

INDUSTRIA PETROLULUI ȘI GAZULUI ÎN ROMÂNIA: TRADIȚIE ȘI OPORTUNITATE STRATEGICĂ

RADU DUDĂU
Energy Policy Group

RAPORT

pentru Federația Patronală Petrol și Gaze
DECEMBRIE 2014

RAPORT

pentru

Federația Patronală Petrol și Gaze

INDUSTRIA PETROLULUI ȘI GAZULUI ÎN ROMÂNIA: TRADIȚIE ȘI OPORTUNITATE STRATEGICĂ

Radu Dudău

Energy Policy Group

Decembrie 2014

1. Revirimentul industriei petrolului

De circa patru decenii – mai exact, de la șocurile petroliere ale anilor 1970 – s-a instaurat ideea că producția de petrol este într-un declin inevitabil. Influenta lucrare a Clubului de la Roma, *Limitele creșterii* (1972)¹, prezicea colapsul unui sistem industrial confruntat cu o creștere exponențială a cererii de energie, cu suprapopulație și poluare crescândă. Doi ani mai târziu, *National Geographic*² populariza teoria *vârfului de producție a petrolului (peak oil)*, a geologului american M. King Hubbert, care prognoza că vârful absolut al producției de petrol avea să fie atins în 1995, după care forme alternative de energie trebuiau să compenseze în mod obligatoriu declinul rapid al economiei bazate pe hidrocarburi.

Anii 1990 au adus și tema încălzirii globale, la Conferința ONU pentru Dezvoltare Durabilă de la Rio de Janeiro (1992). Încălzirea atmosferei terestre, cauzată de emisiile de gaze cu efect de seră, este pusă în primul rând pe seama consumului industrial de combustibili fosili. Anii 2000 au accentuat percepția de finitudine a resurselor, cu ascensiunea Chinei și a Indiei ca mari consumatori globali și cu persistența „piețelor strânse” de petrol, caracterizate de cerere mai mare decât oferta. Economistul-șef al Agenției Internaționale pentru Energie, Fatih Birol, avertiza că „e nevoie de încă patru Arabii Saudite în următorii 22 de ani”, chiar dacă cererea ar fi rămas neschimbată³. În iulie 2008, prețul barilului de țiței Brent a atins nivelul record de 147 dolari.

Anul 2009 a marcat o schimbare profundă. Criza economică din 2008 redusese semnificativ consumul de energie în întreaga lume. În decembrie 2008, prețul țițeiului coborâse sub 40 de dolari/baril, deși avea să revină treptat la peste 100 de dolari în următorii trei ani. Dar mai profund și mai durabil s-a dovedit a fi impactul unor noi tehnologii în explorarea și producția de țiței și gaze. În America de Nord, creșterea producției de gaze „de șist” a fost atât de puternică încât, în 2010, SUA au devenit cel mai mare producător de gaze al lumii, cu efecte tectonice în comerțul și geopolitica gazelor naturale. Totodată, proiectele de explorare și extracție a hidrocarburilor din platourile continentale și din apele adânci au atras, la nivel global, investiții de zeci de miliarde de dolari anual. *Oil Market Intelligence* anticipează că producția de țiței din apele oceanice adânci va atinge 6,6 milioane barili/zi în 2020 – o creștere de 37,5% față de nivelul actual.⁴

Cotitura tehnologică a ultimilor ani a readus petrolul în prim-planul industriei energetice mondiale. Hidrocarburile pot fi astăzi extrase din formațiuni geologice care nici nu puteau fi contabilizate ca resurse acum un deceniu. Gazul natural abundent pe piețele nord-americane oferă industriei manufacturiere o formă de energie ieftină și

¹ Donella Meadows *et al.* 1972, *The Limits to Growth*, A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind, New York: Universe Books

² Noel Grove, „Oil, the Dwindling Treasure”, in *National Geographic*, iunie 1974.

³ Fatih Birol, „Outlook for Change”, interviu în *World Expro*, iunie 2009.

⁴ *Petroleum Intelligence Weekly* 2014, „Deep Interest is Well Placed in Deepwater Oil”, vol. LIII, nr. 35, 1 septembrie, p. 4

nepoluantă, cu emisii de carbon mult mai mici decât ale cărbunelui. Comerțul internațional cu gaz natural lichefiat (GNL) a crescut semnificativ, fapt ce contribuie la spargerea monopolurilor pe piețele regionale și la obținerea de prețuri și condiții contractuale mai bune pentru consumatori. Petrolul oferă consumatorilor cea mai ieftină și mai accesibilă unitate de energie, ceea ce permite dezvoltarea economică și construirea unor sisteme energetice de înaltă tehnologie, fiabile și nepoluante.

Începând cu luna iunie 2014, producția crescândă de țiței din afara spațiului Organizației Țărilor Exportatoare de Petrol (OPEC), conjugată cu scăderea cererii globale de petrol – în special pe fondul reducerii creșterii economice a Chinei – a cauzat la prăbușirea prețurilor țițeiului pe piețele internaționale cu mai bine de 50%, la de 110 la mai puțin de 70 de dolari/baril Brent în decembrie 2014, cu perspectiva continuării acestei tendințe în 2015. Acest context, favorabil consumatorilor de energie⁵, descurajează investițiile în proiecte industriale petroliere. În fapt, dată fiind ponderea petrolului în mixul energetic global, scad investițiile în întreg sectorul energetic: prețurile mici ale energiei diminuează și atractivitatea investițiilor în surse de energie regenerabilă, în măsuri de eficiență energetică sau în noi proiecte de infrastructură.

Situația actuală are și certe urmări geopolitice, în condițiile în care state mari exportatoare de petrol, precum Arabia Saudită, Rusia sau Venezuela au venituri mult reduse. Dintre acestea, ultimele două sunt afectate în mod special, din cauza prăbușirii monedelor naționale și a diminuării rezervelor valutare. Capacitatea OPEC de a mai controla cotațiile internaționale ale țițeiului este pusă la îndoială.

Prețul scăzut va duce, treptat, la scăderea producției globale, ceea ce va acționa ca factor corectiv în sensul scumpirii petrolului, prin legea cererii și a ofertei. Este însă incert când și până la ce nivel vor revenii cotațiile barilului de țiței.

În orice caz, viitorul petrolului depinde de capacitatea industriei de a inova și implementa soluții tehnologice sustenabile, care să elimine emisiile de carbon în atmosferă. În generarea de electricitate, vor fi utilizate, probabil, formule tehnologice complementare cu sursele de energie regenerabilă, care au luat mare avânt în ultimii ani. Totodată, tehnologiile bazate pe gaze naturale își fac tot mai mult loc în sectorul transporturilor: GNC (gazul natural comprimat) sau GNL sunt tot mai mult utilizate pentru flotele de autovehicule ușoare, respectiv camioane și vapoare. Vor fi probabil introduse și capacități de captare și înmagazinare subterană a carbonului, iar CO₂ va fi stocat, transportat și comercializat – inclusiv către operatorii zăcămintelor de țiței și gaze, care îl vor utiliza pentru mărirea randamentului exploatarei.

*

România are o veche și ilustră istorie a extracției țițeiului și gazelor, deși nu mai este astăzi un jucător de primă ligă la nivel mondial, așa cum era în perioada interbelică. Cu toate că are o dependență relativ mică de importuri de gaze (fapt semnificativ pe o piață regională monopolistă și într-un context geopolitic extrem de tensionat), țara

⁵ Potrivit *Capital Economics*, fiecare scădere cu 10 dolari a prețului barilului înseamnă o pierdere de 300 miliarde de dolari, transferați de la producători la consumatori (John Schoen, CNBC, 5 decembrie 2014).

noastră are rezerve de hidrocarburi în scădere și o industrie care s-a adaptat forțelor pieței prin diminuarea capacității industriale.

Dar România are potențialul de a beneficia de progresul tehnologic și de a dezvolta sustenabil surse noi de hidrocarburi, care să o propulseze din nou pe un loc de vârf la nivel european. Apele adânci ale Mării Negre au atras interesul celei mai mari companii energetice private a lumii, ExxonMobil, iar potențialul de gaze de șist a adus în România o altă companie de top, Chevron. OMV Petrom, liderul regional al industriei de țiței și gaze, investește semnificativ în redezvoltarea zăcămintelor mature, ca și Romgaz, cel mai mare producător autohton de gaze naturale. În plus, numeroase alte companii petroliere internaționale, active în toate segmentele industriei (explorare și producție, distribuție, rafinare, retail, servicii petroliere și producție de echipamente) au un aport de investiții, tehnologie și *know-how* managerial.

La orizontul anului 2020, cu perspectiva unor noi surse indigene de gaze și a unor noi surse regionale de import, precum și cu o interconectare crescută cu piețele adiacente, România poate deveni un *hub* regional. Aceasta ar stimula competitivitatea industrială prin prețuri optime ale energiei, ar genera creștere economică și locuri de muncă. Dar interesul țării și dezvoltarea durabilă să fie promovate concomitent cu crearea unui mediu de afaceri atractiv, în care Guvernul, agențiile de reglementare și legiutorii trebuie să fie parteneri competenți și statornici ai investitorilor.

2. Istoric al petrolului și gazului în România

România are una dintre cele mai vechi industrii ale țițeiului și gazului din lume: peste un secol și jumătate de extracție și rafinare industrială a țițeiului și aproape 100 de ani de producție a gazelor naturale.

Extracția și rafinarea țițeiului

În 1857, în Țările Române se înregistra oficial prima producție industrială de petrol din lume, de 275 tone, din care cele mai mari cantități s-au obținut în regiunile Dâmbovița și Prahova (Colibași, Valea Lungă, Drăgăneasa, Filipeștii de Pădure, Păcureți, Buștenari, Măgureni, Matița, Țintea, Băicoi și Câmpina), Bacău (Solonț, Lucănești, Tețcani, Zemeș, Câmpeni și Moinești) și Buzău (Arbănași, Lopătari, Fundul Sărății – azi Sărata Monteoru). Tot în 1857 intra în funcțiune la Ploiești prima rafinărie de petrol de tip industrial din lume, iar Bucureștii deveneau primul oraș din lume iluminat public cu petrol lampant.

În perioada 1857-1900, producția românească de petrol – 1,5 milioane tone (mt) – a ocupat locul cinci în lume după cea a SUA, Rusiei, Mexicului și Indiilor Olandeze.⁶ România era, alături de regiunea Baku, o sursă majoră de țiței din Bazinul Mării Negre.

Ultimul deceniu al secolului al XIX-lea consemnează pătrunderea capitalului internațional în industria petrolieră românească. În 1895 a început la Câmpina construcția rafinării Steaua Română, una dintre cele mai mari din Europa la acea dată, cu capital al Deutsche Bank. În 1904, Standard Oil a întemeiat Societatea Româno-Americană iar Deutsche Bank a construit rafinăria Vega. Un an mai târziu, grupul bancar Rotschild înființa Societatea Aquila Franco-Română, care a luat în folosință rafinăria din Plopeni. În 1908, Royal Dutch Shell întemeia Societatea Astra care, după doi ani, fuziona cu compania Regatul Român sub numele de Astra Română. În 1910 se construiește rafinăria Orion, cu capital britanic, iar Aquila Franco-Română dă în funcțiune la Ploiești rafinăria Columbia.



Câmpina, 1906. Sursa: Muzeul Petrolului Ploiești

Companiile internaționale aveau să domine industria petrolieră românească 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. Investițiile în România în 1914 erau distribuite astfel: 27,4% capital german; 47,9% anglo-olandez; 6,2% american; 8,6% franco-belgian; 1,8% italian; 8,1% românesc⁷. Capitalul și *know-how*-ul occidental au dus la creșterea de șapte ori a producției în 1910 față de 1900⁸.

În 1895 era finalizată construcția căii ferate București-Constanța, fapt ce făcea posibil exportul de țiței la Marea Neagră. Constanța deținea unul dintre marile porturi petroliere ale lumii, prevăzut cu rezervoare, pompe de descărcare a vagoanelor cisternă și pompe de încărcare a tancurilor petroliere. Nevoia de a conecta bazinele petrolifere ale Prahovei și Dâmboviței de terminalele maritime și fluviale (Cernavodă și Brăila) a impus

⁶ Gheorghe Ivănuș, Ion Ștefănescu, Niculae N. Antonescu, Ștefan-Traian Mocuța și Mihai Pascu Coloja, *Industria de petrol și gaze din România*, București, Editura AGIR 2008, p. 18.

⁷ Ivănuș *et al.* 2008, p. 114

⁸ Daniel Yergin, *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money and Power*, Free Press, 1991, p. 132

ca prioritate proiectul unei conducte de petrol. Oleoductul Băicoi-Constanța, proiectat de Anghel Saligny, a fost finalizat în 1919.

Între 1911 și 1920, producția românească de țiței a fost a cincea în lume, coborând pe locul șapte în deceniul următor. Creșterea a fost spectaculoasă în anii 1930, ajungând în 1936 la vârful interbelic de 8,7 mt – locul patru după SUA, Rusia și Venezuela⁹. În anii 1930, exporturile românești de produse petroliere au depășit frecvent 50% din producție.¹⁰

Atât în Primul cât și în cel de-al Doilea Război Mondial, petrolul românesc a reprezentat un obiectiv strategic al Germaniei. În noiembrie 1916, în încercarea de a bloca accesul german la petrolul Prahovei, serviciile secrete britanice au organizat, cu acordul autorităților române, o mare operațiune de sabotaj, aruncând în aer sondele și rafinăriile regiunii. Au fost distruse circa 800.000 tone de țiței și 70 de rafinării¹¹. Sub control german, producția avea să revină în 1918 la 80% față de nivelul anului 1914.

În 1940, petrolul românesc asigura 58% din importurile germane. La 1 august 1943, forțele aeriene americane au bombardat rafinăriile prahovene într-o operațiune îndrăzneată, dar în cele din urmă ineficientă din punct de vedere strategic¹².

La sfârșitul lui 1944, industria națională de țiței și gaze era distrusă în proporție de 50-60%. În 1945, sub dominația Uniunii Sovietice, au fost instituite *sovromurile*, întreprinderi mixte sovieto-române ce aveau ca scop recuperarea datoriilor României față de URSS. Primul dintre ele a fost Sovrompetrol, structură în care a funcționat industria petrolieră până în 1956, când aceste entități au fost desființate. La 11 iunie 1948, toate companiile de petrol și gaze au fost naționalizate. După această dată, accesul românesc la tehnologia și capitalul occidentale a fost blocat. Izolarea a durat două decenii, până la pasagera destindere politică din 1968, dar nici după aceea România nu și-a mai putut permite importul de tehnologie de vârf, astfel că decalajul față de lumea industrializată a persistat.

Producția de țiței a ajuns în 1965 la 12,8 mt și a atins un vârf neegalat de 15 mt în 1976 și 1977, după care a intrat într-un declin continuu, ca urmare a exploatării intensive: 12 mt în 1980, 8,1 mt în 1990, 7 mt în 1995, 6,3 mt în 2000, 5,5 mt în 2006 și 4,3 mt în 2013, coborând sub nivelul producției din 1930¹³ (Fig. 1).

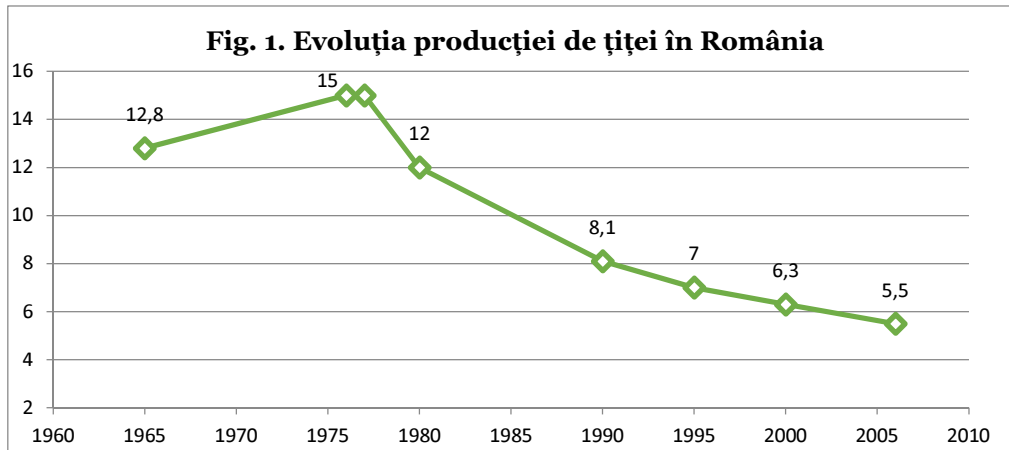
⁹ Dietrich Eichholtz, *Krieg um Öl: Ein Erdölimperium als deutsches Kriegsziel (1938-1943)*, Leipziger Universitätsverlag, 2006, p. 26

¹⁰ Ivănuș et al. 2008, p. 267

¹¹ Yergin 1991, p. 181

¹² Un raport de evaluare al *Enemy Oil Intelligence Committee* al *Joint Chiefs of Staff* din septembrie 1943 constata că, în urma raidului (Operațiunea *Tidal Wave*), nu avusese loc o reducere a producției: „no curtailment of overall production output”. Unele rafinării nu au fost atinse deloc, iar altele operaseră oricum sub capacitatea maximă. La câteva săptămâni după raidul aerian, producția netă de combustibil era mai mare decât înaintea operațiunii – v. Jay Stout, *Fortress Ploiesti: The Campaign to Destroy Hitler's Oil Supply*, Havertown (PA): Casemate, 2003, p. 318

¹³ Ivănuș et al. 2008; BP *Statistical Review of World Energy* 2014, bp.com/statisticalreview



Sursa: Ivănuș *et al* (2008); BP Statistical Review (2014)

La începutul anilor 1990, activitatea de explorare și producție a scăzut puternic. Activitățile de explorare ale unor companii internaționale, precum Amoco și Shell, pentru descoperirea de noi zăcăminte de țiței nu au avut rezultatele scontate. În 1997 este înființată Societatea Națională a Petrolului „Petrom S.A.”, ale cărei acțiuni sunt listate pe Bursa de Valori București în septembrie 2001. În aprilie 2002 începe procesul de privatizare a SNP Petrom S.A., finalizat în 2004 cu preluarea a 51% din pachetul de acțiuni de către compania austriacă OMV. În prezent, OMV Petrom operează circa 240 de zăcăminte comerciale de țiței și gaze, aproximativ 10.000 de sonde *onshore* și șapte platforme *offshore* în Marea Neagră.

Sectorul gazelor naturale

Istoria românească a gazelor naturale este ceva mai recentă, dar tot printre cele mai vechi din lume. În 1865 s-au înregistrat primele relatări privind utilizarea gazelor naturale asociate petrolului lângă Băicoi, urmate în 1882 de Colibași și Ploiești, în 1893¹⁴.

Deși gazele de sondă au reprezentat o resursă importantă pentru rafinării și petrochimie, folosirea lor în România a început abia în 1924, când Societatea Româno-Americană a săpat o sondă în zona Boldești. Compania a captat gazele și le-a folosit drept combustibil, construind o conductă până la rafinăria Teleajen. În 1926, producția zilnică de gaze era de circa 5 milioane m³, din care Prahova deținea 35,7%, Transilvania 60,8%, iar Bacău, Dâmbovița și Buzău, 3,5%¹⁵. În 1928, mulțumită abundenței gazelor de sondă, compania Unirea a construit o conductă de alimentare a Ploieștiului, care a devenit primul oraș din țară ce a folosit gaze de sondă pentru încălzit și iluminat¹⁶.

Începând din 1978, România importă gaze naturale prin conducta Trans-Balcanică, care livrează gaze rusești în România, Bulgaria, Grecia, Turcia și fosta

¹⁴ Dumitru Chisăliță, *Momente în istoria gazelor naturale din România*, Târgu Mureș, Editura Academprint, 2004

¹⁵ Ivănuș *et al.*, *Istoria petrolului în România*, București, Editura AGIR, 2004, p. 484

¹⁶ Dumitru Miha, „Istoricul distribuției de gaze în Prahova”, în *Jurnalul de petrol și gaze – Ploiești*, februarie 2002, p. 52

Iugoslavie. După colapsul URSS, aceste țări au continuat să importe gaze naturale din Federația Rusă.

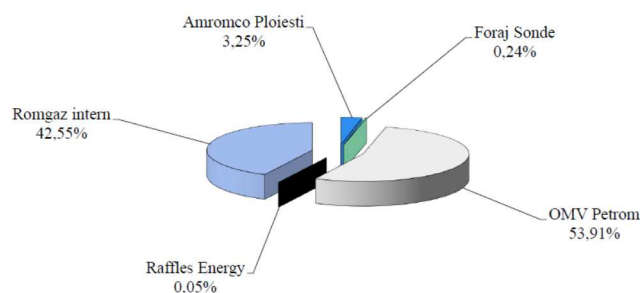
În 1991 este înființată Regia Autonomă a Gazelor Naturale „Romgaz R.A.” Mediaș, care se transformă în 1998 în Societatea Națională de Gaze Naturale „Romgaz S.A.”. Romgaz operează în prezent 153 de zăcăminte comerciale, circa 3.200 de sonde și șase depozite subterane proprii (Sărmășel, Cetatea de Baltă, Bilciurești, Bălăceanca, Urziceni și Ghercești)¹⁷.

3. Situația actuală a industriei de petrol și gaze

România deține rezerve și producție semnificative de țiței și gaze naturale, dar cu o tendință netă de scădere. Zăcămintele sunt mature și fragmentate, iar producția *per* sondă e dintre cele mai mici din Europa. Potrivit Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), principalii producători de gaze naturale în mai 2014 erau OMV Petrom (53,91%) și Romgaz (42,55%). Există și mici producători independenți, precum Amromco Energy (3,25%), Foraj Sonde (0,24%), Raffles Energy (0,05%) și alții – Fig. 2.

Potrivit BP (2014), rezervele dovedite de țiței erau, la sfârșitul anului 2013, de 600 milioane barili (84 mt), în creștere de la 500 milioane barili (70 mt) în 2003, dar în diminuare față de 1 miliard barili (140 mt) în 1993, iar cele de gaze naturale erau în 2013 de 100 miliarde m³ (mmc), în diminuare de la 300 mmc în 2003. Estimarea Agenției Naționale pentru Resurse Minerale (ANRM) este mai conservatoare: în 2013, rezervele certe erau de 52 mt de țiței și 120 mmc de gaze naturale – date care se coroborează cu cele privind rezervele proprii ale OMV Petrom: 49 mt la sfârșitul lui 2013¹⁸.

Fig. 2: Producția de gaze naturale în luna mai 2014



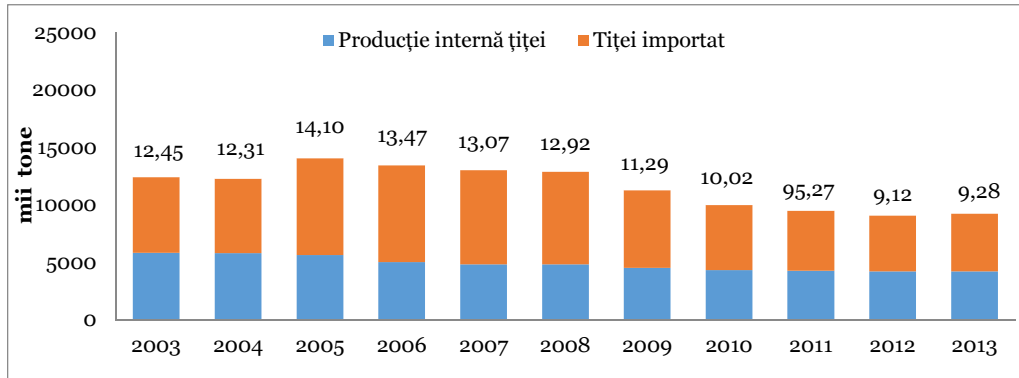
Sursa: ANRE, mai 2014

¹⁷ Ivănuș *et al.* 2008, pp. 668-669

¹⁸ OMV Petrom, *Raport anual pentru 2013*

În 2013, producția de gaze a fost de 11 mmc – în scădere de la 13 mmc în 2003, dar în ușoară creștere față de 10,9 mmc/an în 2012, 2011 și 2010¹⁹ – iar cea de țiței a fost de 87.000 barili/zi (4,3 mt/an), constantă față de 2012²⁰. Anuarul Statistic al României raportează pentru țiței o producție internă de 4,12 mt în 2011 (în scădere de la 4,18 mt în 2010 și 4,39 mt în 2010 – Fig. 3) iar pentru gaze o producție de 8,72 mt echivalent petrol (mtep) în 2011, față de 8,70 mtep în 2010 și 8,96 mtep în 2009²¹.

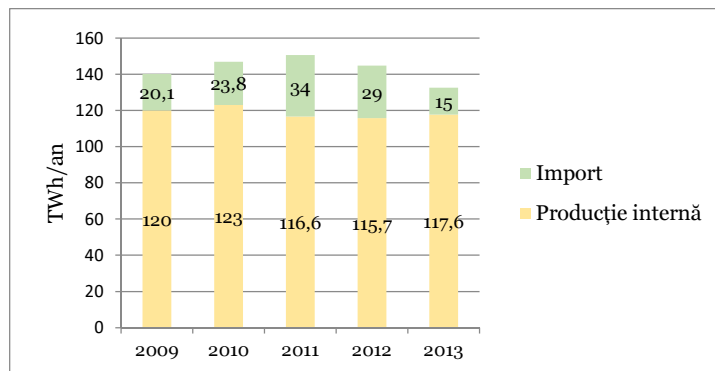
Fig. 3: Producția internă și importurile de țiței



Sursa: Institutul Național de Statistică, 2013

Prin diminuarea zăcămintelor convenționale, producția agregată de țiței și gaze este preconizată a scădea cu 4-9% anual astfel că, la nivelul actual de producție, România mai are rezerve de gaze pentru 10 ani și rezerve de țiței pentru 19 ani²² (Fig. 4).

Fig. 4. Producția internă și importul de gaze naturale



Sursa: ANRE, rapoarte anuale 2009-2013

¹⁹ BP 2014, p. 22

²⁰ BP 2014, p. 8

²¹ INS 2012, p. 497

²² ANRM 2013, apud *Gândul*, „Harta resurselor României: în câți ani se vor termina rezervele de gaze naturale, petrol și cărbune”, 30 decembrie 2013

Gazele naturale reprezintă 30% din structura consumului de energie primară, în vreme ce petrolului îi revin 25%²³. 50% din produsele petroliere sunt consumate în sectorul transporturilor. În prezent sunt active trei rafinării: Petrobrazii Ploiești (Petrom), Petromidia Năvodari (Rompetrol) și Petrotel Ploiești (Lukoil).

În structura producției de energie electrică, hidrocarburile au constituit în 2013 14,9%, iar păcura nu a depășit 1% (ANRE 2013). După punerea în funcțiune a celui de-al doilea reactor nuclear de la Cernavodă în 2007, petrolul și gazele au fost parțial înlocuite în mixul energiei electrice de energia nucleară și, începând cu 2011, de sursele de energie regenerabilă (SER). În 2012, OMV Petrom a intrat pe piața de electricitate cu centrala pe gaze Petrom Brazi, de 860 MW, iar Romgaz a preluat în 2013 termocentrala pe gaze de la Iernut, de 800 MW. Creșterea producției din surse regenerabile a mărit necesarul de capacitate de generare dispecerizabilă, pentru echilibrarea sarcinii în sistemul național de transport al energiei electrice. În acest scop, datorită flexibilității lor, termocentralele pe gaze sunt cea mai adecvată soluție.

Începând cu 2011 are loc o scădere progresivă a consumului de gaze naturale: 13,9 mmc în 2011, 13,5 în 2012 și 12,5 în 2013 (BP 2014). Astfel, în doar trei ani, scăderea consumului la nivel național a fost de 10%. Față de 2003 (18,3 mmc), scăderea este de aproape 32% — iar tendința s-a menținut și în prima jumătate a lui 2014.

Și ponderea importurilor în consumul de gaze naturale a scăzut constant în ultimii ani, de la 3 mmc în 2011 la 2,6 mmc în 2012 și 1,5 mmc în 2013. Importurile de țiței în 2013 au fost de 101.000 barili/zi (circa 60% din consum), cu 1,7% mai puțin decât în 2012 (Fig. 3). Deși România are o rată de dependență de importuri de energie de doar 21% (locul trei în UE ca nivel de independență energetică), fără dezvoltarea unor noi surse de hidrocarburi dependența este preconizată a atinge 50% în următorii 10 ani.

Investițiile în dezvoltarea unor noi zăcăminte autohtone și în creșterea productivității gaziferelor mature pot transforma România într-un exportator net de gaze chiar înainte de sfârșitul actualului deceniu. România poate deveni un pol regional de tranzacționare a gazelor naturale, în care consumatorii să aibă oportunitatea alegerii prețului cel mai favorabil, oricare ar fi sursa gazelor, internă sau externă.

Interconectările României

Importurile de gaze ale României provin integral din Federația Rusă, ceea ce constituie un element de vulnerabilitate strategică. Există în prezent patru puncte de interconectare transfrontalieră a României: cu Ucraina, punctele Isaccea (1978) și Medieșul Aurit (1999); cu Ungaria, punctul Csanadpalota (2010); cu Moldova, punctul Ungheni (2014).

În 2010 au fost interconectate sistemele de transport de gaze ale României și Ungariei, prin conducta Arad-Szeged, iar în august 2014 a fost inaugurat gazoductul Iași-Ungheni, dintre România și Republica Moldova. Finalizarea interconectorului Giurgiu-

²³ Eurostat 2012, *Consumul național de energie primară*, EU28, epp.eurostat.ec.europa.eu

Ruse, între România și Bulgaria, este în întârziere majoră față de termenul inițial din 2013.

Prin interconectări, România va avea și posibilitatea de a importa gaze naturale de la alți furnizori externi decât Gazprom, prin introducerea capacităților de flux invers. Astfel, în jurul anului 2020, interconectorul România-Bulgaria va permite bransarea sistemului național de transport la Coridorul Sudic de Gaz, proiect conceput să conecteze Bazinul Caspic cu piețele europene; totodată, va permite accesul la eventuale livrări de gaze din Bazinul Levantin (Est-Mediteranean și din nordul Orientului Mijlociu. Interconectorul Ungaria-România va permite importul de gaze naturale din Europa Centrală, de unde posibile surse vor fi *Hub-ul Central European de Gaze (CEGH) Baumgarten* (Austria) și terminalul de regazificare GNL în construcție la Omisalj (Croatia), a cărui finalizare este planificată în 2017.

Ca opțiune de politică energetică externă, Guvernul României promovează din 2010 proiectul AGRI (Interconectorul Azerbaidjan-Georgia-România), prin care gaze naturale din Azerbaidjan ar urma să fie transportate până în România. AGRI prevede transportul prin conductă de la Baku până la Kulevi, pe coasta georgiană a Mării Negre, gazul ar urma să fie lichefiat și transportat cu cargouri GNL până la Constanța. Totuși, probabilitatea ca acest proiect să fie realizat este mică, cel puțin în următorul deceniu. Până atunci, Baku nu va dispune de volume suplimentare de gaze pentru exportul pe altă rută decât Coridorul Sudic de Gaz. În plus, costurile ridicate ale tehnologiei GNL sunt greu de amortizat într-un proiect de dimensiuni relativ reduse (3-7 mmc/an).

Decisivă pentru poziționarea strategică a României și pentru dezvoltarea pieței regionale de gaze naturale va fi construcția unei conducte pe teritoriul național care să facă joncțiunea dintre Coridoarele Sudic de Gaz și cel Nord-Sud, care va traversa Europa Centrală de la Marea Baltică la Marea Adriatică. Două propuneri sunt în atenția decidenților:

- proiectul *Conductei Dunărea* al companiei Transgaz, care are în vedere conectarea la capacitate de 6-12 mmc a punctelor de interconectare Giurgiu și Arad, cu o extensie de la Podișor (jud. Giurgiu) la Tuzla, pe malul Mării Negre.
- proiectul *Eastring* al operatorului slovac de sistem Eustream, care își propune să conecteze punctele de intrare Isaccea (jud. Tulcea) și Medieșu Aurit (jud. Satu Mare), cu utilizarea conductei Soyuz în flux invers de la granița slovaco-ucraineană la cea ucraineano-română (85 km) și a stației de comprimare de la Velke Kapusany. Acest proiect, de capacitate maximă de 20 mmc, mizează pe integrarea actualului sistem de trazit Isaccea-Negru Vodă în regim de flux invers și cu acces al terților, ceea ce ar oferi o soluție accesibilă pentru transportul anticipatei producții de gaze naturale din Marea Neagră.

Prioritizarea acestor proiecte va trebui să se bazeze pe calcul strategic, economic și financiar. În orice caz, ambele abordări înscriu România în culoarul vertical Grecia-Bulgaria-România-Europa Centrală, agreat la nivel inter-guvernamental și decisiv pentru dezvoltarea unei piețe sud-est europene de gaze naturale.

Piața de gaze naturale

Piața românească de gaze naturale este structurată în trei segmente: *producție* (în principal, Romgaz și OMV Petrom), *transport și stocare* (Transgaz, respectiv Romgaz, Depomureș și Amgaz) și *distribuție și furnizare* (E.ON Gaz Distribuție și Distrigaz Sud Rețele, E.ON Gaz România, GDF Suez Energy România și alți 137 de mici operatori și rețele municipale). Companiile regionale de distribuție au fost privatizate în 2004, când GDF Suez a achiziționat Distrigaz Sud și 2005, când E.ON a achiziționat Distrigaz Nord.

Piața internă de energie a intrat la începutul anilor 2000 într-un proces de liberalizare progresivă, care s-a accelerat după accesarea în UE, dar care încă nu s-a finalizat. A fost atins un grad semnificativ de separare între activitățile de producție, transport, distribuție și furnizare de energie electrică și gaze. Începând din 2007, toți consumatorii sunt eligibili să-și schimbe furnizorul de gaze naturale. Dar, în ciuda liberalizării, circa 50% din piață este încă reglementată – alocarea gazelor naturale din producția internă se face la prețuri controlate, în baza unor contracte-cadru aprobate de ANRE.

În prezent este în curs de implementare un calendar de dereglementare a prețurilor, agreat de Guvernul României cu Fondul Monetar Internațional (FMI) în iunie 2012, prin ridicarea prețului reglementat în pași trimestriali. La gaze naturale, liberalizarea prețurilor pentru consumatorii casnici urma să se încheie la 31 decembrie 2018, iar pentru cei non-casnici la 31 decembrie 2014. Liberalizarea pentru consumatorii casnici a fost amânată până la 30 iunie 2021, prin modificarea Legii Energiei Electrice și a Gazelor Naturale 123/2012, dar această decizie nu are încă acordul Comisiei Europene.

4. Offshore-ul Mării Negre și gazele neconvenționale

Offshore

România a demarat activitatea *offshore* de explorare a hidrocarburilor la mică adâncime în 1969. Prima descoperire a fost făcută în 1980 iar producția a început în 1987²⁴, fără a depăși un nivel modest.

În 2008 a fost stabilit parteneriatul dintre OMV Petrom și ExxonMobil, cu scopul de a cartografia rezervele de țitei și gaze din apele adânci ale Mării Negre. Între 2010 și 2013 s-a desfășurat o amplă campanie de achiziționare de date seismice 3D în apele teritoriale românești. În septembrie 2011, ExxonMobil și OMV Petrom au început forajul la sonda Domino-1, la 170 km de țărm, la adâncime de 930 de metri. Forajul – primul de apă adâncă în Marea Neagră – a atins o adâncime totală de 3.615 metri la sfârșitul lunii februarie 2012 și a fost încheiat în martie 2012, confirmând prezența gazelor naturale

²⁴ Rigzone, “Petrom Starts Up Oil Production From Two Black Sea Wells,” 16 septembrie 2009

într-un volum estimat între 42 și 84 mmc, volum ce ar putea asigura jumătate din cererea națională pentru 6-13 ani, la actuala rată de consum.

OMV Petrom e cel mai mare deținător de perimetre marine: două blocuri – XIX Neptun (partea de apă de mică adâncime deținută 100%, iar partea de apă adâncă deținută în proporție de 50%-50% cu ExxonMobil) și XVIII Istria – în suprafață totală de 12,321 km².²⁵ În noiembrie 2012, Romgaz s-a asociat cu Lukoil Overseas Atash B.V. și Vanco Internațional Ltd. într-o cotă de participație de 10% la blocurile EX-29 Rapsodia Est și EX-30 Trident – 2000 km², cu adâncime cuprinsă între 90 și 1.000 de metri. Apoi, ExxonMobil și OMV Petrom au achiziționat de la compania canadiană Sterling Resources și de la PetroVentures participațiile în zona de apă adâncă a perimetrului XV Midia. Romgaz are opțiunea de a achiziționa 10% din acest *joint venture*.²⁶



Sursa: OMV Petrom

Bazinul Mării Negre pare să aibă potențialul de a deveni una dintre cele mai semnificative zone producătoare de gaze naturale din Uniunea Europeană.

Gazele neconvenționale

Potențialul teoretic de gaze neconvenționale („de șist”) a fost estimat pentru România la 1.610 mmc de Agenția de Informații pentru Energie a S.U.A.²⁷. Corporația Chevron a început în 2010 explorarea zăcămintelor de gaze de șist, după câștigarea licențelor pentru trei perimetre în județul Constanța, în suprafață de 2.700 km². În februarie 2011, Chevron a obținut și licența perimetrului EV-2 în Podișul Bârladului, în suprafață de 6.350 km². Achiziția de date seismice 2D a fost realizată în toate aceste perimetre.

În 2012 și 2013, au avut loc manifestații de stradă de amploare, solicitând guvernului interdicția operațiunilor de fracturare hidraulică. Începând cu septembrie

²⁵ OMV Petrom 2012, Raport Anual

²⁶ Daniel Lazăr 2013, “ExxonMobil and OMV Petrom invite Romgaz into the Black Sea,” in *Petroleum Industry Review*, martie 2013

²⁷ EIA (U.S. Energy Information Administration) 2013, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, iunie 2013, p. 346-348

2013, opoziția împotriva gazelor de șist a fost asociată cu cea împotriva proiectului de minerit aurifer de la Roșia Montană.

Chevron a demarat lucrările de construcție pentru operațiunile de explorare în octombrie 2013, în extravilanul satului Siliștea (jud. Vaslui), dar lucrările au fost întrerupte de protestele vehemente ale localnicilor și ale activiștilor de mediu. Chestiunea a devenit un element de politică națională, polarizând opinia publică.

Cu toate acestea, calitatea științifică a informării publice a rămas precară, în societate continuând să prevaleze zvonuri și dezinformări ce exagerează cu mult riscurile activităților legate de gazele de șist. În acest context, o sursă informare riguroasă este Raportul Centrului European pentru Excelență în Domeniul Gazelor Naturale din Argile Gazeifere (CENTGAS), înființat de Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei (CNR-CME) în 2012. Publicat în noiembrie 2013, raportul CENTGAS²⁸ pune la dispoziția publicului date științifice colectate și sintetizate de o echipă multidisciplinară de 43 de specialiști români, care acoperă dimensiunile principale ale activităților de dezvoltare a gazelor de șist: geologie, tehnologie de foraj și stimulare, impact de mediu, aspecte economice și strategice, legislație.

Chevron a reluat activitatea de explorare în ianuarie 2014 și a finalizat primul foraj la sonda Siliștea în luna iunie. În prezent are loc analiza datelor, de ale cărei concluzii depinde continuarea investițiilor. Oricare va fi rezultatul, mobilizarea civică a ultimilor doi-trei ani împotriva unor proiecte de extracție a resurselor naturale arată că atât instituțiile statului, cât și companiile petroliere și mediul academic trebuie să fie mai implicate și mai eficiente în a explica public costurile și beneficiile proiectelor energetice.

5. Sectorul petrolului și gazelor în economia națională

Contribuții bugetare

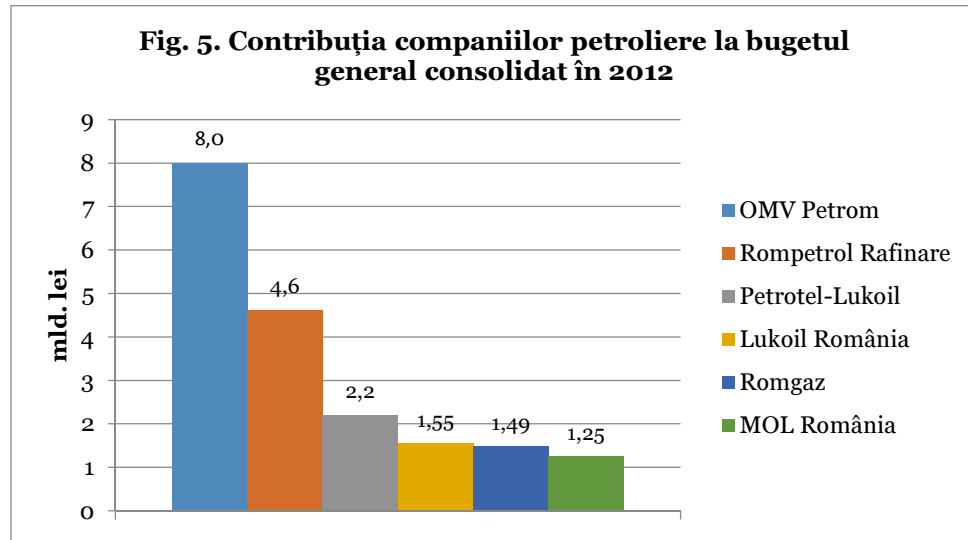
Industria petrolului și gazelor este cel mai important contribuitor la bugetul României, un angajator major de forță de muncă bine plătită, un investitor de prim ordin în infrastructură și tehnologie, precum și un importator de *know-how* tehnic și managerial.

Potrivit datelor Ministerului Finanțelor Publice, dintre cei mai mari 10 contribuitori la bugetul general consolidat în 2012, șase sunt companii petroliere. Cel mai mare contribuitor, OMV Petrom (8 mld lei), a plătit de la data privatizării circa 16 miliarde de euro, cu o medie anuală de peste 4% la bugetul general consolidat. Urmează Rompetrol Rafinare (4,60 mld lei), Petrotel-Lukoil (2,20 mld lei), Lukoil România (1,55

²⁸ CENTGAS 2013, Raport *Resurse de gaze naturale din zăcăminte neconvenționale – Potențial și valorificare*, CNR-CME, noiembrie 2013

mld lei), Romgaz (1,49 mld lei) și MOL România (1,25 mld lei). Contribuția lor cumulată a fost de 19,1 mld lei, reprezentând circa 10% din bugetul general consolidat²⁹ — Fig. 5.

Sursa:
Ministerul
Finanțelor
Publice



Totuși, menținerea îndelungată a prețurilor reglementate la gaze naturale și energie electrică, precum și ponderea mare a proprietății publice în sectorul energetic, caracterizată istoric de management ineficient, au diminuat contribuțiile potențiale ale companiilor la veniturile publice. Prețurile reglementate, semnificativ inferioare celor de pe piețele europene, au perpetuat ineficiența economică și intensitate energetică ridicată. În plus, prin caracterul lor nediferențiat, nu sunt un mijloc eficient de protecție socială a consumatorilor vulnerabili de energie.

Un factor de creștere a eficienței este realizarea integrală a managementului bazat pe guvernare corporatistă în companiile publice. Într-un sector energetic dominat încă de controlul statului, gestionarea companiilor în sensul creșterii valorii și performanței lor va aduce noi și semnificative contribuții bugetare. Mediul instituțional și de reglementare trebuie să țină pasul cu această evoluție, iar transparența și stabilitatea reglementărilor trebuie să devină principii de bază în elaborarea politicilor energetice.

Un pas important în sensul creșterii încrederii publice în calitatea managementului resurselor naturale ar fi ca România să se alăture Inițiativei pentru Transparența Industriilor Extractive (EITI)³⁰, prin care guvernele se obligă să asigure transparență publică deplină, prin rapoarte anuale standardizate, în ceea ce privește totalitatea plăților și impozitelor încasate de la companiile din industria petrolului și gazului și cea minieră. Astfel de practici nu pot decât să încurajeze responsabilitatea la nivel decizional și dezbateră publică de calitate cu privire la contribuția reală a industriilor extractive la economia națională.

²⁹ Răzvan Voican, „Topul companiilor care au adus cei mai mulți bani la buget în 2012”, *Ziarul Financiar*, 22 februarie 2013

³⁰ www.eiti.org

Piața forței de muncă

INS (2012) raportează un număr de 24.000 de angajați în industria națională de extracție a petrolului și gazelor pentru anul 2011, din care 20.000 erau ocupați în mediul privat³¹. Totuși, doar OMV Petrom raporta un număr de aproape 23.000 de angajați la sfârșitul lui 2011 și 19.619 în 2013,³² astfel că, adăugând doar cei aproximativ 6.500 de angajați ai Romgaz, datele Anuarului Statistic 2012 al INS par incomplete.

Diferența dintre datele INS și realitatea de pe piața muncii se explică, într-o anumită măsură, prin distincția între o *definiție restrânsă* a sectorului hidrocarburilor, legată strict de extracția petrolului și gazului, și o *definiție largită*, ce include multiplele tipuri de servicii conexe, precum construcția de facilități pentru extracție sau transportul hidrocarburilor³³.

Astfel, un calcul efectuat de economistul Laurian Lungu pe baza datelor INS pentru 2010 arată că, potrivit definiției restrânse, forța de muncă din sectorul energetic³⁴ era de 122.000 de angajați, în vreme ce definiția largită ridică cifra la 190.000 de angajați³⁵. O parte importantă a forței de muncă disponibilizate în timp a fost absorbită în subsectoare conexe. Distincția este importantă, printre altele, pentru a reda contribuția reală a industriei hidrocarburilor la activitatea economică.

Salarizarea în sectorul petrolier

Salariile din toate subsectoarele energetice sunt considerabil peste media pe economie. În extracția țițeiului și gazelor naturale veniturile salariale nete erau, la sfârșitul lui 2010, cu 110% peste media pe economie (2.344 lei), în vreme ce în minieritul de cărbune și lignit și în sectorul energiei electrice erau, în medie, cu 86%, respectiv 80% mai mult³⁶.

Cele mai recente date de nivel național furnizate de INS sunt pentru luna octombrie 2011: în industria extractivă a petrolului brut și gazelor naturale, salariul mediu lunar net era de 3.192 lei, față de salariul mediu pe economie de 1.444 lei³⁷.

Necesarul de investiții

Necesarul investițional al sectorului energetic românesc este enorm. O mare parte din infrastructura energetică existentă este deja depășită și precară din punct de vedere tehnic. Apoi, nevoia de a construi sisteme de transport energetic fiabile și

³¹ INS 2012, p. 110

³² OMV Petrom 2013, *Raport anual*, p. 2

³³ Laurian Lungu 2011, „The Role of the Energy Sector in Romania’s Economic Growth”, in *Energy Industry, A Growth Driver for Romania – A View from Petrom*, p. 3

³⁴ Potrivit metodologiei INS; „sectorul energetic cuprinde următoarele activități: extracția cărbunelui superior și inferior; extracția petrolului brut și a gazelor naturale (exclusiv prospecțiunile); extracția și prepararea minereurilor radioactive; fabricarea produselor de cocserie și a produselor obținute prin prelucrarea țițeiului; producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat.” (INS 2012, p. 485)

³⁵ Lungu 2011, p. 6

³⁶ Lungu 2011, p. 5

³⁷ INS 2012, p. 152, 155

adaptate provocărilor prezentului – pondere ridicată a surselor de energie regenerabilă, cu producție intermitentă de energie; ținte ambițioase de eficiență energetică; trecerea de la o situație de „insulă energetică” la una de integrare regională a rețelelor – necesită alocări financiare de anvergură.

Aproape 70% din sistemul de transport de gaze trebuie modernizat și circa 40% din infrastructura distribuției de gaze trebuie reînnoită. Situația cea mai precară este în subsectorul generării și transportului de energie termică, extrem de ineficient. Nevoia de înlocuire a activelor în acest subsector este de 80% până în 2020. Circa o treime din capacitatea de 6,5 GW de generare hidroelectrică a țării trebuie renovată. În fine, investițiile în noile proiecte de dezvoltare de hidrocarburi – *offshore*-ul Mării Negre, redezvoltarea zăcămintelor mature și exploatarea zonelor „de frontieră” ale perimetrelor *onshore*, precum potențialul gazelor de șist – necesită o infrastructură adecvată de susținere.

Potrivit unei estimări a Băncii Mondiale³⁸, necesarul de investiții până în 2020 este de 30-35 mld euro, sumă echivalentă anual cu 2,5% din PIB-ul anului 2013. Sectorul public nu poate mobiliza asemenea sume, astfel că Guvernul României trebuie să dezvolte un mediu fiscal și de reglementare atractiv și stabil, precum și formule de asociere a investitorilor privați la proiectele companiilor de stat.

Aportul companiilor internaționale

Numeroase companii internaționale își aduc aportul tehnologic și investițional la dezvoltarea sectorului petrolier românesc. Halliburton, una dintre cele mai mari companii ale lumii în domeniul produselor și serviciilor petroliere, este reprezentată în România prin Halliburton Energy Services Romania SRL, fiind interesată de proiectele de creștere a ratei de recuperate din zăcămintele convenționale *onshore* și de dezvoltarea celor din apele adânci ale Mării Negre. Halliburton a furnizat servicii și echipamente pentru programul de foraj *offshore* al parteneriatului ExxonMobil și OMV Petrom. La Ploiești, Halliburton deține din 2013 o capacitate de producție de echipamente și o platformă logistică.

Schlumberger, cel mai mare furnizor mondial de tehnologie și soluții tehnice pentru producătorii de petrol și gaze naturale, este prezentă în România post-comunistă din 1994, dar istoria sa românească este mult mai veche: în 1931, a fost înființată la Câmpina *Misiunea Schlumberger*, companie de prospecțiuni geofizice de pionierat, care a introdus la Boldești tehnologia carotajului electric. În 2003, Schlumberger a preluat administrarea unui amplu proiect de îmbunătățire a producției zăcămintului gazifer Laslăul Mare, al Romgaz. În 2013, compania avea în România peste 450 de angajați.

Weatherford Atlas GIP S.A., filiala românească a grupului de produse și servicii petroliere Weatherford International, are o legătură genealogică cu Misiunea Schlumberger prin descendența acesteia din epoca sovromurilor și după aceea, Întreprinderea de Carotaj și Perforare Ploiești, devenită în 1991 Atlas GIP S.A. În 2008,

³⁸ Banca Mondială 2011, *Functional Review of the Ministry of Economy, Commerce and Business Environment*

Weatherford a devenit acționar majoritar al Atlas G.I.P., care este furnizor de servicii geofizice și asistență tehnică pentru activitatea de foraj. Dar prezența în România a consorțiului este mai extinsă: Weatherford International Eastern Europe este furnizor de servicii de foraj, evaluare, echipare a sondei, producție și intervenție.

Compania Honeywell, unul dintre liderii mondiali în domeniul tehnologiilor de producere nepoluantă a energiei, a sistemelor de înaltă eficiență energetică și a echipamentelor de siguranță și securitate a operațiunilor industriale, deține în România trei fabrici, în București, Ploiești și Lugoj, cu 2.200 de angajați, fabrici în care a investit peste 100 de milioane de euro.

Una dintre cele mai mari companii petroliere independente, Hunt Oil, este prezentă în România din 2011, prin Hunt Oil Company of Romania (HOCOR). Hunt Oil încheiase deja în 2010 un parteneriat cu OMV Petrom pentru explorarea în comun a perimetrelor Adjud și Urziceni Est. De asemenea, compania integrată spaniolă Repsol, cu operațiuni în întreaga lume, a încheiat în februarie 2013 cu OMV Petrom un acord prin care Repsol achiziționează o participație de 49% din zona de adâncime de peste 2.500-3.000 de metri a perimetrelor de hidrocarburi Băicoi V, Târgoviște VI, Pitești XII și Târgu Jiu XIII.

Și alte companii internaționale sunt prezente ca operatori de perimetre de hidrocarburi: Lukoil, Total, Panfora, NIS, Sterling Resources, ADX, Stratum Energy, Clara Petroleum. Alte firme au intrat în parteneriate cu titulari de concesiune, pentru explorarea și dezvoltarea de zăcăminte: Petrofac, PetroSantander și Expert Petroleum.

La începutul lunii octombrie 2014, compania texană Stratum Energy a anunțat începerea producției de țiței și gaze naturale la Moinești (jud. Bacău)³⁹. Sondele Poduri 1 și Poduri 2 produc 450.000 m³/zi de gaz și 100 m³/zi de condensat și țiței ușor. Cu investiții realizate de 70 milioane de dolari și de alte 150 milioane de dolari planificate, compania își propune să dezvolte câmpul petrolifer Poduri, descoperit în 2012, și să atingă o producție de 1 milion m³/zi în primul trimestru din 2015, când încă două sonde vor produce la capacitate optimă. Astfel, Stratum va fi al treilea producător de gaze naturale al României, după Romgaz și OMV Petrom.

Potrivit unei analize a *Economica.net* din 2013, investițiile în industria serviciilor petroliere au depășit 500 milioane euro în țara noastră în ultimul deceniu⁴⁰. Cifra este semnificativă, dar e doar o fracțiune față de cele 8,5 miliarde euro investite de OMV Petrom în aceeași perioadă, din care 65% au fost alocate operațiunilor de explorare și producție.

Dezvoltarea companiilor românești

Un aspect remarcabil în ultimii ani a fost dezvoltarea unor companii românești de servicii petroliere la dimensiuni și reputație internaționale. Compania Grup Servicii Petroliere (GSP), membră a Grupului Upetrom, a fost înființată în 2004 și a devenit un

³⁹ Claudia Pârvoiu, „Stratum Energy începe producția de gaze în județul Bacău”, *Hotnews*, 2 oct. 2014

⁴⁰ *Economica.net*, „Efectul goanei după resurse: greii serviciilor petroliere au investit deja 500 miliarde euro în România”, 31 iulie 2013

lider regional în domeniul forajului marin, precum și al serviciilor de *shipping* și de construcții *offshore*. GSP, cu operațiuni în întreg Bazinul Pontic, în Mediterană, în Marea Nordului și în Golful Mexic, este bine echipată pentru a deservi anticipatul val de investiții în *offshore*-ul Mării Negre.

Prospecțiuni S.A., specializată în achiziția și analiza de date geofizice, este principalul furnizor de servicii geologice și geofizice din Europa de Sud-Est, cu operațiuni și în Asia Centrală, Africa de Nord și Africa de Vest. Firma deține tehnologii de ultimă generație și un corp de peste 540 de specialiști în geologie, geofizică, geochimie, ingineria petrolului etc. Prospecțiuni are în prezent o cotă de 98% din piața românească de prospecțiuni geofizice, deservind clienți precum OMV Petrom, Romgaz, Chevron, Petrofac, Aurelian Petroleum sau ADX Energy.

Fără îndoială, interesul crescând al companiilor internaționale față de sectorul românesc de țiței și gaze generează un efect de sinergie, antrenând interesul unor noi investitori prin multiplicarea oportunităților investiționale, ridicarea nivelului de servicii și expertiză, precum și a nivelului de finanțare a pieței. Sunt evidente și efectele în planul dezvoltării orizontale a activității economice. Compania Lufkin, producător de nivel mondial de echipament petrolier și de transport de energie, a inaugurat la Ploiești, în 2013, o fabrică de producție de utilaj pentru extracția țițeiului. Investiția a fost de 140 de milioane de dolari. Sunt angajați peste 300 de muncitori iar capacitatea anuală de producție este de 1.100 de sisteme de pompare, din care peste 80% sunt exportate în Rusia, Asia Centrală, Orientul Mijlociu, Africa de Nord și Asia de Est.

Dar pentru valorizarea și amplificarea acestui efect de sinergie, este imperios necesar ca mediul de reglementare să fie inteligent și predictibil, ca infrastructura de transport energetic să țină pasul cu dezvoltarea proiectelor *upstream* și ca mediul instituțional, în sens larg, să favorizeze dezvoltarea piețelor de energie la nivel regional.

Fondurile europene

O parte din necesarul investițional al sectorului energetic românesc poate fi acoperit de fonduri europene. Pentru marile proiecte de infrastructură energetică, Comisia Europeană a adoptat la 14 octombrie 2013 lista Proiectelor de Interes Comun (PCI), care include 248 de propuneri selectate de 12 grupuri regionale de experți. Proiectele ce vor fi selectate pentru investițiile finale vor beneficia de proceduri simplificate de autorizare și reglementare, precum și de cofinanțare prin intermediul Mecanismului pentru Interconectarea Europei (MIE), cu un buget de 5,8 miliarde euro pentru exercițiul financiar 2014-2020. Dar fondurile MIE nu reprezintă decât circa 3% din investițiile de 200 miliarde euro necesare până în 2020 numai pentru proiectele de interconectare transfrontalieră, astfel că vor trebui direcționate către un număr redus de proiecte critice⁴¹. Pentru Europa de Sud-Est, este necesară consultarea la nivel inter-guvernamental între țările regiunii, pentru definirea și prioritizarea unor proiecte comune care să fie susținute colectiv ca propuneri pe lista PCI.

⁴¹ Comisia Europeană, „Strategia europeană a securității energetice”, COM(2014) 330final, 28 mai 2014, 10

Fondurile europene pentru România pentru intervalul 2014-2020 totalizează 30,5 de miliarde euro, din care pot fi cofinanțate proiecte în valoare totală 50 de miliarde euro. Programele operaționale care permit investiții în domeniul energetic sunt cel de Infrastructuri Majore, care include proiecte în domeniul eficienței energetice, al proiectelor integrate de mediu și al pregătirii resurselor umane, și cel de Competitivitate, care include proiecte de cercetare și dezvoltare, dezvoltarea polilor de competitivitate, promovarea transferului de tehnologie și eficientizarea consumului energetic în clădirile publice⁴².

Deși extrem de importante, fondurile europene nu pot acoperi decât în măsură modestă nevoia de capital a industriei energetice românești. Cea mai mare parte nu poate veni decât din sectorul privat.

6. Educația și cercetarea în domeniul petrolului și gazelor

Învățământul de petrol și gaze are o istorie la fel de venerabilă ca și industria de profil. În anii 1860, la Universitățile din Iași și București se înființează Catedre de Geologie, sub conducerea profesorilor Grigore Cobălcescu și Grigore Ștefănescu. În 1867 se înființează Școala de Poduri, Șosele și Mine (precursoarea Politehnicii București), care pregătea și ingineri specialiști în forarea sondelor și extracția țițeiului. În 1914 este înființată secția de Mine și Petrol în cadrul Școlii Naționale de Poduri și Șosele, moment socotit drept act oficial de naștere a învățământului superior de petrol din țara noastră.⁴³ Pentru învățământul tehnic au fost înființate școli profesionale și de maiștri în principalele centre petrolifere și gazeifere (Ploiești, Teleajen, Câmpina, Moreni, Târgoviște, Băicoi, Moinești, Mediaș ș.a.).

În 1948 au fost înființate la Ploiești, Câmpina, Moreni și Târgoviște Școli Medii Tehnice de Petrol, care pregăteau tehnicieni în principalele domenii ale industriei (geologie petrolieră, forajul sondelor, exploatarea zăcămintelor, prelucrarea petrolului, utilaj petrolier de schelă și rafinării) și în domenii conexe (automatizări, electrotehnică, chimie, prelucrări mecanice, sudură, montaj etc)⁴⁴. În 1956, școlile medii tehnice devin licee industriale sau grupuri școlare cu profil de petrol și gaze.

Tot în 1948 a fost înființat la București Institutul de Petrol și Gaze (IPG), cu facultățile de Foraj-Producție și de Prelucrarea Țițeiului. În anii următori au fost adăugate, succesiv, facultățile de Geologie și Explorarea Zăcămintelor de Țiței și Gaze, Exploatarea Zăcămintelor de Țiței și Gaze, Tehnologia Țițeiului și Gazelor, Mașini și Utilaj Petrolier și Economia și Organizarea Industriei de Țiței și Gaze. Între 1967 și 1975 are loc transferul facultăților IPG de la București la Ploiești – cu excepția Facultății de Geologie, care a rămas în cadrul Universității București. În 1994, IPG devine

⁴² Ministerul Fondurilor Europene, *Acordul de parteneriat al României pentru perioada de programare 2014-2020*, Versiune oficială, martie 2014

⁴³ Ivănuș *et al.* 2008, p. 230

⁴⁴ Ivănuș *et al.* 2008, p. 588

Universitatea de Petrol și Gaze (UPG). În structura actuală a UPG există trei facultăți de profil tehnic: Ingineria Petrolului și Gazelor, Inginerie Mecanică și Electrică, Tehnologia Petrolului și Petrochimie.⁴⁵

În afara UPG, mai funcționează specializări de petrol și gaze la Universitatea „Ovidius” din Constanța (Prelucrarea Petrolului și Petrochimie), Universitatea „Lucian Blaga” din Sibiu (Exploatarea și Valorificarea Gazelor Naturale și, respectiv, Transportul, Depozitarea și Distribuția Hidrocarburilor). Între 2004 și 2012, Universitatea din Pitești a găzduit specializarea Prelucrarea Petrolului și Petrochimie.

Cercetarea științifică în domeniul geologiei petrolului și al ingineriei de petrol și gaze (petrochimie, utilaj petrolier de schelă, transport și depozitare de hidrocarburi, tehnologia forajului etc) se desfășoară atât în centrele universitare – București, Iași, Cluj, Ploiești, Constanța și Sibiu – cât și în institute de cercetare, precum Institutul de Cercetări și Proiectări Tehnologice Câmpina (ICPT), care este, în prezent, o componentă a Diviziei de Explorare și Producție a OMV Petrom.

În ICPT se derulează proiecte de cercetare tehnologică în domeniile geologie, sedimentologie, biostratigrafie, petrofizică, inginerie de petrol (zăcământ și producție), chimie, metalurgie și știința materialelor. Strategic, cercetarea este orientată spre transferul de rezultate științifice în practica industrială – maximizarea explorării, optimizarea exploatării și optimizarea producției de hidrocarburi. Cercetătorii ICPT au brevetat în ultimii ani invenții în domeniile optimizării forajului (compoziții și aditivi de cimentare și fluide de separare) și metalurgiei (creșterea duratei de exploatare a tubulaturii pentru foraj prin îmbunătățirea calității oțelului).⁴⁶ În septembrie 2013, OMV Petrom a anunțat investiții în valoare de 3,7 milioane euro într-un program de modernizare a ICPT, derulat până în 2015. Investiția atrage și fonduri din programul de Creștere a Competitivității Economice, finanțat prin Fondul European pentru Dezvoltare Regională⁴⁷.

Sunt, de asemenea, importante, multiplele programe de parteneriat încheiate de companiile petroliere cu centrele universitare majore, precum Universitatea București sau Universitatea de Petrol și Gaze, pentru dezvoltarea resurselor umane. Un exemplu relevant este Centrul de Dezvoltare Profesională al absolvenților de geologie, geofizică, electronică și inginerie mecanică și hidraulică al companiei Prospeccțiuni. Un altul este programul ASPIRE Academy sprijinit, printre alții, de OMV Petrom, dedicat antreprenoriatului, *leadership*-ului și inovației, în care profesori ai Harvard Business School sunt invitați ca *speakeri* în cadrul unei școli de vară la care participă studenți români și din celelalte țări ale Europei de Est.

⁴⁵ www.upg-ploiesti.ro

⁴⁶ Cf. Mariana Salcu, ICTP Câmpina

⁴⁷ Popescu, Irina 2013, „OMV Petrom to invest EUR 3.7 mln in revamping research institute in Campina”, *Romania-Insider.com*, 4 septembrie 2013



Sursa:
www.prospectiuni.ro

Cercetarea de geologie a petrolului este strategic legată de facilitarea activității de explorare, al cărei obiectiv este descoperirea de noi zăcăminte. Lucrările de teren de prospectare a hidrocarburilor, precum achiziția seismică de date, sunt realizate de subcontractori ai titularilor de acorduri petroliere (încheiate între deținătorii concesiunilor și ANRM). Acordurile petroliere specifică obligații desprinse din Legea Petrolului, printre care și cea de raportare a rezultatelor „evaluării, clasificării și confirmării resurselor geologice și a rezervelor de petrol”⁴⁸. Într-adevăr, cunoașterea și cartografierea resurselor și rezervelor minerale ale subsolului național constituie o chestiune de interes public și, totodată, un drept al titularului de licență petrolieră de a efectua operațiunile agreate în acordul de concesiune.

Cu toate acestea, România ultimilor doi ani s-a confruntat cu un fenomen public de obstrucționare a activității de prospecțiune seismică prin refuzul proprietarilor și arendașilor de teren de a acorda acces pentru achiziția de date, în special din cauza suspiciunii prevalente că prospecțiunea seismică are intrinsec de-a face cu dezvoltarea gazelor de șist și cu presupusele lor pericole. Totodată, autoritățile au devenit mai ezitante în acordarea autorizațiilor și permiselor necesare. Consecința este că operațiunile de prospecțiune geofizică sunt mult îngreunate.

Data fiind venerabila tradiție a industriei petrolului și gazului în România, asemenea manifestări sociale pot părea surprinzătoare. Dar ele sunt expresia unei recente și cuprinzătoare de exprimare a preferințelor populare față de proiectele de exploatare a resurselor naturale. Calitatea informării publice, transparența procesului decizional și integritatea instituțiilor de reglementare și monitorizare vor fi elemente cheie în obținerea unui nivel de echilibru și raționalitate în dezbateră publică.

7. Industria petrolieră a județului Prahova

Județul Prahova este inima industriei românești de petrol și gaze: aici sunt concentrate cele mai mari capacități de producție de țiței și gaze, precum și două dintre

⁴⁸ HG 2075/24.11.2004 privind aprobarea normelor metodologice pentru aplicarea Legii Petrolului nr. 238/2004

cele trei rafinării funcționale ale țării (Petrobrazzi-Petrom și Petrotel Lukoil), companii de servicii petroliere și de construcție de echipament petrolier. La Brazi funcționează cea mai modernă și eficientă centrală de generare a energiei electrice pe bază de gaze naturale din țară. Cea mai mare parte a cercetării științifice și a sistemului academic – în primul rând, Universitatea de Petrol și Gaze – și pregătire profesională dedicate sectorului petrolier se află, de asemenea, în Prahova. Într-adevăr, importanța județului pentru industria petrolieră din România este fără egal.

Prahova este cel mai populat județ al țării: 735.883 de locuitori, potrivit recensământului din 2011⁴⁹. Este, totodată, unul dintre cele mai prospere județe: clasamentul realizat de *Ziarul Financiar* în martie 2014⁵⁰ așază Prahova pe locul șase (exceptând capitala, situată detașat pe primul loc) în ordinea cifrei de afaceri totale a firmelor înregistrate în județe în 2012, cu 7,5 miliarde euro – după Ilfov, Argeș, Timiș, Cluj și Brașov.



Stema jud. Prahova

Sectorul petrolului și gazelor constituie, alături de viticultură și de industria turismului, o activitate definitorie pentru economia și viața socială în Prahova, activitate reflectată și în stema județului.

Salariul mediu net prahovean în decembrie 2013, de 1.662 lei net, era printre cele mai ridicate din țară⁵¹. Dar observăm că acesta este mult sub câștigul mediu lunar din sectorul extracției petrolului brut și al gazelor naturale, de 4.080 lei în 2012⁵². De fapt, acesta din urmă este întrecut ca mărime doar de câștigul mediu net din activitățile de „servicii anexe extracției” (4.190 lei în 2012).

Tabelul 1 prezintă societățile înregistrate în județ ca mari contribuabili la bugetul de stat, cu obiect de activitate „Extracția gazelor naturale” și „Activități de servicii anexe extracției petrolului brut și gazelor naturale”, conform datelor Agenției Naționale de Administrare Fiscală (ANAF) Prahova⁵³.

Dacă privim companiile prahovene din domeniu ca mari angajatori, cele mai importante sunt Petrotel-Lukoil, Cameron România, Weatherford International EE, Timken România, Weatherford Atlas GIP, Amromco Energy, Rompetrol Well Services, Lufkin Industries, CDI Oilfield Services și JCR-Christof Consulting⁵⁴.

⁴⁹ www.recensamantromania.ro/wp-content/uploads/2012/08/TS2.pdf

⁵⁰ Dana Cirișperu, „Economia fiecărui județ din România în funcție de cifra de afaceri a companiilor”, *Ziarul Financiar*, 16 martie 2014

⁵¹ *Idem*

⁵² INS, Direcția județeană de statistică Prahova, „Câștigul mediu net lunar pe principalele activități industriale”, septembrie 2014

⁵³ Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili, ANAF Prahova, septembrie 2014

⁵⁴ Camera de Comerț și Industrie Prahova, septembrie 2014.

Tab. 1 – Marii contribuabili prahoveni din sectorul petrolier

Nr. crt.	Denumire	Nr. mediu angajați
1	Amromco Energy	341
2	CDI Oilfield Services	246
3	Weatherford International Eastern Europe	340
4	Tacrom Drilling	140
5	J Christof E&P Services	335
6	Foserco	133
7	Rompetrol Well Services	337

Sursa: ANAF Prahova

Numărul total de angajatori în industria petrolului și gazului în Prahova este de 703 societăți (3,19% din totalul firmelor prahovene active), iar numărul de angajați în acest sector este de 12.785, reprezentând 9,04% din forța de muncă activă a județului⁵⁵. 48 dintre aceste societăți sunt administrate de Administrația Județeană a Finanțelor Publice (AJPF) Prahova.

În ordinea cifrei de afaceri, primele zece companii din industria petrolului și gazului înregistrate în Prahova sunt: Nabors Drilling International, Tacrom Services, ODF Jell Well Services, IPM-Partners Romania, Comrep, Gasoil Service, Amromco Production, Solid Petroserve, AMC Oil&Gas Rom și Albina Carpatica⁵⁶. Este de așteptat ca Stratum Energy Romania, companie intrată de curând în topul producătorilor autohtoni de gaze naturale să urce rapid în acest clasament.

Industria țițeiului și gazelor în județul Prahova înseamnă pionierat industrial, tradiție, inginerie avansată și cunoaștere științifică, comunități sociale ancorate în profesii ale petrolului, investiții internaționale, un simț al mândriei locale și o mentalitate de antreprenariat. Prin toate aceste aspecte, județul Prahova poate servi drept exemplu de dezvoltare economică și socială pentru alte regiuni ale țării, care au potențialul de a demara activități industriale în domeniu.

Dar faptul că și acest leagăn al industriei petroliere românești, cu toată tradiția sa socială, inginerescă și administrativă, s-a confruntat recent cu acțiuni de contestare civică față de operațiunile de explorare și producție, dovedește cât de importantă este comunicarea de calitate între autorități, companii și publicul larg.

Fără doar și poate, este necesară desfășurarea unui proces durabil de învățare socială despre sectorul energetic, precum și construcția unor mecanisme de deliberare publică în care interesul național, interesul investitorilor și interesul comunităților locale

⁵⁵ *Idem*

⁵⁶ AJPF Prahova, septembrie 2014

să fie negociate și exprimate în forme care să armonizeze dimensiunile strategice, economice, ecologice și de sănătate publică.

8. Concluzii

Istoria industriei țițeiului și gazelor a fost și este o parte intrinsecă a dezvoltării economice și sociale a României moderne. A fost un domeniu de pionierat, în care oamenii de știință și inginerii români au contribuit cu numeroase descoperiri, invenții, inovații și procedee tehnice în geologie și geofizică, în tehnologiile extracției și în rafinare. Este un sector care a atras investiții ample și *know-how* de ultimă oră, în virtutea cărora România a fost, până după cel de-al Doilea Război Mondial, în prima ligă a producătorilor mondiali de hidrocarburi. Este, totodată, un sector care a creat o forță de muncă specializată, bine plătită și respectată, cu profesii adesea transmise peste generații și cu comunități de tradiție în regiunile producătoare de țiței și gaze.

După hiatusul perioadei comuniste (când, totuși, s-a obținut un vârf absolut al producției de țiței, pe seama exploatarei intensive a zăcămintelor), în care economia românească a fost izolată de fluxurile internaționale de tehnologie și capital și după degringolada anilor 1990, de tranziție politică și economică, adesea nedreaptă și dureroasă din punct de vedere social, anii 2000 au adus privatizări și reorganizări ale sectorului producției de țiței și gaze și al celui de servicii petroliere, cu efectul vizibil al re tehnologizării și creșterii de eficiență managerială. Totuși, după mai bine de un secol de extracție, zăcămintele de hidrocarburi au intrat într-un declin de productivitate, ce amenință să adâncească dependența României de importuri energetice.

Începutul anilor 2010 poate fi caracterizat ca moment de cotitură tehnologică la nivel mondial. Tehnologia extracției hidrocarburilor „de șist” a generat un *boom* al producției în America de Nord și a modificat structura comerțului internațional cu țiței și gaze naturale. Totodată, progresul tehnologiilor de prospecțiune geofizică și analiză a datelor, al celor de foraj la mare adâncime – atât *onshore* cât și *offshore* – și de stimulare a zăcămintelor au deschis noi perspective producției de țiței și gaze, după o perioadă în care dispariția graduală a acestor materii prime părea inevitabilă.

Noul val de tehnologie și capital a atins și regiunea Mării Negre și, în mod special, România. Mari companii petroliere internaționale, precum ExxonMobil sau Chevron, au fost atrase de potențialul zăcămintelor din apele adânci ale Mării Negre, respectiv de cel al gazelor de șist. Numeroși alți producători de țiței și gaze au licitat pentru concesionarea de perimetre de hidrocarburi, în vreme ce alte corporații au intrat în formule de asociere cu titularii acordurilor petroliere. Au fost atrase și consorții de talie mondială de servicii petroliere, iar alte asemenea firme s-au dezvoltat pe piața internă și au crescut ca reputație și ca cifră de afaceri până la nivel internațional.

România are, astfel, din nou perspectiva ca, până la finele deceniului în curs, să revină în topul european al producătorilor și exportatorilor de energie. Ar fi un prețios

câștig de securitate energetică într-un context geopolitic regional încordat și instabil, după cum ar fi și un factor de creștere economică sustenabilă.

Dacă până de curând strategia de politică energetică externă miza preponderent pe rolul țării noastre ca teritoriu de tranzit al hidrocarburilor Bazinului Caspic și Orientului Mijlociu spre piețele central și vest-europene, România este în situația de a se redefini, în următorii ani, ca exportator de energie și ca furnizor de securitate energetică într-o regiune dominată de monopolul exporturilor de gaze din Federația Rusă.

O Românie bine integrată în piețele regionale de energie este, deopotrivă, în folosul consumatorilor autohtoni, casnici și industriali. Prin interconectări cu flux dublu la rețelele de transport de gaze ale țărilor vecine va fi posibil nu doar exportul de către producătorii interni, ci și importul de gaze naturale din bazine gazeifere relativ învecinate – caspic sau est-mediteranean – în funcție de nivelul prețului.

Dar o piață concurențială funcțională și echitabilă este un construct sofisticat, generat printr-un laborios proces investițional și de edificare instituțională. Sunt necesare investiții mari în infrastructura de transport și de înmagazinare a gazelor naturale, împreună cu o regândire strategică a organizării și funcționării lor la nivel național; este necesară creșterea capacității administrative a autorităților executive și de reglementare, crearea unor noi instrumente și instituții de piață (precum piața de capacitate) etc. Și, desigur, este imperativă protecția socială adecvată a „consumatorului vulnerabil” de energie, prin crearea bazei legislative și a mecanismelor fiscale și financiare necesare.

Industria de țitei și gaze va reveni, probabil, la rolul său de forță motrice a economiei românești. Litrul de motorină este cea mai accesibilă și mai rentabilă formă de energie, iar gazul metan este un combustibil curat și ușor de utilizat, a cărui pondere mărită în mixul energetic este cea mai directă cale către „decarbonizarea” consumului de energie primară.

Hidrocarburile pot fi astăzi exploatare în condiții tehnice mai sigure decât oricând, iar mediul de reglementare strict al Uniunii Europene oferă garanții ridicate de control al riscurilor de mediu și de sănătate publică. Inevitabil, utilizarea hidrocarburilor se va face tot mai mult în sisteme tehnologice de eficiență energetică înaltă și de poluare redusă. Consumul de petrol și gaze naturale va coabita cu cel de energie din surse regenerabile, iar doza optimă a fiecăruia va fi determinată atât de forțele pieței, cât și de reglementări de mediu și de considerații de securitate energetică.

Comunicarea și informarea publică de calitate se dovedesc a fi tot mai necesare. În pofida unor stereotipuri și idealizări, petrolul rămâne un factor fundamental de dezvoltare economică și socială. Extracția și utilizarea sa drept combustibil sau materie primă industrială se poate face în condiții de siguranță pentru mediu și sănătate – deși, ca în orice altă activitate industrială, un risc rezidual de accident, oricât de diminuat, rămâne inevitabil.

Atât industria, cât și mediu guvernamental trebuie întotdeauna să comunice transparent și să țină seamă de interesele legitime ale comunităților și de interesul public, în general. De cealaltă parte, cetățenii preocupați trebuie să facă efortul de a-și

înțemeia convingerile și acțiunile civice pe date științifice despre riscurile reale ale activităților extractive și despre beneficiile lor. Un pas important către câștigarea încrederii publice în calitatea managementului public al resurselor naturale și către stimularea unei dezbateri responsabile despre contribuția sectorului de petrol și gaze la economia națională l-ar constitui intrarea României în Inițiativa privind Transparența Industriilor Extractive (EITI), prin care guvernele membre se obligă să raporteze anual totalitatea plăților și impozitelor făcute către stat de companiile petroliere.

Sectorul petrolier românesc este astăzi la un punct de inflexiune strategică, cu valențe economice, politice și sociale. Suntem potențialii beneficiari ai unui cumul de oportunități ce poate genera dezvoltare socială durabilă, dinamică economică, securitate energetică, colaborare regională și prestigiu la nivel european. Amploarea beneficiilor va depinde de calitatea deciziilor pe care le luăm ca sistem politic și administrativ, ca actori economici și ca cetățeni.

Mulțumiri

EPG își exprimă recunoștința față de următoarele instituții: FPPG, care a oferit susținere financiară parțială pentru realizarea acestui studiu; Prefectura Prahova, pentru încurajare și facilitarea accesului prompt la date cu caracter public; Universitatea Petrol-Gaze Ploiești, pentru atitudinea colegială și susținerea evenimentului de lansare raportului; și Energynomics, pentru ajutorul editorial acordat în publicarea raportului.