

Piața gazelor naturale din România:

Cum garantăm securitatea
și competitivitatea sectorului



Mai 2019

2019

Cuprins

Rezumat executiv	4
I. Obiectivele studiului, metodologia aplicabilă și avertisment	6
A. Obiectivele studiului	6
B. Metodologia aplicată	6
C. Avertisment	6
II. Principalele obstacole care împiedică crearea unei piețe competitive de gaze naturale în România	7
A. Obstacole majore în calea bunei funcționări a pieței românești de gaze naturale	8
i. Piața românească de gaze naturale are interconexiuni foarte limitate cu piața gazelor naturale din UE	8
ii. În ciuda introducerii obligațiilor pieței centralizate, lichiditatea de pe piața românească angro rămâne redusă și neregulată	11
iii. Concurența limitată pe piața clienților casnici cu amănuntul	14
iv. Clienții vulnerabili nu sunt vizați în mod eficient de mecanismul în vigoare	15
B. Obstacolele majore identificate pe piața românească a gazelor naturale sunt interdependente	16
III. Recentele modificări ale legii pot agrava lipsa de lichiditate pe piața angro și genera efecte negative pe termen mediu și lung asupra sectorului gazelor naturale	17
A. Schimbările anului 2018 - efecte puternice asupra domeniilor legislativ și fiscal	17
i. Introducerea plafonului de preț prin OUG 114/2018	17
ii. Indexarea calculului redevențelor la prețul CEGH prin Ordinul ANRM 32/2018	17
iii. Creșterea taxei suplimentare și continuarea acesteia prin Legea 73/2018	18
B. Recentele modificări subminează atractivitatea investițiilor în sectorul upstream și agravează lipsa de lichiditate pe piața angro	20
IV. Plan de acțiuni	22
A. Obiective propuse	22
B. Set de măsuri	24
V. Protecția adecvată a consumatorilor vulnerabili de energie și crearea unei piețe angro lichide sunt condiții cheie ale dezvoltării unor piețe cu amănuntul competitive	27

Cuprins

A.	Accent pe protecția sustenabilă a consumatorilor vulnerabili	27
i.	Definirea consumatorilor vulnerabili de energie	27
ii.	Adoptarea unei scheme sustenabile de protecție a consumatorilor vulnerabili	29
B.	Accent pe dezvoltarea unei piețe lichide angro	30
i.	Adaptarea obligațiilor pieței centralizate	31
ii.	Introducerea obligațiilor de formare a pieței	33
iii.	Modificarea normelor de echilibrare	33
VI.	Implementarea planului de acțiuni - efecte pozitive asupra prețului gazelor naturale pentru la consumatorii finali, securității aprovizionării și dezvoltării economice a României	34
A.	Scăderea structurală a prețului gazelor naturale la utilizatorii finali din România	34
B.	Diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale și creșterea securității acestora	35
C.	Stimularea dezvoltării economice a României	35
GLOSAR	36
Anexă - Obstacole în calea bunei funcționări a pieței românești de gaze naturale		37

Lista diagramelor

Diagrama 1: Capacitățile tehnice de import ale României și rata lor de utilizare în ianuarie 2019	8
Diagrama 2: Vulnerabilitatea pieței românești a gazelor naturale în cazul întreruperii importurilor rusești prin Ucraina	9
Diagrama 3: Proiectul BRUA și impactul său asupra capacităților de export din România	10
Diagrama 4: Creșterea volumelor de gaze naturale de pe piețele centralizate	11
Diagrama 5: Lichiditatea pieței pentru ziua următoare în februarie 2019	12
Diagrama 6: Lichiditatea produsului lunar pe platforma BRM	13
Diagrama 7: Structura prețurilor reglementate cu amănuntul pentru clienții casnici	14
Diagrama 8: Scăderea mijloacelor dedicate protecției consumatorilor vulnerabili	15
Diagrama 9: Nivelurile prețurilor la gaze naturale în România comparativ cu indicii de preț CEGH	18
Diagrama 10: Procesul de aplicare a taxei suplimentare în România	19
Diagrama 11: Recentele modificări legislative reduc atractivitatea investițiilor în sectorul upstream	20
Diagrama 12: Obiectivele foii de parcurs propuse	22
Diagrama 13: Legături de condiționalitate între obiectivele foii de parcurs	23
Diagrama 14: Set de măsuri propuse în foaia de parcurs	24
Diagrama 15: Dificultatea implementării și impactul preconizat al măsurilor recomandate	25
Diagrama 16: Implementarea calendarului foii de parcurs propuse	26
Diagrama 17: Exemple de indicatori folosiți pentru definirea consumatorilor vulnerabili	28
Diagrama 18: Procentul consumatorilor vulnerabili din totalul populației, conform indicatorului utilizat	28
Diagrama 19: Fondurile necesare asigurării unei protecții eficiente a consumatorilor de energie vulnerabili	30
Diagrama 20: Exemple de scheme de cesiune a gazelor naturale introduse în Europa	31
Diagrama 21: Adaptarea obligațiilor pieței centralizate - exemplu ilustrativ	32
Diagrama 22: Obstacole principale în calea bunei funcționări a pieței românești a gazelor naturale	37
Diagrama 23: Exemple de runde de licitații lansate recent în țări din Europa de Est	39
Diagrama 24: Rezumat al principalelor modificări legislative și fiscale recente	40
Diagrama 25: Modificările recente ale schemei de remunerare a investițiilor în infrastructurile de gaze naturale	42
Diagrama 26: Tarifele de capacitate transfrontalieră aplicate de Transgaz pe durata iernii	42
Diagrama 27: Case compensare funcționale în principalele platforme de comercializare a gazelor naturale din Europa Centrală și de Est	43

Rezumat executiv

Sectorul gazelor naturale din România este nefuncțional, iar evoluția sa către o piață liberalizată echitabilă și echilibrată este împiedicată de obstacole majore.

În ciuda unor progrese substanțiale pe calea liberalizării pieței gazelor naturale din ultimii ani și până la sfârșitul anului 2018, câteva obstacole majore continuă să împiedice crearea unei piețe mature și atractive a gazelor naturale în România.

Aceste obstacole au fost identificate de-a lungul întregului lanț valoric, de la upstream până la downstream, și afectează deopotrivă piețele angro și pe cele cu amănuntul de gaze naturale.

Pe de o parte, lichiditatea redusă de pe piața angro a gazelor naturale afectează în mod negativ întregul sector românesc al gazelor naturale, prin limitarea atractivității investițiilor în producția de gaze naturale și generarea unui mediu slab concurențial pe piața cu amănuntul.

Pe de altă parte, în lipsa unei piețe angro solide, mecanismele adoptate pentru acoperirea costului aprovizionării cu gaze naturale la tarifele reglementate sunt lipsite de transparență și predictibilitate. Aceste incertitudini limitează masiv atractivitatea segmentului pentru posibili noi actori pe această piață. În plus, lipsa unei scheme eficiente de protecție a consumatorilor de energie vulnerabili subminează masiv acceptabilitatea politică a dereglementării pieței cu amănuntul pentru clienții casnici.

Recenta introducerea a plafonului de preț de 68 RON/MWh preconizează exacerbarea majoritatea obstacolelor existente și generarea unor impacturi negative pe termen lung asupra sectorului gazelor naturale din România.

Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 114/2018, adoptată de Guvernul României la sfârșitul lui 2018 (și modificată la sfârșitul lui martie 2019), a impus un

plafon de 68 RON/MWh asupra unei părți substanțiale a volumelor comercializate pe piața de gaze naturale cu amănuntul.

Cu toate că o astfel de măsură împiedică consumatorii casnici români să fie expuși la posibile creșteri de prețuri în viitorul apropiat, punerea în aplicare a OUG nr. 114/2018 va exacerba în mod clar lipsa de lichidități de pe piața angro a gazelor naturale și va genera efecte dăunătoare pe termen mediu și lung asupra securității aprovizionării și accesibilității financiare a clienților finali.

De fapt, OUG nr. 114/2018 nu remediază deficiențele sistemice de pe piața românească a gazelor naturale, ci va continua să agraveze obstacolele care împiedică o dezvoltare eficientă și echilibrată a sectorului. Simpla introducere a unui plafon de preț încalcă din punct de vedere structural condițiile care permit dezvoltarea unei piețe atractive și competitive pentru producători, comercianți cu amănuntul și consumatori.

Pentru a depăși aceste obstacole, este propus un plan de acțiune pentru ameliorarea atractivității și competitivității sectorului gazelor naturale în cadrul întregului lanț valoric

Principalele obiective ale planului de acțiune sunt următoarele:

- Garantarea accesibilității gazului natural pentru consumatorii finali români, prin creșterea concurenței pe piața cu amănuntul a clienților casnici și adaptarea nivelului de protecție acordat consumatorilor vulnerabili.
- Îmbunătățirea lichidității de pe piața angro prin dereglementarea completă a prețului cu amănuntul al gazelor naturale și continuarea dezvoltării unui indice precis al prețurilor în România.

- Încurajarea investițiilor în sectorul upstream și îmbunătățirea interconexiunilor între România și piața gazelor naturale din UE.

Planul de acțiune propus a fost conceput pentru aplicare sub forma unui pachet consistent de măsuri interdependente într-un orizont de timp suficient de scurt

Dacă astfel de măsuri vor fi acceptate de autoritățile române, acest pachet va putea fi implementat într-o perioadă de 18 luni.

Anularea integrală a plafonului de preț introdus de OUG nr. 114/2018 este o condiție a dezvoltării unei piețe de gaze naturale lichide și profunde; o astfel de anulare este condiționată de aplicarea unui mecanism echitabil și specific dedicat protecției consumatorilor vulnerabili de energie. Este necesară crearea și implementarea unui program cuprinzător de combatere a sărăciei energetice, care să combine măsuri financiare, non-financiare și de eficiență energetică, în scopul asigurării unei protecții durabile a consumatorilor vulnerabili de energie din România.

Unele dintre acțiunile recomandate, precum adaptarea obligațiilor de pe piața centralizată, sunt relativ ușor de aplicat, cu efecte preconizate pe termen scurt, în timp ce alte măsuri pot necesita mai mult timp pentru a deveni funcționale, dar vor genera evoluții structurale cu un mai mare impact, precum consolidarea capacităților de interconectare cu Uniunea Europeană.

Exemple de instrumente comune pentru creșterea lichidității pe piața angro

Obligațiile pieței centralizate (CMO) curente nu au reușit să garanteze un nivel adecvat și regulat de lichiditate al pieței până în prezent. Aceste obligații trebuie așadar adaptate printr-o aplicare fermă a obligațiilor producătorilor de gaze naturale. Cei din

urmă se vor angaja să ofere diverse produse pe piață (produse lunare, trimestriale, anuale), cu notificare prealabilă a volumului, maturității și calendarului de vânzări.

Aceste adaptări ar trebui proiectate astfel încât să genereze vizibilitate și predictibilitate privind volumele de gaze naturale disponibile pe piață și trebuie echilibrate cu o reducere substanțială a cantităților globale de gaze naturale supuse acestei obligații. În plus, efectul pozitiv al acestor noi CMO va fi întărit de introducerea de servicii de formare a pieței (market making), ceea ce va permite vizibilitatea prețului pe piața spot (produse ale zilei și pentru ziua următoare) și o adaptare a normelor de echilibrare pentru o integrare mai directă a prețurilor de piață.

Planul de acțiune propus va întări securitatea aprovizionării, va reduce expunerea la importuri și, astfel, va garanta competitivitatea și accesibilitatea gazului natural pe termen lung în România

Ambiția de a promova o piață românească angro a gazelor naturale lichidă și profundă nu este un obiectiv în sine, ci deservește în mod direct mai multe obiective strategice, precum securitatea aprovizionării, accesibilitatea gazului natural și competitivitatea pentru întreaga economie românească, de la producție la consum.

Combi-nația de măsuri propuse a fost concepută sub forma unui pachet de măsuri a căror bună implementare va încuraja dezvoltarea producției de gaze naturale, va diversifica posibilele surse de importuri, opțiunile de export și va garanta aprovizionarea cu gaze naturale la prețuri accesibile a consumatorilor casnici și non-casnici din România pe termen lung.

I. Obiectivele studiului, metodologia aplicabilă și avertisment

A. Obiectivele studiului

În noiembrie 2018, FPPG¹ a desemnat Emerton pentru efectuarea unei analize amănunțite a pieței gazelor din România și propunerea de măsuri structurate pentru ameliorarea eficienței globale și atractivității sectorului gazelor naturale de-a lungul întregului lanț valoric.

Principalele etape ale studiului au fost următoarele:

- Descrierea cadrului aplicabil de reglementare și a evoluțiilor actuale de pe piața românească, de-a lungul întregului lanț valoric al gazelor.

nească, de-a lungul întregului lanț valoric al gazelor.

- Identificarea principalelor obstacole în calea bunei funcționări a piețelor angro și cea cu amănuntul din România.
- Prioritizarea măsurilor de urmat în scopul încurajării liberalizării pieței gazelor naturale și elaborării unui plan de acțiuni realist.

B. Metodologia aplicată

Analizele din prezentul raport se bazează pe elemente combinate rezultate din:

- Discuții cu majoritatea actorilor de pe întreg lanțul valoric al gazelor naturale din România, de la producători la comercianți cu amănuntul.
- Cercetarea și analiza de documente publice,

precum codul rețelei, legi, ordonanțe, metodologii de aplicare, baza de date ENTSOE privind transparența.

- Valori de referință ale altor piețe de gaze din UE.
- Expertiza Emerton în domeniul lanțului valoric al gazelor naturale.

C. Avertisment

Planul de acțiuni propus în prezentul raport și măsurile aferente acestuia trebuie aplicate sub forma unui pachet, în urma unei largi consultări ai principalilor actori de pe piața din România, evident împreună cu autoritățile publice și ANRE.

Dincolo de acceptabilitatea politică a foii de parcurs, unul dintre factorii săi cheie de succes depinde de o aplicare corespunzătoare a fiecărui mecanism propus în cadrul său.

Fiecare mecanism trebuie să fie adaptat și monitorizat constant, pentru a reflecta evoluțiile continue de pe piețele angro și cu amănuntul. Consultările permanente din piață și întâlnirile transportatorilor constituie o condiție prealabilă a unei aplicări eficiente și echilibrate a măsurilor propuse în prezentul document.

¹ Federația Patronală Petrol și Gaze din România.

II. Principalele obstacole care împiedică crearea unei piețe competitive de gaze naturale în România

În ciuda progreselor pe calea liberalizării pieței de gaze naturale până la sfârșitul anului 2018, câteva obstacole majore continuă să împiedice crearea unei piețe competitive a gazelor naturale în România

Piața românească a gazelor naturale a trecut printr-un proces treptat de liberalizare care început în anii 2000 și a durat până la emiterea *OUG 114/2018*. Ultimele progrese obținute au constat în liberalizarea pieței clienților non-casnici în 2015 și dereglementarea integrală a prețului de achiziție a gazelor în 2017.

În ciuda acestor progrese, câteva deficiențe continuă să împiedice crearea unei piețe competitive a gazelor naturale în România. Conform rezultatelor analizei efectuate, până în prezent au fost identificate 14 obstacole în cadrul lanțului valoric al gazelor naturale².

Puține dintre acestea au fost clasificate ca obstacole majore care împiedică în mod direct buna funcționare a piețelor angro și cu amănuntul. Această secțiune se axează asupra obstacolelor majore care au fost identificate anterior producerii modificărilor legislative din 2018. Aceste obstacole majore sunt următoarele:

- Interconexiuni limitate între România și piața UE a gazelor naturale.
- Lichiditate redusă și instabilă pe piața angro.
- Concurență redusă în segmentul casnic cu amănuntul.
- Protecție inadecvată a clienților vulnerabili.

² Au fost identificate 14 obstacole: unele dintre acestea sunt detaliate în textul principal al raportului, în timp ce altele sunt prezentate în anexă.

A. Obstacole majore în calea bunei funcționări a pieței românești de gaze naturale

i. Piața românească de gaze naturale are interconexiuni foarte limitate cu piața gazelor naturale din UE

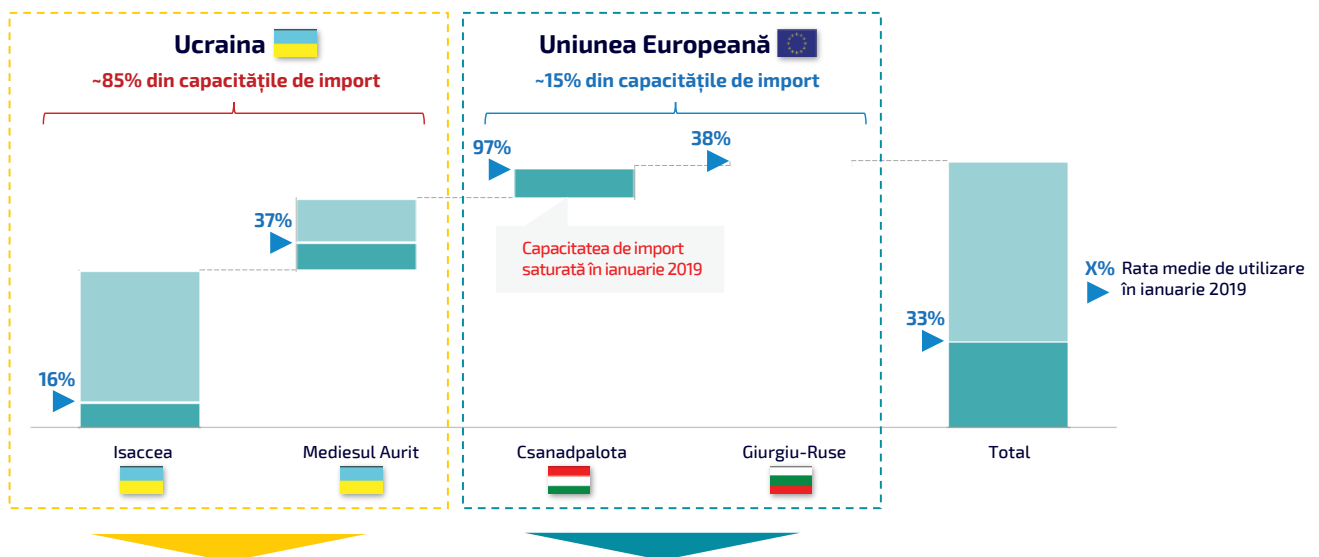
Rețeaua de gaze naturale din România este relativ izolată de piața europeană a gazelor naturale. Capacitățile de transport transfrontalier sunt limitate atât pentru importuri, cât și pentru exporturi.

Capacități de import:

Cea mai mare parte a capacităților de import transfrontalier este concentrată în Ucraina (~85%). Cele

două puncte de interconectare cu țările din UE, cum ar fi Ungaria și Bulgaria, au capacități foarte limitate, ilustrate în **Diagrama 1** de mai jos. De exemplu, punctul de transfer al importurilor din Ungaria în România (Csanadpalota) a fost saturat în ultima perioadă de vârf de cerere din ianuarie 2019.

Diagrama 1: Capacitățile de import ale României la punctele de trecere a frontierei și ratele lor de utilizare în ianuarie 2019 (GWh/zi)



■ Capacitățile de import sunt masiv concentrate în Ucraina

■ Capacitățile de import din statele UE sunt foarte limitate

■ Punctul de interconectare cu Ungaria a fost saturat în perioadele de cerere de vârf

Sursă: Platforma de transparență a ENTSOG, analiză Emerton

Importurile de gaze naturale au un rol cheie în acoperirea cererii de gaze naturale din România în perioadele cu vârf de cerere din timpul iernii. Diversificarea redusă a surselor de import face ca România să fie puternic dependentă de cantitățile de gaze naturale transportate prin Ucraina.

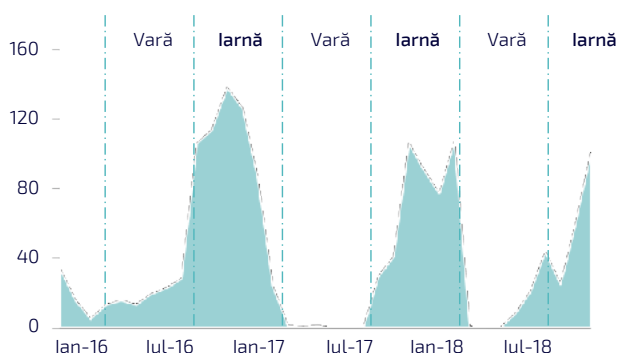
Un test de stres realizat de ENTSOG³ în 2017 a arătat că piața românească a gazelor naturale este

una dintre cele mai vulnerabile din UE în cazul unei întreruperi a importurilor de gaz rusec prin Ucraina. Într-adevăr, dacă cantitățile de gaz rusec sunt întrerupte în primele două săptămâni din februarie, cererea va trebui redusă cu aproape 25%, conform datelor din **Diagrama 2** de mai jos.

Diagrama 2: Vulnerabilitatea pieței românești de gaze naturale în cazul întreruperii importurilor rusești prin Ucraina

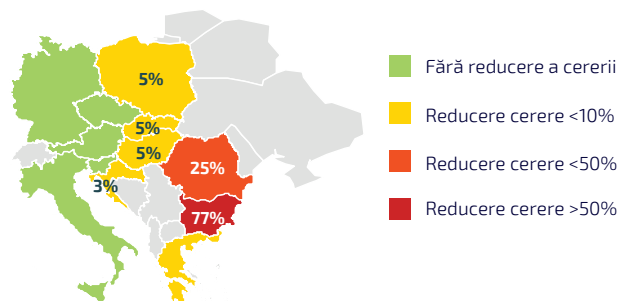
România este dependentă de importurile de gaze naturale în perioadele de cerere de vârf

Importuri lunare de gaze naturale 2016-2018 (GWh/zi)



România este vulnerabilă la posibilele încetări ale importurilor de gaz rusec

Cerințe de reducere a cererii în cazul întreruperii importurilor din Ucraina în primele două săptămâni din februarie



Sursă: Raport de simulare ENTSOG SoS, platforma de transparență ENTSOG, analiză Emerton

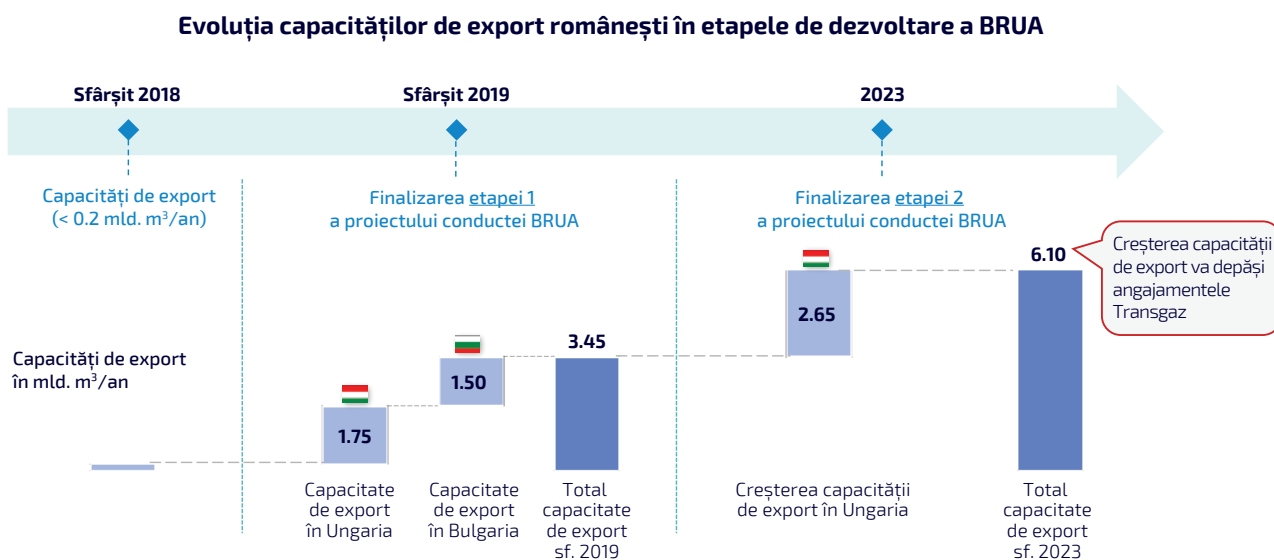
³ ENTSOG: Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de gaze. Testul de stres se bazează pe stadiul de evoluție al infrastructurii de gaze din 2017.

Capacități de export

Capacitățile de export din România către alte piețe ale gazelor naturale din UE sunt aproape inexistente. Astfel, România este și mai izolată de piețele europene de gaze, ceea ce împiedică dezvoltarea unei piețe angro.

În 2018, Transgaz s-a angajat să crească capacitățile de export către piețele europene cu 4 mld. m³/an. Introducerea conductei BRUA⁴, cu cele două faze ale sale⁵, va însemna îndeplinirea acestui angajament și va spori interconexiunile între piața românească și europeană a gazelor naturale, astfel cum se arată în **Diagrama 3**.

Diagrama 3: Proiectul BRUA și impactul său asupra capacităților de export din România



Sursă: Raport Transgaz 2018, analiză Emerton

⁴ Conducta de gaze BRUA pentru Bulgaria-România-Ungaria-Austria.

⁵ Construcția primei etape a proiectului este în curs, dar planul de dezvoltare al Transgaz, care include cea de a doua etapă, a fost respins în martie 2019.

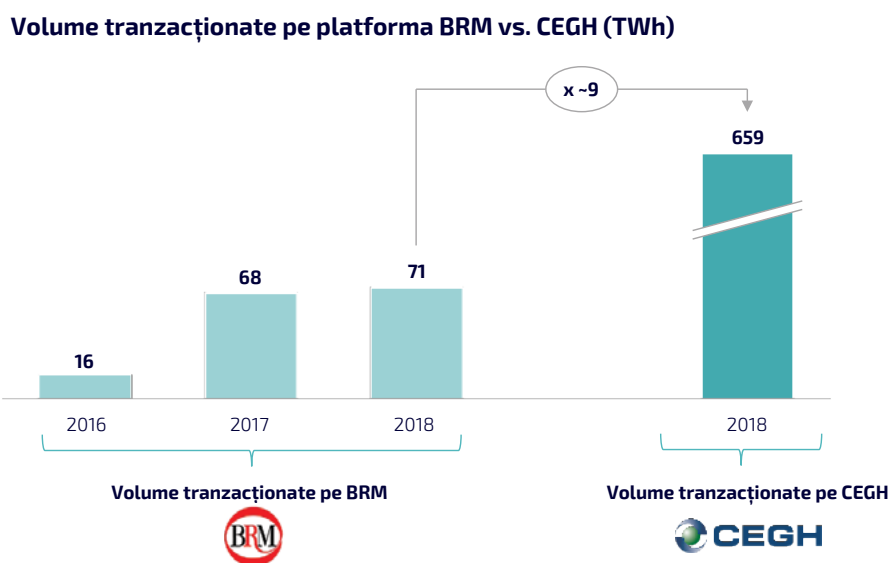
ii. În ciuda introducerii *Obligațiilor pieței centralizate*, lichiditatea de pe piața românească angro rămâne redusă și neregulată

În prezent sunt disponibile trei platforme de tranzacționare autorizate să funcționeze pe piața centralizată a gazelor naturale din România: BRM, Opcom și Humintrade. Jucătorii de pe piață au preferat până acum BRM, majoritatea tranzacțiilor având loc prin această platformă.

Obligațiile pieței centralizate (CMO) au fost introduse în 2015, pentru a forța producătorii să vândă (și comercianții cu amănuntul să cumpere) o mare parte

din volumele de gaze naturale pe care le produc (sau pe care le vând consumatorilor finali) prin platformele de tranzacționare. Această măsură a condus inevitabil la o creștere a volumelor totale tranzacționate pe piața angro în ultimii ani, așa cum se observă în **Diagrama 4**.

Diagrama 4: **Creșterea volumelor de gaze naturale de pe piețele centralizate**



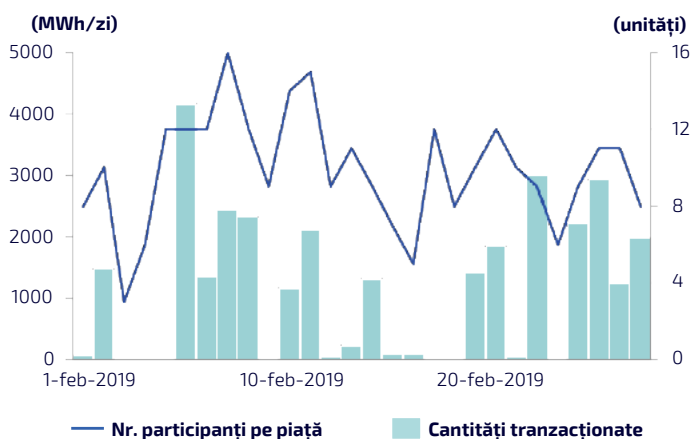
Sursă: BRM, CEGH, analiză Emerton

Cu toate acestea, analiza detaliată a diverselor produse tranzacționate a arătat că lichiditatea pieței angro rămâne destul de limitată. **Diagrama 5** redată mai jos prezintă exemplul pieței pentru ziua următoare,

unde volumele tranzacționate sunt instabile, iar numărul participanților pe piață este foarte mic în unele zile (3-4 jucători).

Diagrama 5: Lichiditatea pieței pentru ziua următoare în februarie 2019

Cantități de gaze naturale tranzacționate și număr de participanți pe piața zilei următoare în februarie 2019



1. Suma volumelor tranzacționate pe BRM și OPCOM
Sursă: BRM, OPCOM, analiză Emerton

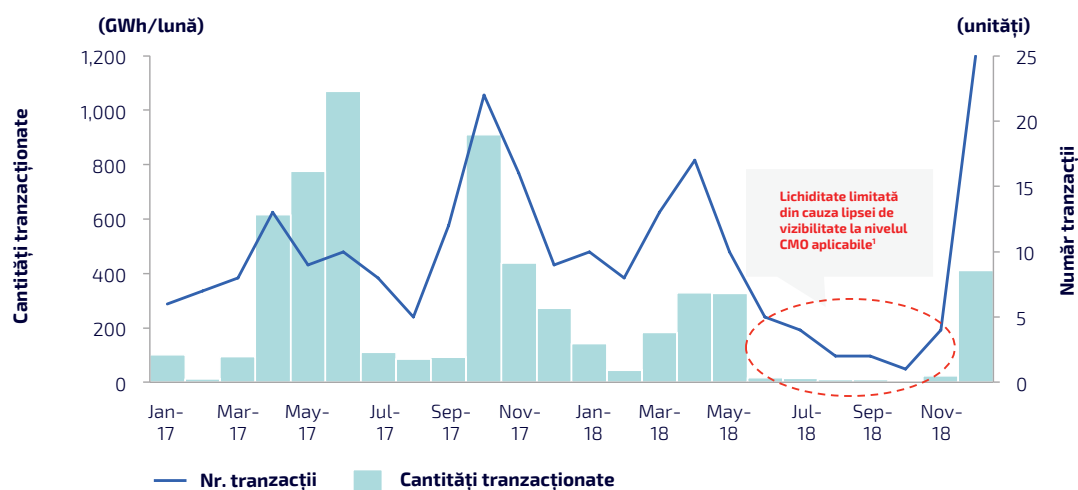
În plus, produsele pe termen mediu suferă și de pe urma unei lichidități neregulate și imprevizibile. **Diagrama 6** ilustrează exemplul produsului lunar pentru care volumele variază semnificativ de la o lună la alta. De exemplu, tranzacțiile produsului pe luna

următoare au fost aproape inexistente în perioada iunie-septembrie 2018, din cauza lipsei de vizibilitate la nivelul *Obligațiilor pieței centralizate* pe care jucătorii de pe piață trebuiau să le îndeplinească⁶.

⁶ Sursă: interviuri în piață.

Diagrama 6: Lichiditatea produsului lunar pe platforma BRM

Cantități de gaze naturale vândute pe BRM folosind produsul lunar și numărul de tranzacții realizate lunar



1- Jucători de pe piață care așteaptă legislație secundară privind obligațiile pieței centralizate
Sursă: BRM, analiză Emerton

Piața românească angro de gaze naturale nu este funcțională și nu oferă prețuri stabile și volume suficiente pentru tranzacționare în regim spot sau forward. *Obligațiile pieței centralizate*, în forma în care au fost aplicate, nu oferă vizibilitatea și predicțibilitatea de care jucătorii din piață au nevoie pentru

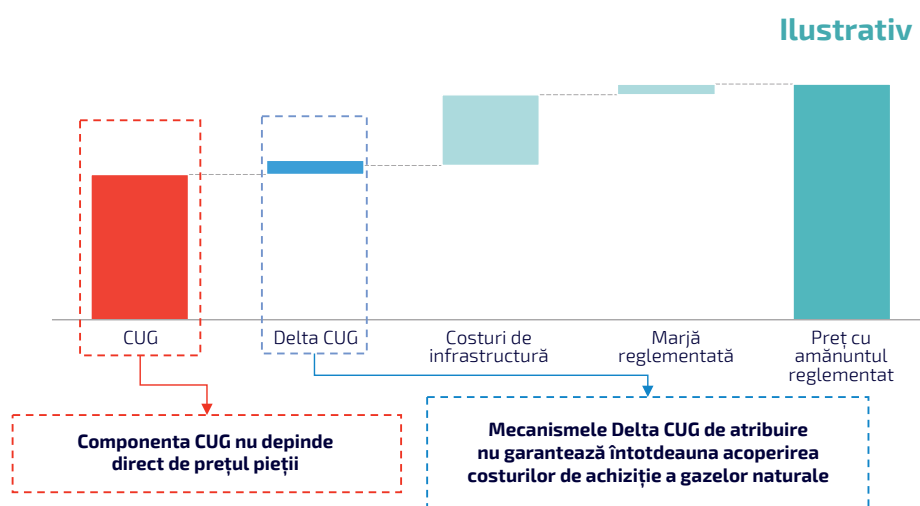
a-și structura și anticipa în mod corect aprovizionarea cu gaze naturale. Așa cum se arată în detaliu în prezentul raport, un astfel de mecanism trebuie să fie adaptat pentru a fi mai eficient și a-și atinge obiectivul inițial.

iii. Concurența limitată în piața clienților casnici cu amănuntul

Piața clienților casnici cu amănuntul este dominată de doi jucători, care o controlează în proporție de peste 90%. Această structură a pieței este rezultatul atât a evoluției în timp a sectorului gazelor naturale din România, cât și a atractivității limitate a activității de comerț cu amănuntul pentru posibii noi actori.

Este adevărat că prețurile pentru clienții casnici sunt în continuare reglementate și că metodologia folosită pentru a stabili tarifele reglementate cu amănuntul nu garantează că comercianții cu amănuntul vor reuși să își acopere costurile în toate condițiile de piață.

Diagrama 7: Structura prețurilor reglementate cu amănuntul pentru clienții casnici



Sursă: Raport ANRE 2017, metodologia Z19/2018 de stabilire a tarifelor reglementate pentru clienți casnici, analiză Emerton

Așa cum se arată la **Diagrama 7** de mai sus, costul recunoscut al gazelor naturale (CUG) folosit la stabilirea tarifelor reglementate nu are o legătură directă cu prețurile de piață. Așa-numita componentă "Delta CUG" a fost introdusă pentru a acoperi diferența între CUG și costul real al aprovizionării cu gaze naturale

suportat de comercianții cu amănuntul. Totuși, recunoașterea acestei componente de către legiuitor necesită îndeplinirea câtorva condiții⁷ care sunt dificile și insuficient de transparente. Prin urmare, profitabilitatea structurală a activității este subminată, ceea ce limitează nivelul de concurență din segment.

⁷ Condiții referitoare în principal la costul achizițiilor de gaze naturale, care trebuie îndeplinite de toți comercianții cu amănuntul, și la acoperirea împotriva riscurilor (hedging) a 50% din necesarul furnizorilor de gaze naturale.

iv. Clienții vulnerabili nu sunt vizați în mod eficient de mecanismul în vigoare

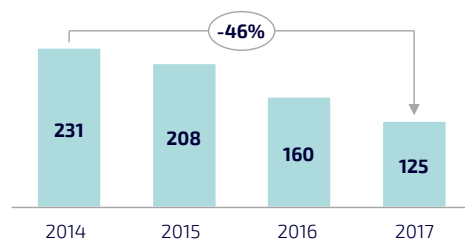
Măsurile curente de protejare a consumatorilor vulnerabili din România pot fi ameliorate.

Mai întâi, definiția actuală a consumatorilor vulnerabili⁸ din România se referă numai la veniturile lor, nu și la raportul între cheltuielile pentru energie și venituri. Această definiție nu acoperă așadar sărăcia energetică și riscă să excludă multe persoane care nu reușesc să își satisfacă nevoile energetice minime.

În plus, sumele dedicate protecției clienților vulnerabili au scăzut constant în ultimii ani așa cum se arată la **Diagrama 8** de mai jos. Aceasta se datorează în principal creșterii veniturilor pe gospodărie⁹, în timp ce condițiile de eligibilitate pentru acordarea ajutoarelor financiare și valoarea ajutoarelor pentru energie nu au fost actualizate de mai mulți ani.

Diagrama 8: **Scăderea mijloacelor dedicate protecției consumatorilor vulnerabili**

Valoare totală a subvențiilor de încălzire în România (mil. RON)



Declin datorat în principal creșterii veniturilor, în timp ce condițiile și valoarea subvențiilor nu au fost actualizate de mai mulți ani.

Sursă: Centrul pentru Studiul Democrației, analiză Emerton

În plus, măsurile curente de protejare a clienților vulnerabili sunt axate preponderent pe măsuri financiare, ignorând măsurile nefinanciare (ex. condiții cla-

re pentru limitarea deconectărilor) sau de creștere a eficienței energetice (ex. înlocuirea electrocasnicelor sau cazanelor ineficiente).

⁸ Consumatorii vulnerabili sunt definiți în România ca fiind "Consumatori casnici care, din motive de sănătate, vârstă sau venituri reduse sunt expuși la riscuri de excluziune socială și beneficiază de măsuri sociale, inclusiv financiare, pentru reducerea acestui risc".

⁹ Salariul minim a crescut de la ~800 RON în 2014 la ~1250 RON în 2017, conform raportului "Oportunitatea gazului natural pentru sectorul rezidențial din România".

B. Obstacolele majore identificate pe piața românească a gazelor naturale sunt interdependente

Obstacolele majore identificate nu sunt independente. Între acestea se află mai multe relații de cauzalitate. Într-adevăr, interconexiunile limitate cu piața gazelor naturale din UE limitează lichiditatea pieței angro din România. Incapacitatea de a accesa un preț stabil prin intermediul unei piețe angro lichide și profunde împiedică în mod direct comerțanții cu amănuntul să ofere prețuri competitive clienților non-casnici (acest segment fiind complet dereglementat). În ceea ce privește clienții casnici, lipsa unui preț stabil pe piața gazelor naturale este o adevărată problemă, deoarece costul efectiv al comerțanților de aprovizionare cu materie primă nu este întotdeauna inclus în tarifele reglementate menționate în secțiunea de mai sus. În plus, această lipsă de transparență și predictibilitate limitează drastic concurența în acest segment de piață.

Lipsa unei protecții adecvate a consumatorilor vulnerabili limitează acceptabilitatea politică de a lega tarifele pentru clienți casnici de prețurile de pe piața angro a gazelor naturale, ceea ce perpetuează nevoia de tarife netransparente și artificial reglementate, care reduc atractivitatea pieței cu amănuntul pentru noi jucători.

Astfel, toate aceste obstacole, luate împreună, au un impact negativ asupra prețului gazelor naturale pentru consumatorii finali din România. Aceste obstacole trebuie să fie depășite împreună, nu în mod individual.

III. Recentele modificări ale legii pot agrava lipsa de lichiditate pe piața angro și genera efecte negative pe termen mediu și lung asupra sectorului gazelor naturale

A. De la începutul anului 2018 au fost anunțate câteva schimbări, cu efecte puternice asupra domeniilor legislativ și fiscal

i. Introducerea plafonului de preț prin OUG 114/2018

Una dintre schimbările cu cel mai mare impact este cu siguranță OUG 114/2018, care a introdus un plafon asupra prețului perceput de producătorii domestici, de 68 RON/MWh timp de trei ani. Aceasta a introdus, de asemenea, o taxă suplimentară asupra veniturilor companiilor energetice. În prima sa versiune, plafonul asupra prețurilor urma a fi aplicat întregii producții

interne, dar amendamentul de la sfârșitul lui martie 2019 limita efectele acestuia la piața clienților casnici cu amănuntul. Această nouă lege duce segmentul clienților cu amănuntul înapoi într-un cadru complet reglementat, anulând majoritatea eforturilor de liberalizare a pieței.

ii. Indexarea calculului redevențelor la prețul CEGH¹⁰ prin Ordinul ANRM¹¹ 32/2018

O altă modificare majoră este reprezentată de metodologia de calcul a redevențelor, care acum sunt indexate în funcție de prețul CEGH pentru ziua următoare. Această rată de referință externă a fost semnificativ mai mare decât nivelul actual al prețurilor din România. Acesta a fost cu aproape 28% mai mare

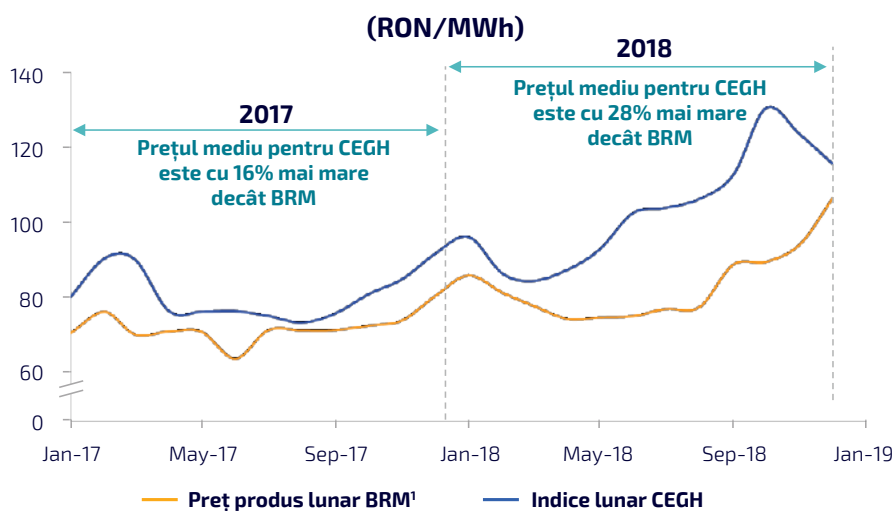
decât indicele lunar mediu al prețurilor în BRM din 2018, așa cum este ilustrat în **Diagrama 9**. Prin urmare, acest indice nu reflectă prețul pe care producătorii îl pot obține din vânzarea volumului de gaze naturale pe piața internă.

¹⁰ CEGH: Central European Gas Hub (hub-ul austriac de gaze).

¹¹ ANRM: Agenția Națională de Resurse Minerale.

Diagrama 9: Nivelurile prețurilor la gaze în România comparativ cu indicele de preț CEGH

Nivelul prețurilor în România (BRM) comparativ cu Austria (CEGH)



1. Media ponderată a indicelui prețului lunar pentru producția internă și a importurilor pe platforma BRM
Sursă: BRM, analiză Emerton

iii. Creșterea taxei suplimentare și continuarea acesteia prin Legea 73/2018

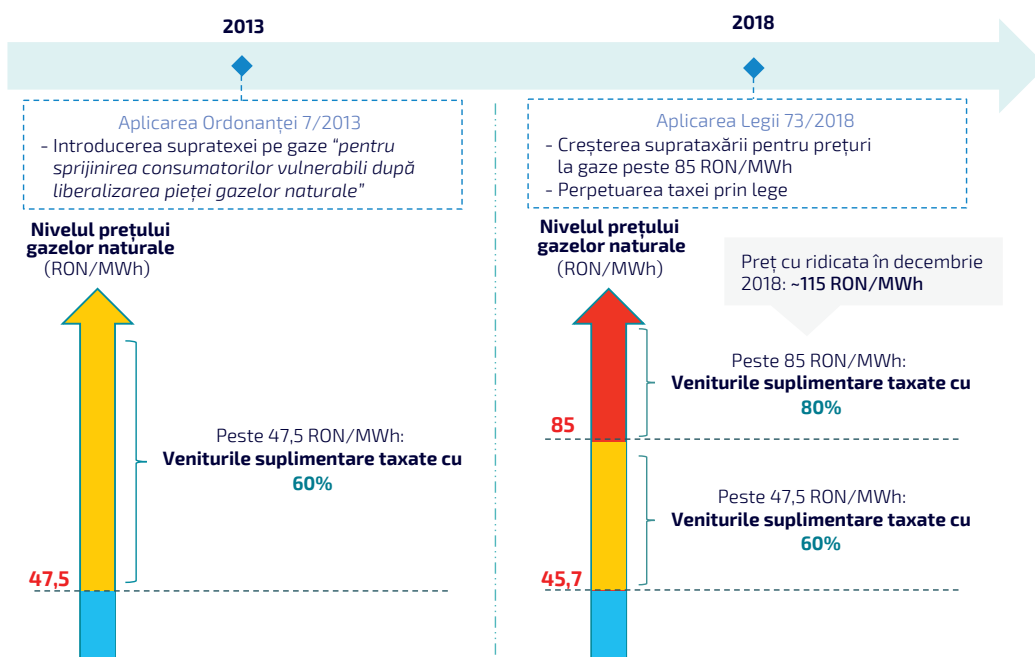
Taxa suplimentară este plătită de producătorii de gaze la venit, pentru diferența de preț al gazelor naturale peste un anumit plafon (ex. 47,5 RON/MWh). Această taxă a fost introdusă pentru prima dată în

2013 și prezentată ca o măsură temporară destinată protejării consumatorilor vulnerabili după liberalizarea pieței gazelor naturale.

Legea 73/2018 a continuat această taxă și a majorat-o prin adăugarea unui nou prag (85 RON/MWh),

peste care veniturile sunt taxate la 80%, după cum se arată în **Diagrama 10**.

Diagrama 10: **Procesul de aplicare a taxei suplimentare în România**



Sursă: Prezentare ROPECA, "Cadru juridic pentru companiile upstream în România", analiză Emerton

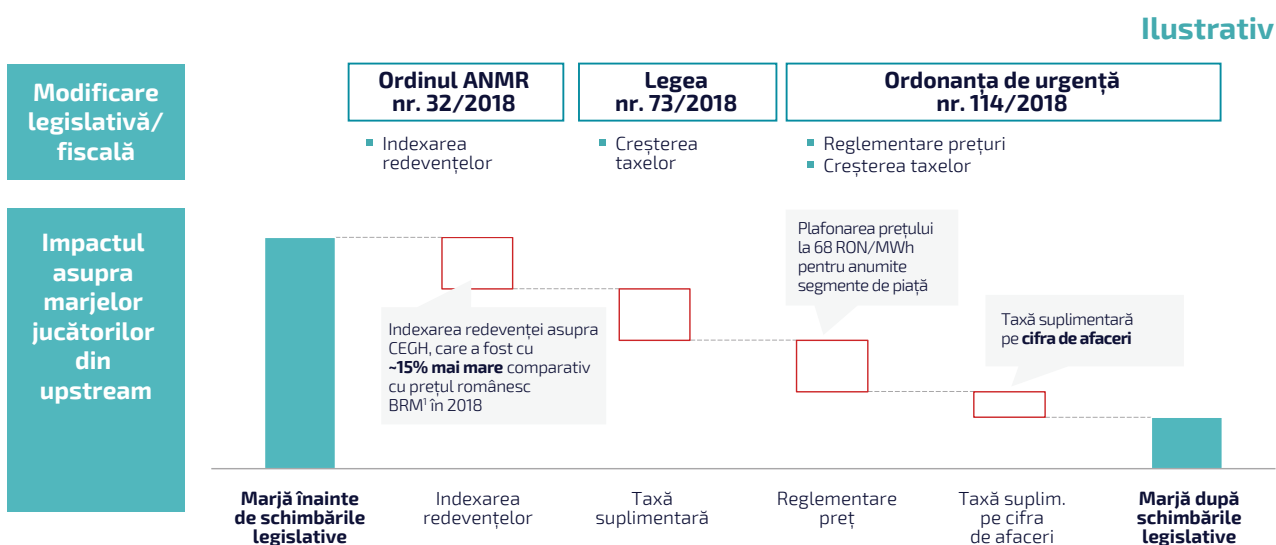
B. Recentele modificări subminează atractivitatea investițiilor în sectorul upstream și agravează lipsa de lichiditate pe piața angro

Toate aceste schimbări fiscale și legislative reduc în mod semnificativ profitabilitatea investițiilor în sectorul upstream, așa cum se arată la **Diagrama 11** de mai jos. Se preconizează că acest lucru va duce la

o scădere a producției interne, ceea ce poate amenința, pe termen lung, securitatea aprovizionării cu gaze naturale a României și crește expunerea sa la un preț mai mare al gazelor naturale de import.

Diagrama 11: **Recentele modificări legislative reduc atractivitatea investițiilor în sectorul upstream**

Recentele modificări legislative și impactul lor asupra atractivității investițiilor



1. Media anuală a prețului lunar pentru producția internă pe platforma BRM
Sursă: BRM, analiză Emerton

Cele câteva schimbări prezentate mai sus au provocat o vizibilitate foarte redusă asupra cadrelor legislative și fiscale. Aceasta poate genera efecte negative asupra sectorului upstream, deoarece scade încrederea investitorilor care au nevoie de predictibilitate, și poate descuraja posibii noi jucători să intre pe piața din România.

Plafonul de preț introdus de *OUG 114/2018* este preconizat a reduce rolul pieței centralizate, deoarece volumele destinate clienților casnici și încălzirii centralizate nu vor mai fi vândute prin platformele de tranzacționare. Aceasta reprezintă peste o treime din cererea de gaze naturale pe piața românească și va agrava criza de lichiditate a pieței angro.

Prin urmare, recente modificări legislative încearcă să remedieze simptomele disfuncțiilor pieței, dar nu rezolvă cauzele primare care împiedică dezvoltarea pieței gazelor naturale din România. Dimpotrivă, aceste modificări constituie noi obstacole cu posibile efecte negative asupra securității aprovizionării și prețului gazelor naturale pe termen lung.

În concluzie, analiza detaliată a sectorului gazelor din România a semnalat 6 obstacole majore care împiedică crearea unei piețe competitive și eficiente; 4 dintre acestea afectează piața angro:

- Interconexiuni limitate cu piața UE a gazelor naturale;
- Plafonul de preț și presiunea fiscală asupra producătorilor de gaze naturale (în special taxa suplimentară);
- Indexarea arbitrară a redevențelor;
- Lichiditate redusă și instabilă pe piața angro.

Două dintre acestea sunt direct legate de piața cu amănuntul:

- Limitarea concurenței în segmentul casnic cu amănuntul;
- Protecție inadecvată a clienților vulnerabili.

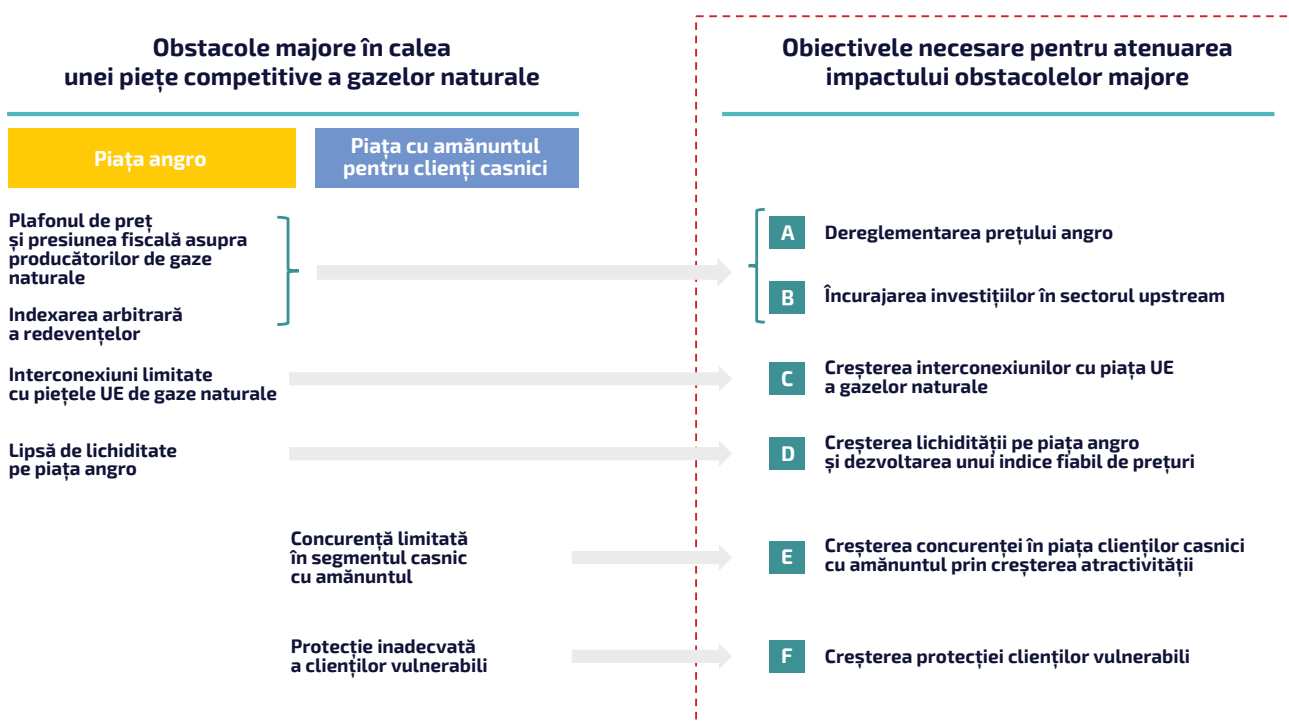
IV. Plan de acțiuni

A. Obiective propuse

Este propusă o foaie de parcurs cuprinzătoare pentru surmontarea principalelor obstacole și a permite crearea unei piețe competitive și eficiente a gazelor naturale în România, de-a lungul întregului lanț valoric al gazelor naturale, de la producători la consumatori.

Obiectivele foii de parcurs propuse derivă în mod direct din obstacolele majore identificate și urmăresc atenuarea impactului acestor, în conformitate cu **Diagrama 12**.

Diagrama 12: **Obiectivele planului de acțiuni**



Sursă: analiză Emerton

Cele șase obiective care trebuie îndeplinite prin aplicarea foii de parcurs sunt interdependente.

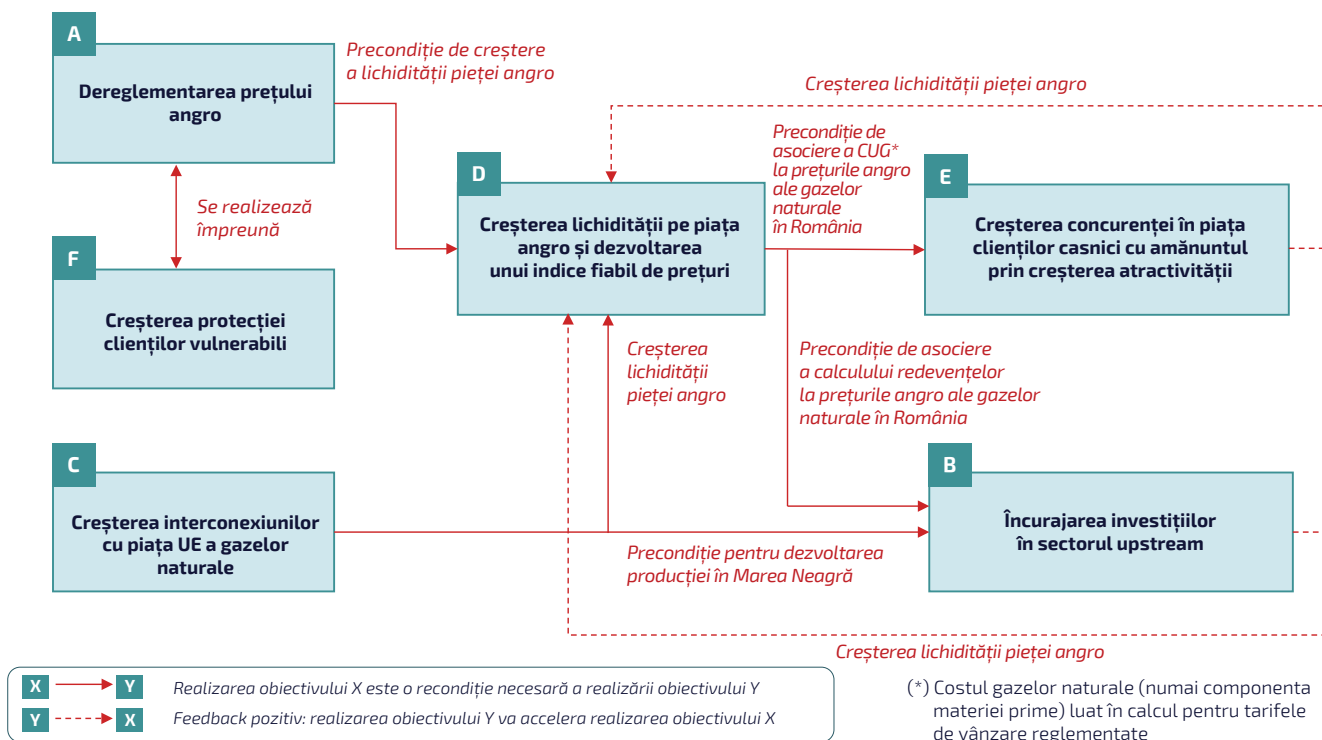
De exemplu, dereglementarea prețului angro (obiectivul "A") este o condiție cheie pentru o piață angro lichidă (obiectivul "D"). Cu toate acestea, implementarea obiectivului "A" trebuie asociată cu aplicarea de măsuri de protecție a consumatorilor vulnerabili (obiectivul "F") și de garantare a unui preț accesibil pentru aceștia.

Un alt exemplu constă în încurajarea investițiilor în sectorul upstream (obiectivul "B"), ceea ce va conduce la exploatarea de importante rezerve de

gaze naturale în Marea Neagră, ceea ce va atrage o creștere a volumelor tranzacționate pe piața angro și a lichidității acesteia (obiectivul "D"). **Diagrama 13** prezintă principalele legături de condiționalitate între diferitele obiective ale foii de parcurs.

Prin urmare, obiectivele planului de acțiuni propus trebuie luate în considerare și aplicate sub forma unui pachet unitar, nu sub formă de obiective individuale. Neîndeplinirea unuia dintre acestea poate compromite îndeplinirea tuturor celorlalte.

Diagrama 13: Legături de condiționalitate între obiectivele planului de acțiuni



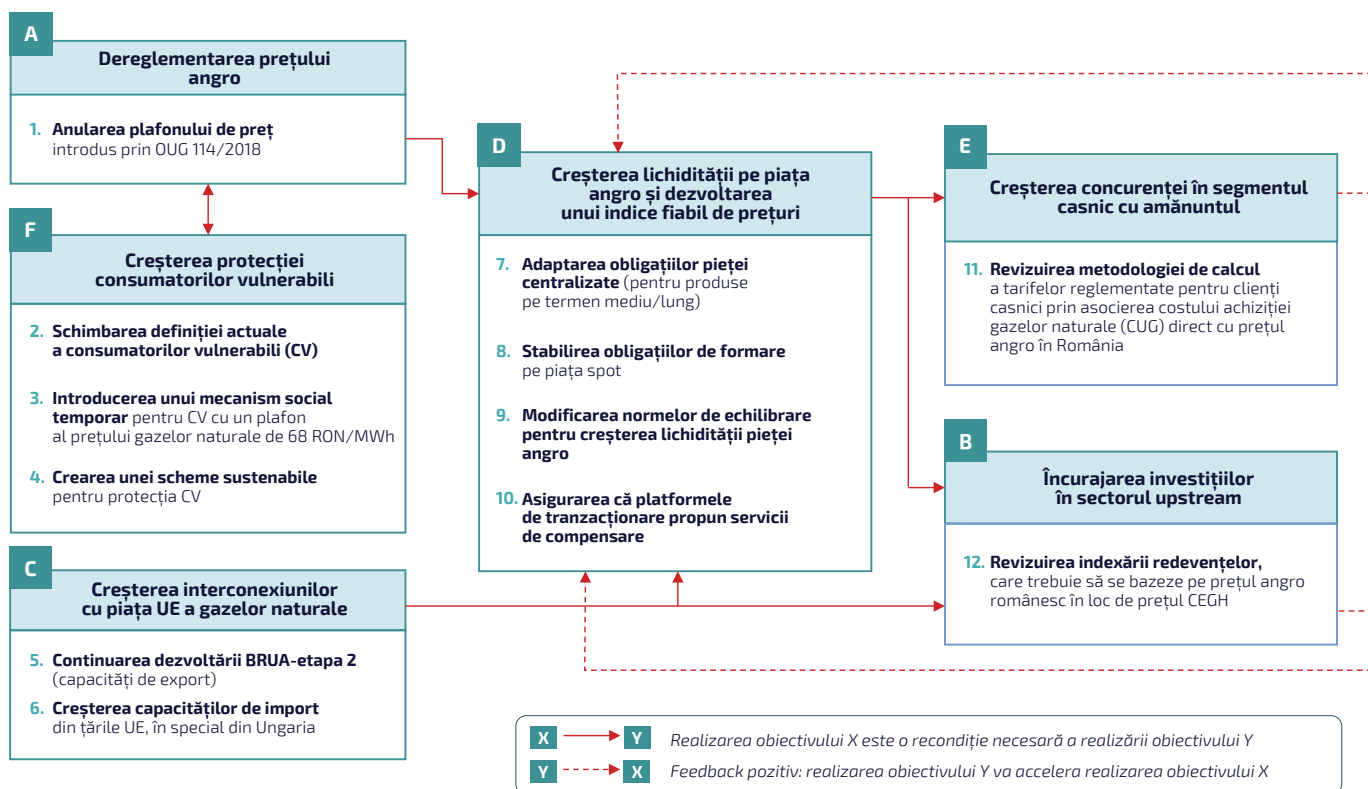
Sursă: analiză Emerton

B. Set de măsuri

Fiecare obiectiv a fost declinat într-un set de acțiuni concrete, care trebuie implementate și atent monitorizate pentru a le asigura succesul. În ansamblu, foaia de parcurs propusă este structurată în jurul a 12 măsuri, descrise în **Diagrama 14**. Aceste 12 măsuri sunt interdependente și trebuie implementate sub forma unui pachet complet, pentru obținerea rezultatelor așteptate.

Unele dintre acțiunile recomandate, precum adaptarea *obligărilor de pe piața centralizată* (măsura nr. 7), sunt relativ ușor de aplicat, cu efecte preconizate pe termen scurt, în timp ce alte măsuri pot necesita mai mult timp pentru a deveni funcționale, dar vor genera evoluții structurale cu un mai mare impact, precum consolidarea capacităților de interconectare cu Uniunea Europeană (măsurile 6 și 7).

Diagrama 14: Set de măsuri propuse în planul de acțiuni



Sursă: analiză Emerton

Dificultatea de aplicare și impactul preconizat al diferitelor măsuri recomandate sunt ilustrate la **Diagrama 15**.

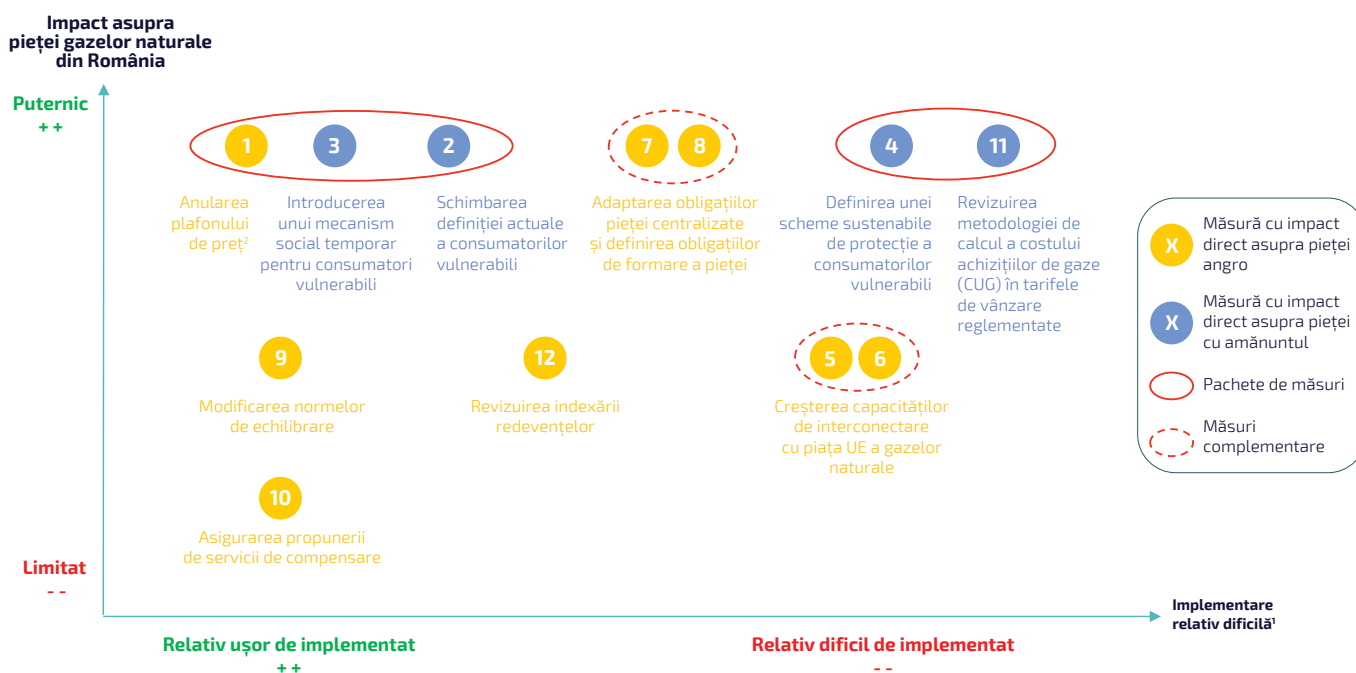
Unele dintre măsuri sunt complementare. De exemplu, adaptarea obligațiilor pieței centralizate¹² (măsura 7) are rolul de a ameliora lichiditatea (produse lunare, trimestriale, sezoniere și anuale), în timp ce definiția obligațiilor de formare a pieței (măsura 8) se adresează pieței spot.

Este recomandată implementarea simultană și a altor măsuri. De exemplu, anularea plafonului asupra prețului angro (măsura 1) trebuie asociată cu introducerea unui mecanism temporar de protecție socială, care să limiteze costul gazelor naturale achiziționat de consumatorii vulnerabili la 68 RON/MWh (măsura 3).

Un astfel de mecanism social temporar va sprijini tranziția către o schemă mai sustenabilă, destinată protejării structurale a acestor clienți.

Diagrama 15: **Dificultatea implementării și impactul preconizat al măsurilor recomandate**

Impact așteptat vs. fezabilitatea celor 12 măsuri recomandate



1. "Dificultatea de implementare" se referă la nivelul acceptabilității politice și la dificultatea implementării măsurilor propuse

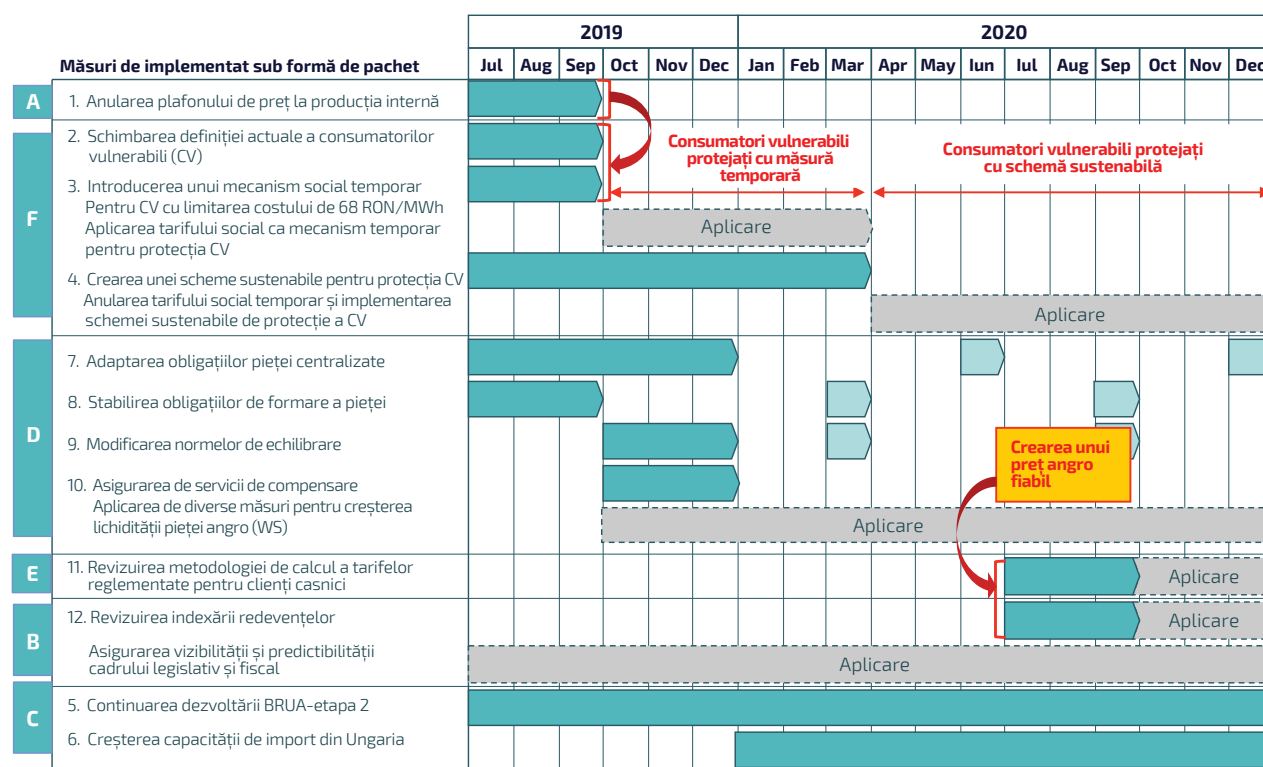
2. Anularea plafonului prețurilor impus de OUG 114 este considerată ca fiind acceptabilă politic, deoarece este propusă în combinație cu un mecanism temporar de protecție a consumatorilor vulnerabili, care limitează costul gazelor naturale la 68 RON/MWh pentru aceștia – Sursă: analiză Emerton

¹² A se vedea descrierea specifică din următoarea secțiune.

Ordinea de implementare a măsurilor din foaia de parcurs este crucială, deoarece unele măsuri constituie precondiții pentru implementarea altora. De exemplu, revizuirea indexării redevenței nu poate avea loc înainte de apariția unui indice de piață stabil al pieței gazelor naturale din România, care trebuie să fie rezultatul unui set de măsuri combinate de creștere a lichidității pe piața angro (măsurile # 7, 8, 9 și 10).

Dacă astfel de măsuri vor fi acceptate de autoritățile române, pachetul recomandat de măsuri va putea fi implementat într-o perioadă rezonabilă de aproximativ 18 luni. În **Diagrama 16** de mai jos este propus un calendar de implementare, cu rol orientativ.

Diagrama 16: Implementarea calendarului planului de acțiuni



 Măsuri care impun schimbări legislative/procese decizionale prealabile
  Măsuri de ameliorare
  Măsuri de punere în aplicare

Sursă: analiză Emerton

V. Protecția adecvată a consumatorilor vulnerabili de energie și crearea unei piețe angro lichide sunt condiții cheie ale dezvoltării unor piețe cu amănuntul competitive

A. Accent pe protecția sustenabilă a consumatorilor vulnerabili

Asigurarea unei protecții solide și sustenabile pentru consumatorii vulnerabili de energie este un element central, care permite întregii populații să își satisfacă nevoile energetice la un cost accesibil. În plus, protecția clienților vulnerabili este o precon-

diție cheie a liberalizării pieței cu amănuntul pentru clienți casnici.

În acest scop, primul pas trebuie să fie adoptarea unei definiții clare și precise a sărăciei energetice.

i. Definiția consumatorilor vulnerabili de energie

Definiția consumatorilor vulnerabili de energie trebuie să fie obiectivă și întemeiată pe indicatori măsurabili. Se recomandă, prin urmare, combinarea a cel puțin două tipuri de indicatori complementari pentru acoperirea diverselor profiluri amenințate de sărăcia energetică:

- **Indicatorul ponderii mari a costurilor cu energia:** precum "indicatorul 2M", care identifică gospodăriile cu cheltuieli mari de energie raportat la veniturile lor

- **Indicatorul sărăciei energetice ascunse:** precum "indicatorul M/2", care identifică gospodăriile cu un consum anormal de mic de energie (a se vedea **Diagrama 17**)

Acești indicatori pot fi asociați cu un prag al venitului absolut pe gospodărie, pentru a garanta că aceste ajutoare sociale sunt direcționate persoanelor care au cu adevărat nevoie de ele.

Diagrama 17: Exemple de indicatori folosiți pentru definirea consumatorilor vulnerabili

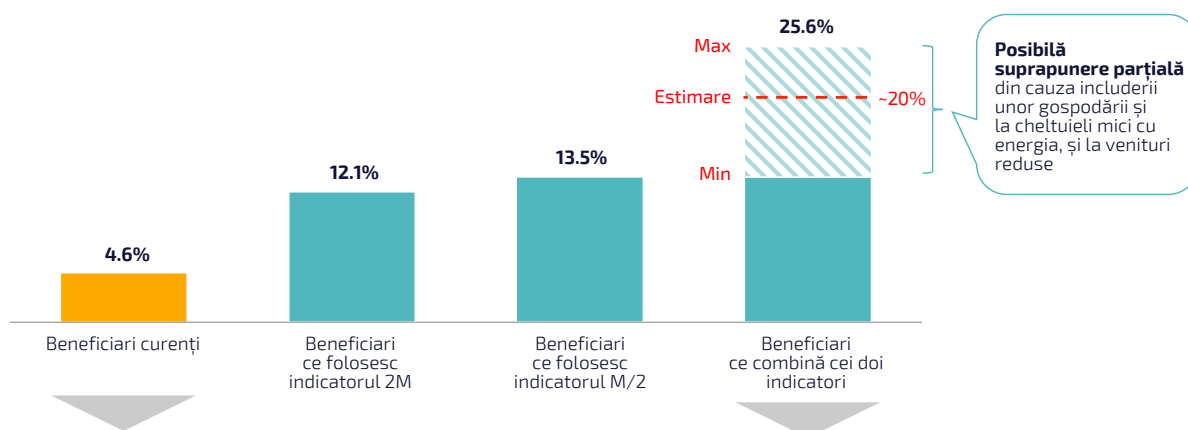
Indicator	Indicatorul "2M": Pondere mare a costurilor cu energia	+	Indicatorul "M/2": Sărăcie energetică ascunsă
Definiție	<ul style="list-style-type: none"> O gospodărie este client vulnerabil dacă ponderea veniturilor cheltuite pe energie este de două ori mai mare decât valoarea mediană națională 		<ul style="list-style-type: none"> O gospodărie este client vulnerabil dacă cheltuielile sale absolute cu energia sunt mai mici de jumătate din valoarea mediană națională
Eficiența indicatorului	<ul style="list-style-type: none"> Identificarea gospodăriilor cu costuri de energie mari în raport cu veniturile 		<ul style="list-style-type: none"> Identificarea gospodăriilor cu consum anormal de mic de energie

Adoptarea acestui tip de indicatori pentru definirea sărăciei energetice va crește în mod semnificativ numărul de beneficiari ai ajutoarelor energetice din

România, așa cum se ilustrează în **Diagrama 18** de mai jos.

Diagrama 18: Procentul consumatorilor vulnerabili din totalul populației, conform indicatorului utilizat

Evoluția beneficiarilor¹ subvențiilor de energie, conform indicatorului utilizat
(ca % din populație)



- Condițiile de obținere a ajutoarelor de energie **nu au fost actualizate de câțiva ani**, în ciuda unei creșteri a veniturilor, cu excluderea mai multor gospodării din aceste ajutoare
- Ultimele studii publicate² estimează că **sărăcia energetică afectează ~20% din populația** din România

1. Beneficiarii sunt gospodării amenințate de sărăcie energetică, indiferent de sursa de energie (gaz, electricitate, biomasă etc.)

2. "Sărăcia energetică și consumatorii vulnerabili din România și Europa", "Combaterea sărăciei energetice în Uniunea Europeană" –

Sursă: Centrul pentru Studiul Democrației, energypoverty.eu, analiză Emerton

Într-adevăr, mai puțin de 5% din populația României este în prezent eligibilă pentru ajutoare de încălzire. Cu toate acestea, aplicarea la România a indicatori-

lor cel mai frecvent utilizați în Europa va crește aceste procent la aproape 20% din populație.

ii. Adoptarea unei scheme sustenabile de protecție a consumatorilor vulnerabili

După ce consumatorii vulnerabili de energie sunt identificați, este necesară aplicarea unui program larg de protecție a acestora. Acest program trebuie să include trei tipuri de măsuri:

- **Măsuri financiare** destinate sprijinirii consumatorilor vulnerabili la plata facturilor de energie. Aceste măsuri sunt oferite în câteva țări europene, precum "**Chèque énergie**" în Franța sau "Winter fuel payment" (plata combustibilului de încălzire în lunile de iarnă) în Marea Britanie.
- **Măsuri nefinanciare**, referitoare în principal la interzicerea deconectării consumatorilor vulnerabili în anumite condiții, cum ar fi în perioada de iarnă sau când poate avea consecințe negative asupra sănătății. Legea română oferă deja câteva garanții împotriva deconectării consumatorilor vulnerabili în cazul unor riscuri la adresa sănătății. Totuși, lipsa unor criterii clare și prestabilite fac aceste restricții destul de dificil de aplicat.
- **Măsuri de creștere a eficienței energetice**, destinate reducerii consumului și facturilor de energie ale consumatorilor vulnerabili. Aceste măsuri pot lua mai multe forme, precum înlocuirea parțial sau complet gratuită a electrocasnicelor ineficiente (ex., cazane), sau acordarea de stimulente financiare pentru izolarea termică a clădirilor.

Pot fi luate în calcul mai multe opțiuni de finanțare a unei scheme de protecție a clienților vulnerabili, cum ar fi:

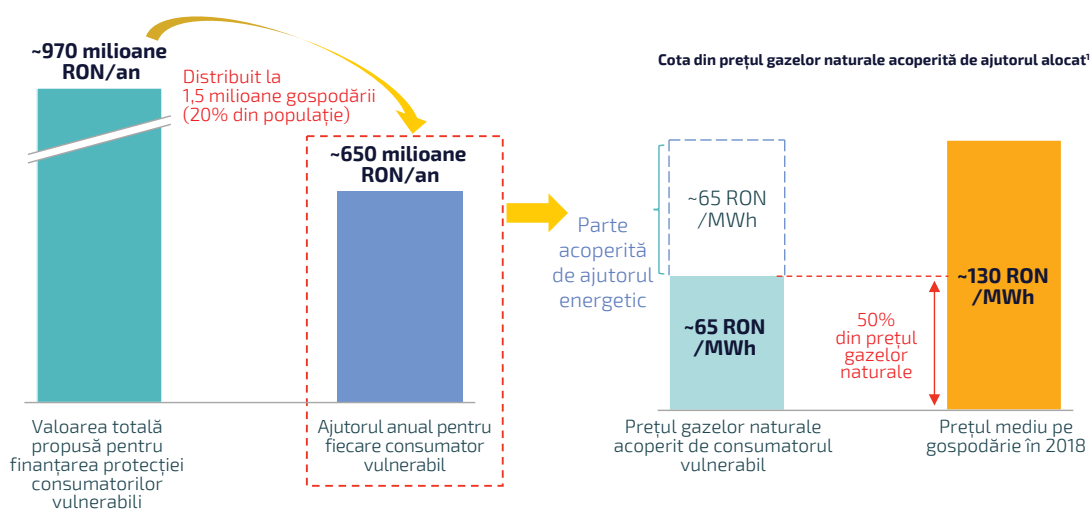
- Introducerea unei taxe sociale pe facturile de energie (gaze naturale și curent electric) plătite de utilizatorii finali, inclusiv segmentele clienților casnici și non-casnici.
- Companiile energetice pot și ele contribui la finanțarea acestor scheme. De exemplu, comercianții cu amănuntul de energie din Marea Britanie contribuie la programul "Warm Homes Discount", prin aplicarea unei reduceri anuale de £140 pentru anumiți clienți vulnerabili, în funcție de cota de piață.

Indiferent de sursele de finanțare, accesarea unui fond de aproape 1 mld. RON pe an va oferi o protecție eficientă împotriva sărăciei energetice în România. Într-adevăr, presupunând că consumatorii vulnerabili reprezintă aprox. 20%, din populația României, fondul se va concretiza într-un ajutor anual de aprox. 650 RON/an pentru fiecare gospodărie vulnerabilă¹³. Această valoare poate acoperi aprox. 50% din factura anuală de gaze naturale¹⁴ plătită de un client casnic din România.

¹³ A se vedea Diagrama 19.

¹⁴ Calcule bazate pe un consum mediu anual de gaze de 10 MWh/an/gospodărie și un preț al gazelor naturale de aprox. 130 RON/MWh.

Diagrama 19: Fondurile necesare asigurării unei protecții eficiente a consumatorilor de energie vulnerabili



1. Luând în calcul un consum mediu anual de 10 MWh/an/gospodărie sau pe criteriile de vârstă
Sursă: Rapoarte ANRE, analiză Emerton

B. Accent pe dezvoltarea unei piețe lichide angro

Având obiectivul de a crește lichiditatea pieței angro, foaia de parcurs introduce un set de instrumente complementare pentru diverse maturități de piață.

i. Adaptarea obligațiilor pieței centralizate

Obligațiile pieței centralizate (CMO) curente nu au reușit să garanteze un nivel adecvat și regulat de lichiditate al pieței până în prezent. Prin urmare, aceste obligații trebuie adaptate pentru a asigura o lichiditate mai previzibilă a diverselor produse spot și forward.

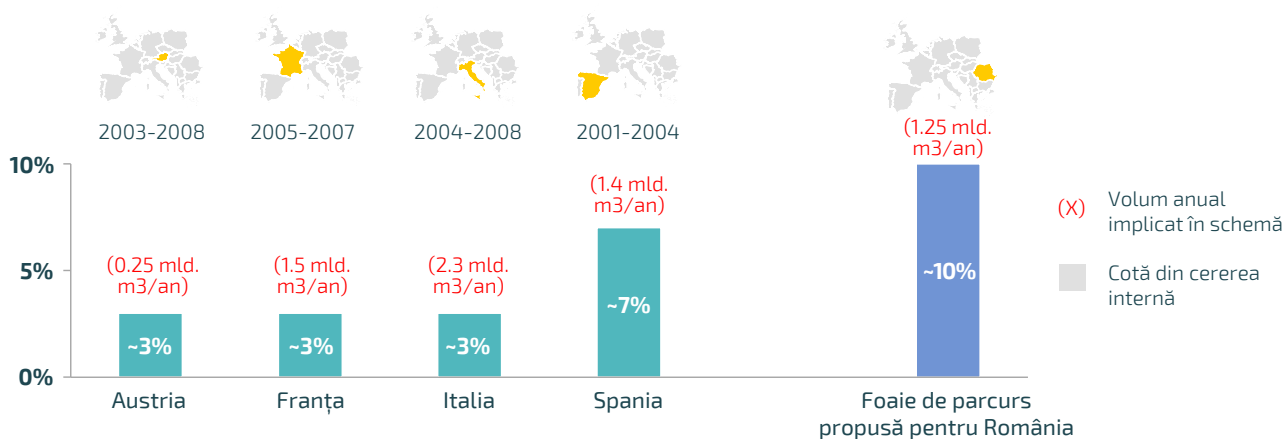
În locul unei obligații limitate la volumul global anual comercializat pe piețele centralizate, marii producători trebuie să se concentreze asupra introducerii pe piață a unor volume în conformitate cu un calendar previzibil, deoarece livrările ferme pentru anumite produse de piață (trimestriale, lunare) și principalii comercianți cu amănuntul trebuie să propună oferte asociate de cumpărare a acestor volume.

O astfel de evoluție ar însemna o înăsprire a obligațiilor producătorilor și nu ar putea fi aplicată unui volum mare al producției. Prin urmare, ar trebui compensată cu o reducere substanțială a cantităților totale de gaze naturale oferite în cadrul acestei obligații. În această privință, majoritatea schemelor de cesiune a contractelor de furnizare a gazelor introduse în țările europene acopereau doar o mică parte a cererii interne de gaze naturale, după cum se observă în **Diagrama 20**.

Prin urmare, se recomandă adaptarea CMO la cel mult 25% din nivelul său actual, adică ~1,25 mld. m³/an, ceea ce ar reprezenta un procent substanțial din cererea de gaze naturale de pe piața românească (~10%).

Diagrama 20: **Exemple de scheme de cesiune a gazelor naturale introduse în Europa**

Volume implicate și cota lor¹ comparativ cu cererea națională de gaze naturale



- Pe piețele UE de gaze naturale au fost introduse mai multe scheme de cesiune a gazelor în perioada 2000-2010
- Volumele implicate acoperă de obicei o cotă redusă din cererea internă de gaze (3%-7%)
- Volumul propus de foaie de parcurs acoperă o cotă superioară din cererea românească de gaze naturale comparativ cu majoritatea programelor anterior introduse în Europa

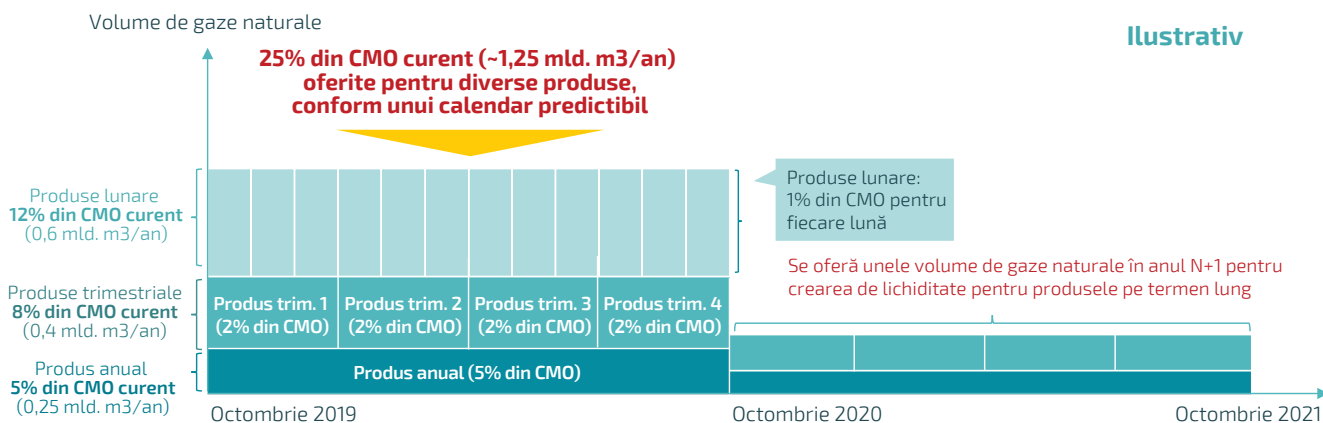
1. Cota cererii interne de gaze naturale calculată conform cererii la introducerea de programe de cesiune a gazelor naturale
 Sursă: EFET, Eurostat, CRE, analiză statistică BP, analiză Emerton

Acest volum anual de 1,25 mld. m³/an trebuie alocat pentru diversele produse de pe piața angro, astfel încât să genereze suficientă vizibilitate și predictibilitate privind volumele disponibile pe piață.

de consultare cu principalii jucători activi pe piața românească, desfășurat anterior stabilirii diversilor parametri ai programului în scopul asigurării unor condiții favorabile succesului acestuia.

În anul următor ar putea fi oferite și volume mici, pentru stimularea lichidității la produsele pe termen lung. **Diagrama 21** de mai jos oferă un exemplu ilustrativ de alocare a volumelor. Cu toate acestea, se recomandă insistent parcurgerea unui larg proces

Diagrama 21: **Adaptarea obligațiilor pieței centralizate - exemplu ilustrativ**



Sursă: analiză Emerton

ii. Introducerea obligațiilor de formare a pieței

Pe lângă adaptarea obligațiilor pieței centralizate, se recomandă introducerea de servicii de formare de piață, care se vor adresa în mod specific pieței spot. Acest mecanism constă în angajamentul unui jucător (denumit furnizor de lichiditate) de a prezenta în fiecare sesiune de piață un număr minim de oferte atât pe partea de cerere, cât și de vânzare a registrului de tranzacții, pentru a crește lichiditatea pieței spot. Furnizorii de lichiditate pot fi unul sau mai mulți dintre jucătorii activi pe piețele de comercializare a gazelor naturale (producători, furnizori, comercianți).

Acest tip de mecanism a fost implementat în câteva piețe din nord-vestul Europei în fazele incipiente ale pieței spot, dovedindu-se eficiente în creșterea lichidității și permițând descoperirea prețurilor la produsele pe termen scurt. După ce a fost stabilit un preț pe piața spot, acesta poate fi folosit ca referință pentru stabilirea curbe de prețuri la produsele pe termen lung.

În scop ilustrativ, trebuie stabiliți câțiva parametri pentru obligațiile de formare a pieței:

- Produsele în cauză: ziua curentă, ziua următoare.

- Volumul minim oferit de fiecare furnizor de lichiditate în fiecare sesiune de comercializare: număr de contracte și volumul fiecărui contract (ex. 500 contracte de 2 MWh fiecare).
- Intervalul maxim cerere/ofertă: intervalul maxim de preț pe care furnizorul de lichiditate îl poate avea între ofertele de cerere și vânzare.
- Prezență minimă în registru: durata minimă în care ofertele de cerere și vânzare trebuie să rămână simultan în registrul de tranzacții.

Diverșii parametri trebuie să fie stabiliți cu precizie și pot fi revizuiți în mod continuu pe durata implementării procesului, pentru a ameliora eficiența mecanismului.

iii. Modificarea normelor de echilibrare

Normele de echilibrare trebuie să fie modificate în scopul încurajării jucătorilor din piață să își echilibreze poziția pe piețele zilei curente și zilei următoare. Aceasta poate avea loc prin asocierea directă a prețului de echilibrare cu prețul pieței (de exemplu, ziua curentă) și prin ajustarea penalizărilor pe baza contribuției unui transportator la echilibrul fizic al rețelei de gaze naturale. De exemplu, penalizările pot fi înăsprite dacă un transportator agravează dezechili-

brul rețelei (ex. un transportator într-o poziție scurtă și rețeaua într-o stare de resurse insuficiente).

În acest mod, și în funcție de starea rețelei, jucătorii de pe piață pot fi masiv penalizați dacă se află într-un dezechilibru care îi încurajează să își echilibreze poziția pe piețele spot înainte de a-și mări lichiditatea.

VI. Implementarea planului de acțiuni - efecte pozitive asupra prețului gazelor naturale pentru consumatorii finali, securității aprovizionării și dezvoltării economice a României

Foaia de parcurs propusă a fost concepută sub forma unui pachet de măsuri interdependente, a căror implementare corectă va încuraja lichiditatea pieței angro, va crește concurența de pe piața cu amănuntul, va încuraja dezvoltarea de noi resurse de gaze naturale și va spori interconectarea cu rețelele de gaze naturale din UE.

Aceste ambiții nu sunt un scop în sine, ci mai degrabă instrumente care vor deservi în mod direct mai multe obiective strategice, precum **accesibilitatea gazelor naturale** pentru utilizatorii finali, **securitatea furnizării pentru aceștia** și **dezvoltarea economiei românești în ansamblu**.

A. Scăderea structurală a prețului gazelor naturale la utilizatorii finali din România

În loc să impună plafoane artificiale de preț cu posibile efecte grave pe termen lung, planul de acțiuni propus urmărește să încurajeze dezvoltarea de resurse de gaze naturale interne și să crească lichiditatea pieței angro de gaze naturale. Aceasta va conduce la o scădere sustenabilă a prețurilor cu amănuntul la gaze naturale, pe fondul a doi factori structurali:

- **Reducerea expunerii la importurile de gaze naturale:** gazele din import au fost de obicei mai scumpe decât gazele din producția internă. Astfel, creșterea producției interne se va concretiza într-o reducere a prețurilor medii ale gazelor naturale în România.

- **Concurența în creștere în segmentul comerțului cu amănuntul:** pe cele mai competitive piețe de gaze naturale din nord-vestul Europei, prețurile cu amănuntul oferite clienților casnici sunt mai mici decât tarifele reglementate stabilite de autoritatea de reglementare. Concurența mai mare stimulează comercianții cu amănuntul să își optimizeze marjele în beneficiul utilizatorului final.

În plus, foaia de parcurs propusă urmărește o identificare clară a consumatorilor vulnerabili și să le ofere o protecție eficientă, pentru a oferi un preț al energiei care să fie accesibil pentru toate gospodăriile, indiferent de nivelul de venit.

B. Diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale și creșterea securității acestora

Unul dintre obiectivele majore ale planului de acțiuni propus este crearea unui mediu propice dezvoltării marilor rezerve de gaze naturale din Marea Neagră. Aceste resurse prezintă un activ strategic pentru România, care ar putea exporta volume substanțiale de gaze naturale către țările învecinate.

În plus, creșterea interconexiunilor cu piața europeană de gaze naturale va diversifica sursele de import de gaze și va reduce dependența României de importurile de gaze naturale din Ucraina.

C. Stimularea dezvoltării economice a României

Dincolo de considerațiile privind piața de gaze naturale, măsurile propuse vor avea câteva efecte pozitive și asupra industriei din România și indicatorilor macroeconomici.

Într-adevăr, dezvoltarea sectorului upstream va crește ponderea redevențelor și taxelor pe care producătorii de gaze naturale le achită la bugetul

de stat. În plus, noile investiții vor stimula sectorul industrial și vor crea multe noi locuri de muncă, fie direct, prin proiecte upstream, fie indirect, prin susținerea activității furnizorilor și companiilor de servicii energetice. În sfârșit, creșterea producției de gaze naturale va genera volume mari de gaze naturale pentru exporturi, ceea ce va crește balanța comercială a României.

GLOSAR

Echilibrare

Se referă la compensarea cantității de gaze naturale livrate în sistemul de transport cu cantitatea de gaze naturale scoasă din sistemul de transport, prin asigurarea că volumele injectate de fiecare jucător sunt egale cu volumele scoase în perioada de echilibrare.

Obligațiile pieței centralizate (COM)

Obligația producătorilor de a vinde și a furnizorilor de a cumpăra un procent minim din volumele lor de gaze naturale pe piețele centralizate. Nivelul acestor obligații este stabilit de autoritatea română de reglementare (ANRE) în fiecare an.

Sărăcia energetică

Se referă la incapacitatea persoanelor de a accesa forme de energie sigure și accesibile pentru îndeplinirea nevoilor lor de bază (hrană, încălzire și sănătate). În țările europene sunt utilizați mai mulți indicatori pentru identificarea persoanelor care se confruntă cu acest fenomen.

Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de gaze (ENTSOG)

Asociere a 44 de operatori de transport și de sistem (TSO) din 27 de state europene. Principalul său rol este de a facilita cooperarea între TSO europeni și a asigura dezvoltarea unui sistem de transport pan-european, conform cu obiectivele energetice ale Uniunii Europene.

Lichiditatea pieței

Capacitatea de a cumpăra sau vinde cu rapiditate volume rezonabile de gaze fără a provoca o modificare accentuată a prețurilor. O caracteristică cheie a unei piețe lichide este că are un număr mare de jucători dispuși să tranzacționeze în orice moment. Evaluarea lichidității pieței trebuie să includă o analiză a volumelor tranzacționate, a numărului de jucători activi pe piață și a ratei rezilierilor.

Formarea pieței

Angajamentul unui jucător de pe piață (denumit formator de piață sau furnizor de lichiditate) de a prezenta în fiecare sesiune de piață un anumit număr de oferte atât pe partea de cerere, cât și de vânzare a registrului de tranzacții (intervalul maxim cerere/ofertă) în scopul creșterii lichidității pieței.

Costul recunoscut al achiziției de gaze naturale (CUG)

Costul recunoscut de autoritatea de reglementare în raport cu comercianții cu amănuntul, pentru acoperirea costurilor cu materia primă. Acesta reprezintă cea mai importantă componentă a tarifelor reglementate.

Anexă

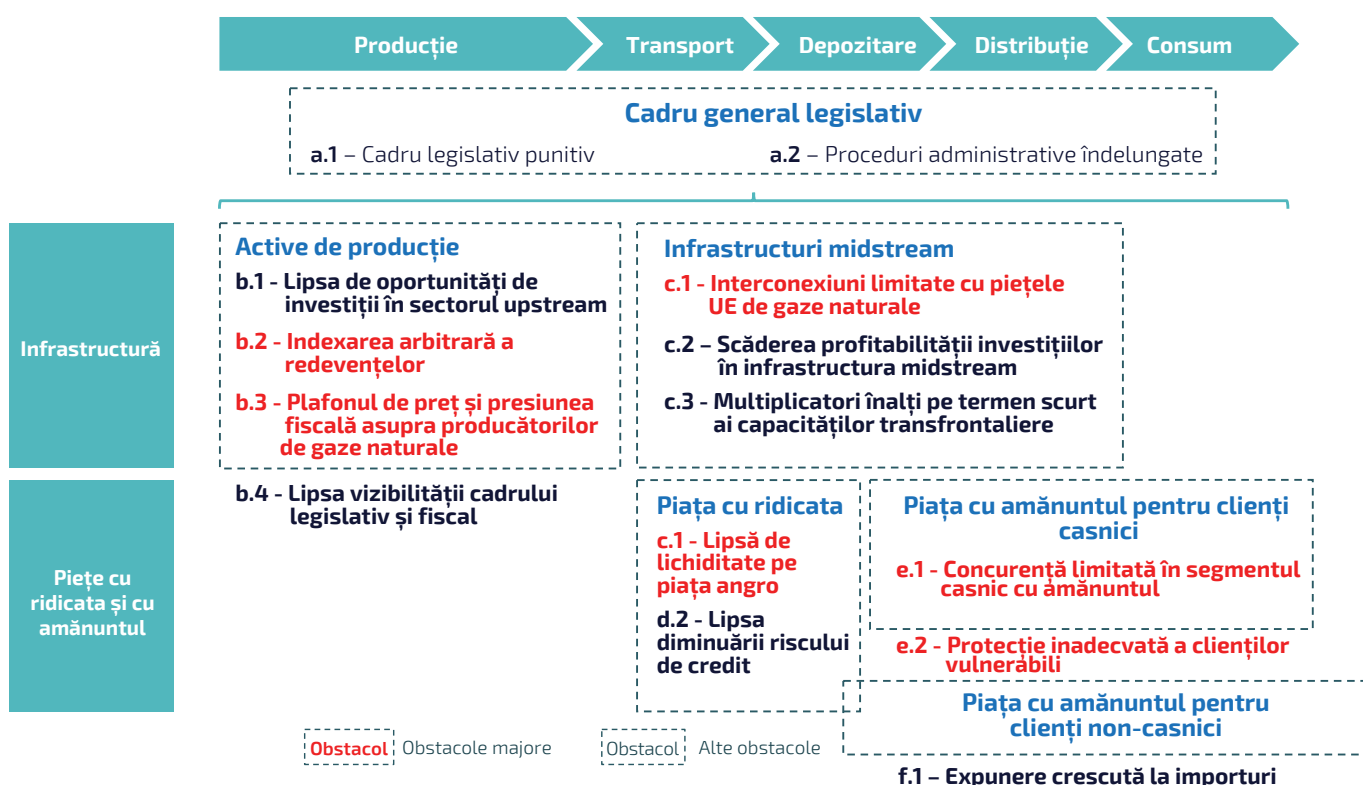
Obstacole în calea bunei funcționări a pieței românești de gaze naturale

A fost întocmită o hartă detaliată a sectorului gazelor naturale din România, prin examinarea cadrului curent de reglementare și a evoluțiilor sale curente, și prin analizarea informațiilor disponibile privind piețele angro și cu amănuntul.

conform ilustrației de la **Diagrama 22**. Șase dintre acestea au fost considerate obstacole majore și au fost detaliate în textul raportului, celelalte opt sunt descrise în prezenta anexă.

Conform rezultatelor studiului, până în prezent au fost identificate 14 obstacole care afectează buna funcționare a pieței gazelor naturale din România,

Diagrama 22: **Obstacole principale în calea bunei funcționări a pieței românești a gazelor naturale**



Sursă: analiză Emerton

▪ a1 - Cadrul de reglementare punitiv

Cadrul de reglementare a pieței gazelor naturale din România este extrem de punitiv. Pentru orice neconformitate sunt aplicate penalizări masive. Aceste penalizări nu sunt stabilite în funcție de gravitatea încălcării sau a impactului său asupra sectorului gazelor naturale, ci sunt de obicei calculate ca procente importante din cifra de afaceri a companiilor. Exemple:

- Neîndeplinirea obligațiilor pieței centralizate: între 5% și 10% din cifra de afaceri;
- Neîndeplinirea obligațiilor de stocare: între 5% și 10% din cifra de afaceri;
- Nerespectarea obligațiilor din **OUG 114/2018**: 10% din cifra de afaceri.

Ca element de comparație, amenda maximă aplicată conform legii concurenței din UE în cazul încălcărilor grave, precum cazurile de monopol, este plafonată la 10% din cifra de afaceri a companiei, și pot fi reduse chiar și în aceste cazuri dacă se găsește o formulă de compromis. Aceasta subliniază aspectul disproporționat al penalizărilor menționate.

Un cadru de reglementare atât de punitiv subminează atractivitatea sectorului gazelor naturale din România și poate constitui un obstacol împotriva accesului de noi jucători.

▪ a2 - Proceduri administrative îndelungate

Procedurile administrative din sectorul gazelor naturale sunt uneori foarte îndelungate. Aceasta afectează câteva segmente ale lanțului valoric al gazelor naturale.

Un prim exemplu este reprezentat de procesul de aprobare a acordurilor de concesiune upstream; după ce concesiunile sunt acordate, acestea parcurg un foarte lung proces ce necesită mai multe revizurii și aprobări de la diverse ministere, care pot dura până la 3-4 ani în unele cazuri¹⁵.

Procedura de conectare a noilor clienți la sistemul de distribuție este, de asemenea, foarte lentă; sunt necesare unele permise și trebuie contactate mai multe autorități. Termenele de acordare a permiselor nu sunt de obicei respectate, conducând la întâzieri importante. Aceste proceduri complexe încetinesc dezvoltarea pieței gazelor naturale în România.

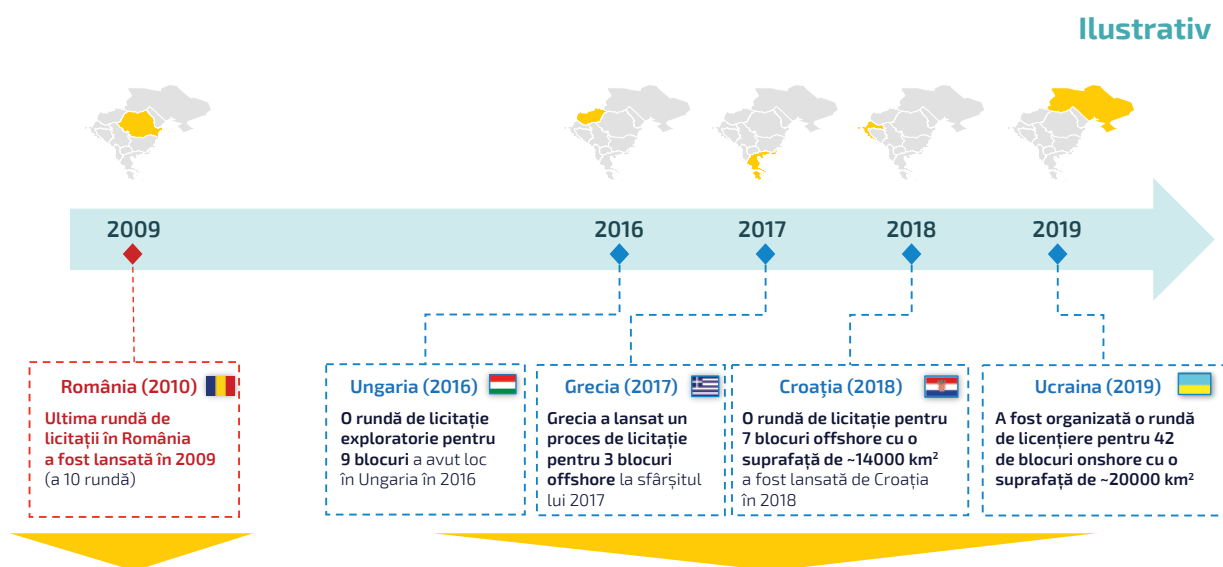
¹⁵ Sursă: interviuri în piață.

▪ b1 - Lipsa de oportunități de investiții în sectorul upstream

Spre deosebire de mai multe țări învecinate, oportunitățile de investiții în sectorul upstream sunt foarte limitate în România, în conformitate cu **Diagrama 23**. Ultima rundă de licitații (a zecea ediție) are o ve-

chime de aproape zece ani. Jucătorii din segmentul upstream încă așteaptă lansarea celei de a 11-a runde. Lipsa de oportunități de investiții limitează intrarea noilor jucători în segmentul upstream.

Diagrama 23: Exemple de runde de licitații lansate recent în țări din Europa de Est



▪ În România nu a fost organizată nicio rundă de aproape 10 ani

▪ Câteva runde de licitații organizate în țările învecinate în ultimii câțiva ani

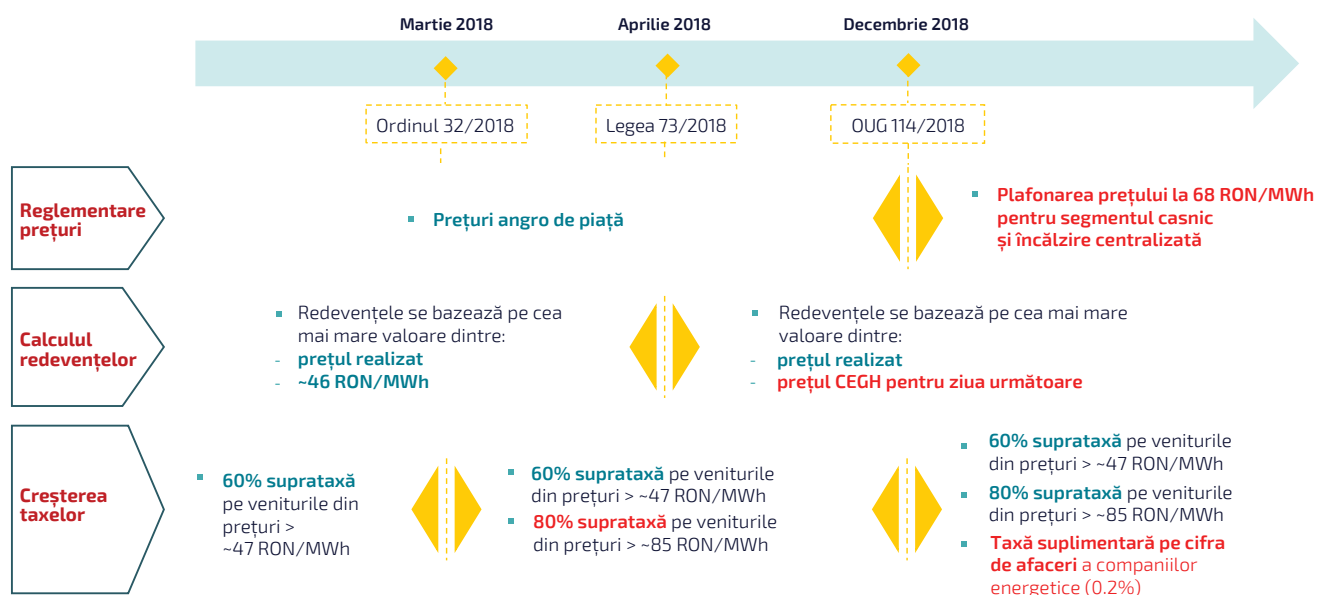
Sursă: Oil and Gas Journal, World Oil, analiză Emerton

▪ b2 - Lipsa vizibilității și predictibilității cadrului legislativ

Modificările frecvente ale cadrului fiscal și legislativ anunțate în 2018 au avut ca rezultat lipsa vizibilității și predictibilității cadrelor legislativ și fiscal, ilustrate în **Diagrama 24**. Aceasta poate genera efecte ne-

gative asupra sectorului upstream, deoarece scade încrederea investitorilor care au nevoie de predictibilitate, și descurajează posibii noi jucători să intre pe piața din România.

Diagrama 24: Rezumat al principalelor modificări legislative și fiscale recente



1. Ordonanța de Urgență 114/2018 a fost modificată în martie 2019 – Sursă: analiză Emerton




▪ c2 - Scăderea profitabilității investițiilor în infrastructuri midstream

Schema de remunerare a investițiilor în infrastructurile de gaze naturale a scăzut recent în toate segmentele midstream, după cum se ilustrează în **Diagrama 25**. De exemplu, rata de randament a capitalurilor (RoR) pentru sistemul de distribuție a fost

redușă de la 8,53% la 5,66%, ceea ce limitează atractivitatea investițiilor și poate conduce la o încetinire a cererii de gaze naturale în România.

Diagrama 25: **Modificările recente ale schemei de remunerare a investițiilor în infrastructurile de gaze naturale**

Remunerarea investițiilor în infrastructuri midstream

	 Transport	 Depozitare	 Distribuție
Vechea schemă de remunerare	RoR ¹ = 7,7%	RoR ¹ = 7,7%	RoR ¹ = 8,53%
Noua schemă de remunerare	Cost plus (costurile sunt remunerate la 5,66%)	Cost plus (costurile sunt remunerate la 5,66%)	RoR ¹ = 5,66%

1. RoR= Rata randamentului pe capital este costul mediu ponderat al capitalului, calculat în termeni reali anterior impozitării
Sursă: interviuri în piață, analiză Emerton

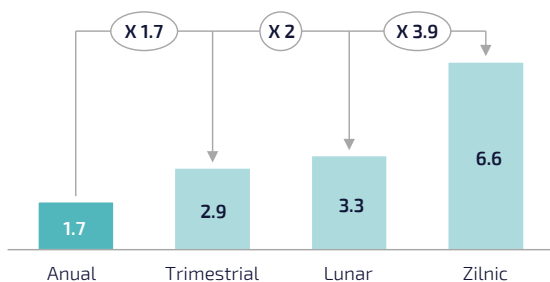
▪ c3 - Multiplicatori pe termen scurt ai capacităților transfrontaliere

Structura de tarife aplicată de Transgaz pentru capacitățile transfrontaliere se bazează pe multiplicatori înalți ai produselor de capacitate pe termen scurt din iarnă, conform ilustrației din **Diagrama 26**. Aceasta poate conduce la o creștere a intervalului de prețuri în piețele de gaze naturale învecinate în perioadele

de cerere de vârf, atunci când capacitățile de transport sunt rezervate pe termen scurt. Acesta poate fi unul din factorii care explică intervalul mare între prețurile gazelor naturale în Ungaria și România înregistrate pe piața zilei următoare în ianuarie 2019.

Diagrama 26: Tarifele de capacitate transfrontalieră aplicate de Transgaz pe durata iernii

Tarife de capacitate transfrontalieră în iarnă (Oct-Mar), în RON/MWh



Sursă: Transgaz, analiză Emerton

▪ d2 - Lipsa diminuării riscului de credit

Platformele comerciale funcționale pe piața gazelor naturale din România oferă servicii de clearing numai pentru tranzacțiile spot; produsele forward nu sunt acoperite.

Spre deosebire de majoritatea platformelor comerciale de gaze naturale din Europa Centrală și de Est, piețele centralizate din România nu au parteneriate cu case de compensare pentru atenuarea riscului de credit (a se vedea **Diagrama 27**)

Diagrama 27: **Case de compensare funcționale în principalele platforme de comercializare a gazelor naturale din Europa Centrală și de Est**

Entități furnizoare de servicii de compensare pe principalele platforme din Europa Centrală și de Est



Piață de gaze naturale	Austria	Republica Cehă	Ungaria	România
Platforme principale de tranzacționare a gazelor naturale				
Casă de compensare				Servicii de compensare furnizate de platformă numai pentru tranzacții spot ²

1. Asociere între CEGH și Powernext în 2016 – Sursă: BRM, CEGH, CEEGEX, analiză Emerton

▪ **f1 - Expunere crescută la importuri pentru utilizatorii finali non-casnici**

OUG 114/2018 alocă producția internă în mod prioritar clienților casnici. Aceasta va crește expunerea utilizatorilor non-casnici la importurile de gaze naturale. O astfel de expunere va avea efecte negative

atât asupra securității aprovizionării acestor clienți, cât și prețului plătit de aceștia (importurile sunt de obicei mai scumpe decât producția internă).





33.134
58.274
35.120
59.192
5.4308
3.3748
32.629
56.123
4.4446
33.134
58.274
35.120
34.564
31.678
56.123
4.4446
33.134
58.274
35.120
59.192
5.4308
3.3748
32.629
1.3965
4.564
31.678
56.123

783.134
458.274
735.120
459.192
76.4308
98.3748
432.629
11.3965
134.564
231.678
456.123
24.4446
783.134
458.274
735.120
459.192
76.4308
98.3748
432.629
11.3965
134.564
231.678
456.123
24.4446
783.134
458.274
735.120
459.192
76.4308
98.3748
432.629
11.3965
134.564
231.678
456.123