



Despre situația producției și consumului de gaze în România Securitatea și profitabilitatea sectorului

Autor: Prof. univ. dr. Mircea Coșea

Propun Consiliului de Programare Economică acordarea unei atenții deosebite problemelor energiei, cu predilecție celor legate de producția și consumul de gaz. Consider că sunt nu numai probleme actuale ale siguranței naționale dar și ale paradigmei macroeconomice românești în contextul unei viziuni pe termen mediu și lung .

În cele ce urmează prezint un studiu cu caracter documentar pe care îl apreciez ca fiind un posibil punct de plecare pentru declanșarea unei ample analize la nivelul Consiliului.

La baza acestui studiu documentar au fost preluate date și analize din următoarele :

Vasile Iuga și Radu Dudău: ” Raport : Perspectivele gazelor naturale în România și modalitățile de valorificare superioară a acestora”, martie 2019; ”Oportunitățile gazelor naturale în sectorul rezidențial din România ”; Vasile Iuga și Radu Dudău: ” Riscuri, fiscalitate, decizii de investiții în sectorul offshore de țiței și gaze naturale. Marea Neagră și România”, ianuarie 2019; Piața gazelor naturale în România” Emerton , Mai 2019; ”Strategia energetică a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050”.

* * *

Pentru a justifica interesul imediat pe care CPE ar trebui să-l acorde analizei situației producției și consumului de gaz reiau un comunicat al ANRE publicat la începutul lunii iulie a.c. Comunicatul dezvăluie o situație mai mult decât îngrijorătoare ce ar putea duce la consecințe negative majore asupra creșterii economice și a îndeplinirii obiectivelor prgramelor de convergență cu UE și de trecere la euro. Astfel :

”Potrivit ANRE, România a importat în mai 2019 o cantitate de gaze de 1.185.490 MWh, *de 353 de ori mai mult față de aceeași lună a anului trecut*, potrivit datelor Autorității Naționale de Reglementare în Energie (ANRE). În mai 2018, România a importat doar 3.353 MWh.”

Aceasta după ce, în luna aprilie 2019, cantitățile de gaze importate fuseseră de 100 de ori mai mari decât în aprilie 2018.

Totodată, prețul mediu al gazelor de import în luna mai 2019 a fost de 89 de lei pe MWh, conform datelor ANRE, cu 12% mai mic decât cel al gazelor românești tranzacționate pe bursă (101 lei pe MWh), după cum arată cotațiile Bursei Române de Mărfuri.

OUG 114/2018, aprobată în decembrie 2018, a fixat la 68 de lei pe MWh, pentru următorii trei ani, prețul pentru întreaga producție internă de gaze naturale. OUG 19/2019, aprobată în martie 2019, a modificat această prevedere, lăsând la preț fix doar cantitățile de gaze destinate consumatorilor casnici și termocentralelor, începând cu data de 1 mai.

Acest lucru a dus la creșterea prețului gazelor de producție internă pentru consumatorii industriali, care se tranzacționează pe bursă, astfel că agenții economici preferă să importe decât să cumpere gaze românești.”

1 Rezerve, producție și consum

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.

Rezerve gaze naturale

Rezerve geologice	703,21 mld. mc
Rezerve dovedite	101,37 mld.mc
Rezerve probabile	42,31 mld.mc
Rezerve posibile	10,96 mld.mc

Sursa ANRE

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 zăcăminte 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.

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 crescut la 115,35 TWh (10,85 mld.mc), asigurată de șapte companii:

Producția de gaz natural în 2017, pe companii

Producție internă curentă	Pondere	TWh	mld. mc
OMV	47,77%	55,10	5,180
Romgaz	46,90%	54,10	5,080
Amromc	2,79%	3,22	0,300
Stratum	1,75%	2,02	0,180
Hunt Oil	0,63%	0,73	0,090
Foraj	0,09%	0,10	0,010

Producție internă curentă	Pondere	TWh	mld. mc
Raffles	0,03%	0,03	0,002
Mazarine	0,04%	0,05	0,004
TOTAL	100%	115,35	10,846

Sursa ANRE

Importul de gaze naturale a însumat 12,5% din consum în 2016, 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.

Pe piața românească au operat în 2017 șase furnizori externi de gaze naturale, care aduc gaze naturale din surse externe: Wiece 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 țiteiului, fapt ce reflectă în bună măsură indexarea la cotațiile țiteiului practică de principalul exportator regional, Gazprom.

În contextul liberalizării pieței de gaze naturale, este posibilă și oportună o decuplare a prețului gazelor naturale de cel al țiteiului și evoluția către un sistem de preț format preponderent prin raportul dintre cererea și oferta de gaze naturale.

Consumul de gaze naturale între 2016 și 2017, potrivit datelor ANRE (2018) este următorul: 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%.

Numărul total de clienți finali de gaze naturale, potrivit raportului anual al ANRE (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%).

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.

Reglementarea preț-redevență

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 naturale 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. 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.

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 noncasnici, oferte diversificate și competitive ale furnizării de gaze naturale.

În condițiile efectelor OUG 114/2018, 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.

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.

În 2017, au activat pe piața concurențială de gaze naturale 85 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.

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 protecție 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.

2. Reglementări

Investițiile în sectorul offshore în 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,

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.

Legea Offshore prevede, la art. 19, alin. (4), o limită maximă a deducibilității 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

țiței 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.

În luna decembrie 2018, guvernul a emis OUG nr. 114/2018 privind „instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal 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 calculelor Deloitte, în pierderi de încasări bugetare de 2,26 mld. lei la bugetul de stat, rezultând din diminuări ale încasărilor din impozitului 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.

(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 țitei 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”.

(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 furnizori 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 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, 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. Contracurarea 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 autohtonide gaze naturale de a-și pune întreaga producție de gaze la dispoziția clienților români

Deși aparent limitate în timp, prevederile intempestive 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.

3. Aspecte geopolitice ale exploatarii și comercializării gazului

Deși s-a afirmat mai ales prin importanța pe care a avut-o din punctul de vedere al finanțării bugetelor militare ale țărilor membre, Summitul NATO de la Bruxelles din 11-12 iulie 2018 a fost poate și mai important dintr-un alt punct de vedere, acela al orientării politicii energetice europene și globale.

România, nu numai ca membru NATO dar și ca deținător de importante resurse energetice, ar fi trebuit să privească cu extremă seriozitate și preocupare modul în care a fost abordată problematica politicii energetice la acest Summit, mai ales în contextul divergențelor politice și a discuțiilor contradictorii care au loc acum referitor la așa numita ”Lege offshore”, privind exploatarea gazului din Marea Neagră.

Analiza esenței discuțiilor de la Bruxelles prin prisma noilor poziționări ale principalilor actori ai economiei globale după instaurarea administrației Trump

ar putea contribui la creionarea unei politici strategice pe termen mediu și lung a României în privința formulării și gestionării propriei sale politici energetice.

Cel puțin la nivel declarativ, oficialii români au acordat un interes mai mare problematicii bugetelor militare decât celei energetice, ceea ce nu este de criticat dar nici de lăudat deoarece, așa după cum s-au prezentat discuțiile și luările de poziții la respectivul summit a reieșit cu claritate incapacitatea țărilor membre de a fi ajuns la o poziție comună privind prezentul și viitorul siguranței energetice, cu accent pe zona europeană. Evidenta lipsă de decizie și consens pe o politică atât de importantă pentru securitatea zonei poate fi considerată un factor de risc egal ca efect cu cel al unui nivel nesatisfăcător al înzestrării militare.

Mass media occidentală a denumit această lipsă de decizie și consens ”efectul Buridan”, trimitându-ne la celebra fabulă a măgărușului lui Buridan care a murit de foame și de sete deoarece nu s-a putut decide ce să facă mai întâi, să bea apă sau să mănânce.

Discuțiile , așa după cum au fost analizate de către observatori și de către presa occidentală de specialitate, au fost în majoritatea cazurilor controversate și ”lipsite de ton diplomatic, demonstrând că fiecare țară membră face ce vrea și ce poate în domeniul politicii energetice” (vezi : Samuele Furfari : ”L’OTAN en plein cacophonie energetique”. Contrepoints. 14/07/2018). Această situație, deși este permisă de articolul 194.2 din Tratatul de la Lisabona prin care țările membre au libertate deplină în elaborarea politicilor energetice , excluzând ingerențe din partea Comisiei și al țărilor vecine, nu este deloc favorabilă procesului de ”reconstrucție a Uniunii Europene” dorit de tandemul franco-german.

Situația a devenit și mai complicată prin intervențiile președintelui Donald Trump care, cu stilul său deloc diplomatic a acuzat direct Germania că ”stă la mâna Rusiei” deoarece intenționează să construiască o a doua conductă de gaz directă cu Rusia prin Marea Baltică. Așa după cum se știe, încă din 2014 o astfel de conductă deja funcționează (Nord Stream) cu o capacitate de 55 de miliarde metri cubi anual și este considerată ”opera” fostului cancelar Gerhard Schroeder, devenit personalitate importantă a complexului industrialo-statal rusesc de producere și export a gazului.

Cea de a doua conductă pe care Germania intenționează să o construiască prin Marea Baltică reprezintă unul din obiectivele politice importante ale actualului cancelar Angela Merkel. Conducta este proiectată să transporte tot 55 de miliarde de metri cubi de gaz anual dar, spre deosebire de prima, nu mai se bucură de acordul Uniunii Europene. Aceasta își argumentează veto-ul prin faptul că ”securitatea energetică a Europei nu ar fi garantată datorită dependenței prea periculoase față de un singur furnizor, adică Rusia” (vezi : ” EU2017EE. Estonian Presidency”).

Lipsa de consens în decizie se remarcă și prin faptul că la Summitul din 11-12 iulie, împotriva proiectului german s-au pronunțat ferm și Polonia, Slovacia, Estonia, Letonia și Lituania.

Președintele Donald Trump s-a declarat și el adversar al proiectului german. Fraza prin care și-a arătat opoziția față de acesta a fost preluată *ad literam* de către întreaga presă internațională fiind considerată emblematică pentru noua politică a administrației Trump : ”Ne cereți să vă protejăm de Rusia dar vreți să-i dați acesteia miliarde de dolari. Cred că o astfel de situație nu este acceptabilă”.

S-ar părea că președintele american s-a situat pe poziția Comisiei Uniunii Europene nefiind de acord cu proiectul german de construire a încă unei conducte directe de gaz din Rusia către Europa.

Aparent așa este dar motivele sunt diferite.

Evident, Trump este interesat politic să limiteze influența Rusiei asupra Europei dar există și un alt motiv de natură strict economică, acela al extinderii exportului de gaz de șist american nu numai spre Europa ci în întreaga lume.

Politica promovată de Trump în domeniul exportului de gaz de șist american nu trebuie interpretată doar ca pe un instrument de sporire a ofertei în sensul substituiri într-o oarecare măsură a ofertei rusești ci ca pe un instrument geopolitic mult mai sofisticat cu efect pe termen lung. America dorește să exercite prin creșterea ofertei sale de gaz o presiune concurențială pe piață care ar avea drept consecință scăderea prețului gazului rusesc, adică scăderea intrărilor la bugetul Rusiei cu efecte politice și sociale dramatice având în vedere ponderea mare pe care o au în buget veniturile din exporturile de petrol și gaze. Astfel, s-ar putea provoca o devalorizare importantă a rublei, incapacitatea menținerii volumului important al cheltuielilor militare , destabilizare politică și reducerea puterii de negociere a Rusiei cu SUA asupra reprezentativității internaționale și a raportului de forțe.

Summitul din 11-12 iulie a reprezentat un moment extrem de important pe linia efortului politic pe care SUA îl face pentru introducerea masivă a gazului de șist american în balanța energetică a lumii. Astfel, se cere menționată intervenția, considerată ”viguroasă” a lui Mike Pompeo în cadrul celui de al 8-lea Consiliu Energetic SUA-UE (12 iulie a.c): ” Statele Unite nu susțin proiecte ca NordStream 2 și TurkStream care nu ar face altceva decât să mărească dependența europeană față de un singur furnizor (n.n Rusia). Prețul extrem de competitiv al gazului de șist american ar crea o situație de win-win pentru toți participanți și ar elimina monopolul furnizorului unic”. De reținut că această declarație a fost imediat susținută de comisarii europeni Maros Sefcovic (energie) și Miguel Arias Canete (mediu) care au subliniat că UE este extrem de interesată în extinderea infrastructurii GNL (gaz natural lichefiat) pentru ca într-o perioadă relativ scurtă de timp un sistem european interconectat să poată funcționa.

Cred că elementele de politică energetică abordate la Summitul din 11-12 iulie 2018 ar trebui serios analizate în România pentru a putea înțelege mai bine trendul actual al problematicii producției și valorificării gazului la nivel european și global.

Suntem într-un moment în care problematica energiei la nivel global nu mai poate fi tratată de către oficialitățile noastre doar la nivel de ”observare și așteptare”, în linia tradițională de politică pasivă practică de România în contextul european. Legea offshore pare a fi concepută, cel puțin până la această dată, ca pe un fel de ”negociere contractuală între guvernul român și societățile de explorare și exploatare a resurselor din Marea Neagră” fără o proiecție strategică în timp și spațiu.

Rezerva din Marea Neagră ne scoate, volens-nolens, din limitele spațiului și viziunii strict naționale, din ghetoul unor interese strict pecuniare și politicianiste, dându-ne posibilitatea proiectării viziunii și intereselor noastre în spațiul european și global.

4. Măsuri prezente și de perspectivă

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 ENTSO-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 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.

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.

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 branșamentul 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. Cadrul 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.