





Reglementarea emisiilor de metan

De la angajamente slabe la aplicare credibilă

Autor: **Otilia Nuțu**

Credit foto: **Mihai Stoica**

Grafică și DTP: **Șerban Chițu**

PUBLICARE

Asociația 2Celsius

Al. Sahia, nr. 18 515600, Cugir România
www.2celsius.org E-mail: office@2celsius.org
Mai 2022



Introducere și rezumat raport

Propunerea pentru noul regulament UE privind emisiile de gaz metan, publicată pe 15 decembrie anul trecut, este discutată acum în Parlamentul European și în Consiliu pentru adoptare – probabil la începutul lui 2023 –, dar textul are nevoie de îmbunătățiri serioase pentru a-i da puteri reale și credibilitate. Cu atât mai mult cu cât statele membre și actorii din piață ar putea să nu-l sprijine sau să-l aplice cu entuziasm. Prezentul raport explică:

- Deficiențele generale ale actualului proiect și propuneri pentru a întări textul actual al regulamentului UE privind emisiile de metan, în special în contextul după 24 februarie (Partea A)

- Studiu de caz România: status quo-ul și ce se poate face pentru a pune în aplicare măsuri reale de reducere a emisiilor de metan în a doua țară producătoare de gaze din UE, mai ales că în prezent problema la noi e practic necunoscută și lipsește voința politică sau motivația actorilor din piață. Măsurile propuse în raportul de față se concentrează pe leak detection and repair (detectarea și repararea pierderilor, LDAR) și monitoring, reporting and verification (monitorizarea, raportarea și verificarea emisiilor, MRV) și mai puțin pe celelalte chestiuni din regulamentul UE privind emisiile de metan, care sunt relativ mai ușor de pus în aplicare. Acestea includ interzicerea routine venting (ventilării de rutină pentru exploatarea în siguranță a echipamentelor - deși subiectul este relevant pentru România) și flaring (arderea gazului extras odată cu petrolul și care nu poate fi valorificat din rațiuni de infrastructură, aspect care nu este deosebit de relevant pentru România). Acestea două nu necesită decizii majore suplimentare sau capacitate administrativă semnificativă la nivel național dincolo de ceea ce ar fi oricum necesar pentru LDAR și MRV. (Partea B)

Recomandări cheie

A. Îmbunătățiri ale propunerii de regulament UE:

- Este nevoie de mult mai multă ambiție în ceea ce privește importurile de gaze, iar UE trebuie într-adevăr să devină lider global în reducerea emisiilor de metan. Trebuie să pornim de la presupunerea că emisiile de gaz pentru gazul care ajunge în Europa prin lanțuri de aprovizionare necertificate în mod independent sunt mari și să le taxăm sau să le punem imediat un preț corespunzător pentru emisii. Putem astfel alinia ambițiile de reducere a emisiilor de metan cu imperatiile de securitate energetică ale noii direcții strategice a viitoarei politici energetice a UE - decuplarea UE de energia din Rusia. Sprijinirea importurilor certificate - unde GNL din SUA are în mare parte deja un avantaj, la fel și importurile din Norvegia - va accelera considerabil reducerea globală de emisii de metan, poziționând într-adevăr UE ca lider global și va stimula și mai mult inițiativele de certificare din SUA, care nu acoperă încă tot gazul, deși lucrurile se îndreaptă în mod clar în această direcție. Acest lucru va stimula mai departe certificarea importurilor de gaze din alte surse, de la Marea Britanie până la Qatar sau Algeria. Nu în ultimul rând, abordarea importurilor într-un mod credibil în acest moment va ajuta UE, de asemenea, să își repare imaginea șifonată de eșecul de a acționa decisiv privind taxarea importurilor de gaze rusești în proiectul de regulament din 15 decembrie.

- O foaie de parcurs clară pentru stabilirea efectivă a unui preț pe emisiile de metan sau a impozitării emisiilor de metan poate și trebuie să fie prezentată cu mult înainte să se colecteze toate datele pentru emisiile pentru toate gazele consumate în UE. Acest lucru este esențial deoarece metanul are un impact asupra climei de 80 de ori mai puternic pe termen scurt decât CO₂ și trebuie luate măsuri acum, nu mai încolo. Au fost prea multe discuții de substanță în anul între publicarea strategiei UE privind emisiile de metan și proiectul de regulament privind metanul pentru ca subiectul să poată fi evitat. Se poate introduce imediat un mecanism de impozitare a emisiilor de metan provenite din importuri pe model CBAM (carbon border adjustment mechanism – taxarea emisiilor pentru importuri ca și când bunurile importate ar fi fost produse în UE). Putem porni de la presupunerea că gazul necertificat are emisii mari; nivelul taxării poate porni de la prețurile certificatelor de carbon din schema EU ETS și de la raportul de echivalență CO₂-CH₄ în termeni de impact asupra climei. În viitor, metanul poate fi inclus în EU ETS sau într-un mecanism similar de comercializare a emisiilor. Această taxare poate fi introdusă treptat pentru industria autohtonă pe măsură ce devin disponibile mai multe date.

- Sprijinirea producției interne de gaze în UE pentru a reduce în mod activ emisiile, înțelegând că premisa de la care pornim (industria gazelor ar trebui să fie direct co-interesată în limitarea pierderilor de gaze și valorificarea lor în scopuri productive), deși rezonabilă la nivel global, nu este la fel de valabilă pentru industria de gaze din interiorul UE, care este în declin - mai ales în Olanda și România. Dacă nu luăm în calcul acest lucru, companiile vor fi încurajate să cedeze sau să închidă echipamentele care mai au doar câțiva ani de funcționare și pentru care investițiile scumpe în LDAR și MRV nu sunt recuperabile în termeni cost-beneficiu. Acest lucru ar reduce producția internă de gaze și ar mări numărul de sonde abandonate. Pentru sondele abandonate, măsurile de reducere a emisiilor, chiar dacă sunt specificate în regulament, în realitate nu pot fi puse în aplicare cu ușurință, iar efectul asupra emisiilor totale de metan ar fi tocmai contrar celui dorit.

- Toate termenele limită trebuie accelerate în regulamentul actual. Termenul lung pentru măsurile esențiale din regulament (3 ani pentru raportarea la nivelul „standardului de aur” de către operatori, 5 ani pentru revizuirea regulamentului etc.) fac doar să se ia puține măsuri acum, iar primele reduceri efective ale emisiilor ar fi observabile abia după 2026-2027. Este mult prea târziu. Deși colectarea datelor este importantă pentru a rafina cele mai bune măsuri de reducere a metanului, nu e cazul să așteptăm fără să facem nimic până când avem date complete. Pentru lanțurile de aprovizionare cu gaze necertificate la care avem așteptări rezonabile că infrastructura este veche și reglementările de mediu slabe, nu există niciun motiv pentru care să nu putem presupune cel mai pesimist nivel de emisii și cele mai proaste practici operaționale, adică să presupunem în mod rezonabil că emisiile totale sunt mari.

B. Studiu de caz - România. România este al doilea mare producător de gaze din UE, cu producție în scădere, infrastructură îmbătrânită și capacitate administrativă și instituțională slabă, insuficientă pentru a susține o politică ambițioasă a UE.

Folosind toolkit-ul IEA pentru o reglementare eficientă a emisiilor de metan, în recomandări sintetizăm nevoile de reforme și acțiunile care trebuie întreprinse de factorii de decizie cheie pentru a asigura punerea în aplicare a reglementării UE privind emisiile de metan. Cei 10 pași care trebuie urmați sunt:

Pasul 1: Înțelegerea contextului legal și politic: Reglementarea eficientă a emisiilor de metan presupune cunoașterea în detaliu a actorilor cheie din sectorul public (Agenția Națională pentru Resurse Minerale (ANRM), Agenția pentru Protecția Mediului (APM), Ministerul Mediului, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), Inspectoratul Teritorial de Muncă (ITM), funcționarea lor actuală, lacunele instituționale și nevoile de a le atribui responsabilități suplimentare pentru punerea în aplicare a regulamentului.

Pasul 2: Caracterizarea specificului industriei: România are toate segmentele de industrie din petrol și gaze naturale – producție, transport, stocare, distribuție, furnizare; este și importator de gaze. România ar trebui să ia în considerare, de asemenea, proiectele noi din sectorul gazelor, cum ar fi producția offshore și extinderea rețelei. Recomandăm să se aplice standarde înalte pentru noile proiecte, reglementând în același timp conformarea treptată la standardele "de aur" pentru MRV, LDAR pentru echipamentele în funcțiune și cele cu care se înlocuiesc activele existente. Reglementările ar putea fi completate cu măsuri prescriptive (înlocuirea anumitor echipamente cu cele mai bune tehnologii disponibile într-un interval de timp dat) și cu măsuri bazate pe performanță (reducerea emisiilor per instalație). Deși majoritatea operatorilor din sectoarele de petrol și gaze au deja programe LDAR, principala provocare rămâne capacitatea autorităților de reglementare de a le evalua calitatea și de a monitoriza aplicarea lor. Investițiile LDAR din activitățile reglementate de transport, distribuție și înmagazinare ale gazelor trebuie evaluate corect și rezonabil de către autoritatea de reglementare ANRE pentru a decide recunoașterea costurilor justificate în tarife ce vor fi plătite de către consumatori; pot fi folosite în acest sens datele de referință ale ACER care ar fi revizuite o dată la 3 ani. Producția de petrol și gaze ar putea avea nevoie de scheme de ajutor de stat pentru a implementa LDAR și MRV pentru activele învechite.

Pasul 3: Elaborarea profilului emisiilor. Trebuie să mergem dincolo de datele actuale - inventarul național de gaze cu efect de seră, adăugând informații suplimentare pe măsură ce acestea vor deveni disponibile din alte surse, cum ar fi imaginile prin satelit, estimări specifice industriei și instalațiilor și apoi date reale de măsurare de jos în sus. Printre sursele suplimentare de date care pot fi utilizate se numără proiectul ROMEO, iar autoritățile pot utiliza instrumentul CoMAT al CATF pentru a determina potențialul de reducere chiar și atunci când avem doar foarte puține date. Cerințele de raportare pot începe de la utilizarea formularelor de raportare din alte țări, cum ar fi Norvegia, crescând în timp nivelul de detalii. Autoritățile de reglementare ar trebui să impună cât mai curând posibil raportarea unor date din măsurări reale în „punctele fierbinți” (operațiuni, echipamente și practici cu risc ridicat pentru emisii), pe baza instrumentului IEA methane tracker sau Global Methane Emissions Dashboard. Tipurile de echipamente, posibilele criterii pentru obligativitatea MRV încă din primii ani, precum și obligativitatea LDAR ar trebui convenite în mod transparent cu industria pentru a asigura 1) rezultate fezabile în primii ani de aplicare și 2) un nivel de ambiție în creștere graduală pentru a obține date mai precise și un nivel de ambiție în creștere graduală pentru detectarea pierderilor și reparații, în funcție de capacitatea companiilor de a se conforma.

Pasul 4: Creșterea capacității de reglementare. Expertiza se poate construi rapid dacă există voință politică și România nu trebuie să rămână, ca până acum, un stat membru care doar aplică politici publice europene fără a încerca să le și influențeze, dat fiind faptul că industria noastră de petrol și gaze este printre cele mai mari din Europa. Angajamentul politic se demonstrează în primul rând prin numiri - competitive, transparente și bazate pe competență. România trebuie să se alăture cât mai curând posibil dezbaterii globale pe această temă, de exemplu prin aderarea la Global Methane Initiative. De asemenea, ar exista resurse semnificative din granturi UE în următorii ani pentru studii și creșterea capacității. Actorii din sectorul public cu atribuții pe subiect trebuie să și aibă bugete corespunzătoare.

Pasul 5: Implicarea tuturor actorilor din domeniu. O reglementare ambițioasă a emisiilor de metan presupune un dialog constant și de substanță cu industria reglementată, cu ONG-urile și publicul larg, precum și cu instituțiile similare de la nivel internațional. În România, companiile din industria de petrol și gaze vor opune o rezistență destul de puternică la reglementare, având în vedere starea majorității activelor aflate în exploatare, dacă măsurile de reglementare pentru reducerea emisiilor vor fi percepute ca fiind prea costisitoare. Autoritățile ar trebui să comunice cu părțile interesate, în special cu industria, pentru identificarea inițială a problemelor, pentru a construi încredere și pentru a găsi ritmul potrivit pentru adoptarea treptată a articolelor din regulament mai complexe, consumatoare de timp sau mai costisitoare.

Pasul 6: Definirea obiectivelor reglementărilor. România are mai multe ținte care rezultă din angajamente globale globale (COP26 Global Methane Pledge), din care face parte ca membră UE, care se vor traduce în Planuri Naționale de Acțiune pentru Metan cu ținte naționale; și instrumente de reglementare specifice la nivel UE, cum ar fi regulamentul CE privind emisiile de metan. Cadrul legislativ și de reglementare din România privind emisiile de metan ar trebui să meargă mai departe de aplicarea regulamentului CE privind emisiile de metan în forma în care arată azi acest regulament, și să ia în calcul și faptul că țintele privind obiectivele climatice vor deveni și mai ambițioase. Structura instituțională și capacitatea de reglementare trebuie construite încă de pe acum pentru a face față unor astfel de modificări probabile ale politicilor.

Pasul 7: Selectarea design-ului adecvat pentru politica de reducere a emisiilor de metan. Setul de măsuri ar putea consta în:

- măsuri bazate pe informații – aplicarea reglementărilor CE privind emisiile de metan în domeniul MRV (cu creșterea graduală a nivelului de detaliu în anii 1-4) și LDAR (prin coordonare cu alte state membre UE).
- măsuri economice – având în vedere vârsta activelor din industrie, există riscul ca în România să nu fie rentabile multe din investițiile necesare pentru MRV și LDAR și din măsurile de reducere a emisiilor. Acest lucru înseamnă că vor fi necesare stimulente economice (de exemplu, scheme de ajutor de stat), penalități (impozitarea emisiilor) sau recompense (finanțări prin grant pentru anumite tipuri de investiții).
- măsuri bazate pe performanță – se pot pune ținte suplimentare de reducere a emisiilor la nivelul unor instalații sau operațiuni care reprezintă sursele majore de emisii, permițând operatorilor să caute modalitățile cele mai eficiente economic pentru a atinge țintele respective.
- măsuri prescriptive – standarde de emisie pentru echipamentele noi (conducte noi, exploatare nouă de zăcăminte de gaze, onshore sau offshore) sau pentru echipamentele care înlocuiesc infrastructura actuală.

Pasul 8: Elaborarea politicii de reducere a emisiilor de metan. Reglementarea nu trebuie să fie rigidă și "o dată pentru totdeauna", adică aplicabilă de la început la sfârșit în același fel. Anumite elemente pot fi introduse treptat, pe măsură ce se strâng mai multe informații privind emisiile și crește capacitatea. Totuși, deși flexibilitatea este bună, trebuie să evităm elaborarea de politici ad-hoc, schimbate frecvent și neașteptat (o practică uzuală în elaborarea politicilor publice din România).

Pasul 9: Impunerea reglementării. Acest lucru se va întâmpla numai dacă autoritățile de reglementare sunt credibile, competente și regulile sunt percepute drept echitabile de către toți actorii implicați. Având în vedere că resursele sunt limitate și pentru a spori credibilitatea, verificarea emisiilor trebuie să fie asigurată de verificatori independenți acreditați (conform regulamentului CE privind emisiile de metan) și de inspecțiile pot fi subcontractate către profesioniști. Datele privind emisiile ar trebui să fie publice.

Pasul 10: Revizuirea și detalierea periodică a politicii. România nu a aplicat până acum practica de revizuire a politicilor pornind de la evaluarea rezultatelor și date, dar reglementarea emisiilor de metan e o ocazie foarte potrivită. Reglementările de reducere a emisiilor de metan sunt, practic, un exercițiu masiv de colectare a informațiilor despre emisii, la nivel din ce în ce mai detaliat, și de însușire din partea companiilor a unor practici și eforturi de a reduce astfel de emisii. Rezultatele regulamentului pot fi monitorizate cu ușurință, inclusiv de către publicul larg, dacă informațiile sunt raportate și prelucrate într-un format public. Orice modificare a reglementării trebuie să se bazeze pe aceste informații.



Acest raport este structurat în două părți.

Partea A reflectă deficiențele actuale ale proiectului de regulament al UE privind emisiile de metan și recomandă modificări.

Partea B acoperă cazul României, explicând contextul industriei autohtone și al jucătorilor cheie, precum și deficiențele legale și de reglementare care ar putea reprezenta provocări majore pentru punerea în aplicare a unor reglementări eficiente privind emisiile de metan. Aplicăm IEA regulatory roadmap and toolkit pentru cazul specific al României, în vederea identificării posibilor pași pentru implementarea unui cadru de reglementare solid pentru MRV și LDAR bazat pe cele mai bune practici internaționale, cu accent pe sectorul de petrol și gaze - acestea sunt exact reformele necesare ca să putem pune în aplicare și regulamentul CE privind emisiile de metan, după adoptare.

În anexe prezentăm un calendar probabil pentru diferite elemente ale politicii UE privind emisiile de metan și punerea lui în aplicare în România; și o scurtă descriere a unui set de reglementări naționale sau locale pentru reglementările privind emisiile de metan la nivel internațional - cu toate că nu există o politică universală care să fie transferabilă indiferent de specificul local. Deoarece astfel de bune practici nu pot fi transpuse cu ușurință, ele depinzând de condițiile locale (tipuri de resurse, diversitatea operațiunilor industriilor de petrol și gaze, segmente de industrie reprezentate în țară, cultura administrativă etc.), Partea B oferă îndrumări cu privire la ce părți ale acestor bune practici internaționale (detaliată pe scurt în anexa II) pot fi transpuse în mod realist la noi și care sunt condițiile preliminare pentru o aplicare eficientă.

Raportul nu abordează chestiunea interzicerii ventilării de rutină și a arderii gazului asociat cu petrolul (care, totuși, nu ar pune probleme în plus față de ce probleme pun oricum MRV și LDAR). De asemenea, nu abordăm reducerea emisiilor de metan din minele de cărbune, exploatarea cărbunelui ar fi trebuit tratată separat. Adoptarea unei reglementări aplicabile în mineritul de cărbune ar fi probabil foarte dificilă, având în vedere eliminarea cărbunelui din mixul energetic din România planificată pentru 2032. Alocarea corectă a responsabilităților între stat și companiile de stat (falimentare sau în curs de vânzare a activelor) pentru reducerea emisiilor de metan din minele abandonate sau în curs de închidere ar fi un proces foarte controversat și prelungit. (Teoretic, ar trebui să fie mai ușor decât pentru operațiunile în curs ale industriei de petrol și gaze, dar necesită o voință politică puternică pentru a recunoaște problema și a-i dedica resurse. Procesul ar fi diferit de cel pentru industria de petrol și gaze analizată mai jos, necesitând mai puțină reglementare și mai multă acțiune directă finanțată din bani publici, aproape toate operațiunile fiind oricum în sectorul public).

Regulamentul UE privind emisiile de metan, așa cum arată azi

Noul regulament UE privind emisiile de metan urmează să fie aprobat după ce proiectul publicat de CE pe 15 decembrie va fi discutat și modificat în Parlamentul European și în Consiliu. În forma actuală, regulamentul nu este încă aprobat și textul poate fi revizuit substanțial. Deși proiectul de regulament conține elemente valoroase (măsurile concrete, cum ar fi interzicerea arderii gazului asociat și ventilării de rutină, LDAR obligatoriu și pașii inițiali pentru reducerea emisiilor, raportarea și colectarea treptată a datelor, atât de jos în sus, cât și de sus în jos), textul poate fi îmbunătățit substanțial. Câteva prevederi sunt însă puternic contestate și trebuie corectate urgent:

- Ambiție zero în ceea ce privește importurile, deși acestea reprezintă peste 80% din combustibilii fosili consumați în UE. Abordarea importurilor este esențială pentru a ne asigura că UE devine într-adevăr un lider global în reducerea emisiilor de metan, determinând pe alții să urmeze exemplul. Regulamentul, așa cum arată azi, amână cu mai mulți ani discuția cu privire la măsurile eficiente pentru gazul importat, până când sunt colectate date complete de emisii. Cu toate acestea, ar putea fi luate măsuri intermediare chiar înainte să avem toate datele.

- Chiar cu mult înainte de recenta schimbare masivă a politicii energetice a UE în direcția decuplării de gazul rusesc, chestiunea emisiilor privind gazul importat a fost problema cea mai fierbinte în toate dezbaterile din ultimul an privind regulamentul. În general, faptul că nu luăm nicio măsură serioasă cu privire la importuri în proiectul de regulament, faptul că eșuăm în a lua în calcul în mod serios emisiile de gaze importate din Rusia cât mai curând posibil, deși aproape toți analiștii au solicitat acest lucru în mod repetat, pune UE într-o lumină proastă și arată cât de puternic a fost probabil lobby-ul rusesc înainte de 24 februarie. Acest lucru trebuie corectat acum.

- Cel mai simplu e **să utilizăm ipoteze plauzibile privind intensitatea emisiilor pentru importurile pentru care nu există o verificare independentă și să taxăm emisiile în baza acestor ipoteze.**

Trebuie să pornim de la presupunerea că aceste emisii sunt mari - de exemplu, pentru importurile din țări în care știm că infrastructura este veche, capacitatea statului este slabă și nu există reglementări de mediu serioase sau nu sunt aplicate. Nu ar trebui să se bazăm "pe cuvânt" pe propriile evaluări sau declarații ale companiilor care produc gazul ce se importă în UE, fără un control independent. De exemplu, în primăvara anului trecut, Gazprom a trimis o poziție detaliată cu privire la politica UE privind emisiile de metan; în document, Gazprom a afirmat că aplică pe deplin standardele de monitorizare OGMP 2.0 și are pierderi de doar 0,02% în producție, 0,29% în transport și 0,03% în depozitarea subterană. Acest lucru ar face Gazprom cea mai performantă companie din lume: pentru comparație, standardele Shell pentru producție sunt de aproximativ 10 ori mai mari. Asemenea autoevaluări ar trebui pur și simplu ignorate, având în vedere că o mare parte din infrastructura Gazprom e din timpuri sovietice și ținând cont și de practicile Rusiei în chestiuni de mediu sau climă - dacă nu le cunoaștem, le putem deduce în mod rezonabil din modul în care și-a tratat Kremlinul activiștii de mediu în ultimele decenii. Pentru a nu mai spune că, după 24 februarie, Rusia se arată total dezinteresată să mai participe la ordinea internațională, să-și ia în serios angajamentele sau, în general, să spună adevărul.

- Dacă pornim de la ipoteza că intensitatea emisiilor pentru gazul importat necertificat e mare și impozităm în consecință, vom stimula de asemenea consumatorii europeni să cumpere gaze cu emisii certificate pe tot lanțul de aprovizionare. Acest lucru chiar ar conta semnificativ la reducerea emisiilor de metan la nivel global. Nu vor fi afectate negativ importurile din țări precum Norvegia – care e deja lider în politici de reducere a emisiilor – și nici importurile de gaz GNL certificat din SUA. De mai bine de un deceniu, exporturile de gaze naturale certificate din SUA au crescut de la nișă îngustă la normă; multe companii de petrol și gaze din SUA au inclus emisiile de metan în ESG (practici de mediu, sustenabilitate și guvernanta) și există diverse inițiative de certificare voluntară cu auditori terți independenți, cum ar fi MiQ. Încurajarea de către UE a gazelor certificate și impozitarea importurilor necertificate poate ajuta foarte mult la accelerarea acestei tendințe deja existente, cu un impact global asupra reducerii emisiilor de metan. Va fi stimulată treptat extinderea acestei practici și la alte surse de gaze importate, de la Algeria până la Qatar.

- Pe de altă parte, în ceea ce privește producția internă din UE, o altă problemă cheie este presupunerea implicită că aproape întotdeauna este în interesul propriu al companiilor de petrol și gaze să nu risipească gazul, ci să recupereze cât mai mult din pierderi pentru a face profit. Deși la nivel global acest lucru poate fi adevărat, nu este cazul în Europa. Întrucât producția internă din UE, din care cea mai mare parte este din țări precum Olanda și România, este în scădere, iar infrastructura actuală funcționează de zeci de ani, ipoteza este pur și simplu ultraoptimistă. Majoritatea companiilor nu ar investi în echipamentele scumpe necesare pentru LDAR și MRV pentru sonde și conducte care se estimează că vor fi scoase din funcțiune în câțiva ani și ar putea considera că este mai eficient din punct de vedere al costurilor să scape de ele pur și simplu cât mai repede. Experiența cu multe reglementări de mediu de până acum pe tot globul arată că e mult mai greu să impui aplicarea legii pentru sondele și activele abandonate, deoarece companiile nu pot fi forțate să-și asume responsabilitatea pe cât ne-am dori. Cesionarea mai rapidă a activelor pune în pericol obiectivul de a reduce în mod eficient emisiile de metan, punând în același timp probleme substanțiale securității energetice a UE în contextul de după 24 februarie. Astfel, recunoașterea adecvată a costurilor în tarifele reglementate pentru distribuția și transportul de gaze este o necesitate, în timp ce producătorii de gaze ar putea avea nevoie de scheme de ajutor de stat pentru a întreprinde astfel de investiții. În caz contrar, există un risc ridicat ca statele membre să se opună în mod serios aplicării regulamentului dacă acesta este perceput ca fiind contrar imperativelor de securitate energetică (sau, alternativ, părțile interesate naționale vor fi puternic încurajate să folosească argumente privind securitatea energetică pentru a întârzia aplicarea). Punerea în aplicare a regulamentului asupra statelor membre prin proceduri de încălcare a dreptului comunitar ar fi, de asemenea, dificilă, deoarece securitatea energetică va domina discursul public. Ar trebui să se țină seama și de faptul că politica UE de decuplare a aprovizionării cu energie din Rusia cât mai curând posibil ar putea oricum determina factorii de decizie să revizuiască prevederile cheie din regulamentul privind metanul, și nu neapărat în sensul în care ne-am dori - de exemplu, stimularea importurilor de GNL față de o parte din gazele din conducte prin introducerea unei forme de impozitare aplicabilă imediat pentru acestea din urmă sau scutiri pentru prima. Cu toate acestea, având în vedere contextul, există și o oportunitate - de a accelera concentrarea asupra importurilor UE de gaze cu emisii certificate, ceea ce este realizabil și poate fi în concordanță cu noua politică de sprijinire a importurilor de GNL din SUA.

- Cu toate acestea, în proiectul de regulament pe care îl avem acum nu există niciun semnal legat de ce se intenționează în viitor privind prețurile emisiilor de metan sau taxarea acestora, pentru a asigura stimulente pentru ca industria să accelereze reducerea emisiilor, asigurând în același timp concurență echitabilă între producția internă și importuri. Deși poate părea devreme, în această etapă ar fi trebuit menționate cel puțin posibilele opțiuni de stabilire a prețului metanului în viitor. Au existat deja discuții de fond despre avantajele și dezavantajele mecanismelor precum posibila includere a metanului în EU ETS; introducerea unei alte scheme de comercializare a emisiilor de metan, mai potrivită pentru specificul acestora; sau un mecanism de stabilire a prețurilor de tip CBAM pentru gazul metan importat. O taxă de tip CBAM poate fi calculată la început pe baza echivalenței impactului climatic a CO₂ și CH₄ (de 84 de ori mai puternic, poate cu unele ajustări având în vedere persistența mai scurtă a metanului în atmosferă). După cum s-a menționat mai sus, în proiectul de regulament este posibil să se facă modificări în acest punct, probabil mai „administrative” cel puțin în prima etapă. Adică, să se introducă nu un mecanism bazat pe piață (având în vedere că, de asemenea, nu există o evaluare adecvată a emisiilor pentru gazul importat), ci o taxare ridicată imediată pentru importurile din lanțurile de aprovizionare cu gaze neverificate independent și o discuție pe termen mai lung asupra mecanismelor de stabilire a prețurilor pentru emisiile din producția internă. După cum se explică în exemplele de țară din Anexa II, introducerea unor costuri pentru emisiile de metan este crucială pentru a stimula reducerea emisiilor chiar și în țările foarte progresiste, cum ar fi Norvegia, unde există un consens larg al societății pe această temă și mecanismul este complementar și întărește toate celelalte măsuri de politică de reducere a acestor emisii.

- Nu în ultimul rând, regulamentul este foarte lax cu privire la toate termenele limită. De exemplu, „standardul de aur” al raportării ar fi atins abia în 2026-2027; revizuirile regulamentului ar avea loc la fiecare 5 ani etc. Perioada de timp pentru atingerea nivelului 5 din OGMP 2.0 este prea lung: 36 de luni pentru activele în funcțiune (probabil la jumătatea anului 2027) și 48 de luni pentru activele neexploatate (pe la jumătatea lui 2028). În comparație, companiile participante la OGMP 2.0 vor fi atins deja OGMP 2.0 Nivelul 5 pentru activele în funcțiune până în jurul anului 2023 și pentru activele nefuncționale până în jurul anului 2025. În același timp, emisiile de metan sunt de 86 de ori mai puternice decât CO₂ pe termen scurt, ceea ce face esențial ca reducerile să aibă loc cât mai curând posibil; pe lângă ratarea probabilă a țintelor de reducere a emisiilor propuse, termenele lungi nu semnalează nici urgența de a lua măsuri concrete acum. După cum argumentăm în Partea B a acestui raport (și urmând, de asemenea, recomandările IEA), statele și UE nu trebuie să aștepte până când sunt disponibile date mai bune sau perfecte pentru a lua măsuri: există măsuri prescriptive care pot fi luate imediat, ajustându-le și perfecționându-le pe măsură ce sosesc mai multe date. De asemenea, frecvența controalelor ar trebui mărită la o dată pe lună; componentele care s-au dovedit a avea scurgeri de metan în timpul unui control trebuie reparate sau înlocuite cât mai curând posibil (cel mult 5 zile). Programele LDAR trebuie să aibă cerințe minime, stabilite prin norme de aplicare - acest lucru ar asigura armonizarea și comparabilitatea în întreaga UE. E nevoie să fie inclusă și obligația statelor membre de a asigura că există sisteme de certificare și acreditare.

Deși regulamentele UE, odată aprobate, intră în vigoare imediat în statele membre, aplicarea efectivă a regulamentului în fiecare țară depinde esențial de crearea unor cadre instituționale adecvate, de creșterea rolurilor și responsabilităților organismelor de reglementare și de punerea la punct a detaliilor administrative.

STUDIU DE CAZ ROMÂNIA

1. Status quo:

Emisii. Conform EEA, emisiile totale de metan (antropogene) în România sunt 22.939 ktCO₂e, din care 35% (8.304) în sectorul de energie. Emisiile de metan din sectorul energetic au scăzut semnificativ în ultimii ani, reprezentând aproximativ jumătate din nivelul din 2003 – aceasta corespunde unui declin general semnificativ al producției de energie (extracție petrol și gaze, închiderea centralelor electrice pe gaz ineficiente) și industriilor energofage. IEA estimează că emisiile totale de metan ale României din industria petrolului și gazelor (90 kt) reprezintă 0,1% din emisiile globale, din care ponderea cea mai mare o reprezintă emisiile fugitive din gazele din upstream (19 kt); ventilare de gaz în upstream (11 kt); emisii fugitive în gaze convenționale onshore (14 kt); și ventilare în gaz onshore (31 kt). Sectorul petrolier, upstream și downstream, reprezintă doar aproximativ 10% din emisiile de metan; arderea gazului asociat este deja destul de scăzută.

Cu toate acestea, cifrele sunt probabil mult subestimate. Datele disponibile provin aproape exclusiv din raportarea către Convenția Cadru a Națiunilor Unite privind Schimbările Climatice (UNFCCC), Inventarul național al emisiilor de gaze cu efect de seră, unde raportarea României e la cel mai scăzut nivel - „Nivelul 1” (estimările pentru fiecare sector sunt derivate pe baza unor factori care nu sunt specifici țării, corecții doar cu niște observații minime din viața reală, acolo unde acestea sunt disponibile). România utilizează metodologia IPCC 2006 conform căreia, pentru fiecare activitate, se aplică factorii de emisii medii la nivel mondial la cantitățile de petrol și gaze produse, transportate sau comercializate pe piață, lungimea rutelor de transport etc. Astfel de date, deși transmise de jos în sus de către emitenți și verificate la nivel local, nu iau în considerare realitatea de pe teren, vechimea sau deteriorarea activelor, procedurile de manipulare a echipamentelor etc. (de exemplu, operatorul de transport Transgaz transmite date doar pe baza cantităților transportate, lungimea rutelor de transport și aplică doar factorul de emisie standard pentru transportul gazelor).

În ceea ce privește evaluările făcute de terți, există un proiect de cercetare (ROMEO) care are șanse bune de a propune industriei de petrol și gaze câteva idei inițiale despre unde să începem măsurarea scurgerilor și pierderilor de metan și cum să prioritizăm acțiunile de reducere a acestor pierderi / LDAR. **Proiectul acoperă numai sectorul upstream – producția de petrol și gaze, pentru un eșanșion de site-uri, recunoscând în același timp că există diferențe substanțiale în ceea ce privește întreținerea și exploatarea activelor în întreaga țară.** Pentru moment, inițiativa poate sugera modalități eficiente prin care producătorii - Romgaz, Petrom și producătorii mai mici de petrol și gaze - pot introduce un MRV și prioritiza LDAR în sectorul upstream. Cu toate acestea, proiectul în sine nu poate furniza date care să poată fi extrapolate și utilizate pentru raportarea la nivel național și pentru strategia UE privind reducerea emisiilor de metan.

Pe scurt, proiectul a analizat până acum câteva perimetre reprezentative de exploatare a petrolului și gazelor din țară aparținând Romgaz și Petrom, pentru care au fost monitorizate pierderile de metan la nivel de echipamente; exploatare; și la nivelul zăcămintului, utilizând o combinație de măsurători la sol și aeriene care au fost apoi comparate și ajustate. S-au identificat emisii de metan de la aproximativ jumătate din exploatare, cu emisii variind de la 0,01 g/s și 100 g/s pentru exploatarea individuală; nu s-au găsit operațiuni de ardere de gaz asociat; dar nici gazul asociat din sondele de petrol nu este captat decât parțial. Principalele constatări citate din studiu:

- Emisiile din puțurile de petrol au fost cauzate în cea mai mare parte de proiectarea/starea instalației (de exemplu, conducte deschise), proceduri operaționale (de exemplu, supape neînchise corespunzător) și doar parțial din cauza pierderilor din echipamente (de exemplu, flanșe, manometre). Sondele de petrol cu emisii de H₂S sunt mult mai bine întreținute și au emisii mult mai reduse.

- Sondele de gaz au, în general, emisii mai mici, dar au fost măsurate concentrații mari de metan cauzate de valve de aerisire închise necorespunzător și (mai rar) echipamente cu pierderi.

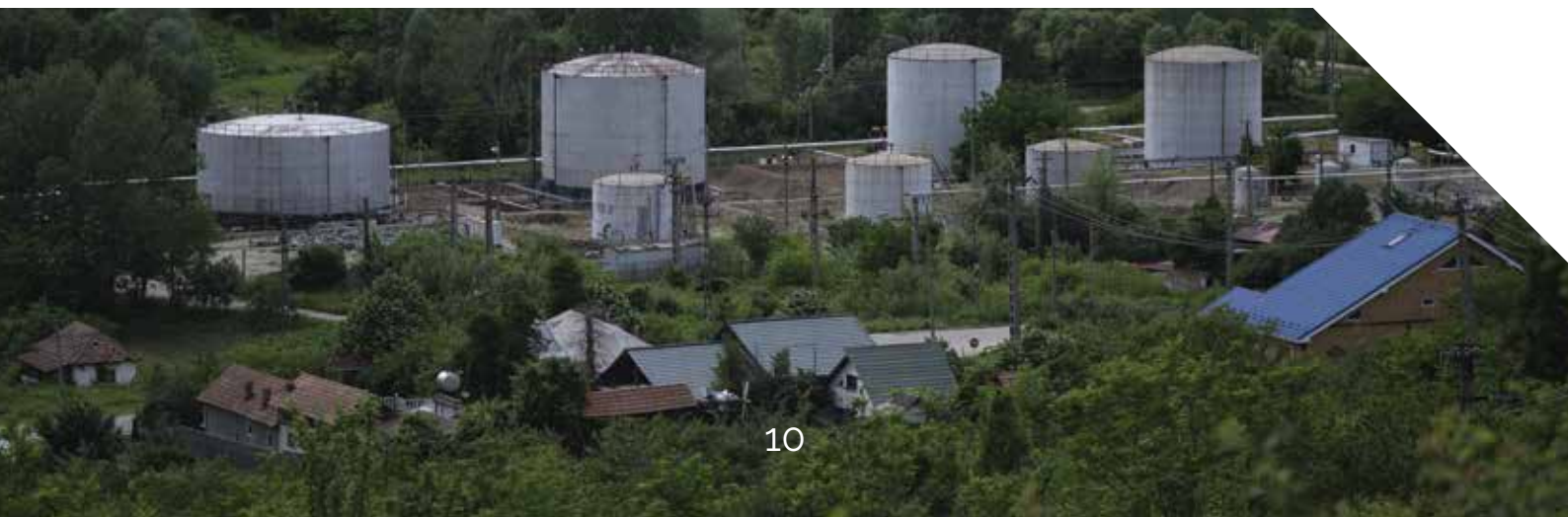
- Stații de comprimare: număr mare de pierderi la flanșe individuale, valve, aerisiri, reglatoare de presiune etc. Considerate ușor de reparat de echipa LDAR.

- Instalații de depozitare (diferite tipuri): rezervoarele de înmagazinare necesită adesea întreținere (găuri în rezervoare), dar multe instalații sunt, de asemenea, proiectate pentru aerisire (fără colectarea gazelor), în special cele mai vechi.

- Galerii de colectare: în general în stare bună și cu puține pierderi.

Starea infrastructurii. În România, exploatarea de petrol și gaze are o istorie de peste 120 de ani și o mare parte din sondele și infrastructura de gaze utilizate în prezent sunt în funcțiune de 30-60 de ani. Există doi producători mari (Romgaz - doar gaze; Petrom - petrol și gaze), care acoperă peste 90% din producție, și companii mai mici. În ultimii 4 ani, producția internă a scăzut cu aproximativ 17% (aproape 30% la Petrom, în timp ce Romgaz a introdus un nou zăcămint onshore de gaze care i-a permis să înregistreze o scădere mai lentă, de doar 10%, iar recent a crescut ușor producția).

În Marea Neagră, există două surse majore de gaz - zăcămintul deep offshore Petrom-Exxon (/Romgaz) Neptune Deep (42-84 bcm, cu șanse mici de a ajunge vreodată pe piață din cauza obstacolelor legale și de reglementare) și zăcămintul shallow offshore al BSOG (10 bcm, care, teoretic, ar putea intra pe piață în T2 2022, deși probabil va fi amânat din cauza aceluiași probleme legale și de reglementare care au blocat și proiectul Neptune Deep). România are, de asemenea, depozite de înmagazinare și rețele de transport și distribuție care au fost construite în mare parte începând cu anii 1950, cu îmbunătățiri minore în ultimii 30 de ani.



a. Producție / upstream

În timp ce arderea gazului asociat, ca practică, este deja la un nivel minim, IEA methane tracker sugerează că emisiile fugitive și ventilarea de rutină pot fi destul de semnificative. Pe lângă scăderea rezervelor, reducerea producției a fost stimulată și mai mult de schimbările de reglementare și legislative din ultimii ani care au descurajat investițiile. Redevențele - legate artificial de prețurile gazelor la bursa Baumgarten - pot fi excesive, cel puțin atunci când prețurile la care se tranzacționează gazele în România sunt mai mici; pe lângă scăderea rezervelor, acesta ar putea fi unul dintre motivele pentru accelerarea declinului producției. Actualul mecanism de impozitare include și o „taxă pe veniturile suplimentare” – Ordonanța Guvernului 7/2013 – care recunoaște doar parțial investițiile în producția internă existentă pentru deduceri fiscale. Recent, taxa pe veniturile suplimentare a fost extinsă într-un act normativ de plafonare și compensare a facturilor pentru consumatorii finali - Ordonanța de Urgență 27/2022, modificată; legea reglementează, de asemenea, prețurile la gaze pentru consumatorii casnici și CET-uri, afectând astfel și mai mult stimulentele pentru investiții și eficiența energetică la consumatorii finali.

În general, **acest cadru legal descurajează investițiile în producția onshore în curs, inclusiv orice investiții care ar fi necesare pentru MRV și LDAR.** Petrom a intenționat recent să-și închidă relativ brusc jumătate din sonde în perioada 2019-2024 – lansând în 2019 o procedură de achiziție pentru lucrările necesare pentru închiderea a 3877 din 7500 de sonde. Chiar și pentru 2022, la prețuri record și deficit de ofertă pe piețele de gaze, Petrom a anunțat o reducere suplimentară a producției cu 7%. Acest lucru ar avea următoarele consecințe:

- stimulente mai reduse pentru a investi în MRV și LDAR, deoarece durata de viață utilă rămasă a sondelor nu ar permite recuperarea unor astfel de investiții

- ar exista unele stimulente pentru reducerea la minimum a emisiilor, atâta timp cât există o evaluare realizată de terți ca să nu fie nevoie de investiții proprii în MRV. De exemplu, dacă reducerea la minimum a emisiilor ar necesita doar o schimbare a procedurilor de manipulare a echipamentelor și nu investiții costisitoare, o astfel de măsură ar fi fezabilă – cu toate acestea, identificarea pierderilor necesită o investiție costisitoare pe care companiile nu ar fi dispuse să o facă în această etapă. (De exemplu, Petrom a făcut un anunț de schimbare a practicilor operaționale după ce CATF a vizitat perimetrul din Câmpina, dar probabil că nu ar fi făcut-o sau chiar nu ar fi descoperit emisiile fără vizita CATF).

- un număr tot mai mare de sonde închise cu pierderi care nu ar fi monitorizate după închidere și responsabilitate neclară a cine ar trebui să plătească eventual pentru ecologizare (statul român sau OMV Petrom). Deși, teoretic, responsabilitatea ar rămâne în sarcina Petrom, acest lucru ar putea să nu fie ușor de pus în practică.

Până acum, atât Petrom, cât și Romgaz au întreprins câțiva pași mici pentru monitorizarea și reducerea emisiilor de metan, Petrom fiind puțin mai avansat decât Romgaz. Astfel, Petrom face investiții pentru monitorizarea și reducerea emisiilor de metan, în principal un program LDAR (monitorizarea pierderilor) upstream și downstream, și a demarat deja un program de modernizare pentru conducte și stații de comprimare și vizează zero ardere de gaz asociat până în 2030. Romgaz este mai puțin avansat. A demarat în 2020 un studiu privind emisiile de metan, avizat de Agenția Națională pentru Protecția Mediului (ANPM), pentru a monitoriza pierderile și consumul tehnologic propriu și propune lucrări de întreținere și investiții pentru reducerea acestor pierderi. Raportul indică o reducere cu 29% a pierderilor de gaze și cu 21% a arderii gazelor în 2020 față de 2019.

Cu toate acestea, niciuna dintre companii nu oferă nicio auto-raportare sau chiar o evaluare aproximativă a emisiilor totale de metan la un nivel mai detaliat decât ce reiese din Inventarul național de GES și, după cum s-a indicat mai sus, ar avea stimulente minime pentru a face acest lucru în mod voluntar pentru producția existentă. Situația se poate schimba dacă cele două companii, împreună cu BSOG, vor investi în zăcămintele de gaze din Marea Neagră; echipamentele ar fi noi, stimulentele de a minimiza pierderile ar fi mai puternic decât pentru producția matură onshore și companiile ar avea, de asemenea, un interes mai puternic în politica UE privind metanul, în special în concurența cu gazele importate.

b. Midstream și downstream

Rețelele de transport și distribuție raportează pierderi reduse (de exemplu, Transgaz raportează „consum tehnologic propriu” de puțin sub 1%), în timp ce operatorii de înmagazinare Depogaz și Depomureș nu au măsurat pierderile. Într-adevăr, cel puțin în cazul Transgaz, pierderile raportate au scăzut semnificativ în ultimii ani (de exemplu, ANRE raportează pentru Transgaz o reducere a „consumului propriu tehnologic” cu aproximativ 60% în perioada 2011-2015, ca urmare a investițiilor în eficiență energetică în stațiile de comprimare și etanșizarea conductelor). Cu toate acestea, și-a respectat doar parțial propriul plan de investiții în echipamente de monitorizare (aproximativ 65% în 2020). În plus, judecând după propria raportare privind pierderile, Transgaz ar trebui să fie printre cei mai performanți OTS din Europa, ceea ce nu este plauzibil. Această reducere a „consumului propriu tehnologic” a fost realizată prin implementarea unor măsuri, precum o mai bună contorizare la nivel de echipament, SCADA, reparații și modificări ale unor proceduri.

Una dintre posibilele explicații pentru care pierderile în rețeaua de transport nu sunt atât de mari pe cât ne-am aștepta având în vedere vechimea infrastructurii este și faptul că Transgaz operează rețeaua la o presiune mult mai mică decât vecinii săi (aproximativ 14-15 bari față de 45-55 bari în toate țările învecinate). Cu toate acestea, acest mod de operare provoacă alte probleme, cum ar fi dificultăți tehnice de export în țări cu o presiune mai mare în rețea și faptul că presiunile tot mai mari în viitor pentru export ar crește probabil și pierderile în general în sistem, cu excepția cazului în care rutele de export ar fi practic izolate de restul rețelei.

În înmagazinare, Depogaz a implementat un sistem de detectare a pierderilor, care emite o alertă în cazul unei pierderi și poate închide depozitul dacă pierderea depășește un anumit prag – mai ales din motive de siguranță, dar nu măsoară pierderile efective. În distribuție, EON (DELGAZ) a redus consumul tehnologic cu 40% în 2020 față de 2013 și a instalat echipamente pentru detectarea rapidă a pierderilor. Cu toate acestea, Engie nu raportează investiții pentru reducerea pierderilor. Nu există monitorizare sau estimări privind pierderile de gaz la consumatorii finali.

Rezultatele și inițiativele menționate mai sus provin din auto-raportarea companiilor și nu există nicio formă de validare externă.

Pierderile totale în downstream ar trebui să se poată verifica relativ ușor (ca diferență între intrare și ieșire în rețea); cu toate acestea, fără un MRV și LDAR adecvat, este dificil de identificat locul exact în care apar astfel de pierderi.

2. O foaie de parcurs pentru reglementarea emisiilor de metan în România (în general și specific pentru MRV și LDAR)

În principiu, o reducere semnificativă a emisiilor de metan ar trebui să poată fi realizată în condiții de rentabilitate. 80% dintre măsurile de abordare a emisiilor de metan din sectorul energetic la nivel global ar putea fi implementate la costuri negative sau scăzute, conform Evaluării globale a emisiilor de metan a CCAC și UNEP. Drept urmare, până de curând ne-am bazat pe acțiunile voluntare din partea companiilor și pe inițiativele industriei de petrol și gaze în inovarea de tehnologii și procese care să reducă pierderile de metan de-a lungul lanțului de aprovizionare, în inițiative precum OGMP. 2.0. Cu toate acestea, există nevoia de reglementare din cauza mai multor obstacole în calea reducerii rapide a emisiilor. În special în cazul metanului, care este mult mai puternic ca GES decât CO₂ pe termen scurt, timpul contează enorm. Organismele de reglementare trebuie să accelereze reducerea emisiilor mult mai repede decât s-ar întâmpla fără intervenție. IEA identifică trei astfel de bariere în calea reducerii emisiilor laissez-faire, la latitudinea companiilor:

- lipsa informațiilor pentru multe companii despre emisiile de metan, impactul asupra mediului, tehnologiile de reducere și beneficiile captării gazului care altfel se pierde pentru a-l vinde pe piață pentru profit
- infrastructură lipsă, de exemplu pentru captarea gazelor asociate din extracția petrolului, procesare, transport și folosirea acestui gaz în scopuri productive
- stimulente slabe pentru investiții, în principal costul de oportunitate al investiției în tehnologia de reducere a emisiilor, atunci când pot exista utilizări alternative mai profitabile pentru capitalul necesar pentru o astfel de investiție.

În plus, situația din interiorul UE poate să nu semene cu cea a industriei globale de petrol și gaze, având în vedere istoria lungă a extracției și utilizării combustibililor fosili și a infrastructurii învechite. Ceea ce este eficient din punct de vedere al costurilor în industria globală poate fi prohibitiv de costisitor în țările cu o lungă tradiție în industriile extractive, unde investițiile costisitoare s-ar putea să nu fie justificate economic în condițiile unei producții în declin, așa cum vom vedea în partea A.

IEA regulatory roadmap and toolkit este un ghid pentru punerea la punct a unui cadru solid pentru emisiile de metan, care trebuie adaptat în mod specific nevoilor locale și capacității și practicilor administrative. Folosim IEA regulatory roadmap and toolkit pentru a identifica pașii specifici care trebuie să fie întreprinși de autoritățile române pentru a pune în aplicare mecanismele instituționale de implementare a viitoarei politici a UE privind emisiile de metan, care ar introduce deja anumite direcții de reglementare pentru statele membre. Pe scurt, sunt 10 pași de luat în considerare, ilustrați mai jos.

10 pași pentru aplicarea de noi reglementari

INTELEGHEREA CONTEXTULUI	DESIGN-UL CREGLEMENTARII	APLICARE
1 - Context legal și politic	4 - Cap. reglementare	9 - Respectarea reglementării
2 - Natura industriei	5 - Implicare actori	
3 - Profilul emisiilor	6 - Obiective de reglem.	10 - Revizuirea și adaptarea periodică a politicii
	7 - Design de politici	
	8 - Elaborare politică	

Sursa: IEA, Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry - A regulatory roadmap and toolkit regulatory roadmap and toolkit

Pe baza practicilor internaționale, IEA definește o taxonomie a intervențiilor de reglementare:

- Reglementări prescriptive (de exemplu, impunerea unei înlocuiri obligatorii a anumitor tipuri de echipamente cu unele cu emisii reduse. Acest lucru pare relativ ușor la prima vedere, dar în practică este destul de restrictiv și nu ține pasul cu evoluțiile tehnologice, necesitând în același timp o capacitate de reglementare puternică și cunoașterea tehnologiilor utilizate de toți operatorii – vezi **California** în anexa II)
- Reglementări bazate pe performanță sau pe rezultate (impunerea unui obiectiv de performanță obligatoriu, de exemplu, reducerea emisiilor la un anumit nivel sau cu un anumit factor, dar care poate fi atins cu măsuri diferite decise la nivel de companie, lăsând mai multă discreție operatorilor și concentrându-se pe final - rezultat. Acest lucru lasă loc de inovare – a se vedea **Canada**, în special **Alberta** în anexa II)
- Economice (stimulente și penalizări financiare, cum ar fi taxe sau penalități pentru emisii, subvenții pentru cercetare sau investiții în proiecte de reducere a emisiilor; fiscalitatea necesită în general o bună cunoaștere prealabilă a estimărilor de emisii din sector. Modifică setul de stimulente pentru operatori, direcționând investițiile către reducerea emisiilor – a se vedea taxa pe carbon din **Norvegia** și finanțarea cu granturi federale și regionale din **Canada** în anexa II)
- Reglementări bazate pe informații (cerințe îmbunătățite pentru raportarea emisiilor, de exemplu la nivel de instalație în loc de estimări generice, măsurare directă, nu factori de emisie specifici echipamentelor sau industriei – a se vedea **Norvegia** și **Canada, Saskatchewan** în anexa II).

Țările și statele descrise în anexa II utilizează în general o combinație din toate cele de mai sus. Combinația „corectă” de intervenții de reglementare depinde totuși de ce ar putea funcționa în mod rezonabil în contextul dat. În timp ce intervențiile de reglementare prescriptive, de performanță și economice par mai simple și mai în concordanță cu acțiunile de reglementare "clasice", în practică, provocarea majoră pentru orice politică bazată pe dovezi este de a avea informații exacte, pe care să te poți baza, despre problemă. Acest lucru, după cum vom vedea, nu exclude însă total luarea unor măsuri prescriptive chiar și în absența unei informații perfecte. Cu toate acestea, culegerea de informații este esențială și, prin urmare, accentul din ce în ce mai mare al reglementărilor, inclusiv în proiectul de regulament al UE privind emisiile de metan, este pe impunerea MRV și LDAR obligatorii. Ambele necesită o capacitate din ce în ce mai adecvată de a colecta informații reale despre performanța echipamentelor și capacitatea autorităților naționale de reglementare de a impune reguli și a asigura aplicarea. În timp ce celelalte prevederi ale regulamentului UE privind emisiile de metan, cum ar fi interzicerea arderii gazului asociat și a ventilării de rutină, sunt de asemenea importante, acestea nu sunt abordate în raportul actual. Arderea gazului asociat (flaring) nu este o problemă în România, deși ventilarea (routine venting) este cu siguranță o problemă - de la stațiile de comprimare de gaz, rezervoarele de stocare a petrolului și în timpul operațiunilor de separare a petrolului și gazului.

Pregătirea unei reglementări eficiente privind metanul care să acopere efectiv MRV și LDAR obligatorii ar necesita o abordare în pași, așa cum este recomandat de IEA. Pașii ilustrați în figura de mai sus sunt aplicați pentru cazul României.



Pasul 1

Înțelegerea contextului legal și politic

Primul pas către o reglementare eficientă necesită o înțelegere a structurii instituționale existente, a cadrului de reglementare, a contextului pieței și a disponibilității informațiilor privind emisiile.

În prezent, în România, următoarele instituții ar putea fi responsabile cu diverse elemente ale unei viitoare reglementări privind metanul:

- ANRM (agenția de resurse minerale) – acordă licențe de funcționare a companiilor de petrol și gaze și percepe redevențe pentru petrol și gaze, acestea fiind o resursă publică, concesionată operatorilor. ANRM ar putea institui redevențe pentru gazul uzat/gazul ventilat (acest lucru se face în Brazilia sau **SUA**), având în vedere că gazul este proprietatea statului pentru a cărui utilizare ANRM este responsabilă. ANRM ar putea folosi și exemplul **Canadei**, unde ministerul responsabil cu resursele minerale la nivel federal sprijină cercetarea și dezvoltarea echipamentelor și practicilor de reducere a metanului, care ar putea fi ulterior adoptate ca standarde, în colaborare cu ANPM.

- ANPM (agenția națională pentru protecția mediului) – asigură inputuri tehnice pentru legislația de mediu, autorizează operațiuni pentru respectarea legislației de mediu, monitorizează indicatorii de mediu. Agenția este subordonată Ministerului Mediului și în prezent se ocupă de raportarea la Inventarul Național de GES. ANPM ar putea institui standarde de reducere a emisiilor de metan, eventual în legătură cu calitatea aerului în zonele populate (ca în **Canada**). Având în vedere responsabilitatea sa pentru raportarea inventarului de GES, are cel puțin în principiu autoritatea legală de a spori calitatea și gradul de detaliu al informațiilor care urmează să fie primite de la operatori într-un sistem național de raportare; va fi foarte probabil desemnată drept principala autoritate de reglementare din România pentru reglementarea CE privind metanul în sectorul upstream.

- Ministerul Mediului, responsabil cu politicile climatice și direcțiile strategice de politică în domeniile legate de mediu. Ministerul ar putea stabili obiective naționale pentru emisii (de exemplu, reducerea cu 75% până în 2030, așa cum s-a angajat recent **Canada** la COP26); ANPM, ANRM și altele ar fi responsabile să vină cu măsuri care să conducă la atingerea țintelor asumate la nivel național.

- ANRE – reglementarea rețelelor de transport și distribuție a gazelor. ANRE, care se ocupă de metodologia detaliată pentru tarifele de rețea și de aplicarea regulilor în acest sector, ar putea impune condiții mai stricte pentru pierderile tehnologice în rețea, susținând reducerea emisiilor de metan prin reducerea pierderilor recunoscute în tarifele ce vor fi plătite de consumatori. ANRE este membră a CEER (organism european al reglementatorilor în domeniul energiei), ceea ce îi permite să participe la schimbul de experiențe și să beneficieze de informații privind creșterea standardelor de reglementare pentru rețelele de transport, înmagazinare și distribuție. CEER a fost un actor foarte activ în discuțiile privind reglementările UE privind emisiile de metan și în consultările privind strategia UE privind metanul – spre deosebire de activitatea de producție mult mai puțin reglementată, componentele de infrastructură (monopol natural) transport, distribuție și înmagazinare sunt deja integral reglementate, iar reglementările actuale ar putea fi îmbunătățite în întreaga UE pentru accelerarea reducerii emisiilor de metan.

De asemenea, trebuie remarcat faptul că majoritatea țărilor ilustrate în anexa II se concentrează pe emisiile upstream (în special în zonele în care operațiunile de petrol și gaze au loc departe de zonele dens populate). Astfel, reducerea emisiilor de-a lungul întregului lanț ar trebui să se bazeze pe practicile de reglementare existente care pot fi ușor ajustate pentru a atinge și obiectivele climatice, în loc de simpla siguranță și eficiență (limitarea transferului unor costuri excesive ale unor activități de monopol către clienți). Foarte probabil, ANRE va fi organismul de reglementare desemnat de România pentru sectoarele mid- și downstream de gaze și va trebui să coopereze cu ANPM pentru o reglementare cuprinzătoare a întregului lanț de aprovizionare.

- Inspecția Muncii – responsabilă cu securitatea muncii. Inspecția Muncii ar putea revizui standardele de siguranță privind industria petrolului și gazelor, de exemplu în prezent înlocuirea regulilor de siguranță, care nu împiedică ventilarea metanului, cu altele mai bune, care îndeplinesc standardele de siguranță fără să fie nevoie de ventilare.

O constrângere majoră este lipsa capacității în administrația publică românească, în special în domeniile de reglementare foarte tehnice în care industria a atras mult mai multă capacitate decât sectorul public, în domeniul de reglementare noi pentru care practic nu există experiență anterioară. Un prim pas ar putea fi ca România să se alăture oficial și imediat ca țară parteneră Inițiativei Globale privind Metanul – Global Methane Initiative (la care nu este încă membră, spre deosebire de țări din regiune cu mult mai puțină industrie de petrol și gaze precum Polonia, Albania sau Serbia); de asemenea, Coaliția pentru Climă și Aer Curat – Climate and Clean Air Coalition. Aderarea la GMI și CCAC poate asigura accesul la resursele neprețuite de care dispune o rețea globală de factori de decizie și actori care împărtășesc practici și experiențe privind reducerea emisiilor de metan încă din 2004.

Pasul 2

Caracterizarea industriei

România are toate segmentele industriei din petrol și gaze – producție, transport, înmagazinare, distribuție, furnizare; este și importator de gaze, pentru care urmează să aplice reguli stabilite la Bruxelles pentru întreaga UE (și ar fi foarte interesat să facă acest lucru, astfel încât să se poată asigura concurență echitabilă cu producătorii autohtoni).

Industria petrolului și gazelor este segmentată, cu operatori diferiți în fiecare segment. Companiile, inclusiv cele de stat, funcționează (cel puțin în principiu) într-un cadru de reguli clare de guvernare față de proprietari și autorități.

România ar trebui să aibă în vedere nu doar echipamentele și operațiunile actuale de petrol și gaze, ci și potențialele dezvoltări noi, precum gazele offshore sau extinderea infrastructurii rețelei de gaze (conducte mari de interconectare și noi rețele de distribuție planificate pentru accesul consumatorilor din mediul rural). De asemenea, trebuie să ia în considerare și faptul că industria are instalații învechite/abandonate/dezafectate sau care vor fi în curând dezafectate (în special sonde). O problemă majoră este faptul că producția de petrol și gaze existentă în România este destul de învechită, majoritatea conductelor și o mare parte a sondelor construite cu mai bine de 40-50 de ani în urmă; de asemenea, producția onshore de petrol și gaze este în scădere. Este mult mai dificil să aplici reguli necesitând investiții în reducerea emisiilor de metan asupra infrastructurii existente, iar responsabilitatea pentru sondele abandonate va fi greu de impus. În general, industria ar avea mult mai puține stimulente economice pentru investiții dacă activele sunt aproape de sfârșitul duratei de operare, iar timpul de utilizare rămas este sub perioada de recuperare a investițiilor MRV / LDAR.

În schimb, construirea unei noi instalații cu emisii scăzute este relativ mai ușoară decât modernizarea activelor vechi. O opțiune ar fi **aplicarea unor standarde înalte pentru noile proiecte, abordând în același timp gradual conformitatea cu standardele pentru MRV, LDAR și echipamente de înlocuire a activelor existente** – abordarea este utilizată în **Canada**. Regulamentul ar putea introduce la început cerințe obligatorii de măsurare și raportare a emisiilor pentru infrastructura existentă, pentru a obține o mai bună înțelegere a emisiilor reale (după cum oricum prevede proiectul de regulament CE privind metanul) și, dacă este cazul, companiile ar putea deja descoperi că au interes să reducă pierderile acolo unde închiderea activelor nu este iminentă.

Regulamentul ar putea fi completat de măsuri prescriptive (înlocuirea anumitor echipamente cu cele mai bune tehnologii disponibile, într-un interval de timp dat, ca în **California**) și măsuri bazate pe performanță (reducerea emisiilor per instalație, ca în **Canada**). Acestea din urmă ar reprezenta o provocare suplimentară în selectarea nivelului de referință de la care companiile trebuie să-și reducă emisiile. În prezent, întrucât singurele date disponibile privind emisiile de metan vin din raportarea de nivel 1 pentru Inventarul național de GES (mediile globale ale emisiilor din industrie), datele de referință privind emisiile sunt probabil subestimate. Folosirea acestor date ca bază de referință poate impune condiții excesive pentru companii, deoarece operatorii pot fi, în realitate, într-o situație mult mai proastă decât media globală din cauza vechimii echipamentelor utilizate în România. În același timp, totuși, această abordare nu ar penaliza companiile care au făcut deja unele îmbunătățiri în operațiuni și și-au instalat echipamente pentru reducerea emisiilor de metan înainte de introducerea regulamentului - astfel de îmbunătățiri nu ar fi surprinse în nivelul de referință pe baza factorilor de emisii medii.

Majoritatea operatorilor din sectoarele petrolului și gazelor au deja implementate programe LDAR. Principala problemă rămâne capacitatea autorităților de reglementare de a evalua calitatea programelor LDAR propuse de companii (de exemplu, dacă sunt suficient de ambițioase) și de a monitoriza respectarea acestora. Potrivit autorităților de reglementare din SUA, potențialele reduceri ale emisiilor de metan ca urmare a controlului periodic LDAR sunt următoarele: 40% pentru inspecții anuale, 60% pentru inspecții semestriale, 80% pentru inspecții trimestriale și 90% pentru inspecții lunare. Costurile recunoscute prin reglementare ale LDAR vor trebui evaluate pentru transportul, distribuția și înmagazinarea gazelor de către autoritatea de reglementare ANRE, care va trebui să decidă ce costuri sunt justificate economic pentru a fi recunoscute în tarife și transferate către consumatori. Prevederea din regulamentul CE privind reducerea emisiilor de metan oferă un anumit sprijin prin solicitarea către ACER (Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei) să pregătească un etalon de referință la fiecare 3 ani, iar ANRE poate folosi și rețeaua CEER pentru a învăța din practicile altor state membre UE.

Producția de petrol și gaze ar putea avea nevoie de scheme de ajutor de stat pentru a implementa LDAR și MRV pentru activele învechite, reducând stimulentele de a abandona sondele aproape de sfârșitul duratei lor de viață, în cazul în care astfel de investiții nu pot fi recuperate; această abordare este necesară și din cauza noilor imperative de securitate energetică și pentru a reduce opoziția statelor membre față de implementarea regulamentului UE privind emisiile de metan.

Pasul 3

Elaborarea unui profil al emisiilor

În prezent, singura sursă de date este Inventarul Național de GES, care se bazează exclusiv pe factorii de emisie medii la nivel mondial; IEA methane tracker 2022 a arătat că emisiile sunt cu 70% mai mari decât cele raportate de guvernul național. În urma aplicării strategiei și regulamentului UE privind emisiile de metan, vom avea informații suplimentare din alte surse, cum ar fi imagini prin satelit, plus, în timp, estimări specifice industriei și instalațiilor și apoi date reale de măsurare de jos în sus. În eforturile de reconciliere a datelor, în primul pas (în primul an) mediile globale ale industriei ar fi rafinate la medii mai specifice fiecărei țări sau regiuni, de exemplu pornind de la cercetările ample din proiectul ROMEO care ar trebui publicate anul acesta. Guvernul ar trebui să fie pregătit să ajusteze și să actualizeze emisiile estimate în consecință, cu toate acestea, este probabil ca nu toate părțile interesate să accepte pe deplin cifrele raportate de această cercetare. De asemenea, Ministerul Mediului poate analiza instrumentul CoMAT al CATF, care poate ajuta la determinarea potențialului de reducere chiar și atunci când există foarte puține date disponibile.

ANPM ar putea elabora destul de rapid o normă de raportare mai cuprinzătoare pentru companiile din industria petrolului și gazelor, iar acest lucru ar trebui făcut, de preferință, în paralel cu procesul de adoptare a regulamentului UE privind metanul și implementarea sa treptată. De asemenea, de reținut că OGMP 2.0, la care se face referire în regulamentul CE privind emisiile de metan, oferă un cadru larg de principii de raportare, nu un formular în Excel pe care să îl completeze companiile. Proiectul de regulament CE privind emisiile de metan devine mai specific, propunând la art. 12 o implementare treptată a raportării: 1 an pentru estimări ale emisiilor specifice sursei pentru toate sursele; 2 ani pentru măsurătorile directe ale tuturor activelor operaționale; 3 ani pentru măsurători directe ale tuturor surselor + situri și active neexploatate prin sondaj, 4 ani pentru toate siturile, operate, neoperate. De remarcat că cerințele privind LDAR sunt mai puțin specifice, deoarece nu pot fi reglementate în mod uniform – operatorii sunt obligați să pregătească și să implementeze planuri LDAR, iar autoritățile de reglementare verifică dacă acestea conduc la reducerea emisiilor de metan într-un mod eficient și conformitatea operatorilor cu planurile lor LDAR. Prin urmare, există o oarecare marjă cu privire la raportarea MRV, care ar necesita un raționament din partea autorităților naționale cu privire la modul în care acestea ar putea procesa și interpreta datele, cel puțin în primii ani când datele ar fi parțiale și colectarea și interpretarea lor ar necesita o anumită priorizare. Există și mai multă marjă de manevră cu privire la LDAR, care necesită cunoștințe aprofundate din partea autorității de reglementare pentru a evalua calitatea planurilor propuse și dacă acestea contribuie cel mai eficient (în comparație cu posibilele măsuri și investiții alternative) la obiectivele generale de reducere a emisiilor, la nivel de instalație.

Am putea începe prin a construi un format de raportare folosind modele din alte țări, de exemplu **Norvegia**, cu niveluri tot mai mari de precizie pentru emisii în următorii ani, în funcție de echipamente și de specificitățile operațiunilor. Astfel, raportarea inițială a emisiilor de metan s-ar baza, ca în prezent, pe mediile globale ale industriei, dar s-ar aduna informații referitoare la fiecare tip de instalație, echipament și practici de operare, ceea ce va oferi, de asemenea, o mai bună înțelegere a vechimii infrastructurii și a punctelor în care reducerea metanului ar putea avea sens economic pentru operatori. În anii următori, datele vor fi rafinate cu ajustări ale estimărilor bazate pe factori de emisie mai specifici ai echipamentelor similare; iar mai târziu cu măsurători efective (în conformitate cu etapele din cerințele UE privind metanul). Urmând calendarul din regulamentul CE privind emisiile de metan, unele date ar putea fi obținute mai ușor, sau colectarea lor imediată ar fi mai valoroasă. Prioritatea autorității de reglementare ar trebui să impună cât mai curând posibil raportarea datelor efective de măsurare pentru echipamentele și practicile unde se suspectează pierderi mari; și pentru instalații mai mari, abordarea **Canadei**. Un punct de plecare pentru identificarea unor astfel de „puncte fierbinți” ar putea fi IEA methane tracker sau Global Methane Emissions Dashboard, care oferă unele estimări ale tipurilor și modelelor de emisii și compilează date din mai multe surse decât inventarele naționale; de asemenea, IMEO ar putea sprijini statele membre, iar proiectul ROMEO poate oferi mai multe informații factorilor de decizie din România.

Tipurile de echipamente, posibilele praguri pentru MRV obligatorii în primii ani, precum și LDAR obligatorii ar trebui convenite în mod transparent cu industria pentru a asigura 1) rezultate realizabile în primii ani de aplicare și 2) un nivel de ambiție în creștere treptată pentru date mai precise și pentru detectarea pierderilor și pentru reparații, în funcție de capacitatea companiilor de a le respecta.

Colectarea de informații detaliate despre activele companiilor și – foarte important – practicile de operare, ca prim pas, ar fi un câștig major în a înțelege mai bine dimensiunea problemei, care este practic necunoscută în România. Ar ajuta la identificarea activelor sau categoriilor de active pentru care companiile ar fi interesate să reducă emisiile de metan prin îmbunătățirea programelor lor LDAR, precum și activele în care astfel de investiții nu pot fi recuperate prin mecanisme de piață. Acest lucru va ajuta autoritățile de reglementare precum ANPM și ANRE să înțeleagă mai bine domeniul activităților pe care ar trebui să le reglementeze și să solicite sfatul experților internaționali cât mai curând posibil. De asemenea, va orienta discuția cu privire la prioritizarea măsurilor și la posibilele stimulente pentru companii să implementeze măsuri specifice LDAR, cum ar fi granturile pentru reducerea emisiilor metanului (în upstream) sau o combinație de granturi și recunoașterea tarifelor (mid- și downstream). Trebuie remarcat faptul că emisiile de metan nu au „costuri efective” precum emisiile de CO₂ în EU ETS, iar noul regulament CE privind emisiile de metan nu indică o cale clară pentru penalizarea viitoare a emisiilor de metan. Drept urmare, stimulentele operatorilor pentru detectarea pierderilor și reparații pot fi limitate și pot fi necesare unele reglementări prescriptive, împreună cu subvenții pentru instalarea de echipamente de ultimă generație (ca în **Canada**).

Guvernul României, prin institute de cercetare precum INCAS și folosind informațiile din proiectul ROMEO, poate lua în considerare (precum **Norvegia**) să întreprindă separat o evaluare independentă a infrastructurii și instalațiilor de petrol și gaze, sau un sondaj pentru identificarea surselor majore de emisii de metan – superemițatori, inclusiv pentru sonde abandonate. Studiul ar mai putea oferi informații despre măsurile și costurile potențiale de reducere. Acest lucru ar ajuta autoritățile române în dialogul cu industria privind viitoarea reglementare privind MRV și LDAR și ar exista probabil finanțare disponibilă (de la UE) și expertiză vastă (de exemplu, din rețeaua și resursele GMI) pentru a asigura o bună calitate a unor astfel de analize.

Pasul 4

Creșterea capacității de reglementare

Capacitatea este o constrângere cheie pentru aplicarea eficientă a reglementărilor privind emisiile de metan, care necesită înțelegerea provocărilor emisiilor de metan, înțelegerea tehnologiilor, elaborarea regulilor, comunicarea eficientă cu actorii din piață și construirea încrederii cu industria și publicul larg și aplicarea reglementărilor după adoptare.

Expertiza este, în principiu, partea cea mai ușor de construit – atâta timp cât există într-adevăr voință politică să reducem emisiile de metan și să întărim instituțiile pentru asta. Semnalele nu sunt deosebit de încurajatoare, întrucât România, în ciuda faptului că face parte din UE și are o industrie de petrol și gaze relativ mare în rândul statelor membre, nu a transmis un semnal clar precum semnarea Global Methane Pledge la COP26; toți actorii, de stat și privați, sunt practic absenți din dezbaterile ample de la Bruxelles pe subiect. Cel mai probabil, autoritățile ar trebui să se adapteze odată cu intrarea în vigoare a regulamentului european privind emisiile de metan, dar o vor face în mod reactiv, în loc să încerce în mod proactiv să modeleze regulamentul final într-un mod care să echilibreze interesele actorilor din România în timp ce ating obiectivele climatice. De asemenea, trebuie menționat că operatori precum Romgaz și Petrom (cei mai mari producători de gaze și petrol și gaze), Transgaz (operator de transport gaze), Engie România și EON (distribuitori și furnizori de gaze) nu au fost angajați în niciun fel de dialog la nivel național sau internațional privind noua direcție de politici publice privind reducerea emisiilor de metan. Cel mai probabil, toți jucătorii vor fi „luați pe nepregătite” în 2-3 ani, regulamentul UE privind emisiile de metan intră în vigoare cu condiții de reglementare stricte.

Voința politică se demonstrează în primul rând prin numirile în instituțiile de bază naționale de reglementare. Trebuie puși oameni competenți la conducerea principalelor autorități din sectorul public prin selecție competitivă, transparentă, pe competențe - atât la vârful instituțiilor, cât și printre profesioniștii care ar lucra pe subiect în diverse departamente din instituții precum ANRE, ANRM, ANPM sau Ministerul Mediului. Această chestiune este esențială: decidenții cheie și oficialii guvernamentali care lucrează pe subiect trebuie să aibă un istoric profesional adecvat și o reputație solidă, deoarece aplicarea eficientă a reglementărilor privind emisiilor de metan ar necesita o creștere semnificativă a încrederii în rândul tuturor actorilor din domeniu, din sectorul public, industrie, ONG-uri de mediu și publicul larg.

De asemenea, este esențial să intrăm cât mai curând posibil în dezbaterile globale pe această temă. După cum am recomandat mai sus, România ar trebui să se alăture Inițiativei Globale privind Metanul, la care participă guvernele, precum și alți actori (sectorul privat, bănci de dezvoltare, ONG-uri). GMI este, în esență, o rețea extinsă care permite schimbul de experiență internațională și facilitează coordonarea politicilor, precum și transferurile de bune practici între țări, acolo unde sunt adaptabile la contextele locale. Există o serie de diverse inițiative internaționale care oferă schimb de cunoștințe și crearea de rețele pe tema emisiilor de metanul. Mai jos, o listă (nu cuprinzătoare) a organizațiilor internaționale cu care poate fi inițiat un dialog pentru a construi capacitatea României atât în actorii statali, cât și nestatali implicați în reducerea emisiilor metanului în sectoarele petrolului și gazelor.

Vor exista, de asemenea, oportunități semnificative de finanțare prin granturi UE în următorii ani pentru studii și consolidarea capacității, prin programele operaționale și asistența tehnică pentru ciclul bugetar 2021-2027, care chiar acum sunt finalizate (cu întâzieri); chiar și după finalizarea PO, se mai pot face realocări pentru a răspunde noilor provocări (odată ce ne dăm seama că reducerea emisiilor de metan este într-adevăr o prioritate). Ulterior, odată ce sunt descoperite nevoile de investiții în diverse facilități și segmente industriale, se pot găsi fonduri UE pentru a sprijini implementarea investițiilor și echipamentelor legate de MRV și LDAR, acolo unde piața nu este suficientă.

Organismele din sectorul public cu responsabilități trebuie să fie și bugetate corespunzător pentru a atrage competențe (dar nu bugetate excesiv pentru a atrage sinecure) și să își asume sarcini suplimentare. Discuțiile privind bugetele necesare depind esențial de tipurile de reglementări și în principal de aplicarea prevăzută, de exemplu după instituirea regulilor, ANPM ar trebui să aibă în vedere dacă să angajeze mai mulți inspectori sau să subcontracteze terți pentru inspecții și verificarea datelor raportate de companii sau programe LDAR depuse de operatori. Trebuie luate în considerare și echipamentele de verificare și colectare/validare a datelor rezultate din inspecții. Datele rezultate din monitorizarea emisiilor trebuie colectate într-o bază de date (necesită o platformă IT care să rămână viabilă și stabilă pentru anii următori, dar care să permită flexibilitate odată ce devin disponibile mai multe date detaliate sau apar noi activități: biogaz, gaz offshore, etc.), care ar fi tot publică.



Pasul 5

Implicarea actorilor din domeniu

Introducerea unei reglementări ambițioase privind emisiile de metan care se concentrează pe cele mai dificile aspecte ale MRV și LDAR necesită un dialog constant, de înaltă calitate, cu industria reglementată, cu ONG-urile și publicul, precum și cu partenerii internaționali. În România, companiile care operează în industria petrolului și gazelor vor opune o rezistență destul de puternică la reglementare, având în vedere starea majorității activelor aflate în exploatare, dacă potențialele măsuri de reducere a emisiilor sunt percepute ca prea costisitoare. Acest lucru ar putea avea un impact și asupra intenției companiilor de a implementa MRV, deoarece informațiile detaliate ar dezvălui adevărata dimensiune a pierderilor, în special legate de metanul fugitiv, și s-ar putea teme de costuri suplimentare care rezultă fie din măsurile obligatorii LDAR, fie din costurile viitoare pentru emisiile care ar putea fi adoptate la nivelul UE și implementate ulterior în statele membre. Există relativ puțină conștientizare sau interes din partea societății în general pe această temă, în timp ce politica oficială a României este de a extinde, mai degrabă decât de a reduce rolul gazului drept combustibil de tranziție (România a susținut oficial introducerea gazului în taxonomia UE).

Anticipând adoptarea regulamentului UE privind emisiile de metan, autoritățile ar trebui să se angajeze cu ceilalți actori din sector, în special cu industria, pentru o definire inițială a problemelor, atenuând această opoziție și asigurând pe ceilalți actori că preocupările lor vor fi luate în considerare în mod corespunzător înainte de adoptarea și punerea în aplicare a reglementărilor. Nu ar fi prima dată când se adoptă reglementări, dar nu sunt aplicate (de exemplu, ANRE întâmpină dificultăți în penalizarea companiilor care nu realizează investițiile din planurile de dezvoltare a rețelelor aprobate anterior). Cooperarea din partea industriei este esențială, iar industria trebuie să simtă că reglementările MRV și LDAR (precum și interzicerea arderii gazului asociat și ventilației de rutină) ar sprijini mai degrabă decât să împiedice afacerea. După cum am menționat mai sus, deși regulamentul UE privind emisiile de metan ar putea intra în vigoare la câteva luni după adoptare, principalele prevederi privind MRV și LDAR sunt graduale, iar în mod realist implementarea în România poate dura și mai mult, deși cel puțin direcția ar trebui să fie clară și consecventă. Este esențial să începem acum discuțiile pentru a crește gradul de conștientizare cu privire la emisiile de metan în rândul publicului (ceea ce ar da în schimb mai multă credibilitate reglementărilor). Trebuie începute în același timp și discuțiile cu omologii internaționali pentru a beneficia de experiența și cunoștințele din țările care sunt mult mai avansate în acest domeniu.

După cum am menționat în Pasul 3, autoritățile române ar putea lua în calcul să contracteze un studiu independent cu un institut național de cercetare cu experiență, cum ar fi INCAS sau o companie internațională sau o consultanță pentru a obține date inițiale cu privire la dimensiunea reală a emisiilor de metan de pe teren. Acest lucru nu va însemna, totuși, că trebuie să așteptăm rezultatele studiului pentru a începe implementarea politicilor și reglementărilor. Rezultatele consultanței, care ar necesita și acces la echipamente și cooperare din partea industriei, ar putea sta la baza unei discuții cu datele pe masă între autorități și industrie când se va pune problema aplicării noilor reguli (autoritățile nu ar pleca de la zero). Această abordare ar putea facilita, de asemenea, o comunicare eficientă cu companiile în timpul studiului pentru a construi încredere reciprocă, o condiție a priori pentru consultări eficiente când se vor elabora viitoarele reglementări.

Pasul 6

Definirea obiectivelor de reglementare

România va lua probabil politica UE pe metan ca pe ceva dat, dacă este să ne uităm la cât s-a implicat până acum în discuție la nivel european. Vor fi două niveluri de politică de urmărit:

- Angajamente globale, cum ar fi COP26 Global Methane Pledge, în care UE s-a angajat să respecte un obiectiv colectiv de reducere a emisiilor globale de metan cu 30% până în 2030, comparativ cu 2020. Acest lucru se va traduce în planuri naționale de acțiune privind emisiile de metan, cu ținte naționale, derivate din angajamentele și strategiile internaționale ale UE și din „împărțirea” ulterioară a țintelor UE între statele membre. Ca urmare, obiectivul de reglementare larg, ancorat extern, ar fi reducerea emisiilor de metan cu (recomandăm) 75%, comparativ cu o valoare de referință, probabil 2020. Aceasta ar fi o țină de reducere a emisiilor de metan la nivelul întregii economii, cel mai probabil cu ținte specifice pentru sectorul energiei (ca în California); țintele trebuie luate în considerare când formulăm reglementările naționale privind emisiile de metan

- Instrumente specifice de reglementare ale UE, cum ar fi regulamentul CE privind emisiile de metan, care trebuie privit ca un instrument (parțial) pentru atingerea obiectivelor din strategiile și angajamentele mai largi ale UE; pot urma reglementări suplimentare în domenii conexe, chiar dacă luăm în considerare doar sectoarele de petrol și gaze (adică, în afară de deșeuri și agricultură, celelalte elemente principale din strategia UE privind metanul). Regulamentul privind emisiile de metan face parte la rândul său dintr-un pachet mai larg, cadrul UE pentru decarbonarea piețelor de gaz, promovarea hidrogenului și reducerea emisiilor de metan și care include o directivă și un regulament pentru tranziția de la gaze fosile la gaze regenerabile și cu emisii scăzute de carbon.

Distincția e importantă, deoarece cadrul legal românesc privind metanul ar trebui să depășească doar punerea în aplicare a regulamentului CE cum arată azi și să permită ajustări pentru ținte mai ambițioase în viitor privind obiectivele climatice. În următorii ani, acest lucru ar putea însemna, de pildă, modificări ale Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) sau ale altor documente strategice generale la nivel național legate de politicile privind schimbările climatice. Această tendință este globală – de exemplu, Canada a introdus în 2016-2018 reglementări cuprinzătoare pentru metan, care sunt din nou în curs de revizuire substanțiale, mai întâi la nivel federal, apoi la nivel statal, ca urmare a semnării de către Canada a Global Methane Pledge în octombrie 2021; aceasta înseamnă o creștere față de angajamentul anterior din Global Methane Alliance care viza o reducere a emisiilor cu 45% până în 2025.

Concret, autoritățile române (Ministerul Mediului și, eventual, cel al Energiei, pentru PNIESC) pot adopta modificări de strategie în conformitate cu viitoarele politici ale UE, iar UE poate insista să urmărească periodic modul în care acestea se aplică. Având în vedere aceste modificări, ANPM și ANRE ar putea să trebuiască să impună obiective de reglementare care depășesc cerințele actualului regulament CE privind metanul, de exemplu ținte specifice de reducere a emisiilor la nivel de instalație pentru anumite tipuri mari de echipamente sau operațiuni cu pierderi mari de metan din lanțurile de aprovizionare cu petrol și gaze (cum fac Mexic și Canada); condiții mai stricte pentru autorizarea noilor operațiuni; plus reglementări specifice privind integrarea gazelor regenerabile (hidrogen verde sau biogaz) în rețelele de transport și distribuție. Structura instituțională și capacitatea de reglementare trebuie să fie construite pentru a face față unor astfel de posibile modificări ale domeniului de aplicare.

Pasul 7

Alegerea design-ului potrivit de politică publică

După ce trecem prin pașii de mai sus, autoritățile române trebuie să aleagă un set de reglementări prescriptive, bazate pe performanță, economice și bazate pe informații pentru a sprijini reducerea emisiilor de metan. Pe scurt, setul ar putea consta din:

- Măsuri bazate pe informații – aplicarea reglementărilor CE privind metanul privind MRV (cu nivel de precizie în creștere în anii 1-4) și LDAR (cu coordonare cu alte state membre UE, pentru a asigura concurență echitabilă între operatorii de petrol și gaze din UE). Implementarea treptată a MRV poate întâmpina întârzieri, dar direcția ar trebui să fie clară, iar îmbunătățirile în monitorizarea, verificarea și raportarea emisiilor trebuie să fie consecvente în timp.

- Măsuri economice – având în vedere vechimea activelor, există riscul ca o bună parte din investițiile MRV și LDAR și din măsurile de reducere a emisiilor de metan să nu fie rentabile fără stimulente economice, penalități (impozitarea emisiilor) sau recompense (granturi pentru investiții specifice). Probabil că nu va exista o „taxă pe metan” stabilită la nivel național înainte de adoptarea la nivelul UE a unui astfel de mecanism, în plus vor exista dezbateri aprinse pe această temă legate de concurența echitabilă între operatorii din UE și între producătorii interni din UE cu importurile de gaze. Guvernul român, de ex. Ministerul Mediului (cărui îi este subordonată ANPM) poate lua în considerare scheme de sprijin financiar pentru implementarea investițiilor de reducere a metanului, echipamente de monitorizare și aferente LDAR etc. Ar putea fi găsiți bani UE pentru măsuri de reducere a metanului pentru care operatorii nu-și pot recupera costurile, inclusiv din realocări din PO în perioada 2021-2027. România ar trebui să ia în considerare și structura instituțională necesară pentru absorbția acestor bani (de exemplu, cine ar trebui să fie coordonatorul programului, lansarea apelurilor, selectarea proiectelor etc?). ANPM (și ANRE), care vor avea cele mai multe informații despre tehnologii și nevoi în sector, trebuie să fie implicate în proiectarea unor astfel de scheme. Alternativ, unele investiții pot fi deduse din impozite sau redevențe plătite de operatorii de petrol și gaze.

- Măsuri bazate pe performanță – se pot stabili ținte suplimentare de reducere a emisiilor de metan specifice unei instalații sau pentru sursele majore de emisii. Acest lucru ar permite operatorilor să găsească modalitatea cea mai rentabilă de a atinge ținta și s-ar încuraja inovarea și transferurile de tehnologie

- Măsuri prescriptive – ar putea fi introduse standarde de emisie pentru echipamentele pentru proiectele noi (conducte noi, extracție de gaze noi, onshore sau offshore) sau pentru înlocuirea infrastructurii existente.

Pasul 8

Elaborarea politicii

Toate măsurile propuse mai sus trebuie analizate în detaliu, iar impactul trebuie analizat cu atenție. Reglementarea nu trebuie să fie rigidă și "o dată pentru totdeauna", anumite elemente pot fi introduse treptat, pe măsură ce se strâng mai multe informații – din monitorizarea MRV și LDAR, din eventualul studiu privind emisiile de metan care ar putea fi contractate de ANPM etc. De exemplu, măsurile prescriptive ar putea fi introduse odată ce crește capacitatea autorităților de reglementare și se cunosc mai bine tehnologiile care s-ar potrivi la specificul local și practicile operaționale de la noi. Sunt esențiale consultarea amplă cu toți actorii din sector (industrie, ONG-uri, public) și schimbul de cunoștințe cu comunitatea internațională.

Deși flexibilitatea este bună, trebuie evitat stilul heuripist de a adopta politici ad-hoc, cu ajustări frecvente și neașteptate. Toate ajustările trebuie făcute doar după ce vedem rezultatele reglementării până atunci (Pasul 10). Lipsa predictibilității legislative și de reglementare este principala îngrijorare a companiilor din industriile de petrol și gaze, justificată de ce am văzut până acum.

Pasul 9

Asigurarea respectării reglementărilor

Companiile vor respecta reglementările dacă autoritățile de reglementare sunt credibile, competente, iar regulile sunt percepute ca echitabile de toată lumea. Instituțiile din sectorul public implicate în politica și reglementarea emisiilor de metan trebuie să aibă personal adecvat și să fie conduse de decidenți competenți, credibili, cu o bună reputație în sector.

Având în vedere dificultățile de a găsi suficient personal pentru a face față tuturor noilor probleme de reglementare și pentru a spori credibilitatea reglementărilor, 1) verificarea emisiilor trebuie asigurată de verificatori independenți acreditați (cerință obligatorie oricum în regulamentul CE) și 2) inspecțiile pot fi subcontractate și către profesioniști externi. Astfel de profesioniști ar putea fi instruiți folosind resursele rețelelor internaționale care oferă expertiză tehnică și chiar programe de formare înalt specializate pe diverse teme legate de tehnologiile de reducere a emisiilor de metan.

Datele privind emisiile ar trebui să fie publice. Acest lucru ar permite ONG-urilor și publicului larg să înțeleagă mai bine problemele și, de asemenea, să monitorizeze creșterea acurateții datelor, făcând impuls pentru aplicarea MRV în etape.

Pasul 10

Revizuirea și ajustarea periodică a politicii

În prezent, nu există niciun mecanism pentru revizuirea, evaluarea rezultatelor până acum și ajustarea pe dovezi pentru nicio politică publică din România. Reglementarea prin care se urmărește reducerea emisiilor de metan este totuși un exercițiu masiv de colectare a informațiilor despre emisii, cu niveluri tot mai mari de detalii, precum și un cadru pentru practicile și eforturile companiilor de a reduce aceste emisii. Rezultatele reglementărilor pot fi astfel monitorizate cu ușurință, inclusiv de către publicul larg, dacă informațiile sunt raportate și prelucrate într-un format public.

Revizuirile reglementărilor privind emisiile de metan trebuie să ia în calcul rezultatele aplicării și trebuie făcute ajustări pentru a accelera colectarea de date mai precise și pentru a crește sfera de aplicare a programelor LDAR existente deja în sector. Ar putea fi instituit un mecanism de revizuire periodică. În mod implicit, regulamentul CE privind emisiile de metan impune o astfel de evaluare, având în vedere implementarea treptată a MRV și, în cazul în care ar apărea întârzieri (așa cum e de așteptat), autoritățile naționale ar trebui să explice astfel de întârzieri și să dea justificări, inclusiv cu privire la ce fac ca să accelereze aplicarea. În special în cazul LDAR și al reglementărilor prescriptive, cum ar fi MRV și LDAR în rețelele de transport, distribuție și depozitele de înmagazinare, revizuirile periodice sunt încurajate pentru a se asigura că reglementările sunt actualizate cu cele mai recente tehnologii și doar costurile de investiții justificate sunt recunoscute în mod corespunzător în tarifele consumatorilor.



Anexa I

UE - strategia privind emisiile de metan în sectorul de petrol și gaze / elemente cheie ale regulamentului UE privind emisiile de metan

Detalii

Măsurare, raportare și verificare obligatorie (MRV) pentru toate emisiile de metan din energie, pe baza metodologiei Oil and Gas Methane Partnership (OGMP 2.0) + Extinderea cadrului OGMP la mai multe companii up-, mid- și downstream, precum și sectorului cărbunelui și activelor închise sau abandonate

Cele mai multe state membre nu au legislație și o vor adopta doar atunci când vor aplica regulamentul UE. UE va impune probabil OGMP 2.0 (posibil cu unele ajustări – pentru a evita percepția că nu acceptă nimic mai ambițios decât un standard propus de companii, în același timp, nu ar avea capacitatea de aplicare a unor standarde mai înalte, chiar și verificarea externă raportării OGMP este dificilă din cauza capacității limitate).

Stadiul politicii UE privind metanul și calendarul de implementare în România

Calendar pentru prima propunere	România	Calendar
Q4 2021, Regulament final probabil Q1 2023	Momentan nu există legislație națională. România (Ministerul Mediului) estimează doar emisiile de metan pentru inventarul național de GES - nivelul IPCC 1, pe baza factorilor de emisie. Necesită prevederi legislative de ex. înființarea unei agenții sau unități de monitorizare în cadrul agenției existente, personal, creșterea capacității/formare	Cel puțin 2-3 ani de modificări legislative și operaționalizare

Notă: nu există consens privind concurența echitabilă cu importurile, având în vedere că majoritatea petrolului și gazelor consumate în UE sunt importate din țări terțe, de ex. GNL, Rusia, Azerbaidjan etc. Problema este relativ puțin abordată în strategie, deși există consens că este o problemă, cel puțin în ceea ce privește „exportarea emisiilor de metan”. Două puncte de vedere diferite, înainte de proiectul din 15 decembrie: UE trebuie să „arate calea” (angajament unilateral), autoimpunându-și ținte ambițioase și încercând să trateze ulterior cu furnizorii din alte țări în cadrul negocierilor internaționale; vs găsirea unei modalități de a asigura că emisiile de metan nu sunt exportate și jucătorii locali nu sunt dezavantajați. A doua viziune a fost (din fericire) predominantă - dar nu apare în proiectul de regulament din 15 decembrie. Propunerile discutate pentru a aborda problema au fost diverse, dar nu foarte convingătoare. De exemplu, introducerea unor standarde pentru importurile din țări terțe, care pot fi fie verificate (de exemplu, pentru cei care aplică OGMP, cum ar fi Norvegia), fie presupuse (pentru cei care nu au o verificare independentă); pentru standarde mai scăzute, să se impună o taxă mult mai mare pe metan. Sau introducerea unui mecanism precum CBAM propus, adică de facto tot o taxă pe metan. Problemele au fost capacitatea de lobby al Gazprom și jocul său necinstit (a se vedea Nord Stream, comportamentul după decizia CE privind abuzul de poziție dominantă etc.) și lipsa oricărei modalități de evaluare obiectivă a emisiilor reale, care ar permite calcule arbitrare. Observatorul Internațional al Emisiilor de Metan (înființat deja în martie 2021, deși încă urmând să fie completat cu personal și date), va aduna probabil cele mai bune informații disponibile, cum ar fi de la satelitul Copernicus, dar datele nu ar fi încă reconciliate cu datele de jos în sus; cu excepția cazului în care Regulamentul UE impune măsuri clare în acest sens, evaluările vor fi contestate de Gazprom. Odată cu noua poziție a UE cu privire la importurile de gaze rusești, poziția pe acest subiect ar trebui și ea să fie cu totul alta.

Q4 2021 proiect de regulament;
probleme privind importurile

Obligația de a îmbunătăți detectarea și repararea pierderilor (LDAR) pe toată infrastructura de gaze fosile, precum și pe orice altă infrastructură care produce, transportă sau utilizează gaze fosile, inclusiv ca materie primă.

În ceea ce privește LDAR, regulamentul este probabil să fie orientativ - pentru a permite flexibilitate pentru diferite tehnologii, standarde diferite pentru echipamente etc. Pot exista alocări financiare pentru țările cu infrastructură învechită în Europa centrală și de est. Va fi mult mai ușor de aplicat în transport și distribuție decât în producție, având în vedere reglementările de siguranță și cele care limitează pierderile recunoscute în tariful de distribuție. Cel mai probabil, reglementarea LDAR pentru T&D ar putea fi structurată în două componente: investiții pentru monitorizarea pierderilor - trecerea totală a costurilor la consumator, pentru a asigura o calitate înaltă a datelor; reducerea pierderilor - metodologie tarifară bazată pe stimulente și plafonarea pierderilor de rețea recunoscute în tarif, pentru a permite companiilor reglementate să identifice cele mai eficiente modalități de reducere a pierderilor și a evita creșterea costurilor la consumator.

Legislație privind eliminarea ventilării de rutină și arderii gazului asociat în sectorul energetic care acoperă întregul lanț de aprovizionare, până la producție

Poate fi luată în considerare în LDAR, plus impunerea unor standarde suplimentare privind arderea / ventilarea (de exemplu, cerința de a avea un echipament de ardere mai eficient pentru a reduce pierderile și să permită ventilarea și arderea numai din motive de siguranță acolo unde nu se poate altminteri)

Legislație suport

Amendamente la directiva ETS pentru a include comercializarea metanului și, eventual, și Rezerva de stabilitate a pieței MSR

Include producția de energie. În prezent, în curs de revizuire în 2021-2022, deși revizuirea nu include metanul. Metanul ar putea fi inclus în schema ETS numai după ce emisiile pot fi măsurate în mod corect; schema EU ETS poate fi modificată și luând în considerare criza prețurilor CO₂ din 2021-2022. Probabil că baza de referință pentru reduceri ar fi pentru primul an de MRV adecvat. Notă: există încă o discuție aprinsă dacă metanul ar trebui inclus în ETS și cum (ca gaz separat sau ca echivalent CO₂, sau tranzacționare separată). Unii consideră că piețele ar trebui să fie diferite pentru GES de scurtă durată și de lungă durată, deoarece economia costurilor și beneficiilor reducerii este diferită.

<p>Q4 2021 proiect; Q1 2023 în vigoare</p>	<p>Producția de petrol și gaze – nouă agenție de aplicare a LDAR, ar putea fi departament în ANRE sau ANRM. Transport și distribuție: ANRE. Necesită modificări ale tarifului de transport și distribuție pentru a include LDAR în baza reglementată a activelor. Necesită coordonare cu ACER și cu alte autorități de reglementare din cadrul CEER pentru a armoniza reglementarea tarifelor</p>	<p>Producție: 3-5 ani. T&D: 2-3 ani</p>
<p>Inclus în proiect regulament UE Q4 2021</p>	<p>Nu foarte relevant (arderea gazului asociat deja scăzută; posibil ventilare)</p>	<p>2-3 ani</p>
<p>Cel mai probabil, revizuirea pentru a include metanul va fi după 2023</p>	<p>Amendament la HG 780/2006</p>	<p>după 2025</p>

<p>Amendamente la Effort Sharing Regulation</p>	<p>Instrument „non-ETS”, nu acoperă producția de energie (se concentrează mai ales în sectoarele în care o piață de tip ETS este mai dificil de organizat; practic obligă statele membre să reducă GES cu anumite niveluri, în funcție de emisii și PIB/cap). Dacă metanul nu este în cele din urmă inclus în ETS, probabil că acesta va fi abordat aici. În prezent, în curs de revizuire în 2021-2022. Spre deosebire de ETS, ESR include și GES non-CO2 (inclusiv metan). De facto, va avea un efect asupra metanului numai după ce emisiile vor fi măsurate corect. Probabil că valoarea de referință ar fi primul an de monitorizare adecvată</p>
<p>Amendamente la Directiva pe emisii industriale</p>	<p>În prezent, IED este principalul instrument al UE pentru a trata emisiile de poluanți din industrie și tratează autorizațiile de mediu având în vedere performanța de mediu a instalației; limite de emisie bazate pe BAT; inspecții de mediu; dar permite și flexibilitate. Modificarea IED pentru a include surse suplimentare de emisii de metan și furnizarea de BAT poate fi esențială, și mai ales dacă metanul va fi dificil de inclus în ETS; poate face față și poluării de al doilea nivel (de exemplu, ozonul derivat din metan).</p>
<p>Amendament E-PRTR</p>	<p>Registrul european al emisiilor și transferurilor de poluanți este baza de date pentru date de mediu de la instalațiile industriale din UE. Trebuie modificat pentru a include metanul. Revizuirea ar fi legată de amendamentele IED (pentru petrol și gaze, E-PRTR ar acoperi aceiași emitenți industriali)</p>
<p>Directiva privind angajamentele naționale de reducere a emisiilor (2016/2824)</p>	<p>Posibilă revizuire pentru a include metanul</p>

La fel	Regulament aplicabil direct	după 2025
Posibil 2023	Amendamente la legea 278/2013	Posibil 2024
Posibil 2022-2023	Deși se aplică imediat (regulament), ANPM este responsabilă și ar avea nevoie de capacitate suplimentară pentru raportări suplimentare	2024
2025-2026		2027

Anexa II

Exemple de reglementări de țară pentru MRV / LDAR (rezumat de legislație)

Norvegia este în general considerată un lider global în reglementarea emisiilor de metan de-a lungul lanțului de aprovizionare și, într-adevăr, intensitatea emisiilor de metan a gazului norvegian este de aproximativ 0,2% (aproximativ 30% din media estimată pentru gazul consumat în UE). Cu toate acestea, modelul de reglementare norvegian nu poate fi reprodus cu ușurință în altă parte. Practic, toată producția de petrol și gaze din Norvegia este offshore; cel mai mare jucător, Equinor, este deținut majoritar de stat; există doar puțini jucători în sector, astfel încât echipamentele sunt relativ similare în industrie; iar reglementările sunt elaborate și actualizate într-o colaborare continuă între industrie și guvern, ceea ce necesită încredere și competență de ambele părți. Măsurile de reglementare specifice privind MRV și LDAR trebuie înțelese în contextul legislativ mai larg, deoarece creează stimulente suplimentare pentru guvern și industrie pentru a măsura și a reduce în mod corespunzător emisiile de metan. Legislația mai largă include:

- reinjectarea sau utilizarea gazului asociat este necesară pentru a obține aprobările inițiale ale planurilor de dezvoltare și operare ale companiilor;
- se interzice arderea gazului asociat și ventilarea de rutină din 1970 (cu excepția măsurilor de siguranță, iar gazul evacuat trebuie cuantificat);
- emisiile de metan sunt impozitate, pe baza prețului EU ETS + o sumă suplimentară pentru pierderi și o taxă pe gazul evacuat. Taxa de GES, care este plătită Direcției Petrolului din Norvegia, este calculată pe baza impactului relativ al GES al metanului față de CO₂, astfel încât oferă un stimulent potrivit pentru companii să internalizeze costurile și să reducă emisiile în moduri rentabile.

Cadrul de reglementare principal privind în special MRV și LDAR constă în:

- Legea M-107/2014, prin care toți operatorii sunt obligați să prezinte un raport anual la Agenția Norvegiană de Mediu, care cuprinde emisiile în atmosferă, inclusiv metanul. Legea acoperă toate operațiunile din lanțul de producție și aprovizionare cu petrol și gaze, așa cum sunt definite de Legea petrolului, și oferă explicații detaliate și clare cu privire la modul în care datele trebuie raportate, iar operatorul trebuie, de asemenea, să descrie în raport tipurile de activități, variații ale emisiilor, măsuri luate pentru reducerea emisiilor etc. Datele trebuie, de asemenea, raportate într-o bază de date online care este disponibilă public ca date deschise.
- Pentru a asigura consecvența datelor, Guideline 044 și anexele ulterioare oferă detalii despre modul în care ar trebui măsurate emisiile sau formule de calcul pe baza specificului echipamentului. Trebuie remarcat faptul că nici măcar în Norvegia nu pot fi cuantificate în mod direct toate emisiile pentru toate sursele de emisie și trebuie să se bazeze pe unele estimări, dar se pune accent pe cât posibil pe factorii de emisie specifici și pe metode de estimare specifice în locul celor generice. Ghidul reprezintă un cadru de raportare mai larg, care privește nu numai emisiile de metan, ci e și un model cuprinzător de raportare a tuturor poluanților din industrie, de la substanțele chimice utilizate în extracția și tratarea gazelor până la evacuarea apei uzate. Foarte important, Ghidurile sunt pregătite de Asociația Norvegiană de Petrol și Gaze (NOROG) în colaborare cu autoritățile și sunt revizuite și actualizate pe măsură ce tehnologia evoluează, inițiativa venind din industrie. De exemplu, o nouă modificare în ianuarie 2022 cuprinde un standard pentru inspecțiile OGI, care oferă recomandări detaliate pentru industrie, de la planificarea scanării până la modul de operare a camerelor pentru a asigura acuratețea datelor.

- LDAR este abordat relativ superficial de reglementări – deoarece nici nu este nevoie. Accentul de reglementare este pe măsurarea și raportarea adecvată a emisiilor de metan; împreună cu impozitarea emisiilor de metan, companiile vor avea stimulente pentru a implementa măsuri de reducere care sunt rentabile, fără să mai fie nevoie de reglementare strictă.

După cum s-a menționat, reglementările specifice privind MRV sunt rezultatul unui efort de colaborare între industrie și autoritățile norvegiene – acest lucru necesită încredere reciprocă și capacitate ridicată a autorităților din sectorul public, cum ar fi Agenția Norvegiană de Mediu (NEA) sau Direcția Norvegiană pentru Petrol. La nivel internațional, Norvegia își poate raporta inventarul de emisii la standarde foarte înalte, o combinație de nivelurile 2 și 3 ale UNFCCC și NEA a întreprins un studiu de 2 ani în 2016 cu o firmă de consultanță, în cooperare cu industria, pentru a perfecționa și detalia în continuare detalierea emisiilor pe surse; noile informații au fost introduse în revizuirile raportării de către companii în conformitate cu Ghidul 044, deoarece au fost identificate noi surse de emisie și metodele de cuantificare specifice instalației au putut fi perfecționate. Studiul a luat în considerare, de asemenea, pierderile mici, recomandând cuantificarea acestora ca mic procent în plus față de estimările de emisii totale. De asemenea, a evaluat oportunitățile de reducere a emisiilor și cele mai bune tehnici disponibile pentru a reduce emisiile de metan, estimând potențialul de reducere la 10% din instalațiile existente.

Abordarea Canadei cu privire la emisiile de metan este substanțial diferită de modelul norvegian, deoarece nu există nicio taxare pe carbon ca în Norvegia și pentru că reglementarea operațiunilor de petrol și gaze este împărțită între guvernul federal și provincii (state). Înainte de 2018, emisiile de metan erau reglementate mai ales la nivel de stat, de ex. prin măsuri de siguranță și prevenire a deșeurilor. Inventarul național de GES al Canadei s-a bazat, de asemenea, pe studii periodice de emisie, care s-au bazat pe inventarele echipamentelor, datele contabile de producție, factorii generali sau specifici de emisie și frecvența și durata activităților cu emisii. Există un acord larg între factorii de decizie canadieni și actorii din sector că abordarea probabil a subestimat emisiile, deoarece nu au fost luate în considerare toate sursele.

Din 2016-2018, a crescut ambiția privind reglementarea emisiilor de metan, iar mizele sunt și mai mari după COP26, planificându-se o revizuire substanțială pentru a atinge noile ținte asumate (reducere de 75% până în 2030). Astfel, în 2016, Guvernul Canadei s-a angajat să reducă până în 2025 emisiile de metan din industria petrolului și gazelor cu 40 până la 45% față de 2012. Până în 2018, Canada a adoptat un pachet legislativ și de reglementare la nivel național pentru a reduce emisiile de metan în întreg lanțul de petrol și gaze, inclusiv demarând programe de finanțare a investițiilor, cum ar fi Fondul de Reducere a Emisiilor; reglementările de la nivelul statelor au urmat exemplul. Regulile canadiene privind metanul includ inventarele componentelor emitente la instalațiile upstream; rapoarte privind volumele de gaz evacuate, distruse și livrate în afara exploatarei; și rezultatele inspecțiilor și monitorizării de detectare și reparare a pierderilor (LDAR). Pentru coordonarea politicii la nivel federal cu cele ale statelor (provinciilor), până în 2020 au fost semnate acorduri de echivalență între guvernul federal și guvernele principalelor 3 provincii cu industria petrolului și gazelor - British Columbia, Alberta și Saskatchewan. Acestea permit abordări specifice la nivel local pentru atenuarea emisiilor de metan, luând în considerare diferențele dintre profilurile industriei din provincii, asigurând în același timp rezultate de mediu comparabile pentru raportarea națională; de asemenea, se reduce la minimum dublarea reglementărilor, iar reglementările provinciale pot înlocui reglementările federale timp de până la 5 ani.

Reglementările federale din 2018 (Regulamente privind reducerea eliberării metanului și a anumitor compuși organici volatili în sectoarele de petrol și gaze upstream) includ prevederi cu termene diferite (de exemplu, prevederi pentru MRV și LDAR pentru pierderile fugitive în vigoare din 2020, limite de ventilare și standarde pentru echipamentelor pneumatice în 2023). În prezent, după COP26, guvernul federal pregătește o foaie de parcurs pentru 2030, care va presupune modificări legislative ulterioare și va fi urmată de modificări ale reglementărilor statale – acestea sunt în prezent în discuții și consultări substanțiale.

Reglementările federale privind metanul din 2018 se aplică instalațiilor de petrol și gaze din up- și midstream – nu există o reglementare specifică pentru reducerea emisiilor de metan din rețelele de distribuție, care sunt parțial acoperite în reglementările existente privind siguranța și eficiența operațională, deși discuția poate fi redeschisă. Regulamentul dă prioritate instalațiilor mari cu risc substanțial de emisii – instalații care produc sau procesează peste 60.000 m³ de gaz, stații de comprimare și anumite operațiuni de fracking. Emisiile acoperite de regulament se referă la pierderi și ventilare (producție, dispozitive pneumatice, echipamente de comprimare etc.). Există limite de emisie și cerințe pentru ca industria să inspecteze și să repare echipamentele pentru a reduce emisiile atunci când limitele sunt depășite. Regulamentul lasă companiilor flexibilitate în ceea ce privește soluțiile tehnice și stimulează inovația; se pornește de la ipoteza că eforturile de reducere a emisiilor sunt rentabile în majoritatea cazurilor.

Un rezumat al prevederilor principale din reglementările la nivelul statelor este enumerat mai jos:

- Alberta (2018): măsuri de control pentru reducerea emisiilor fugitive și de ventilare din upstream. Măsurile de control sunt mai stricte decât reglementările federale pentru noile instalații începând din 2022; pentru echipamentele pneumatice și introducerea cerințelor specifice pentru anumite tipuri de echipamente. Regulamentul este mai puțin strict decât reglementările federale cu privire la frecvența de detectare a pierderilor și ventilarea. Pe LDAR, Alberta are cerințe diferite pentru diferite tipuri de instalații (de exemplu, centralele de gaz și stațiile de comprimare efectuează inspecții de trei ori pe an). Regulamentul definește metode acceptate pentru inspecții (de exemplu, camere video pentru detectarea emisiilor), dar permite, de asemenea, utilizarea altor echipamente la fel de performante. Se reglementează tipul de echipament care trebuie verificat, cerințele de pregătire a personalului și operațiunile de raportare și reparații. Protocoalele LDAR pot face parte dintr-un plan de management al emisiilor fugitive. Pe sondele abandonate, Alberta implementează un sistem de gestionare a răspunderii pentru petrol și gaze upstream, oferind un împrumut Asociației Orphan Well pentru a accelera lucrările pe siturile vechi în care există sonde dezafectate. Împrumutul va fi rambursat de industrie printr-o taxă existentă pentru astfel de sonde. Acest organism de reglementare a lansat recent, de asemenea, un program de reabilitare care oferă granturi contractorilor de servicii pentru zăcămintele petroliere pentru a efectua lucrări de reabilitare a sondelor, conductelor și a zăcămintelor epuizate de petrol și gaze.

- British Columbia (2018): măsuri de control mai stricte pentru instalații începând din 2021, majoritatea cerințelor pentru instalațiile existente sunt aplicabile începând cu 2022. Acoperire mai extinsă a instalațiilor decât reglementările guvernamentale federale, frecvență mai mică de detectare a pierderilor, mai puțin strictă la ventilare. Este necesar ca operatorii să verifice fiecare sondă pentru ventilarea la suprafață, în momentele cheie ale construcției sondei și ca parte a întreținerii de rutină. Dacă sunt descoperite pierderi, operatorii trebuie să informeze autoritatea de reglementare și să elimine pericolul. Dacă se descoperă migrarea gazelor, operatorul trebuie să notifice autoritatea de reglementare și să prezinte o evaluare a riscurilor. De asemenea, necesită un program de management al emisiilor fugitive, bazat pe Ghidul de management al emisiilor fugitive.

- Saskatchewan (2019): limitele de intensitate a emisiilor de GES la nivel de companie pentru emisiile de ventilare și ardere de gaz asociat, limitele variază în funcție de an, loc, tip de instalație. Intensitatea emisiilor admise scade din 2020 până în 2025, după care rămâne constantă până în 2030. LDAR obligatoriu pentru anumite instalații de gaze; măsurători și cuantificare îmbunătățite a emisiilor.

Există fonduri disponibile la nivel federal și provincial pentru investiții în cercetare, inovare și derularea proiectelor de reducere a emisiilor.

În SUA, reglementarea metanului la nivel federal este complicată de abordările foarte diferite ale politicilor privind schimbările climatice ale ultimelor administrații federale (de exemplu, introducerea de către Obama a reglementărilor privind metanul în 2016, deciziile lui Trump în 2016-2020 care au slăbit EPA, regulile privind metanul și au exceptat transportul și înmagazinarea de reglementările privind metanul în 2020, apoi inversarea politicii în mandatul Biden în iunie 2021, anulând amendamentele de sub administrația Trump). Există încă o anumită confuzie cu privire la aplicabilitatea diferitelor reglementări; mai multe procese în instanțe vor avea probabil consecințe asupra rolurilor și capacităților EPA în această chestiune.

Cu toate acestea, unele state din SUA, cum ar fi California, au o legislație foarte progresistă privind reducerea emisiilor de metan. Pachetul de reglementare privind petrolul și gazul metan (2017) acoperă reducerea emisiilor fugitive și ventilării de la instalațiile de petrol și gaze noi și existente în up- și midstream (producție, procesare, înmagazinare, transport). Regulamentul impune standarde pentru principalele tipuri de echipamente, introduce prevederi obligatorii LDAR și impune instalațiilor peste anumite praguri de emisie să instaleze colectarea vaporilor. Se introduce în etape un plan de management al celor mai bune practici și o evaluare tehnică a echipamentelor de control până în 2019, cu controale ulterioare pentru emisii până în 2020.

La detectarea și repararea pierderilor (LDAR), sunt necesare inspecții audio/vizuale zilnice și măsurători trimestriale ale pierderilor diferitelor componente din lanțul de producție și transport de petrol și gaze, precum și monitorizarea zilnică sau continuă a scurgerilor la puțurile de injecție/retragere. Operatorii trebuie să prezinte planuri de monitorizare spre aprobare autorității responsabile (California Air Resources Board, departament al autorității de mediu). Stațiile de comprimare care au pierderi trebuie fie înlocuite cu echipamente cu emisii mai scăzute, fie trebuie colectate gazele care s-ar pierde.

Companiile sunt obligate să prezinte rapoarte anuale cuprinzând informații detaliate despre instalații, echipamente, teste, rezultate LDAR, monitorizarea stocării, concentrațiile anuale sau debitele pentru compresoare și echipamente pneumatice. Se preconizează că regulamentul va avea un impact bugetar de 27,3 milioane USD (luând în considerare și economiile de gaze), cu economii de emisii estimate la peste 1,4 milioane MT echivalent CO₂ pe an, utilizând un potențial de încălzire globală de 20 de ani pentru metan.

Mexic (Ghid de prevenție și control al emisiilor de metan din sectorul hidrocarburilor) - se aplică surselor noi și existente, iar Mexicul are operațiuni în toate segmentele lanțului valoric. Accentul este pus pe obligarea reducerii emisiilor la nivel de instalație. Facilitățile trebuie să pregătească un Program de prevenție și control integrat al emisiilor de metan (PPCIEM). Instalațiile trebuie mai întâi să identifice toate sursele de metan și să calculeze un nivel de referință al emisiilor (în ultimii 5 ani). Companiile trebuie apoi să stabilească un obiectiv de reducere a emisiilor pentru instalațiile lor existente; instalațiile noi trebuie să-și mențină emisiile la nivelul de referință. Pentru toate echipamentele se stabilește un program de măsuri de reducere a emisiilor similare sau superioare anumitor repere explicite în lege. Regulamentul include măsuri de control al emisiilor, inclusiv tehnologie (echipamente mai bune) și îmbunătățiri operaționale (reducerea emisiilor din conducte). Companiile trebuie să pregătească programe trimestriale de detectare și reparare a pierderilor. Instalațiile existente trebuie să finalizeze acțiunile de reducere a emisiilor în 6 ani și să demonstreze progresul anual către țintă. Instalațiile trebuie să mențină registre cu componentele și activitățile care emit metan timp de 5 ani.

Mexicul solicită companiilor să contracteze anual serviciile unei terțe părți autorizate pentru a verifica îndeplinirea programului LDAR aferent. Toate cererile de conformitate trebuie apoi trimise autorității de reglementare, după examinarea de către o terță parte autorizată. Verificatorii terți sunt un grup multidisciplinar cu experiență în reducerea emisiilor, inclusiv cu cunoștințe privind gestionarea unor astfel de programe, să demonstreze experiență cu proiectele de petrol și gaze și abilități de cuantificare a emisiilor.



