

Starea sistemului de impozitare specific sectorului upstream al gazelor naturale din România

BIRIȘ·GORAN
Legal + Tax

Septembrie 2019

2019

Rezumat executiv

• Sistemul de impozitare a sectorului upstream de gaze naturale din România

1. **Redevențe** (Legea nr. 238/2004);
2. **Impozitul asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale** (O.G. nr. 7/2013);
3. **Impozitul asupra veniturilor suplimentare din producția offshore** (Legea nr. 256/2018);
4. **Contribuția datorată de titularii de licențe în domeniul energiei electrice și gazelor naturale** (O.U.G. nr. 114/2018, O.U.G. nr. 33/2007);

• Dimensiunea lipsei stabilității și predictibilității legislației fiscale

1. **Introducerea impozitului pe venituri suplimentare urmare dereglementării prețurilor;**
2. **Introducerea impozitului asupra veniturilor suplimentare offshore;**
3. **Modificarea metodologiei de calcul a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România;**
4. **Introducerea și eliminarea impozitului pe construcții;**
5. **Modificări pentru industria gazelor naturale aduse prin O.U.G. nr. 114/2018;**

• Efectele concrete ale sistemului de impozitare specific sectorului upstream al gazelor naturale

• Caracterizarea sistemului de impozitare românesc

1. **Lipsa de stabilitate și predictibilitate**
2. **Politică paradoxală în domeniul offshore, lipsa unei corelări între nivelul de risc/dificultate a exploatării și regimul de impozitare**
3. **Tendința de încetinire/reversare a procesului de liberalizare a pieței**
4. **Carențe de natură tehnică**

• Posibile măsuri de îmbunătățire a sistemului

1. **Reducerea sarcinii fiscale efective**
2. **Corelarea impozitării cu gradul de dificultate și risc al exploatării**
3. **Un grad mai ridicat de corelare a impozitării cu profitabilitatea proiectelor**
4. **Adoptarea unor prețuri de referință relevante pentru piață**
5. **Modificări legislative care să asigure stabilitate/predictibilitate pentru investitori**

• Perspective – proiecte de acte normative cu relevanță pentru domeniul upstream al gazelor naturale

Starea sistemului de impozitare specific sectorului upstream al gazelor naturale din România

Activitățile specifice industriei de petrol și gaze naturale pot fi împărțite în mai multe categorii, în funcție de poziția din lanțul de distribuție:

1. sectorul **upstream** include activitățile ce țin de **explorare, dezvoltare, producție (exploatare propriu-zisă) și abandonare** (lucrările pentru închiderea exploatării unui zăcământ, incluzând lucrările de refacere și reabilitare a mediului);
2. sectorul **midstream** constă în activitățile de **procesare, depozitare, marketing și transport**;
3. sectorul **downstream** include activitățile ulterioare, precum **livrarea, rafinarea și distribuția** produselor finite către consumatorii finali.

Autoritatea competentă în sectorul upstream de petrol și gaze naturale este Agenția Națională pentru Resurse Minerale („ANRM”), care stabilește – în baza reglementărilor specifice – perimetrele care pot fi oferite de operatorii economici pentru a fi exploatare. Operatorii economici participă la licitațiile organizate de ANRM, urmând ca exploatarea unui zăcământ să parcurgă fazele de explorare, dezvoltare, exploatare propriu-zisă și abandonare (**activitatea upstream**).

În industria de petrol și gaze, activitatea **offshore** este cea prestată în locații maritime prin intermediul unor platforme și echipamente specializate, în timp ce activitatea **onshore** este cea prestată în locații terestre, o asemenea diferențiere fiind relevantă atât din perspectiva tehnicilor, cât și a echipamentelor utilizate. Prin prisma acestor diferențe, activitatea offshore presupune, de regulă, riscuri, costuri, investiții mai ridicate decât în cazul activității onshore, elemente cu impact decisiv asupra deciziei investiționale și asupra legislației fiscale.

Industria upstream a petrolului și gazelor naturale are anumite caracteristici specifice:

- **Costuri inițiale semnificative. Durată semnificativă de recuperare a investiției.**

Prin specificul său, activitatea upstream a petrolului și gazelor naturale presupune **costuri semnificative în fazele inițiale** (costurile cu activitățile de explorare, evaluare, investiții în echipamente și infrastructura necesară pentru dezvoltarea zăcămintelor) pe o perioadă în general îndelungată, urmate de o **perioadă semnificativă de recuperare a costurilor** după începerea producției (de un deceniu sau mai mult), aceste caracteristici fiind mai pronunțate în cazul exploatărilor offshore. Prin urmare, decizia de investiție în sectorul upstream necesită previziuni și aprecieri pe termen lung și foarte lung.

- **Incertitudine.**

În etapa de explorare, există întotdeauna riscul ca investitorii să nu identifice depozite exploatabile comercial (rata de succes fiind una destul de scăzută, de până la 25%). De asemenea, succesul activității upstream a petrolului și gazelor naturale (măsurat prin profitabilitatea acestuia) depinde în proporție foarte ridicată de evoluția prețurilor practicate la nivel internațional. Prețurile sunt volatile, necontrolabile și imprevizibile. În plus, o sursă de incertitudine o reprezintă și factorul politic, mai ales prin schimbări legislative (în special cele de ordin fiscal).

- **Asimetria informațională.**

Așa cum am precizat anterior, activitatea upstream necesită investiții inițiale materiale și financiare semnificative, proiectele exploatabile comercial generând profituri pentru investitori după mulți ani de la începerea producției efective. Balanța de putere în ceea ce privește relația dintre producători și autorități se schimbă dramatic, odată cu evoluția *industriei upstream a petrolului și gazelor naturale* dintr-o anumită jurisdicție:

- În etapa de explorare (de identificare a zăcămintelor ce pot fi exploatare comercial), **asimetria informației**, de regulă, funcționează în favoarea investitorilor privați, care, de obicei, au cunoștințe tehnice și comerciale specifice cu privire la fezabilitatea și rentabilitatea proiectelor.
- Odată ce etapa de explorare este finalizată, în cazul în care sunt identificate rezerve comerciale și investițiile sunt efectuate, balanța de putere dintre investitori și autorități se schimbă semnificativ, întrucât, în lumina investițiilor considerabile efectuate, până la acest moment, investitorii devin „captivi” (într-o anumită măsură,

din punct de vedere economic, din cauza costurilor deja suportate). În plus, autoritățile primesc și toate informațiile relevante cu privire la rezultatele obținute de investitori în faza de explorare.

Există astfel o tendință generală observabilă ca anumite state să schimbe condițiile legislației și impozitării în domeniul upstream ulterior identificării de depozite ce pot fi exploatate comercial și realizarea investițiilor de infrastructură necesare de către jucătorii privați.

În aceste condiții, investitorii sunt mai degrabă atrași de jurisdicții ce asigură menținerea condițiilor agreate inițial pe întreaga durată de exploatare a proiectelor de investiții (un bun indicator în acest sens fiind stabilitatea istorică a legislației).

- **Caracterul finit al resurselor exploatate.**

Întrucât activitatea în sectorul upstream presupune un consum, o epuizare a unor resurse finite, impozitarea în domeniul upstream al petrolului și gazelor naturale (de exemplu, redevențe și impozite speciale) are caracter *suplimentar* prin raportare la impozitarea de bază ce se aplică agenților economici din alte industrii (comerț, servicii etc.).

La nivel mondial, se observă o diversitate ridicată în ceea ce privește sistemele de impozitare specifice sectorului upstream al petrolului și gazelor naturale, ce provine din încercarea de a aduce un echilibru cât mai echitabil între interesele statelor și ale investitorilor, prin raportare la caracteristicile speciale ale industriei în contextul local.

Concret, sistemele de impozitare specifice din acest domeniu sunt alcătuite din mai multe elemente ce includ: **redevențe** (ce sunt, în general, percepute pentru extragerea resurselor deținute de stat sau în mod privat, după caz, în funcție de (i) valoarea producției sau (ii) cantitatea produsă) și alte **impozite specifice** (taxe de concesiune, impozite suplimentare etc.). Desigur, există și sisteme semnificativ diferite, de tip Production Sharing Contracts (contracte de împărțire a producției) sau sisteme în care producătorii acționează în calitate de prestatori de servicii pentru state.

Chiar dacă gradul ridicat de diversitate nu permite o comparație directă și absolută între sistemele de impozitare existente, într-o analiză la nivel mondial, se pot, totuși, observa următoarele tendințe în ceea ce privește evoluția sistemelor de impozitare din acest domeniu:

- În multe **state cu sectoare upstream bine dezvoltate**, sistemele de impozitare specifice se îndreaptă din ce în ce mai mult înspre **elemente de impozitare pe bază de profitabilitate**, în defavoarea **elementelor de impozitare fixă**;
- Tendința de **încurajare a exploatărilor în zone dificile și/sau a exploatărilor cu utilizarea unor tehnici îmbunătățite, prin practicarea unui nivel de impozitare mai scăzut**.

Conform lucrării *Regimuri Fiscale pentru Industriile Extractive: Design și Implementare*, publicate de către *Fondul Monetar Internațional*, din perspectiva autorităților, obiectivele sistemelor specifice din aceste domenii sunt următoarele:

- **Veniturile** (obținute prin intermediul impozitelor, taxelor, redevențelor, tarifelor, contribuțiilor ș.a.m.d.) reprezintă **obiectivul primar** al sistemului de impozitare specifică;
- **Ocuparea forței de muncă în mod direct și indirect**;
- **Minimizarea impactului asupra mediului**;

În plus față de acestea, având în vedere importanța strategică a sectorului, considerăm că **securitatea energetică** ar trebui să fie, de asemenea, un obiectiv de avut în vedere în ceea ce privește conceperea sistemelor de impozitare (având în vedere că nivelul de impozitare poate avea efectul de încurajare sau descurajare a unor activități).

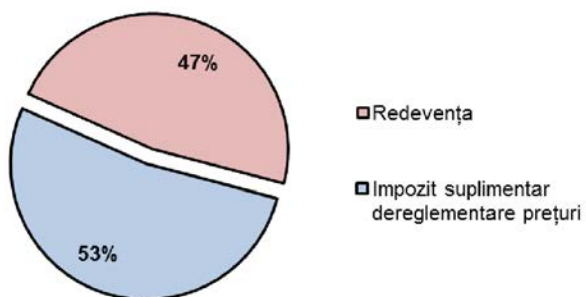
Prin urmare, apreciem că sistemul românesc de impozitare în domeniul upstream al gazelor naturale poate fi evaluat prin raportare la aceste obiective generale.

Sistemul de impozitare a sectorului upstream de gaze naturale din România

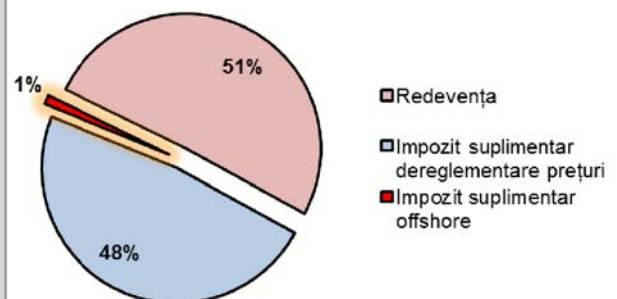
Sistemul de impozitare al sectorului upstream de gaze naturale din România este alcătuit în prezent din următoarele:

- Redevențe (Legea nr. 238/2004)**, stabilite în procent ce variază între **3,5% - 13%** (progresiv în funcție de cantitatea produsă într-un trimestru calendaristic), aplicat asupra valorii producției. La rândul ei, valoarea producției este stabilită înmulțind cantitatea produsă cu **prețul de referință determinat pe baza indicelui bursier de pe hub-ul CEGH din Austria**, conform *Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România*, aprobate prin Ordinul ANRM nr. 32/2018, respectiv la maximum dintre prețul de referință și prețul realizat, după caz. Începând cu luna august 2019, pentru cantitățile de gaze naturale vândute în regim reglementat, prețul de referință se determină pe baza prețului reglementat (68 lei/MWh).
- Impozitul asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale (O.G. nr. 7/2013)**. Veniturile suplimentare se determină în legătură cu producția onshore de gaze naturale și reprezintă surplusul dintre **(i) prețurile de vânzare practicate și (ii) prețul de achiziție pentru clienți casnici și non-casnici în anul 2012 (45,71 lei/MWh), ajustat cu rata de inflație din anul 2014**. Impozitul se stabilește aplicând următoarele cote:
 - 60%** asupra veniturilor suplimentare (din care se deduc **redevențele datorate aferente veniturilor suplimentare și investițiile efectuate**, în cotă de până la 30% din veniturile suplimentare) aferente prețurilor practicate **de până la 85 lei/MWh; la care se adaugă, după caz;**
 - 80%** asupra veniturilor suplimentare (din care se deduc numai **redevențele datorate aferente veniturilor suplimentare**) aferente prețurilor practicate ce depășesc **85 lei/MWh**.
- Impozitul asupra veniturilor suplimentare din producția offshore (Legea nr. 256/2018)**, ce se determină prin aplicarea unor procente stabilite în funcție de prețurile practicate asupra veniturilor suplimentare (30% între 45,71 lei/MWh și 85 lei/MWh, respectiv peste 85 lei / MWh cote de impozitare care cresc gradual de la 15% până la 70%), cu următoarele particularități principale:
 - Imposibilitatea deducerii redevențelor aferente veniturilor suplimentare din baza de calcul a veniturilor suplimentare;
 - Indexare anuală cu inflația a prețurilor stabilite pentru determinarea cotelor de impozitare;
 - Din valoarea impozitului determinat se pot deduce investițiile (în limită de până la 30% din valoarea impozitului);
 - În același timp, investițiile deduse din calculul impozitului suplimentar reprezintă cheltuieli nedeductibile din perspectiva impozitului pe profit;
 - Tranzacțiile desfășurate sub prețul de referință se impozitează la prețul de referință (hub CEGH);
- Contribuția datorată de titularii de licențe în domeniul energiei electrice și gazelor naturale (O.U.G. nr. 114/2018, O.U.G. nr. 33/2007)**, stabilită în procent de **2%** din **cifra de afaceri** realizată din activitățile ce fac obiectul licențelor ANRE. Aceasta a intrat în vigoare începând cu anul 2019 și are un impact semnificativ asupra producătorilor de gaze naturale, cota de 2% fiind aplicată asupra întregii cifre de afaceri, mai puțin redevențele.

Proportia elementelor în totalul impozitării specifice sectorului upstream al gazelor naturale în 2017



Proportia elementelor în totalul impozitării specifice sectorului upstream al gazelor naturale în 2018



Astfel, se poate observa că **redevențele și impozitele pe venituri suplimentare** contribuie într-o proporție similară la impozitarea specifică sectorului upstream al gazelor naturale din România pentru perioada 2017 - 2018.

Trebuie să fie menționat că aceste impozite se aplică suplimentar, cumulativ cu sistemul de impozitare comun (impozit pe profit, TVA, accize, impozite și taxe locale ș.a.m.d.). Astfel că activitatea upstream a gazelor naturale înregistrează **costuri cu impozitele și taxele plătite și costuri administrative și de conformare semnificativ mai ridicate decât în cazul societăților ce operează în activități comune (comerț, servicii generice ș.a.m.d.).**

Dimensiunea lipsei stabilității și predictibilității legislației fiscale

Impozitarea specifică sectorului upstream de gaze naturale a suferit în perioada 2013 - 2019 modificări semnificative, cele mai notabile fiind:

1. Introducerea impozitului pe venituri suplimentare urmare dereglementării prețurilor, inițial cu caracter temporar, prelungirea aplicabilității și, ulterior, permanentizarea acestuia.

Chiar dacă impozitul asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale (O.G. nr. 7/2013) prin natura sa, decurgând din procesul de liberalizare a pieței, **avea inițial natura unui impozit de tranziție cu aplicare limitată**, de la 01.02.2013 până la 31.12.2014, **durata de aplicare a acestuia a fost prelungită succesiv prin Ordonanțe de Urgență ale Guvernului publicate cu puțin timp înainte de expirarea termenului de aplicabilitate, după cum urmează:**

- Prin **O.U.G. nr. 80/12.12.2014**, aplicabilitatea impozitului a fost extinsă până la 31.12.2015;
- Prin **O.U.G. nr. 57/11.12.2015**, aplicabilitatea impozitului a fost extinsă până la 31.12.2016;
- Prin **O.U.G. nr. 99/22.12.2016**, aplicabilitatea impozitului a fost extinsă până la 31.12.2017;
- Prin **O.U.G. nr. 90/06.12.2017**, aplicabilitatea impozitului a fost extinsă până la 31.12.2018;

În cele din urmă, prin Legea nr. 73/2018, pentru aprobarea O.U.G. nr. 7/2013, impozitul a căpătat caracter permanent.

Similar, și modul de calcul al impozitului a suferit modificări de-a lungul timpului, fiind modificat prin **O.U.G. nr. 13/2014** și **O.U.G. nr. 25/2017**. Astfel, se reține că, (i) pentru perioada 01.04.2014 – 31.03.2017, formula de calcul a veniturilor suplimentare supuse impozitării a prevăzut un nivel minim de 72 lei / MWh pentru *prețul mediu ponderat al gazelor naturale din producția internă corespunzătoare cantităților comercializate pe piața concurențială pentru consumatorii noncasnici* – situație care a condus în anumite cazuri la impozitarea unor venituri suplimentare nerealizate și (ii) după 31.12.2014, nu se mai realizează indexarea la inflație a prețului gazelor naturale pe baza cărora se determină veniturile suplimentare supuse impozitării, acesta rămânând până în prezent la nivelul de aproximativ 47 lei/MWh.

Mai mult, prin Legea nr. 73/2018, de la 01.04.2018, s-a modificat modul de calcul al impozitului:

- A fost introdusă o cotă suplimentară de 80% pentru veniturile suplimentare ce depășesc 85 lei/MWh;
- Din baza de calcul pentru aplicarea cotei suplimentare de 80% nu se admit deduceri pentru investițiile efectuate.

2. Introducerea **impozitului asupra veniturilor suplimentare offshore** prin Legea nr. 256/2018, începând cu 17.11.2018.

Ca motivare inițială pentru introducerea legislației specifice sectorului offshore, legiuitorul a identificat în mod corect factorii critici ce trebuiau avuți în vedere la stabilirea cadrului legislativ aferent:

- o **Importanța strategică a resurselor de hidrocarburi din Marea Neagră**, pentru atingerea obiectivelor energetice, economice și climatice ale României;
- o **Profilul de risc investițional specific** al proiectelor offshore din zona românească a Mării Negre (durata de viață diferită pentru proiectele offshore – mai mult de zece ani de la confirmarea descoperirilor până la faza de producție, respectiv costurile și riscurile semnificativ ridicate) ce determină necesitatea unui **tratament diferit pentru explorarea, dezvoltarea și producția** din zăcămintele offshore;

- Necesitatea unei **certitudini cu privire la derularea proiectelor fără întârzieri sau modificări legislative viitoare care ar pune în pericol eficiența proiectului avută în vedere la asumarea investiției;**
- Nevoia atragerii de noi investiții în sectorul energetic și de a se asigura finanțarea proiectelor în desfășurare;
- Admisiunea că, pentru proiectele offshore, **investitorii vor fi dispuși să facă investiții semnificative pe termen lung și cu risc ridicat numai dacă au încredere că regimul fiscal și de reglementare va rămâne stabil și previzibil pe toată durata proiectului.**

Astfel, în varianta sa inițială, proiectul de lege **nu conținea impozitul aferent veniturilor suplimentare offshore**, în expunerea de motive inițială fiind admis, printre altele, **(i) caracterul temporar al impozitului pe veniturile suplimentare urmare dereglementării**, precum și **(ii) faptul că aplicarea unor impozite suplimentare ar afecta în mod negativ deciziile de investiții**, având în vedere că **(iii) investitorii au suportat cheltuieli și au făcut evaluări pe prezumția că aceste impozite nu ar fi aplicabile investiției lor**. Similar, în motivarea neincluzerii unui impozit a fost avut în vedere și **dezavantajul concurențial pentru producția internă de gaze naturale și petrol, având în vedere că importul nu ar fi supus aceleiași impozitări**.

Cu toate acestea, urmare analizei ulterioare a proiectului de către **Comisia pentru buget, finanțe și bănci, Comisia pentru industrii și servicii și Comisia pentru administrație publică și amenajarea teritoriului din Camera Deputaților**, a fost introdus **impozitul pe veniturile suplimentare offshore**, fără a detalia în concret motivul care a condus la introducerea lui, în special prin raportare la contextul și motivarea inițială a proiectului de lege **(introducerea impozitului fiind chiar contrară obiectivului și intenției inițiale a proiectului de lege)**.

Mai mult, acest impozit a fost instituit în contradicție cu prevederile de stabilite aplicabile concesiunilor existente incluse în:

- Ordonanța de urgență nr. 160/1999 *privind instituirea unor măsuri de stimulare a activității titularilor de acorduri petroliere și subcontractanților acestora, care desfășoară operațiuni petroliere în perimetre marine ce includ zone cu adâncime de apă de peste 100 metri*, („O.U.G. nr. 160/1999”) – act normativ ce a fost abrogat prin Legea nr. 256/2018;
- Legea Petrolului nr. 134/1995 și Legea Petrolului nr. 238/2004;
- Acordurile individuale de concesiune încheiate între titularii de acorduri și Statul român;

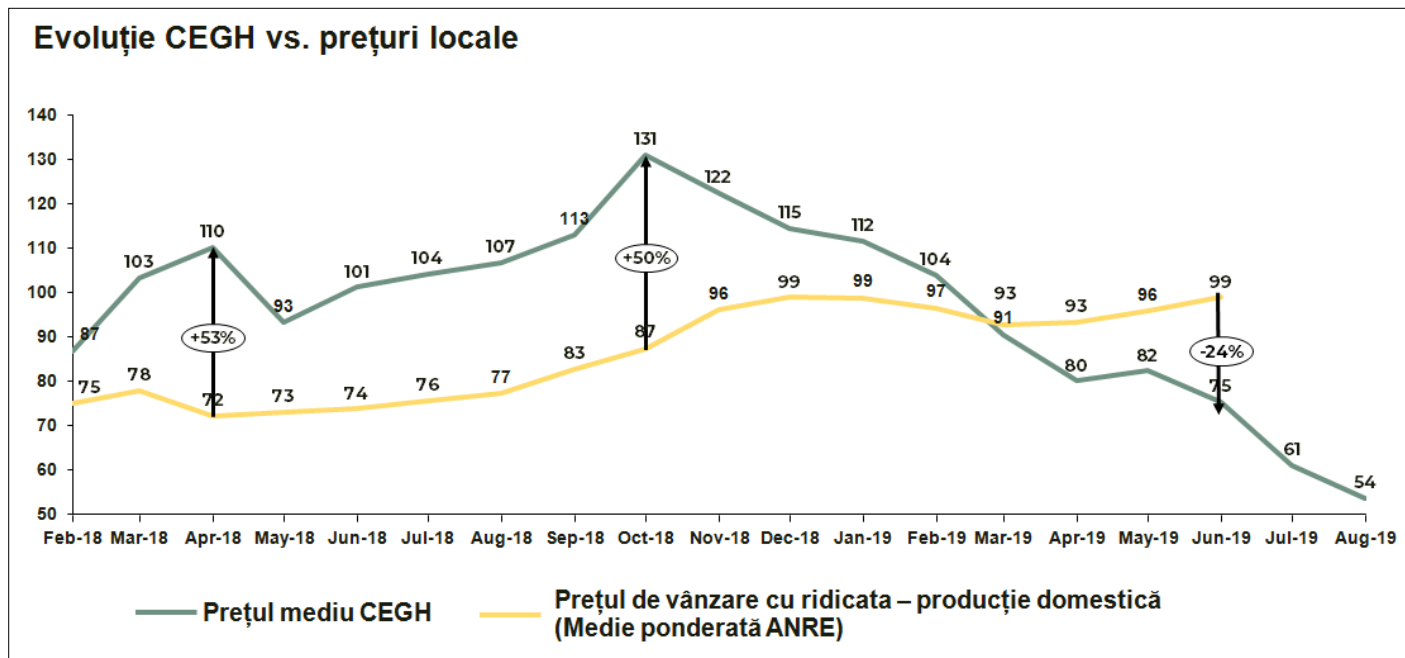
3. Începând cu 12.02.2018, **Ordinul nr. 32/2018 al Agenției Naționale pentru Resurse Minerale** modifică metodologia de calcul a **prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România**, utilizat pentru calculul redevenței.

Prin aceasta, prețul de referință nu s-a mai determinat ca sumă fixă (495 lei/1.000 m³, conform Ordinului ANRM din 21/2008), ci prin raportare la un preț de referință stabilit în funcție de indicii bursier al hub-ului CEGH Day Ahead (Baumgarten, Austria).

Amintim – pe această cale – că, în conformitate cu Legea Petrolului nr. 238/2004, **redevența petrolieră se stabilește ca o cotă procentuală din valoarea producției brute extrase**. Mergând mai departe, valoarea producției trebuie să fie una reprezentativă, iar, în acest sens, **cea mai obiectivă măsură a valorii o reprezintă în mod normal chiar prețurile de vânzare efectiv realizate de producători în condiții de piață**. Practica la nivel european arată că, inclusiv în măsura în care prețurile efectiv realizate de agenți economici nu sunt utilizate pentru scopuri de impozitare, **prețurile de referință ce le substituie sunt reprezentative pentru piețele locale** (ca medii ale tranzacțiilor relevante de pe piața locală).

Or, în cazul de față, **prețul de referință CEGH nu este reprezentativ pentru piața locală** (fiind înregistrate prețuri cu **până la 50% mai ridicate** decât cele specifice pieței românești în 2018 și primul trimestru din 2019, respectiv prețuri **cu până la 25% mai reduse** decât cele specifice pieței românești începând cu aprilie 2019), datorită următoarelor:

- Prețul CEGH este unul de tranzacționare spot (Day Ahead – piața zilei următoare), pe când prețurile practicate de producătorii locali sunt stabilite în mare măsură pe baza unor contracte pe termen lung. Întrucât mecanismul de formare a prețului spot este semnificativ diferit de cel aferent contractelor pe termen lung, comparația directă între cele două prețuri nu este relevantă;
- Prețul CEGH este unul specific Austriei, reprezentativ pentru achiziții/import de gaze naturale, ce include diverse costuri precum transport, marjele de tranzacționare, și alte asemenea, ce intervin peste valoarea producției;
- Gazele naturale din producție internă sunt comercializate în proporție covârșitoare în România (peste 99%);



În cazul de față, impunerea unui preț de referință nerepresentativ pentru piața locală nu numai că reprezintă o încălcare a Legii Petrolului nr. 238/2004, dar **conduce la o funcționare defectuoasă a sistemului de impozitare, cuantumul redevențelor și al impozitelor colectate fiind decuplat de valoarea reală a producției** (un preț de referință prea ridicat conduce la supraimpozitarea producției și un preț de referință prea scăzut conduce la subimpozitarea producției). Întrucât nivelul de impozitare are efect asupra activității economice, comportamentul agenților economici devine astfel influențat de factori externi nerelevanți conducând la evoluții arbitrare, nefundamentate pe realitatea economică din România.

Prețurile efectiv practicate de producătorii din România sunt singurele relevante în ceea ce privește determinarea valorii producției, întrucât:

- o Cel puțin în materia impozitului pe profit, există obligația ca tranzacțiile între părți *afiliate* să fie desfășurate cu respectarea principiului valorii de piață. În ceea ce privește tranzacțiile desfășurate cu părți *neafiliate*, acestea sunt prin definiție prețuri ce respectă principiul valorii de piață, **divergența de interese asigurând stabilirea unui preț obiectiv, relevant și reprezentativ**. Trebuie menționat că o mare parte din producția de gaze naturale din România este achiziționată de către companii independente (ex. alți furnizori, traderi, consumatori finali), ceea ce asigură (i) **existența unui număr suficient de tranzacții de piață prin raportare la care să poată fi evaluate și stabilite prețurile în tranzacțiile dintre părți afiliate și, pe cale de consecință, asigură (ii) relevanța indicatorilor calculați la nivelul întregii piețe a gazelor naturale din România**.
- o Mai mult, relevanța prețurilor practicate este asigurată și prin măsurile și supravegherea Consiliului Concurenței.

Prin urmare, apreciem că **relevanța și proporționalitatea prețurilor efectiv practicate de producătorii upstream de gaze naturale pentru calculul valorii producției în vederea calculului redevențelor este asigurată prin efectele legislației fiscale și concurențiale, cât și prin structura pieței unde se regăsesc un**

număr mare de cumpărători independenți pentru o proporție covârșitoare din gazele naturale din producția internă.

În condițiile în care, anterior introducerii Ordinului nr. 32/2018 ANRM și modificării modalității de calcul a prețului de referință, producătorii stabileau valoarea producției pentru calculul redevenței prin raportare la prețurile practicate, iar relevanța prețurilor practicate este asigurată prin structura pieței și prevederile legislației fiscale și concurențiale, apreciem că singurul motiv pentru modificarea prețului de referință a fost creșterea veniturilor bugetare și nu o eventuală corecție a mecanismului pe baza unui preț de referință mai relevant (în măsura în care minimul de 495 lei/1000 m³ a devenit nereprezentativ cu timpul, acesta trebuia actualizat cu un nivel rezonabil – e.g. media ponderată a prețurilor înregistrate pe piața locală în perioada de referință).

- 4. Introducerea de la 01.01.2014, respectiv eliminarea începând cu 01.01.2017 a impozitului pe construcții, în cotă de 1,5% (2013 – 2015) respectiv 1% (2016) aplicabil asupra construcțiilor, altele decât clădirile supuse impozitului pe clădiri.**

Desigur, chiar dacă impozitul pe construcții a avut o aplicare generală, acesta a avut un impact semnificativ (disproporționat) asupra sectorului upstream de gaze naturale, dat fiind faptul că specificul activității impune existența unor active de tipul celor supuse impozitării.

- 5. Prin O.U.G. nr. 114/2018, începând cu 01.01.2019, au fost implementate următoarele modificări semnificative pentru industria gazelor naturale:**

- **Introducerea contribuției de 2% din cifra de afaceri realizată de operatori din activitățile ce fac obiectul ANRE.** Chiar dacă – în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 18/2019, prin care se stabilește metodologia de calcul a contribuției – activitatea *upstream* de gaze naturale (producția) propriu-zisă nu este inclusă (ci doar *furnizarea* gazelor naturale), toți operatorii din domeniul *upstream* de gaze naturale din România, desfășurând activități integrate a căror finalitate este, inevitabil, *furnizarea*, vor fi afectați semnificativ de această contribuție. Prin acest ordin se stabilește o modalitate discriminatorie de calcul a bazei de impozitare:
 - Pe de o parte, în cazul furnizorilor de gaze naturale, cota de 2% se aplică numai asupra marjei brute realizate, fiind scăzut costul de achiziție al gazelor naturale;
 - Pe de altă parte, în cazul producătorilor, cota de 2% se aplică asupra întregii cifre de afaceri, din care se deduc numai redevențele datorate, **fără însă a fi eliminat costul de producție.**

Întrucât această contribuție se constituie în vederea finanțării Agenției Naționale de Reglementare în domeniul Energiei, cuantumul contribuției stabilite pare să fie semnificativ disproporționat prin raportare la obiectivul finanțat.

- Introducerea obligației de a vinde cantitățile de gaze naturale din activitatea de producție internă la un preț maxim de 68 lei/MWh, către furnizorii clienților casnici și ai producătorilor de energie termică, *pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației*;
Este de așteptat ca această măsură (ce acționează în sensul reversării tendinței de liberalizare) să denatureze sistemul de stimulente economice pentru producători și pentru consumatori, stimulente ce asigură, într-o funcționare corectă, identificarea soluției cu randament maxim.



Efectele concrete ale sistemului de impozitare specific sectorului upstream al gazelor naturale

Întrucât nu am identificat informații comprehensive publicate de către instituțiile statului care să permită analiza izolată a impozitării în sectorul upstream al gazelor naturale și dat fiind faptul că, împreună, **OMV Petrom S.A.** și **ROMGAZ S.A.** reprezintă peste **94%**¹ din producția de gaze naturale la nivel național, apreciem că o analiză la nivelul acestor doi principali jucători este reprezentativă pentru întreg sectorul upstream al gazelor naturale din România în vederea evaluării evoluției și efectelor sistemului de impozitare.

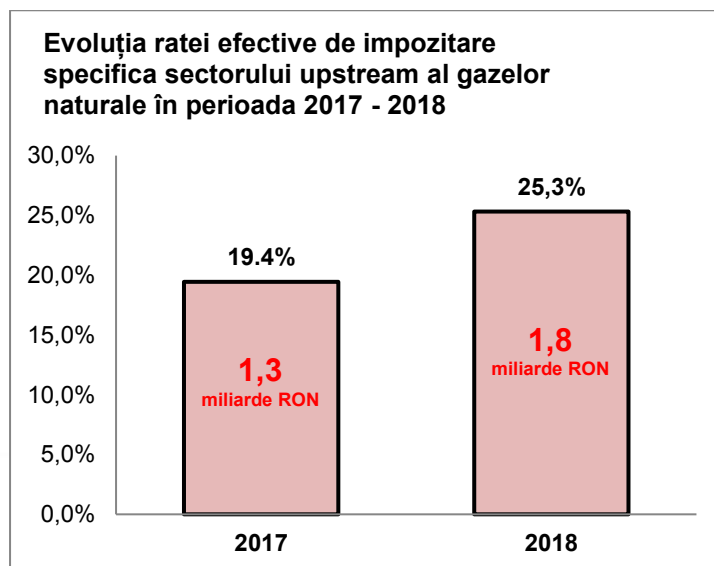
¹ http://www.consiliulconcurentei.ro/uploads/docs/items/bucket14/id14374/prelim_gaze_feb_2019.pdf

În 2018, deși totalul impozitelor și redevențelor aferente sectorului upstream al gazelor naturale a crescut semnificativ, cu 41% față de veniturile realizate în 2017, veniturile înregistrate din activitatea upstream a gazelor naturale au înregistrat o creștere de numai 8% față de 2017. Mai mult, în valori absolute, aproape întreaga creștere de 538 milioane RON a vânzărilor/veniturilor din această activitate a fost „anulată” de o creștere a impozitării cu suma de 524 milioane RON.

Astfel, așa cum este de așteptat, având în vedere modul de percepere și calcul al impozitelor și taxelor specifice sectorului upstream al gazelor naturale, se observă că acestea **înregistrează o evoluție disproporționată față de veniturile efectiv înregistrate din această activitate.**

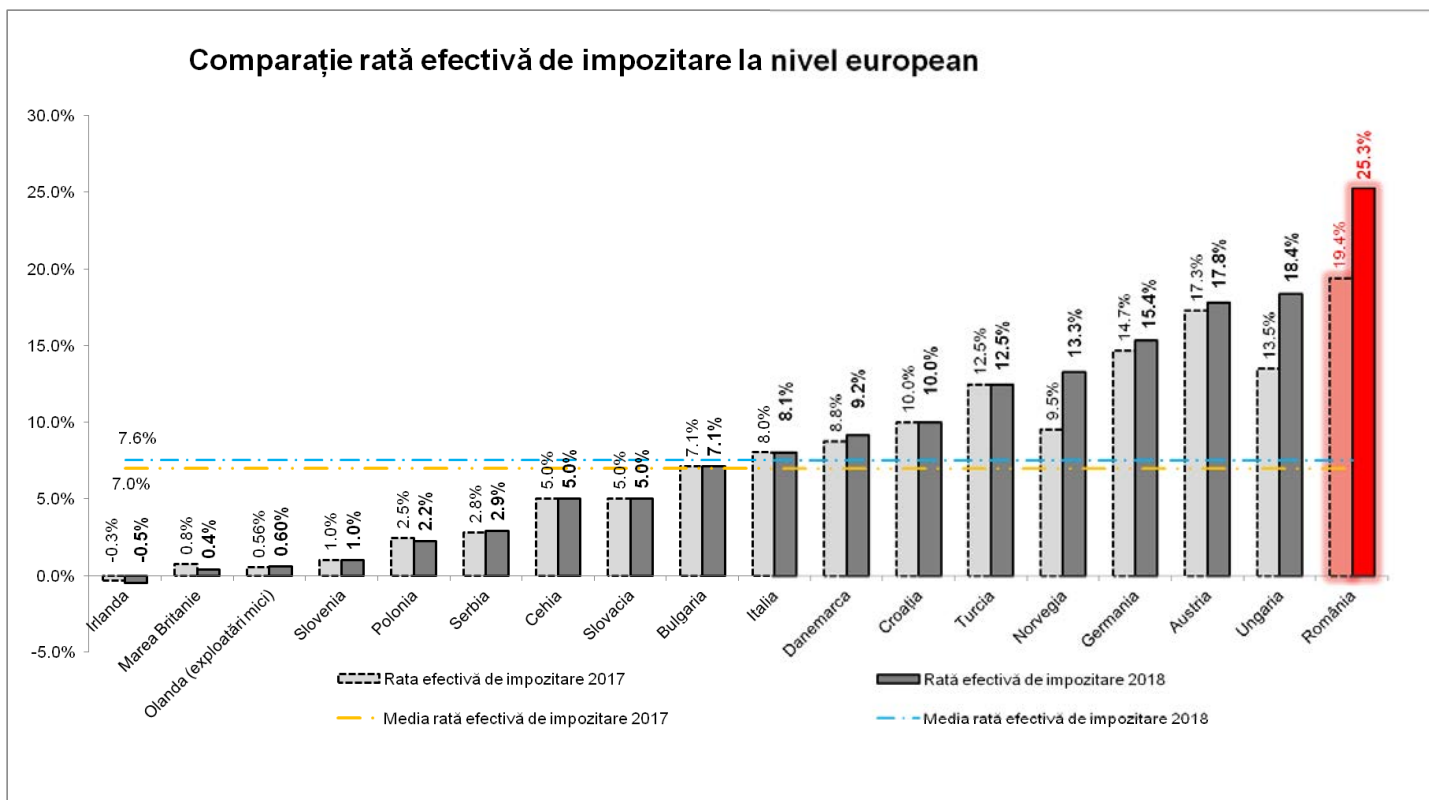
Evoluții în sectorul upstream al gazelor naturale (2018 față de 2017)			
Impozite specifice	+524 mil. RON	+41%	
Venituri	+538 mil. RON	+8%	

Mergând mai departe, o altă perspectivă foarte relevantă o reprezintă **sarcina fiscală** resimțită de producătorii upstream de gaze naturale, ce poate fi măsurată împărțind impozitarea specifică activității la veniturile totale din producția de gaze naturale. În cazul României, rata de impozitare efectivă specifică reprezintă 19,4% în 2017, respectiv 25,3% în 2018 din veniturile totale din activitatea upstream a gazelor naturale. Creșterea ratei efective de impozitare se datorează, printre altele, (i) schimbării modului de calcul al prețului de referință la gaze naturale și (ii) aplicării unor cote de impozitare suplimentară mai ridicate în cazul prețurilor de vânzare mai ridicate.



Chiar dacă diversele sisteme de impozitare upstream ce se regăsesc la nivelul altor jurisdicții sunt așezate diferit și utilizează mecanisme diferite pentru determinarea bazei de calcul și a impozitelor, impactul efectiv al acestor sisteme poate fi totuși măsurat prin calculul sarcinii fiscale efective (ca raport între impozitele și taxele specifice datorate și valoarea producției). În acest sens, am încercat să identificăm informații cât mai relevante cu privire la valoarea producției și valoarea impozitelor datorate (fie la nivel de jurisdicție sau la nivelul unor jucători importanți din piața upstream din acea jurisdicție). În cazurile în care nu am reușit să identificăm asemenea informații concrete, au fost utilizate ratele de

impozitare prevăzute de legislația statului respectiv (Turcia, Slovenia, Croația, Cehia, Slovacia). Cele 18 țări avute în vedere pentru realizarea studiului sunt responsabile pentru circa 93% din producția de gaze naturale (la nivelul anului 2017²) dintr-o zonă europeană extinsă ce cuprinde zonele UE, AELS și țări precum Ucraina, Turcia, Serbia, Muntenegru, Bosnia și Herțegovina, Georgia. Astfel, apreciem că informațiile sunt reprezentative pentru impozitarea upstream a gazelor naturale la nivel european.



Din analiza ratelor de impozitare efective la nivelul european, România are cea mai ridicată rată efectivă de impozitare specifică producției de gaze naturale, calculată ca procent din veniturile upstream din gaze naturale, atât în 2017 (19,4%), cât și în 2018 (25,3%), situându-se la un nivel aproape triplu față de media celorlalte state incluse în analiză (7,0% în anul 2017, respectiv 7,6% în 2018).

Mai mult de atât, se observă că, în lumina recentelor modificări legislative, rata de impozitare efectivă înregistrată în România în anul 2018 a ajuns să se detașeze cu aproape 7 puncte procentuale față de a doua cea mai ridicată rată de impozitare efectivă (în Ungaria, rata de impozitare efectivă ajungând la 18.4% din venituri în 2018).

Prin urmare, apreciem că, cel puțin în contextul european, sistemul de impozitare specific sectorului upstream al gazelor naturale din România conduce la o sarcină efectivă extrem de ridicată, aproape triplă față de media celorlalte țări cuprinse în analiză.

Caracterizarea sistemului de impozitare românesc

Având în vedere aspectele concrete ce țin de evoluția și efectele sale în perioada 2013 - 2019, sistemul de impozitare în sectorul upstream al gazelor naturale din România poate fi caracterizat prin următoarele:

I. Lipsă desăvârșită de stabilitate și predictibilitate

În ultimii 7 ani, am identificat nu mai puțin de **18** acte normative cu impact asupra sectorului upstream al gazelor naturale, prin care s-au adus modificări importante, dintre care enumerăm:

² Producție primară de gaze naturale conform EUROSTAT

- Introducerea și permanentizarea impozitului pe venituri suplimentare urmare dereglementării;
- Introducerea unei cote crescute și limitarea deducerii investițiilor în ceea ce privește impozitul pe venituri suplimentare;
- Introducerea impozitului pe venituri suplimentare offshore și limitarea deductibilității investițiilor pentru impozitul pe profit;
- Schimbarea prețului de referință pentru calculul redevențelor;
- Introducerea și eliminarea impozitului pe construcții;

Astfel, nu numai că nu putem caracteriza sistemul de impozitare ca fiind unul stabil sau predictibil, dar se pare că autoritățile statului au făcut un obiectiv din **(i) efectuarea unor schimbări dese și semnificative ce intră în conflict chiar cu scopul inițial al legii** (vezi: permanentizarea unui impozit cu caracter tranzitoriu, stabilirea unui impozit *suplimentar* pentru activitatea offshore printr-o legislație al cărui scop inițial era *încurajarea activității*, în condițiile în care nivelul redevențelor din România – calculate în cotă de 13% era și este în continuare între cele mai ridicate, comparativ cu jurisdicții similare offshore, inversarea tendinței de liberalizare a pieței) și din **(ii) efectuarea unor modificări bruște, ce nu permit planificarea multianuală (caracteristică și necesară sectorului upstream al gazelor naturale)**.

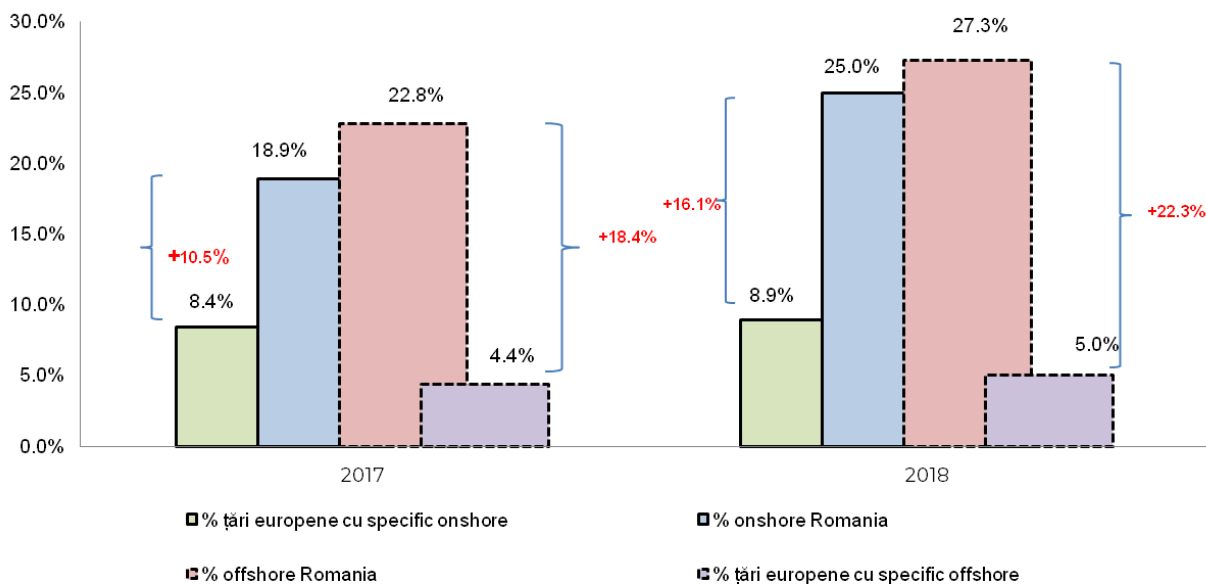
În contextul în care la nivel internațional intervine concurența fiscală în vederea atragerii investițiilor, este de așteptat ca lipsa stabilității și predictibilității din sistemul fiscal din România să conducă la scăderea atractivității României ca destinație de investiții.

Tot în acest context se poate pune și problema **reputației** României la nivel internațional. În domeniul offshore, **introducerea noului impozit pe veniturile suplimentare a survenit după realizarea unor investiții importante, identificarea unor perimetre viabile comercial și anunțarea unor intenții de exploatare în perioadele următoare**. Astfel, se pare că România confirmă, încă o dată, faptul că este dispusă să schimbe regulile în mijlocul jocului, așa cum a făcut și în alte domenii (ex. energia regenerabilă). În lumina acestor modificări, este de așteptat ca România să nu aibă o reputație pozitivă (nefiind un partener credibil, de încredere), ce afectează oportunitățile în ceea ce privește atragerea investițiilor pe viitor.

II. **Politică paradoxală în domeniul offshore, lipsa unei corelări între nivelul de risc/dificultate a exploatării și regimul de impozitare**

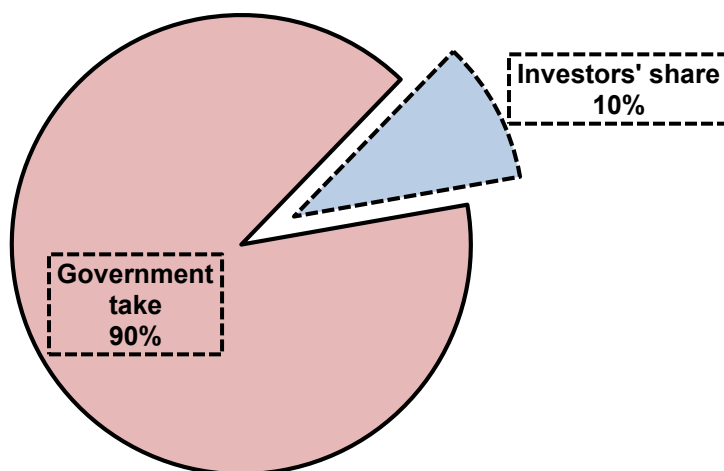
Dacă la nivel mondial se observă o corelare între dificultatea exploatării, pe de o parte, și nivelul de impozitare pe de altă parte, în sensul în care se practică sisteme de impozitare mai avantajoase pentru încurajarea unor exploatări mai dificile (cu investiții mai ridicate și risc mai ridicat), **în România, însă situația este paradoxal opusă, exploatările offshore (de regulă mai dificile și mai riscante, necesitând investiții mai ridicate), suferă o sarcină fiscală efectivă mai ridicată decât în cazul exploatărilor onshore și oricum de aproximativ 5 ori mai mare decât media țărilor cu specific predominant offshore în anii 2017 și 2018.**

Comparație și evoluție rată efectivă de impozitare onshore / offshore



Mai mult, în varianta actuală, regimul de impozitare offshore generează o cotă totală a statului (government take) de aproximativ 90% din profiturile generate de un proiect standard de gaze naturale offshore.

Situația profitabilității brute înainte de impozitare - sectorul upstream al gazelor naturale offshore



Sistemul de impozitare din România este astfel unul care efectiv **descurajează** investițiile viitoare în offshore. În contextul în care (i) producția de gaze naturale națională a suferit scăderi considerabile pe măsura exploatării și epuizării treptate a depozitelor convenționale existente, iar (ii) specialiștii estimează că menținerea sau chiar creșterea producției naționale putea fi realizată în mod substanțial numai prin intermediul zăcămintelor offshore, **este de așteptat ca sistemul actual de impozitare să conducă la (i) descurajarea investițiilor offshore, la (ii) limitarea activității la depozitele mature onshore aflate în producție, cu un grad de epuizare ridicat și declin accentuat și, implicit, la (iii) scăderea producției naționale și la creșterea dependenței de importuri.**

De altfel, cu caracter general, se poate observa că sistemul de redevențe și impozitare suplimentară nu este diferențiat în funcție de dificultatea exploatarei sau în funcție de tehnicile utilizate, neexistând nici un stimulent pentru încurajarea acestora. Prin urmare, și din această perspectivă, România pare să fie cu un pas în urmă.

III. Tendința de încetinire/reversare a procesului de liberalizare a pieței

Introducerea unor prețuri-limită pentru vânzarea gazelor naturale reprezintă, în mod clar, un pas înapoi în ceea ce privește tendința de liberalizare a prețurilor. Efectele sunt cele obișnuite pentru astfel de măsuri: denaturarea sistemului de stimulare a agenților economici (descurajarea acestora, în acest caz), și a sistemului decizional al consumatorilor (încurajarea acestora de a se baza pe un anumit consum energetic și anumite tehnologii prin prețuri scăzute în mod artificial).

IV. Carențe de natură tehnică

Lăsând la o parte raționamentul macro și oportunitatea pentru introducerea unor anume măsuri, apreciem că, în anumite cazuri distincte, implementarea în sine a măsurilor lasă de dorit:

- **Schimbarea bazei de referință** pentru calculul redevențelor este criticabilă din punctul nostru de vedere strict din perspectivă tehnică, această referință fiind nereprezentativă pentru condițiile pieței locale;
Stabilirea unei referințe nerelevante (la momentul luării deciziei, la un nivel mai ridicat decât cel al pieței locale) semnalează că obținerea de venituri mai ridicate la bugetul de stat este mai importantă decât încurajarea dezvoltării pieței pe baza principiului valorii de piață.

Folosirea unui preț de referință aferent unei piețe externe (nerelevante pentru piața locală) în scopul calculului redevențelor contrazice:

- **principiul justiției impunerii din Codul Fiscal**, care asigură că sarcina fiscală a fiecărui contribuabil să fie stabilită pe baza puterii contributive, respectiv în funcție de mărimea veniturilor. În condițiile în care prețul CEGH nu are legătură cu piața locală (în anumite cazuri fiind și cu peste 50% mai mare decât prețurile locale, în alte cazuri cu până la 24% mai reduse decât prețurile locale) **impunerea se realizează arbitrar prin raportare la venituri nerealizate, sau prin raportare la numai o parte din veniturile realizate**. În aceste condiții nu putem vorbi despre impunerea unor **venituri** suplimentare (conform raționamentului și scopului legii), veniturile fiind definite strict din perspectivă contabilă, ca și **creșteri ale beneficiilor economice** (or, aceste beneficii economice nu pot fi egale decât cu prețul efectiv realizat).
- **practica la nivel european**, unde prețurile de referință sunt stabilite exclusiv prin raportare la referințe locale relevante³.
- De asemenea, chiar dacă este de aplaudat *intenția* ca noile impozite pe veniturile suplimentare să conțină elemente de impozitare pe bază de profitabilitate (întrucât conțin componente de deduceri ale investițiilor realizate), abordarea modernă fiind combinarea unor elemente de redevență cu elemente de impozitare ce ține de profitabilitatea proiectelor, **totuși, apreciem că această intenție a fost implementată defectuos din perspectiva tehnicii administrative**.

Se poate observa că, la nivel mondial, sistemele de impozitare în sectorul *upstream* al petrolului și gazelor naturale sunt alcătuite din mai multe elemente, o abordare comună fiind combinarea unor redevențe (cu efect imediat), cu impozitare ce ia în calcul *profitabilitatea* exploatarei (cu efect pe termen lung). Prin această combinație se asigură un echilibru rezonabil, o aliniere între nevoile constante și imediate ale statului și nevoile contribuabilului de a corela impozitul datorat cu profitabilitatea proiectelor sale.

³ Principii de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale – Deloitte, Iunie 2018

Cu toate acestea, impozitele pe veniturile suplimentare din România încă nu acționează ca adevărate impozite pe profitabilitate întrucât, efect direct al modului de calcul, producătorii datorează și plătesc acest impozit chiar și înaintea recuperării investiției (deducerile de investiții fiind limitate, producătorii datorează și achită de la bun început impozit).

Mai mult, introducerea acestor impozite ar fi trebuit să coincidă cu diminuarea cuantumului redevenței, în așa fel încât să se mențină nivelul de impozitare total pe proiect, însă cu o alocare temporală diferită pe durata proiectului: în primă parte urmând a se achita redevențe, urmând ca, în timp, impozitul pe venituri suplimentare să crească în importanță.

Din contră, impozitele suplimentare s-au adăugat redevențelor datorate, crescând cu totul nivelul de impozitare, de la bun început.

- În practica internațională, *impozitele suplimentare* se aplică, de regulă, asupra prețurilor de vânzare considerate excedentare, pentru producătorii ce realizează un supraprofit (deci, peste un nivel considerat normal pentru sectorul respectiv). Astfel, conform formei actuale a Legii nr. 256/2018, respectiv Ordonanței nr. 7/2013, *veniturile suplimentare* sunt cele ce depășesc nivelul de 45,71 lei/MWh, respectiv aproximativ 47 lei / MWh.

Pe de altă parte, conform O.U.G. nr. 114/2018, prețul maxim – ce poate fi practicat pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică destinată consumului populației – este de 68 lei/MWh, **acest nivel fiind considerat din perspectiva legiuitorului ca fiind unul ce asigură, pe de o parte, rentabilitatea rezonabilă a proiectelor de investiții din perspectiva producătorului și, pe de altă parte, un cost adecvat pentru consumator.**

Se poate observa, astfel, că *impozitarea suplimentară*, stabilită prin Ordonanța nr. 7/2013 și Legea nr. 256/2018, se aplică inclusiv unor prețuri de vânzare ce nu mai sunt excedentare, suplimentare față de nivelul considerat normal în prezent.

- Prin **limitarea deductibilității investițiilor offshore din perspectiva impozitului pe profit** (în concret, prin reducerea cheltuielilor deductibile cu amortizarea fiscală a investițiilor realizate), baza de impozitare a producătorilor offshore este lărgită în mod artificial, comparativ cu restul agenților economici din România.

Această abordare este una contrară practicii la nivel european, unde impozitarea specifică în sectorul upstream cu elemente de profitabilitate este (i) similară cu mecanismul aplicat celorlalte sectoare de activitate și/sau (ii) conține măsuri de încurajare a investițiilor (ex: deducere mai rapidă, supra-deducere a investițiilor ș.a.m.d.).

- Întrucât formula de calcul a veniturilor supuse impozitului suplimentar offshore nu permite deducerea redevențelor aferente acestor venituri, apreciem că se generează o dublă impozitare a *veniturilor suplimentare* (redevențe, urmate de impozit pe veniturile suplimentare).
- Limitarea deductibilității investițiilor în limita a maximum 30% din veniturile suplimentare înregistrate (până la 85 lei/MWh) descurajează proiectele de investiții onshore cu costuri sau riscuri ridicate (ex. explorare, sonde de mare adâncime).

Totuși, ar fi eronat să afirmăm că aceste măsuri sunt total lipsite de coerență. Din contră, sistemul de impozitare specific al sectorului upstream al gazelor naturale din România își îndeplinește cu brio obiectivul (singurul, de altfel) pentru care a fost conceput: acela de a genera venituri bugetare suplimentare *pe termen scurt*. În lumina acestui singur obiectiv, se explică de ce rata efectivă de impozitare din România a ajuns să fie de departe cea mai ridicată dintre țările europene analizate, precum și creșterile recente în ceea ce privește impozitele și taxele specifice colectate, într-un ritm semnificativ disproporționat față de evoluția veniturilor din acest domeniu.

Problema este că aceste venituri suplimentare la buget au venit cu sacrificiul (i) descurajării investițiilor viitoare și (ii) descurajării producției locale (cu reducerea, desigur, a independenței energetice și creșterea dependenței de importuri).

Este clar că, în condițiile în care producția viitoare este descurajată și își va continua declinul inevitabil, și veniturile realizate la bugetul de stat vor înregistra un declin.

Astfel, în contextul legislativ mai amplu, numai impunerea prețului reglementat de 68 lei/MWh, deși nu este o măsură fiscală în sine, ar urma să genereze pierderi directe de venituri la bugetul de stat în următorii ani de aproximativ 1 miliard de lei pe an⁴, fără a lua în considerare pierderile indirecte cauzate de reducerea investițiilor și a producției de gaze naturale. Descurajarea investițiilor upstream conduce la pierderea unei oportunități semnificative pentru economia României, având în vedere **efectele economice directe, indirecte și induse generate de investițiile upstream:**

- fiecare 1 miliard de dolari cheltuit în explorarea, dezvoltarea și producția gazelor naturale **în sectorul upstream offshore**⁵ conduce la crearea unui număr mediu anual de 2.198 locuri de muncă menținute pe o perioadă de minimum 20 de ani, și are efect multiplicativ în economie, conducând la creșterea cumulată a veniturilor la bugetul național cu 1,9 mld. USD, concomitent cu creșterea cumulată a PIB-ului cu 3 mld. USD (pe o perioadă de circa 20 de ani).
- o investiție de 1 miliard de euro în sectorul upstream **onshore**⁶ generează o contribuție a sectorului de aproximativ 3.000 de locuri de muncă nou create sau menținute pe perioada producției (10 ani) și aproximativ 15.000 locuri de muncă pe perioada investiției (1 an), o contribuție la creșterea cumulată a veniturilor la bugetul național cu 1 mld. EUR, concomitent cu o contribuție la creșterea cumulată a PIB-ului cu 3,2 mld. EUR.

Este clar că celelalte obiective posibile nu au fost avute în vedere atunci când au fost luate măsurile ce au condus la forma actuală a sistemului de impozitare:

- **Ocuparea forței de muncă:**
Numărul de angajați depinde de amploarea activităților. Într-un sistem de impozitare cu tendință de creștere a sarcinii fiscale, investitorii își vor concentra activitățile în proiectele cu cele mai ridicate și sigure randamente.
- **Mediul:**
Din analiza realizată, nu am identificat vreo măsură bazată pe criterii legate de mediul înconjurător. Din contră, întrucât gazul natural reprezintă un factor important în mixul energetic care contribuie la o reducere a gazelor cu efect de seră, **descurajarea investițiilor și producției de gaze naturale poate încuraja indirect consumul altor surse de energie** (relativ mai dăunătoare mediului din perspectiva gazelor cu efect de seră).
- **Securitatea energetică:**
Sistemul actual de impozitare acționează contrar obiectivului securității energetice, având ca efect descurajarea producției locale și încurajarea importurilor (fapt observabil deja prin creșterea importurilor de gaze naturale din 2019);

Sistemul actual de impozitare a sectorului upstream al gazelor naturale este, deci, eminemamente unul orientat pe realizarea unor venituri bugetare pe termen scurt, care nu aduce un echilibru între nevoile prezentului și cele ale viitorului, fiind nesustenabil pe termen lung.

Posibile măsuri de îmbunătățire a sistemului

Având în vedere deficiențele identificate, considerăm că următoarele ar putea constitui măsuri cu potențiale efecte benefice, în sensul aducerii unui echilibru între: **(i) nevoile prezentului și cele ale viitorului, (ii) necesitățile bugetare ale statului și celelalte obiective strategice**, respectiv **(iii) necesitățile statului și cele ale investitorilor:**

- **Reducerea sarcinii fiscale efective**, la un nivel mai apropiat de media țărilor europene, pentru îmbunătățirea competitivității, în vederea încurajării investițiilor și producției în România.
- **Corelarea impozitării cu gradul de dificultate și risc al exploatării**, în sensul încurajării, printr-un regim fiscal mai favorabil, aferent exploatărilor mai dificile (i.e. impozitare mai redusă pentru offshore și pentru

⁴ Studiul Deloitte din februarie 2019, "Raport privind impactul O.U.G. nr. 114/2018 asupra pieței gazelor naturale din România" și estimarea cantităților din producția internă destinate pieței reglementate.

⁵ Studiul Deloitte din mai 2018 „Contribuția proiectelor de explorare și producție a hidrocarburilor din Marea Neagră la dezvoltarea economiei românești”.

⁶ Studiul KPMG din februarie 2016, "Impactul industriei onshore de explorare și producție a țițeiului și a gazelor naturale asupra economiei românești”.

exploatările onshore ce necesită tehnici îmbunătățite față de tehnicile convenționale, cum ar fi cele la mare adâncime ș.a.m.d.).

- **Un grad mai ridicat de corelare a impozitării cu profitabilitatea proiectelor de exploatare.** Chiar dacă sistemul de impozitare în domeniul upstream al gazelor naturale nu trebuie să fie bazat exclusiv pe profitabilitatea producătorului, **un consum al unor resurse finite fiind înregistrat indiferent de rezultatul acestui consum**, sistemul de impozitare trebuie să fie rezultatul unui compromis între nevoie constante și imediate ale statului și profitabilitatea efectivă a proiectelor.

Acest compromis ar putea fi obținut prin implementarea unui sistem alcătuit din redevență (venituri bugetare relativ constante, pe întreaga durată a producției) alături de un impozit legat de profitabilitate (cu admiterea pierderilor inițiale, inclusiv cele din faza de explorare), ce generează venituri pe termen mai lung. În concret, impozitele pe veniturile suplimentare ar trebui să admită pierderile din fazele inițiale, deducerea integrală a investițiilor efectuate, în așa fel încât impozitele suplimentare să fie datorate începând cu recuperarea totală a investiției de către producător.

- Din perspectiva ocupării forței de muncă, poate cel mai ridicat impact ar putea fi obținut prin reducerea semnificativă sau eliminarea impozitării specifice pentru proiectele mici sau cu randament scăzut, ce ar încuraja extinderea activităților cu randament mai scăzut, care în prezent nu reprezintă o prioritate pentru investitorii mari.
- Din perspectiva mediului înconjurător, în sine încurajarea producției și consumului gazelor naturale (în detrimentul altor surse mai poluante) este așteptată a avea un efect pozitiv asupra mediului, datorită emisiilor relativ reduse de gaze cu efect de seră.
- Eliminarea/reducerea semnificativă a contribuției de **2% stabilită prin O.U.G. nr. 114/2018 asupra cifrei de afaceri aferentă operațiunilor ce fac obiectul licențelor ANRE**, care, în prezent, este percepută *pentru finanțarea ANRE* (anterior ANRE reușind să obțină finanțare adecvată printr-un impozit de aproximativ 20 de ori mai redus).
- **Adoptarea unor prețuri de referință relevante pentru piață.** Pentru funcționarea adecvată a mecanismului prețului de referință pentru calculul redevenței, apreciem că (i) acesta trebuie să fie stabilit prin raportare la specificul tranzacțiilor aferente producției de la nivel local (majoritar contracte de furnizare pe termen lung, nu spot) și (ii) acesta trebuie să reprezinte un nivel relevant, ce poate fi **media ponderată a prețurilor înregistrate pe piața locală în perioada de referință**. De asemenea, ar putea fi analizată și oportunitatea unei eventuale corelări a principiului valorii de piață în materia impozitului pe profit cu valoarea utilizată pentru calculul valorii producției din perspectiva redevențelor (valoarea producției s-ar putea calcula prin raportare la prețurile realizate de producători atunci când acestea se încadrează în intervalul de piață, în caz contrar, valoarea producției ar urma să fie calculată prin raportare la mediana intervalului de piață (ce ar acționa, de facto, ca un preț de referință).
- **Nu în cele din urmă, trebuie precizat că sunt imperative modificări legislative care să asigure stabilitate/predictibilitate pentru investitorii existenți și potențiali.** Sistemul de impozitare nu trebuie numai să fie adus la un stadiu echilibrat și sustenabil, acesta trebuie să fie și menținut în timp, prin clauze de stabilitate adecvate, care să asigure un cadru legislativ stabil pentru investițiile pe termen lung și foarte lung cum sunt cele din industria de petrol și gaze (regimul fiscal aplicabil să rămână cel de la momentul începerii investițiilor/exploatării).

Perspective – proiecte de acte normative cu relevanță pentru domeniul upstream al gazelor naturale

Un prim pas important pentru restaurarea echilibrului în sistemul de impozitare al sectorului upstream al gazelor naturale l-ar putea reprezenta adoptarea **Proiectului de lege pentru modificarea Legii offshore nr. 256/2018 și Legii Petrolului nr. 238/2004**, publicat recent, în data de 20.09.2019, care propune următoarele:

În ceea ce privește **calculul redevențelor pentru gazele naturale**:

- Utilizarea, în primul rând, a **prețurilor de vânzare-cumpărare efectiv realizate** (mai puțin costurile de transport, înmagazinare și alte costuri logistice);
- În măsura în care gazele naturale nu fac obiectul unei operațiuni de vânzare-cumpărare, redevența s-ar calcula prin raportare la **prețuri de referință stabilite în baza prețului mediu ponderat al tuturor operațiunilor de vânzare-cumpărare raportate la ANRE în perioada de referință**.

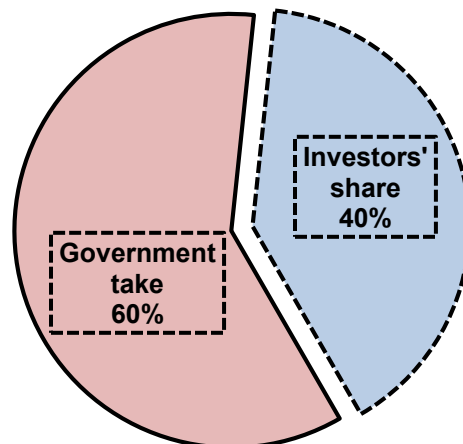
Notăm că această propunere de modificare a prețului de referință (desigur, benefică) **vine abia după ce prețul de referință CEGH utilizat pentru calculul redevenței a scăzut sub prețurile efectiv realizate de producătorii locali, deci, abia după actualul mecanism de stabilire a prețului și de calcul al redevenței și-a pierdut utilitatea din perspectiva statului.**

În ceea ce privește **activitatea offshore**:

- Ridicarea pragului peste care se determină *veniturile suplimentare* pentru care se datorează impozit, de la 45,71 lei/MWh, la 100 lei/MWh;
- Posibilitatea deducerii investițiilor în quantum de până la 60% din impozitul suplimentar, comparativ cu limita de 30% din prezent;
- Eliminarea prevederilor cu privire la nedeductibilitatea din perspectiva impozitului pe profit a investițiilor deduse la calculul impozitului suplimentar;
- Înlocuirea obligației de a comercializa cel puțin 50% din producție pe piața națională, cu obligația (temporară, până la 31.12.2021) de a oferta o cantitate de maximum 20% din producție pe piața centralizată;
- Exceptarea titularilor de acorduri petroliere de la prevederile O.U.G. nr. 114/2018 și O.U.G. nr. 19/2019 (contribuția de 2% ANRE și obligația de a vinde la un preț de maximum 68 lei/MWh);
- Nu în ultimul rând, proiectul de lege introduce prevederi mai clare și cuprinzătoare în ceea ce privește fixarea regimului fiscal specific pe durata acordurilor petroliere;

Prin modificările descrise mai sus, cota totală a statului (government take) atinge un nivel mai echilibrat de aproximativ 60% din profiturile generate într-un proiect standard offshore, ceea ce oferă o șansă pentru dezvoltarea proiectelor din Marea Neagră.

**Situația profitabilității brute înainte de impozitare
- sectorul upstream al gazelor naturale offshore
- în ipoteza adoptării proiectului de lege -**



De asemenea, conform unui **proiect de lege pentru aprobarea O.U.G. nr. 114/2018, aflat în prezent pe rolul Camerei Deputaților în calitate de Cameră decizională (PL-x nr. 93 / 2019)**⁷, au fost propuse mai multe modificări față de textul adoptat prin O.U.G. nr. 114/2018, printre care:

- Propunere de abrogare a contribuției anuale a titularilor de licențe acordate de ANRE – **propunerea a însă fost respinsă în Comisia pentru industrii și servicii;**
- Propunere de abrogare a plafonului de preț care poate fi practicat de producătorii interni, până la nivelul de 68 RON/ MWh – **propunerea a fost admisă pentru moment;**

⁷ <http://www.cdep.ro/comisii/industrii/pdf/2019/ai093.pdf>

Referințe:

1. **Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation** - International Monetary Fund;
2. **International Taxation of Upstream Oil and Gas** – Second Edition, Tolley;
3. **Global oil and gas tax guide 2019**, Ernst & Young;
4. **Contribuția proiectelor de explorare și producție a hidrocarburilor din Marea Neagră la dezvoltarea economiei românești**, Deloitte, mai 2018;
5. **O imagine de ansamblu asupra redevențelor și impozitelor similare, Sectorul upstream de petrol și gaze naturale în Europa**, Deloitte, aprilie 2018;
6. **Raport privind impactul O.U.G. nr. 114/2018 asupra pieței gazelor naturale din Romania**, Deloitte, februarie 2019;
7. **Principii de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale** – Deloitte, Iunie 2018;
8. **Impactul industriei onshore de explorare și producție a țițeiului și a gazelor naturale asupra economiei românești** – KPMG, februarie 2016;
9. **Raportul anual OMV Petrom S.A.**;
10. **Prezentări Capital Markets Story 2017 – 2018**;
11. **Raportul anual Romgaz S.A. 2017 – 2018**;

Cehia	Rezervele minerale din Republica Ceha 2016: date statistice pentru anul 2015;
Bulgaria	Petroceltic: Raport anual și situațiile financiare 2014;
Italia:	ENI Fact Book 2018
Austria:	OMV: Raport anual 2018
Polonia:	Polskie Gornictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. - Raport financiar separat al PGNiG S.A. pentru perioada 1 ianuarie 2018 - 31 decembrie 2018;
	Anunțul Ministerului Mediului din 05.09.2017 privind tarifele pentru anul 2018 în sfera de aplicare a Legii geologice și miniere;
	Anunțul Ministerului Mediului din 23.08.2016 privind ratele taxelor pentru anul 2017 în sfera de aplicare a Legii geologice și miniere;
Olanda:	EBN: Raport anual 2018;
Norvegia:	Equinor: Raport anual 2018;
	Fluxul de numerar net al guvernului din activitățile petroliere perioada 1971 - 2019;
	NorskPetroleum - Producție anuală 1971 - 2019;
Marea Britanie:	Oil&Gas UK – Business Outlook 2019;
	Statistici privind veniturile guvernamentale din producția de petrol și gaze din Marea Britanie;
Danemarca:	Nordsofonden: Report anual 2018;
	Agentia Daneza pentru Energie: Productia de petrol si gaze 2002
	Productie anuala in perioada 1972 - 2018;
	Rezumatul impozitelor colectate pentru anii 2011-2018, defalcat pe tipuri de impozite - Ministerul Finanțelor din Danemarca;
Ungaria:	Annual Report 2016 Mol Group
	Productie totala pentru perioada 2014-2018;
	Studiu minier si geologic maghiar - Informații pentru anul 2017;
	Studiu minier si geologic maghiar - Informații pentru anul 2018;
	Grup Mol - Raport Anual Integrat 2018;
	Date companii care opereaza cu gazele naturale pentru anul 2018 - Oficiul Maghiar de Reglementare în Domeniul Energiei și Vehiculelor;
Irlanda:	Situații financiare întocmite de Guvernul Irlandei pentru anul 2018;
	Vermillion Energy: Raport anual 2018;
Germania:	Oficiul de Stat pentru Minerit, Energie și Geologie: Raport 2018/2017 - Petrol și gaze naturale în Republica Federală Germania;
	Raport statistic 2018: Asociația Federală a Gazelor Naturale, Petrolului și Geoenergiei;
	Raport DEA German Erdoel AG - Situații financiare anuale pentru anul 2018;
	BASF: Raport anual 2018;
Serbia:	NIS – Raport anual 2018
Slovenia:	ENVOI – Slovenia / Hungary, Petišovci & Lovaszi Licenses (Field Appraisal & Development) - 2010;
Slovacia:	Ordinul Guvernului nr. 155 / 14.06.1994;
Turcia:	Legea nr. 6491 / 30.05.2013 privind petrolul;
Croația:	Regulamentul privind drepturile pentru explorarea și exploatarea hidrocarburilor.

Cadru legal analizat:

1. **Legea petrolului nr. 238/2004;**
2. **Ordinul nr. 98/1998** privind aprobarea metodologiilor de stabilire a prețului de referință pentru petrolul (țiței și gaze naturale) extras în România și modificarea și completarea unor instrucțiuni tehnice privind activitatea titularilor de acorduri petroliere;
 1. Instrucțiunea tehnică privind preluarea și valorificarea cantităților de petrol reprezentând redevența din 17.08.1998
3. **Ordinul nr. 204/2019** privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru țițeiurile extrase în România și a Instrucțiunilor tehnice privind activitatea titularilor de acorduri petroliere;
 1. Instrucțiunile tehnice privind activitatea titularilor de acorduri petroliere, din 23.07.2019
4. **Ordinul nr. 281/2019** pentru modificarea anexei nr. 2 la Ordinul președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 204/2019 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru țițeiurile extrase în România și a Instrucțiunilor tehnice privind activitatea titularilor de acorduri petroliere
 1. Instrucțiunile tehnice privind activitatea titularilor de acorduri petroliere, din 17.04.2019;
5. **Ordinul ANRM nr. 32/2018** privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase în România;
 1. Ordinul nr. 282/2019 pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase din România;
 2. Ordinul nr. 299/2019 pentru modificarea art. 2 din anexa la Ordinul președintelui ANRM nr. 32/2018 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețului de referință pentru gazele naturale extrase din România;
6. **Legea energiei și a gazelor naturale nr. 123/2012;**
7. **Ordonanța nr. 7/2013** privind instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale, cu modificările aduse prin următoarele acte:
 1. O.U.G. nr. 12/2013 pentru reglementarea unor măsuri financiar-fiscale și prorogarea unor termene;
 2. O.U.G. nr. 13/2014 pentru modificarea anexei la Ordonanța Guvernului nr. 7/2013 privind instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale;
 3. O.U.G. nr. 80/2014 pentru modificarea și completarea Legii nr. 571/2003 privind Codul fiscal și a altor acte normative;
 4. O.U.G. nr. 57/2015 pentru modificarea și completarea Legii nr. 571/2003 privind Codul fiscal și a altor acte normative;
 5. O.U.G. nr. 99/2016 privind unele măsuri pentru salarizarea personalului plătit din fonduri publice, prorogarea unor termene, precum și unele măsuri fiscal-bugetare;
 6. O.U.G. nr. 25/2017 pentru modificarea conținutului anexei la Ordonanța Guvernului nr. 7/2013 privind instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale;
 7. O.U.G. nr. 90/2017 privind unele măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene ;
 8. Legea nr. 73/2018 pentru aprobarea Ordonanței Guvernului nr. 7/2013 privind instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale;
8. **Ordonanța de urgență nr. 33/2007** privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;
9. **Ordonanța de urgență nr. 114/2018** privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene;
 1. O.U.G. nr. 19/2019 pentru modificarea și completarea unor acte normative;
 2. Anexele 1 și 2 la Ordinul președintelui ANRE nr. 18 / 2019 pentru aprobarea Metodologiei privind calculul și stabilirea contribuției bănești anuale prevăzute la art. 2 alin. (31) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, astfel cum a fost introdus prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 114/2018, și modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 224/2018 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în anul 2019, din 25.02.2019;
 3. Aviz înlocuitor asupra proiectului de Lege pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 114 / 2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene
10. **Legea nr. 256/2018** privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere off-shore;
 1. Expunere de motive pentru proiectul Legii privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore;
 2. Proiect de lege pentru modificarea și completarea Legii nr. 256/2018 privind unele măsuri necesare pentru implementarea operațiunilor petroliere de către titularii de acorduri petroliere referitoare la perimetre petroliere offshore și Legii Petrolului nr. 238/2004.



