, se aplică un impozit asupra unui venit nerealizat, ceea ce contravine principiilor internaționale de fiscalitate, dar și prevederilor Codului Fiscal românesc: la art. 3, alin (c) privind justetea impunerii sau echitatea fiscală, acesta prevede ca „sarcina fiscală a fiecărui contribuabil să fie stabilită pe baza puterii contributive, respectiv în funcție de mărimea veniturilor sau proprietăților acestuia”; totodată, contravine standardelor internaționale de contabilitate și raportare financiară, adoptate și în România, ce prevăd că, pentru recunoașterea unui venit, este nevoie de un contract între două părți, de o tranzacție și de un preț care să reprezinte suma certă ce urmează să fie primită de o companie. De asemenea, aplicarea unui impozit asupra unui venit nerealizat este în contradicție cu practica internațională de stabilire a redevențelor și a impozitelor specifice în sectorul petrolier.

Articolul 9, alin. (11) și (12) din Legea Offshore prevede că investițiile luate în calcul pentru deducerea din impozitul pe venitul suplimentar nu pot face obiectul altor deduceri, „acestea fiind considerate nedeductibile la calculul impozitului pe profit.” Se poate presupune că intenția legiuitorului a fost de a evita posibilitatea unei „duble deduceri”; dar nu poate fi cazul de așa ceva, deoarece avem de-a face cu două impozite pe profit (general și suplimentar), fiecare trebuind să aibă o bază impozabilă just determinată.

Neductibilitatea investițiilor prin amortizare la calculul impozitului pe profit duce la o cotă efectivă de impozit pe profit mai mare, discriminează sectorul offshore față de ceilalți agenți economici și contrazice prevederile Codului Fiscal, art. 3 alin (a), care

prevede neutralitatea sarcinilor fiscale în raport cu diferitele categorii de investiții și capitaluri, și ale art. 25, privitor la deducerea cheltuielilor. De asemenea, nedeductibilitatea investițiilor din impozitul pe profit contravine practicii internaționale din sectorul de țitei și gaze naturale, prin care aplicarea de impozite suplimentare nu trebuie să afecteze dreptul de deducere la impozitul pe profit, aplicabil tuturor agenților economici.

Legea Offshore nu prevede deductibilitatea redevențelor din baza de calcul a impozitului asupra venitului suplimentar. Trebuie reamintit că acest lucru era prevăzut în OG 7/2013. Abia în acest caz se poate vorbi de o „dublă impozitare”, pentru că statul român primește pe de o parte redevența (calculată la cotațiile CEGH), iar pe de altă parte primește cota parte din aplicarea impozitului pe venitul suplimentar offshore pe redevență, prin nededucerea acesteia, contrar principiului fundamental de evitare a dublei impunerii. În plus, marea majoritate a țărilor ce au introdus impozite suplimentare pe producția de țitei și gaze naturale practică deductibilitatea redevențelor, acolo unde acestea mai sunt încă în vigoare, tendința fiind de renunțare la redevențe în condițiile utilizării pe scară largă a impozitelor pe profit.

O altă prevedere extrem de problematică a Legii Offshore este cea din articolul 20, care cere ca, începând cu 1 ianuarie 2019, cel puțin 50% din cantitatea de gaze din producția proprie a titularilor de acorduri petroliere să fie tranzacționată, pe parcursul unui an calendaristic, pe piețe centralizate. Pe de o parte, această restricție comercială limitează drastic posibilitatea producătorilor de a-și obține finanțări pentru investiții garantate prin contracte de vânzare pe termen lung; pe de altă parte, restricția creează un regim diferențiat și discriminatoriu de tranzacționare a producției interne de gaze naturale din offshore față de gazele de import.

OUG nr. 114/2018

În luna decembrie 2018, guvernul a emis OUG nr. 114/2018 privind „instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscale bugetare, modificarea unor acte normative și prorogarea unor termene”, un act normativ cu efecte ample și drastice asupra întregii economii: sectorul bancar, sectorul energetic, construcții, telecomunicații, IT, jocuri de noroc.

Sectorul energetic este deosebit de puternic afectat. Articolul 61 al OUG 114/2018 aduce o serie de amendamente și completării Legii nr. 123 a energiei electrice și gazelor naturale.

Astfel, alin. 12 al art. 61 prevede o plafonare la 68 lei/MWh a prețului de vânzare de către producătorii de gaze naturale extrase în România: „În perioada 1 aprilie 2019-28 februarie 2022, producătorii ... care desfășoară atât activități de extracție, cât și activități de vânzare a gazelor naturale extrase de pe teritoriul României au obligația să vândă cu prețul de 68 lei/MWh cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție internă curentă către furnizori și clienți finali eligibili. În această perioadă, producătorul are obligația să vândă cu prioritate către furnizori, în condiții reglementate de ANRE, pentru asigurarea întregului necesar de consum al clienților casnici, din producția curentă și/sau din depozitele de înmagazinare.”

Este prevăzută, pentru furnizorii de gaze naturale, posibilitatea de a-și recupera „diferențele de costuri de achiziție din anii 2018 și 2019 ale furnizorilor, nerecuperate prin prețurile practicate ... până la data de 30 iunie 2022, conform reglementărilor ANRE”.

Art. 13 prevede că „clienții casnici care și-au exercitat dreptul de eligibilitate au dreptul să revină la furnizarea reglementată”, iar art. 14 stipulează că „pentru perioada 01.04.2019-28.02.2022, în conformitate cu reglementările proprii, ANRE va stabili o structură specifică de amestec import/intern pentru cantitatea de gaze naturale destinată asigurării consumului clienților finali noncasnici”.

În fine, art. 78 stabilește obligația plății unei contribuții bănești percepute „de la titularii de licențe în domeniul energiei electrice, al energiei electrice și termice în cogenerare pentru componenta de energie electrică, al gazelor naturale egală cu 2% din cifra de afaceri realizată de aceștia din activitățile ce fac obiectul licențelor acordate de ANRE, cifră de afaceri calculată conform reglementărilor ANRE aprobate prin ordin al președintelui ANRE cu avizul Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză”. Pentru activitățile de *trading*, transport, distribuție și furnizare de gaze naturale, ANRE a stabilit între timp că această contribuție de 2% se plătește pe marja operațională.

În ansamblu, aceste obligații au consecințe deosebit de ample, care schimbă radical structura pieței și cauzează distorsiuni grave ale modului ei funcționare. Într-un studiu recent privind impactul OUG 114/2018 asupra sectorului energetic, în general, și asupra celui gazier, în special, Deloitte (2019) identifică și analizează următoarele efecte ale actului normativ:

- (1) Reducerea veniturilor la bugetul de stat, generate de sectorul energetic.** Plafonarea prețului de vânzare al gazelor de producție internă se traduce, potrivit calculului Deloitte, în pierderi de încasări bugetare de 2,26 mld. lei la bugetul de stat, rezultând din diminuări ale încasărilor din impozitul pe venitul suplimentar, din redevențe micșorate, din colectarea unor sume diminuate ale impozitului pe profit, precum și din reducerea plăților de TVA și de dividende. Această sumă ar ajunge cu prisosință pentru plata sumelor de sprijin pentru protecția consumatorilor vulnerabili, așa cum am menționat în secțiunea 2.6.
- (2) Afectarea securității aprovizionării cu gaze naturale.** Producătorii autohtoni de gaze naturale vor reduce investițiile în noi dezvoltări, precum și în exploatarea unor zăcăminte mature, marginale, a căror operare nu mai

poate fi susținută cu noile marje de profit. În particular, amânarea deciziilor de investiții din Marea Neagră de către ExxonMobil și OMV Petrom – și condiționarea, de către Black Sea Oil and Gas (BSOG), a deciziei finale de investiții, de abrogarea OUG 114/2018 – ilustrează nemijlocit impactul negativ pe care acest act normativ îl are asupra segmentului upstream de țiței și gaze naturale. Consecința va fi de creștere a importurilor de gaze naturale rusești în economia națională, acestea nefiind afectate de restricțiile OUG 114/2018.

Pe de altă parte, reducerea activității în segmentul upstream afectează planurile de investiții în transportul și distribuția gazelor naturale, precum și perspectivele ca România să devină un hub gazier regional.

(3) Oferirea de potențiale ajutoare de stat unor consumatori industriali. Plafonarea prețului gazelor naturale indigene la un nivel fixat în mod arbitrar, considerabil sub cotațiile pieței competitive, poate fi considerată o formă de ajutor de stat pentru o serie întreagă de consumatori industriali de gaze naturale, care exportă pe piețele internaționale.

Spre exemplu, regulamentul de punere în aplicare (UE) 2018/1722 al Comisiei Europene din 14 noiembrie 2018 privind instituirea unei taxe de antidumping definitive asupra importurilor de nitrat de amoniu originare din Rusia s-a bazat pe anchetarea condițiilor de producție pentru produsul în cauză (îngrășăminte solide cu un conținut de amoniu de peste 80% din greutate), rezultând în aplicarea unei taxe antidumping, în baza utilizării ca materie primă a gazelor naturale la prețuri locale subvenționate, anti-competitive. La 7 martie a.c., Comisia Europeană a remis României o scrisoare de punere în întârziere „pentru nepunerea corectă în aplicare anumitor cerințe prevăzute de Directiva privind gazele naturale (Directiva 2009/73/CE) și de Regulamentul privind siguranța furnizării de gaze (Regulamentul (UE) 2017/1938)“.

Concret, Comisia a constatat că „sistemul prețurilor angro reglementate nou introduse pe piața gazelor din România este contrar cerințelor juridice ale UE. De asemenea, Comisia consideră că aceste măsuri nu sunt adecvate pentru atingerea în mod sustenabil a obiectivului de a proteja consumatorii casnici împotriva creșterilor excesive de preț”¹⁹

(4) Efecte asupra pieței interne: diminuarea concurenței și discriminarea producătorilor față de furnizorii de gaze naturale. OUG 114/2018, împreună cu reglementările secundare, suspendă, de facto, liberalizarea pieței interne de gaze naturale, în intervalul aprilie 2019-martie 2022. Potrivit unui ordin al ANRE, vor avea loc tranzacții pe piața centralizată angro numai cu gaze naturale de import, cărora nu li se aplică restricțiile actului normativ. Prețul plafonat la doar 68 lei/MWh va reduce profitabilitatea companiilor petroliere mici care operează în segmentul de explorare și producție, diminuând astfel și mai mult competitivitatea pieței de gaze naturale.

Anti-concurențial este și faptul că producătorii indigeni de gaze naturale sunt obligați să vândă cu prioritate către furnizorii pentru asigurarea consumului casnic și a înmagazinării, la preț plafonat, în vreme ce furnizorii de gaze pot vinde către clienții non-casnici fără limitarea adaosului de preț. *Trading-ul* cu gaze naturale din producția internă este, de facto, desființat.

În fine, contribuția bănească de 2% se instituie pe întreaga cifră de afaceri a producătorilor de gaze naturale, în vreme ce ceilalți participanți la piața de gaze naturale, licențiați de ANRE, vor plăti 2% pe marja operațională, iar importatorii de gaze naturale nu vor plăti nici un fel de contribuție bănească suplimentară.

(5) Eșecul în a asigura un serviciu public sustenabil în furnizarea de gaze naturale. Prevederea din art. 13 al OUG 114/2018, potrivit căreia clienții casnici care și-au exercitat dreptul

¹⁹ http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-19-1472_ro.htm

de eligibilitate pot reveni pe piața reglementată, contrar spiritului de liberalizare a pieței, dă o lovitură companiilor de furnizare care au realizat investiții semnificative în marketingul și vânzarea cu amănuntul a gazelor naturale.

În plus, așa cum se arată în secțiunea 2.9, introducerea contribuției bănești de 2% pe marja operațională a serviciilor de transport, distribuție și furnizare, împreună cu posibilitatea furnizorilor de a-și recupera, la 30 iunie 2022, pierderile rezultate din diferențele de costuri de achiziție din 2018 și 2019, exercită o presiune suplimentară în sensul creșterii prețului la consumatorul final. Contracarea acestei tendințe prin limitarea administrativă, de către ANRE, a prețului la consumatorul final va duce, inevitabil, la acumularea de tensiuni comerciale și de pierderi, care vor începe să fie recuperate imediat după sfârșitul lunii februarie 2022, ducând astfel la creșteri previzibile semnificative ale prețului la consumatorul final în primăvara și vara anului 2022.

Buna definire funcțională a consumatorului vulnerabil și constituirea fondului de solidaritate în baza Legii 123/2012 sunt mecanisme mult mai bune și mai eficiente de protecție socială a clienților casnici afectați de sărăcie energetică.

(6) Limitarea comerțului liber trans-frontalier cu gaze naturale de producție românească.

Obligația producătorilor de a vinde cu prioritate către consumatorii români, casnici și non-casnici, constituie o discriminare a consumatorilor din celelalte state membre și, astfel, o încălcare a Tratatului de Funcționare al Uniunii Europene (art. 35 și 36) și a Directivei 2007/73/CE privind regulile comune ale pieței interne a gazelor naturale (art. 40(c)), prin instituirea de bariere în calea circulației libere a bunurilor și mărfurilor în cadrul Pieței Unice.

În fapt, obligația producătorilor autohtoni de gaze naturale de a-și pune întreaga producție de gaze la dispoziția clienților români

nu lasă, în fapt, volume disponibile pentru export, în condițiile în care țara noastră este un importator net de gaze naturale. În plus, așa cum a fost argumentat în mod repetat în acest raport, producția indigenă de gaze se va diminua considerabil ca urmare a restricțiilor de piață impuse de OUG 114/2018, ceea ce va accentua situația descrisă mai sus.

Deși aparent limitate în timp, prevederile in-tempestive și împovărătoare ale acestei ordonanțe de urgență pentru sectorul energetic, în general, și pentru cel gazier, în special, reprezintă un factor suplimentar de descurajare a începerii activității de producție din Marea Neagră înainte de 1 martie 2022. Cum oportunitățile de investiții au ferestre de oportunitate limitate de timp²⁰, amânarea deciziei finale de investiții în principalul proiect offshore al Mării Negre poate avea efecte incalculabile.

Percepția acută de imprevizibilitate adusă de acte normative ce transformă atât de radical, fără consultare cu părțile interesate, funcționarea întregului sistem energetic românesc afectează grav încrederea investitorilor. Este greu de construit un plan de investiții pe supoziția că, după 1 martie 2022, nu vor fi adoptate alte asemenea acte normative, tot în manieră *ad hoc*, cu efecte de amplă distorsiune a mediului economiei de piață.

²⁰ Este notabilă, în acest sens, descoperire anunțată la 1 martie a.c. de ExxonMobil în Mediterana de Est, împreună cu compania parteneră, Qatar Petroleum: zăcămintul Glaucoș-1, cu rezerve de gaze naturale de până la 227 mld.mc, în Blocul 10 al zonei economice exclusive cipriote. Așadar, un zăcămint descris ca având *condiții geologice high-quality* și de aproape trei ori mai mare decât Neptun. Exxon deține 60% din zăcămint.

6. Opțiuni tehnologice pe termen lung: conversia metanului în hidrogen

Chiar dacă este combustibilul fosil cu cele mai mici emisii de carbon pe unitatea de energie, gazul natural eliberează prin ardere circa 180 gCO₂/kWh. Pentru realizarea unui grad de decarbonare a sectorului energetic de 80-90% până în 2050 în comparație cu 1990, în afară de eliminarea emisiilor de metan în segmentele de producție și de transport gaze naturale, este necesar ca și segmentul de consum final al gazelor naturale să fie aproape complet lipsit de emisii de dioxid de carbon.

O opțiune tehnologică pe termen lung – perspectiva anului 2040 și după aceea – o reprezintă producția hidrogenului pe bază de metan și utilizarea hidrogenului în producția de energie electrică și termică, pentru gătit, în consumul casnic, dar și în dezvoltarea transportului pe bază de hidrogen. Avantajul decisiv este acela că emisiile hidrogenului la punctul de consum sunt zero: combustia hidrogenului cu oxigen produce doar energie și apă. Astfel, în condițiile unei suficiente disponibilități a gazului natural, conversia metanului în hidrogen are potențialul de a asigura reduceri foarte mari ale emisiilor de dioxid de carbon – cu condiția captării și stocării (CCS), eventual și a utilizării – carbonului rezultat în procesul producției hidrogenului din metan.

Amprenta reală de carbon a hidrogenului depinde de modul în care este produs hidrogenul. Separarea hidrogenului de oxigen din molecula de apă prin electroliză necesită energie electrică. Dar un procent ridicat al energiei electrice din rețea este produs cu emisii ridicate de carbon. În plus, eficiența întregului lanț de producere a electricității și a utilizării ei în producerea hidrogenului este redusă. O soluție cu certe beneficii de mediu este utilizarea în electroliză doar a electricității generate de SRE. Dar, pe măsură ce SRE devin tot mai eficiente integrate în sistemul electroenergetic prin dezvoltarea adecvată a infrastructurii și a capacităților de stocare, „surplusul” de energie electrică din surse regenerabile se va diminua substanțial, astfel că problema randamentului scăzut al electrolizei va deveni decisivă.

Un alt procedeu de producție a hidrogenului este desprinderea unui atom de carbon din molecula de metan (componentul principal al gazului natural) în

prezența apei și a căldurii. Cele mai mari volume de producție industrială a hidrogenului se realizează prin reformarea metanului în prezența aburului fierbinte (700-1.000°C). Metanul reacționează cu moleculele de apă, în condiții de presiune ridicată (3-25 bar), producând monoxid de carbon și hidrogen. Separat, într-o reacție numită transformarea apă-gaz, monoxidul de carbon și apa reacționează producând dioxid de carbon și cantități suplimentare de hidrogen.

Ideea transformării unui sistem municipal de distribuție a gazelor naturale într-unul de distribuție a hidrogenului nu mai este doar teoretică. În Marea Britanie, Northern Gas Networks (NGN), compania care distribuie și furnizează gaz natural în nordul Angliei, cu sprijinul consiliului local al orașului Leeds (circa 800.000 locuitori), a demarat proiectul H21 Leeds City Gate, care își propune să realizeze transformarea sistemului de distribuție și de consum a gazului natural într-unul de distribuție și consum a hidrogenului în Leeds până la mijlocul anilor 2020. Obiectivul este legat de efortului britanic de atingere a ambițioaselor ținte climatice pentru 2050.

Studiile și testele din cadrul proiectului H21 arată că conversia rețelei de distribuție din Leeds se poate realiza gradual, în lunile de vară, cu întreruperi minime ale furnizării către clienții finali, cu impact minim asupra facturii și cu investiții limitate în noi elemente de infrastructură. De asemenea, cele două instalații planificate de reformare cu abur a metanului (SMR) vor avea o capacitate suficientă de producere a hidrogenului pentru a acoperi întregul consum de agent termic al orașului. În fine, toate tehnologiile necesare pentru această tranziție sunt deja existente și accesibile financiar. Modificările aduse aragazelor și boilerelor de apartament pe bază de gaze naturale vor fi simple de realizat și necostisitoare.

Captarea și stocarea carbonului (CCS)

CCS reprezintă o familie de tehnologii de captare a CO₂ din arderea combustibililor sau din procesele industriale, transportul dioxidului de carbon și stocarea sa subterană în cavități saline de adâncime sau în zăcăminte depletate de țiței și gaze naturale – cu eventuala utilizare a dioxidului de carbon stocat în aplicații industriale sau în îmbunătățirea ratei de extracție a țițeiului.

CCS este singura cale de a putea realiza obiectivul reducerii masive a emisiilor de CO₂ în condițiile menținerii unui nivel de utilizare a combustibililor fosili. Tehnologia poate captura până la 90% din cantitatea de CO₂ produsă prin utilizarea de combustibili fosili în generarea energie electrice sau în procese industriale.

Totuși, demonstrarea aplicabilității comerciale, de mare capacitate a tehnologiei este încă insuficient realizată. Există în prezent 15 proiecte operaționale în lume (dintre care 10 sunt în America de Nord), care procesează împreună circa 30 mt CO₂/an, ceea ce reprezintă o proporție foarte mică din total emisiilor globale, estimat în 2015 la peste 10.000 mt CO₂/an (Boden et al. 2017). În 2007, UE își asumase realizarea a 12 proiecte de CCS până în 2015. Acest termen a fost ratat, deși CE a înființat în 2009 Rețeaua EU CCS, pentru sprijinirea realizării unui număr de șase mari proiecte CCS, finanțate cu 1 mld.€. În prezent, în Europa funcționează două capacități CCS: Sleipner și Snøhvit în Norvegia (Kapetaki și Scowcroft 2017).

Este necesară o susținere mai substanțială din partea statelor dezvoltate pentru dezvoltarea proiecte CCS demonstrative, care să arate fără echivoc și să informeze aplicabilitatea pe scară largă a CCS. Totuși, în cele din urmă, costurile vor trebui să scadă semnificativ, de la 60-70 \$/tCO₂ în prezent la 20-30 \$/tCO₂ (SNAM 2017) – ceea ce nu este improbabil, ținând cont de etapa încă incipientă a acestei tehnologii.

Pentru unitățile de producere a energiei electrice, elementele principale de cost pentru facilitățile CCS sunt costul egalizat al electricității (LCOE) cu CCS adăugat, respectiv costul pe tona evitată de CO₂. Apoi, costurile capacităților CCS diferă de la țară la țară, în funcție de costul forței de muncă și al energiei, dar și de reglementările fiscale (care pot impune taxe pe importurile de echipamente).

Potrivit calculelor Global CCS Institute (Irlam 2017), există aplicații pentru care costul adăugării de capacitate CCS este relativ scăzut. Este vorba despre aplicațiile în care CO₂ este deja separat ca parte a procesului de producție: procesarea gazelor naturale, producția de îngrășăminte și de biometanol. Costuri mai ridicate se înregistrează acolo unde separarea CO₂ necesită un proces separat: producerea de energie electrică, industriile metalurgică și a cimentului.

Cele două SMR-uri vor fi bransate la o capacitate CCS de 1,5 mt CO₂/an. Investițiile totale necesare acestui proiect fără precedent sunt de circa 2 mld.£. Guvernul britanic a acordat în 2017 un sprijin financiar de 25 mil.£ iar Ofgem, reglementatorul sectorului energetic, un grant de 9 mil.£. Alte 1,3 mil.£ vor veni de la companiile de distribuție a gazelor naturale. Trebuie subliniat că, în cazul Marii Britanii, un asemenea proces de conversie este facilitat de demersul demarat deja din 2002 de înlocuire a conductelor metalice de distribuție cu conducte de polietilenă, care nu sunt corodate de hidrogen.

Succesul unui proiect de asemenea anvergură va transforma orașul Leeds într-un centru de excelență a cercetării și inovării în tehnologia hidrogenului, cu multiple aplicații. Din perspectiva utilizării gazelor naturale, conversia la hidrogen pare a fi o modalitate realistă de eliminare a emisiilor de dioxid de carbon, ceea ce poate asigura pe termen lung o cotă de piață pentru gazele naturale; pe de altă parte, îngăduie și integrarea altor tehnologii de producere a hidrogenului, inclusiv regenerabile.

În România, este oportună realizarea unui studiu similar de cercetare-dezvoltare, cu un proiect pilot, care să susțină o posibilă opțiune de conversie a dis-

tribuției municipale de gaze naturale la hidrogen, cu *know-how britanic*.

7. Concluzii

România are un potențial semnificativ de dezvoltare a sectorului gazelor naturale, pe care puține alte state membre ale UE îl au. Descoperirile din Marea Neagră și potențialul geologic *onshore* de adâncime conferă țării noastre perspectiva de a dezvolta noi rezerve semnificative de gaze naturale, care este cel mai important tip de energie primară din economia românească. Dezvoltarea și producția acestor resurse necesită însă investiții de miliarde de euro. Pentru a atrage pe mai departe investiții de această dimensiune, România are nevoie de un mediu de reglementare coerent, predictibil și stabil, rezultat din consultarea aprofundată a părților interesate. În mod deosebit, segmentul *upstream* necesită un cadru fiscal echitabil și competitiv, care să stimuleze investițiile.

Un alt factor decisiv pentru realizarea investițiilor în aceste noi zăcăminte este accesul producătorilor la piețele regionale de gaze naturale. Acest lucru presupune interconectarea bidirecțională a sistemului național de transport gaze naturale (SNT) la rețelele regionale. Interconectarea nu este doar o obligație a statelor membre ale UE sub Tratatul de Funcționare al UE, ci aduce și evidente beneficii pentru România, printre care: accesul la noi surse de gaze naturale (Marea Caspică, Mediterana de Est, GNL din Grecia etc.), ceea ce va întări securitatea energetică a țării și va oferi consumatorilor finali avantajele concurenței între surse multiple; contribuția la dezvoltarea unei piețe autohtone a gazelor naturale, transparentă și lichidă; creșterea volumului de gaze transportat prin SNT, ce va mări eficiența operării sistemului și se va reflecta în venituri crescute; stimularea funcționării pe baze comerciale a depozitelor de înmagazinare subterană de gaze naturale, optimizarea cuplării sectorului gazelor naturale cu cel al energiei electrice etc.

Gazoductul BRUA, ai cărui pași preliminari de construcție au demarat deja, va constitui, prin cele trei faze ale construcției sale, o dezvoltare crucială a SNT. Totodată, BRUA va face joncțiunea dintre Coridorul Sudic de Gaze și Europa Centrală. Prin capacitatea de flux bidirecțional, BRUA va conecta România la hub-ul CEGH de la Baumgarten, cel mai apropiat hub lichid și „adânc” de gaze naturale, cu prețuri stabilite transparent și competitiv (presupunând că eforturile diplomatice vor restabili configurația inițială a proiectului, modificată intempestiv de Ungaria în 2017). BRUA va oferi o cale de acces la piețele europene pentru o parte a producției de gaze naturale din Marea Neagră.

România va putea să-și valorifice mult mai bine statutul potențial de unic furnizor de gaze naturale al regiunii sud-est europene prin dezvoltarea unei platforme moderne de tranzacționare, lichidă, competitivă și transparentă. Interconectările bidirecționale, diversificarea surselor de import, precum și definitivarea în prealabil a regulilor de interoperabilitate a SNT, cu un cod al rețelei funcțional, vor fi elemente de bază ale dezvoltării pieței de tranzacționare.

Rezultatele unor teste de stres realizate de ENT-SO-G în 2017 arată că, în situația unei întreruperi prelungite a tranzitului de gaze naturale rusești prin Ucraina în lunile ianuarie-februarie, România are o vulnerabilitate de securitate a aprovizionării pe termen mediu și lung, din cauza limitărilor de infrastructură. Rezultă de aici că securitatea energetică a României depinde, din punct de vedere gazier, de dezvoltarea resurselor interne. La orizontul anului 2030, cel mai mare aport îl pot avea exploatarea de gaz din Marea Neagră. Dar deosebit de importante vor fi și dezvoltările de câmpuri *onshore*, inclusiv

valorificarea rezervelor din zăcămintele „marginale”, mature, prin aplicarea de metode avansate de stimulare și extracție.

Perspectiva întreruperii fluxurilor de gaze naturale rusești prin Ucraina, începând cu anul 2020, evidențiază importanța dezvoltării neîntârziată a unor alternative de infrastructura de transport de gaze naturale, care să ofere pe mai departe opțiuni de aprovizionare din import și activitate de tranzit de gaze naturale pe teritoriul României.

Dezvoltarea unor noi rezerve de gaze naturale depinde și de convingerea consumatorilor (în special a celor industriali) și a investitorilor în capacități de consum că gazele reprezintă un combustibil cu disponibilitate ridicată și că piața oferă condiții predicibile de livrare și de preț. La rândul lor, producătorii trebuie să aibă convingerea că sectoarele consumului de gaze naturale sunt stabile și că au loc investiții în noi capacități.

Pe partea ofertei, tendințele de pe piețele internaționale întăresc percepția că gazele naturale sunt un combustibil de disponibilitate ridicată. Ponderea lor economică este în creștere, cererea globală fiind așteptată să crească cu 45% în 2040 față de 2016. Producția nu va avea probleme în a ține pasul cu cererea, creșterea ei venind mai ales din surse neconvenționale de gaz natural. Piața internațională evoluează către ceea ce IEA numește o „nouă ordine mondială” a gazelor naturale, caracterizată de flexibilitatea destinației vânzărilor, de creșterea ponderii tranzacțiilor *spot* și de scurtarea duratei contractelor. Expansiunea comerțului cu GNL sprijină aceste tendințe.

Un alt argument de prim ordin pentru susținerea dezvoltării sectorului gazier este acela că gazele naturale sunt cel mai curat dintre combustibilii fosili, având emisii de carbon pe unitatea de energie cu 40% mai mici decât cele ale cărbunelui, precum și emisii considerabil mai mici de poluanți atmosferici. De asemenea, datorită flexibilității unităților de producere a energiei electrice pe bază de gaze naturale, acestea sunt complementare surselor regenerabile de energie cu funcționare variabilă (v-SRE), eolie-

ne și solare. Astfel, în contextul politicilor climatice ambițioase ale UE, gazele naturale se disting ca un combustibil al tranziției energetice, apt să susțină evoluția sistemului energetic către producție „curată”, descentralizată și flexibilă.

Dar dezvoltarea pieței de gaze naturale depinde în mare măsură de calitatea politicilor energetice, a reglementărilor și a instituțiilor. Pe de o parte, acestea trebuie să stimuleze investițiile în infrastructura esențială: interconectori, depozite de înmagazinare, dezvoltări și modernizări ale sistemelor de transport și distribuție etc. Pe de altă parte, trebuie să sprijine reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în generarea energiei electrice prin impunerea unui cost asupra emisiilor de carbon și al poluării, precum și prin remunerarea mai bună a flexibilității pe piața de energie electrică.

Pentru a utiliza la valoare adăugată mărită și în condiții sustenabile gazele naturale de producție internă, este oportună sprijinirea consumului sustenabil de gaze naturale în producerea energiei electrice, în industria chimică și petrochimică, precum și în sectorul transporturilor. De asemenea, trebuie sprijinit accesul unui număr mai mare de consumatori români la rețeaua de gaze naturale.

Până în anul 2030, potrivit modelării PRIMES, este de așteptat să fie retrase din funcțiune capacități de circa 1.800 MW pe bază de gaze naturale și 2.400 MW pe bază de cărbune. Cei mai importanți factori ce vor sta la baza deciziilor de investiții în noi capacități sunt prețul combustibilului și prețul emisiilor de carbon în perioada de utilizare a respectivelor capacități, costul de capital și schemele de sprijin pe piața de energie electrică. Gazele naturale vor fi favorizate în mixul de energie electrică de două tendințe: creșterea prețului permiselor ETS și creșterea cererii de generare flexibilă, ca răspuns la pătrunderea pe piață a regenerabilelor, ajunse deja la *grid parity* cu tehnologia de ultimă generație. Totodată, investițiile relativ reduse în noi unități pe bază de gaze naturale și ușurința distribuirii lor geografice fac ca ponderea gazelor naturale în producerea de electricitate să fie favorizată.

Pe piața de energie pentru gătit și încălzire este anticipată o creștere a numărului de gospodării ce vor utiliza gaze naturale, de la 33% din total în 2015 la 45% în 2030. Aceasta presupune o extindere a rețelei de distribuție de gaze naturale către noi zone de concentrare demografică. Pentru regiunile în care extinderea rețelei nu este economică, o opțiune poate fi crearea de sisteme de distribuție de butelii cu GNC. Ca o măsură de combatere a sărăciei energetice, este oportună subvenționarea de către stat a cheltuielilor cu bransamentul la rețeaua de distribuție a potențialilor consumatori casnici cu venituri reduse. În lipsa unor măsuri legislative de limitare a libertății de alegere individuală în privința sistemelor de încălzire, majoritatea locuințelor construite până în 2030 în mediul urban vor adopta sisteme pe bază de gaze naturale.

Industria chimică și petrochimică reprezintă un sector de utilizare a gazului cu valoare adăugată mare. În pofida unui dezavantaj competitiv de preț al materiei prime în UE față de principalii competitori (Rusia, China, Orientul Mijlociu), România oferă condiții de dezvoltare a acestui sector: resurse semnificative de resurse naturale relevante; platforme industriale cu facilități, instalații, utilități și drumuri de acces, precum și permise și autorizații; un sistem de educație și de cercetare în chimia fundamentală și cea industrială. Statul român poate lua mai multe măsuri de sprijin al regenerării industriei chimice și petrochimice: politici economice, fiscale și de ajutor de stat; îmbunătățirea legislației și reglementărilor; susținerea educației, cercetării și dezvoltării în domeniu.

În transporturile din România, piața gazelor naturale este în stadiu incipient. Tehnologia GNC reprezintă o direcție de dezvoltare susținută și prin Directiva UE privind infrastructura combustibililor alternativi. Printre măsurile de sprijin pe termen mediu a transportului rutier pe bază de GNC se numără includerea autovehiculelor pe bază de GNC în programul Rabla Plus, alături de cele electrice și hibride. Cadru național de politică pentru dezvoltarea infrastructurii de combustibili alternativi prevede ca, până la finele anului 2020, să fie instalate 23 de stații de reîncărcare cu GNC.

Gazele naturale reprezintă un sector de importanță strategică pentru România. Gazele naturale reprezintă, în prezent, cel mai important combustibil din economia românească, reprezentând 31% din energia primară. Utilizarea lor are loc în aproape toate segmentele consumului de energie: energie electrică, încălzire și gătit, activități industriale (ca sursă de energie sau ca materie primă), transporturi. Sprijinirea utilizării sustenabile a gazelor naturale în aceste sectoare va permite generarea de valoare adăugată crescută în economia românească.

Ca stat membru al Uniunii Europene, România a ales calea liberalizării pieței de gaze naturale și a interconectării SNT cu rețelele de transport ale statelor vecine. Aceasta a atras investiții românești și internaționale semnificative în explorarea și dezvoltarea de noi zăcăminte, care au consolidat disponibilitatea ridicată, pe termen lung, a gazelor naturale în economia națională. Mai mult, evoluțiile de pe piețele internaționale, către flexibilizarea contractelor și multiplicarea surselor, sunt de natură a întări această concluzie.

Integrarea graduală în piața unică europeană a gazelor naturale este, în mod cert, în beneficiul consumatorilor finali, care pot beneficia de efectele unei concurențe robuste între surse multiple de aprovizionare și între serviciile de pe piața de furnizare. Temerea că interconectarea piețelor va determina o creștere semnificativă a prețului la consumatorul final nu este justificată. Interconectarea bidirecțională antrenează o tendință de egalizare a prețului gazului la nivel regional, dar mult mai important este ca statul să asigure o protecție echitabilă, transparentă și eficientă a consumatorilor vulnerabili prin mecanisme de protecție socială, nu prin prețuri reglementate ale energiei.

Dezvoltarea sectorului gazelor naturale este favorizată și de tendințele de piață: evoluția către decarbonarea sectorului energetic, flexibilitate în producerea de energie electrică, complementaritate cu sursele de energie regenerabilă, distribuție geografică și scalabilitate/modularitate a capacităților

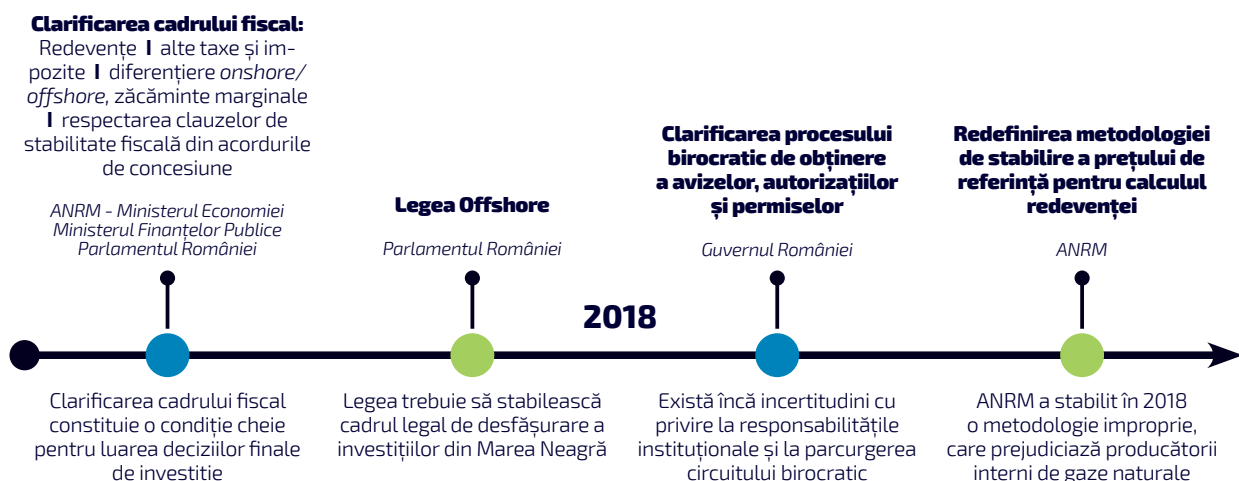
etc. Dar importanța politicilor energetice, a deciziilor legislative și de reglementare este, în continuare decisivă. În prezent, o serie de astfel de decizii au caracter decisiv și urgent: stabilirea unui cadru fiscal echitabil, competitiv și stabil pentru segmentul *upstream*; continuarea liberalizării pieței de gaze naturale și crearea unei platforme transparente și lichide de tranzacționare; dezvoltarea de infrastructură gazieră esențială (SNT, înmagazinare subterană, interconectări) și a regulilor interoperabile de funcționare a sistemului de gaze naturale etc.

De realizarea acestor condiții depinde în mare măsură valorificarea pentru următoarele decenii, cel puțin, a unui potențial substanțial de resurse naturale, cu impact economic semnificativ asupra economiei românești. Depind de aceasta locuri de muncă bine plătite, contribuții substanțiale la bugetul de stat²¹, eliminarea riscurilor de securitate energetică și posibilitatea de a dobândi o poziție regională de prestigiu și de influență în sectorul energetic.

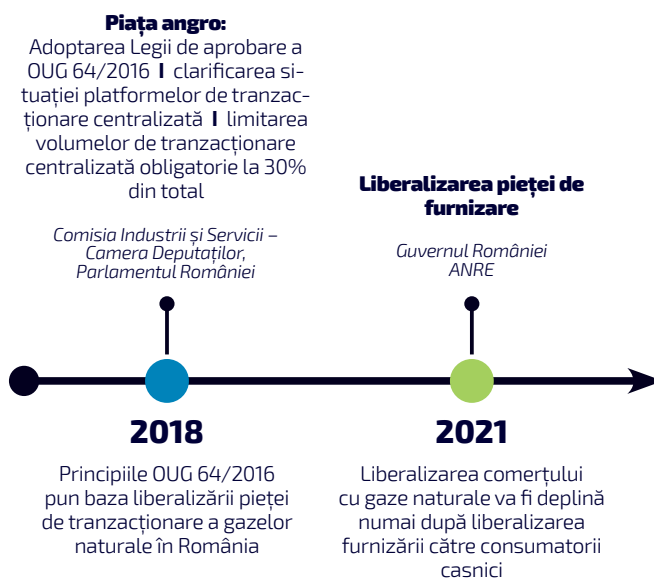
²¹ Un recent studiu al Deloitte (2018) a estimat venituri totale la bugetul de stat al României de nu mai puțin de 26 mld.\$ în intervalul 2018-2040, rezultate doar din exploatarea de hidrocarburi *offshore*, din care veniturile din redevențe reprezintă 5,5 mld.\$.

8. Roadmap

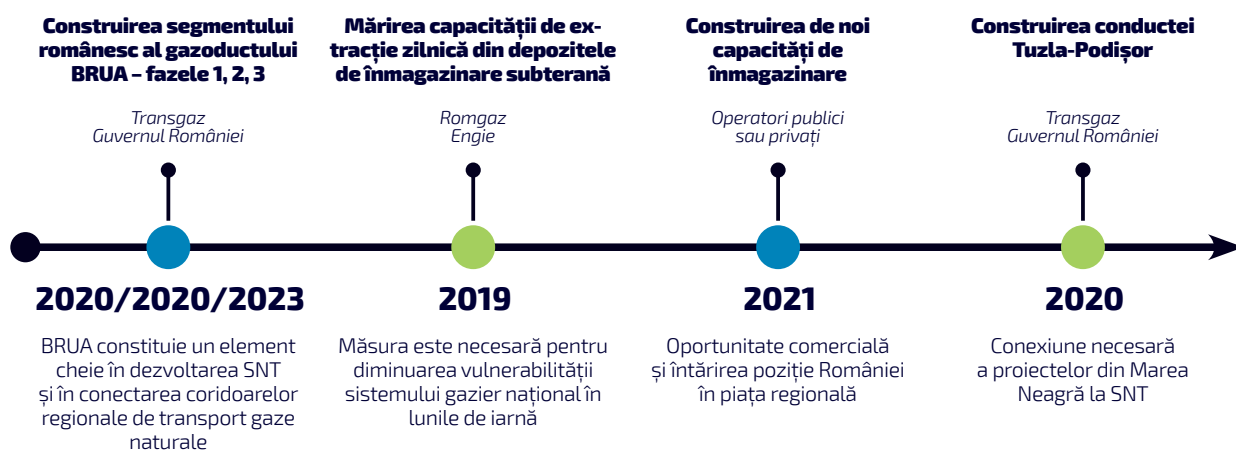
Upstream (explorare și producție)



Piață de tranzacționare



Infrastructură

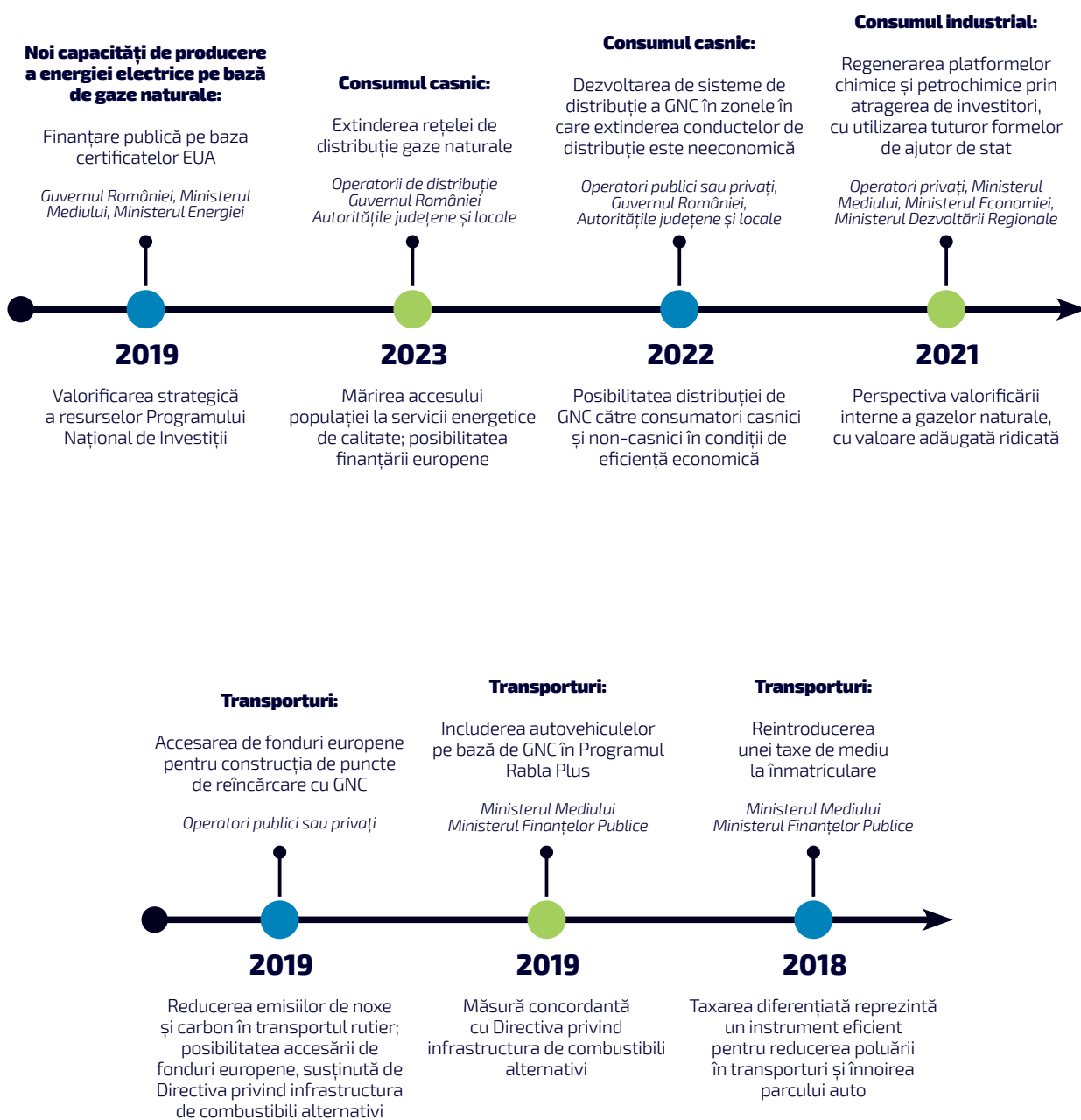


Realizarea capacităților de flux bidirecțional în punctul de interconectare Isaccea (Tranzit)

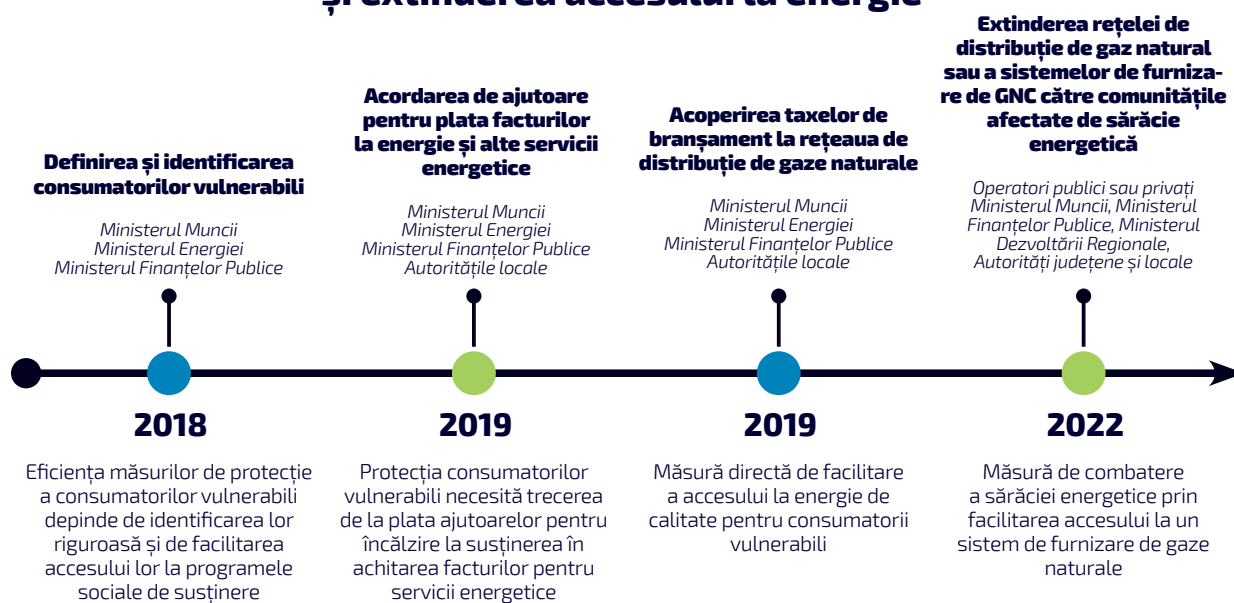


Valorificarea capacității sistemului de tranzit; opțiune strategică de transport sud-nord în eventualitatea sistării tranzitului de gaze naturale rusești prin Ucraina

Sectoare de consum de gaze naturale



Protecția consumatorului vulnerabil și extinderea accesului la energie



Politici energetice europene

Susținerea de către România a limitei de 550 g CO₂/KWh pentru centralele participante la mecanismele de capacitate

Ministerul Energiei
Ministerul Mediului



Măsură de reducere a emisiilor de carbon și de noxe în producerea de energie electrică prin susținerea înlocuirii cărbunelui cu gaze naturale

Referințe bibliografice

ANRE (2016)

Raport anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei – 2015

ANRE (2017)

Rapoarte anuale de monitorizare pentru piața internă de gaze naturale, decembrie

ANRE (2018)

Raport anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei – 2017

Boden, T.A., G. Marland și R.J. Andres (2017)

Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tennessee

BP (2017)

Statistical Review of World Energy, 66th edition, June

BP (2018)

Statistical Review of World Energy, 67th edition, June

Cedigaz (2017)

The International Association for Natural Gas – Natural Gas in the World – 2017 Edition, October

CSD (2017)

Centrul Pentru Studiul Democrației, Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil. Evidențe din România și Europa

Chisăliță, D. (2009)

O istorie a gazelor naturale din România, Editura AGIR

Deloitte (2017)

O imagine de ansamblu asupra redevențelor și impozitelor similare. Sectorul upstream de petrol și gaze naturale în Europa, aprilie

Deloitte (2018)

Contribuția proiectelor de explorare și producție a hidrocarburilor din Marea Neagră la dezvoltarea economiei românești, aprilie

Deloitte (2019)

Impact Report of GEO 114/2018 on the Romanian Natural Gas & Power Markets, February

Ecofys (2018)

Gas for Climate. How gas can help to achieve the Paris Agreement targets in an affordable way, February

EIA/ARI (2013)

World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources – An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, June 2013

ENTSO-G (2017a)

Union-Wide Security of Supply Simulation Report

ENTSO-G (2017b)

Gas Regional Investment Plan 2017-2026 – Southern Corridor GRIP

Eurelectric (2011)

Flexible Generation: Backing Up Renewables, October

Eurostat (2017)

Energy trends – Energy consumption per capita, 2015, toe/person, June

Heather, Patrick (2015)

“The evolution of European traded gas hubs”, Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper: NG 104

IEA (2014)

“Renewable Energy for Electricity – System Integration of Renewables”

IEA (2015)

International Energy Agency – World Energy Outlook 2015, Paris: OECD/IEA

IEA (2016)

International Energy Agency – World Energy Outlook 2016, Paris: OECD/IEA

IEA (2017)

International Energy Agency – World Energy Outlook 2017, Paris: OECD/IEA

IEA (2018)

International Energy Agency – World Energy Outlook 2018, Paris: OECD/IEA

IGU (2015)

International Gas Union – Small Scale LNG, Triennium Work Report, June

IGU (2017)

International Gas Union – 2017 World LNG Report

IHS Markit (2014)

Assessing the marine usage of LNG fuel, September

INS (2018)

Institutul Național de Statistică, Fondul de Locuințe – Anul 2017

IPCC (2014)

Intergovernmental Panel on Climate Change – Mitigation of Climate Change. Working Group III: Contribution to the Fifth Assessment Report of the IPCC, edited by Ottmar Edenhofer et al., Cambridge: Cambridge University Press

Irlam, L. (2017)

Global Costs of Carbon Capture and Storage, Global CCS Institute

Kapetaki, Z. și J. Scowcroft (2017)

„Overview of the CCS demonstration business models: Risks and enablers of the two sides of the Atlantic”, Energy Procedia 114, pp. 6623-6630

Marmolejo, P.C. (2014)

An Economic Analysis of FLNG, BSc in Mechanical Engineering, MIT

MARPOL: International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, Organizația Maritimă Internațională (adoptată în 1973 și ratificată în 1983) Mișu, Dumitru (2002)

„Istoricul distribuției de gaze în România”, Jurnalul de petrol și gaze, Ploiești, februarie

Ministerul Energiei (2016)

Metodologia modelării cantitative a evoluției sectorului energetic din România 2030-2015

Mitrova, Tatiana și Tim Boersma (2018)

The Impact of US LNG on Russian Natural Gas Export Policy, Columbia – SIPA, Center on Global Energy Policy, December

NREL (2012)

National Renewable Energy Laboratory & Joint Institute for Strategic Energy Analysis, Opportunities for Synergy between Natural Gas and Renewable Energy in the Electric Power and Transportation Sectors, April Lee et al., Technical Report, NRE:/TP-6A50-56324, December

NGV Global (2016)

Natural Gas Vehicle Knowledge Base, www.iangv.org/current-ngv-stats

SEERMAP (2017)

South-East Europe Electricity Roadmap: Country Report – Romania, http://rekk.hu/analysis/details/238/south_east_europe_electricity_roadmap_-_seermap

SNAM-BCG (2017)

Global gas report 2017. The natural gas market is at an inflection point: What will it take for growth forecasts to be achieved going forwards?

Transelectrica (2018)

Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare unitate dispecerizabilă, date sintetice la data de 01.10.2018

Transgaz (2017)

Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze natural cu conducta de transport internațional gaze natural T1 și reverse flow Isaccea – Un proiect de dezvoltare națională, decembrie

Yergin, Daniel (1991)

The Prize. The Epic Quest for Oil, Money, and Power, Free Press

Mulțumiri

Autorii sunt recunoscători următorilor experți pentru ideile, informațiile și sugestiile oferite cu generozitate:

Nicolae Anastasiu, Daniel Apostol, Ionel Baibarac, Mihai Batistatu, Virgiliu Băncilă, Alis Bărbulescu, Valeriu Binig, Sergiu Celac, Daniel Chilea, Dumitru Chisăliță, Lăcrămioara-Diaconu-Pințea, Răzvan Grecu, Simion Grigor, Victor Grigorescu, Bogdan Iliescu, Valeriu Ivan, Nicolae Havrițeț, Harald Kraft, Dan Manolescu, Monica Metea, Reinhard Mitschek, Victor Manoliu, Corina Murafa, Zoltan Nagy-Bege, Cătălin Niță, Laurențiu Pachiu, Alexandru Pătruți, Radu Păun, Lucian Petrescu, Eric Stab, Petru Văduva.

Evaluările, interpretările și soluțiile propuse, precum și eventualele erori din acest raport sunt exclusiv responsabilitatea autorilor.



