

**Metanul din petrol și
gaze în România
O oportunitate pentru
reducerea emisiilor și
securitate energetică**

20

România, al treilea cel mai mare emițător de emisii de metan (CH₄) din sectorul petrolului și gazelor naturale din UE - responsabil pentru 15% din totalul emisiilor de CH₄ din această categorie în UE ¹ - are potențialul de a juca un rol crucial în atenuarea emisiilor de CH₄, asigurând în același timp securitatea energetică a țării. Studii științifice recente evidențiază faptul că magnitudinea poluării cu CH₄ în România este mai mare decât se credea anterior, intensificând astfel urgența abordării reducerii emisiilor de CH₄.

¹ Date din inventarul gazelor cu efect de seră - comparație pe categorii, 2022: https://di.unfccc.int/comparison_by_category

Știința arată că inventarul național de emisii din România subestimează emisiile de metan din petrol și gaze naturale

Emisiile totale din România pentru anul 2020 raportate la Convenția Cadru a ONU privind Schimbările Climatice (UNFCCC) în subcategoriile de metan (CH_4) provenit din gaze naturale, petrol și de la ventilație și ardere² se ridică la 63 de kilotone de CH_4 ³. Cu toate acestea, există o incertitudine semnificativă în această estimare, deoarece se bazează pe metoda de bază de nivel 1 – estimări globale, fără măsurători, în conformitate cu orientările IPCC 2006.

Un studiu recent a evidențiat o discrepanță semnificativă între estimările din inventar și emisiile CH_4 măsurate direct în România. Stavropoulou et al. 2023⁴ estimează un total de **120 de kilotone CH_4 pe an (interval: 79 - 180 kilotone an) de la sursele de producție de petrol din zonele studiate din sudul României. Această cifră este de aproximativ 2,5 ori mai mare decât emisiile raportate din întregul sector de producție de petrol din România pentru 2020**, inclusiv de la ventilație și ardere (a se vedea figura 1). Prin urmare, orice evaluare a emisiilor globale care vor fi evitate prin Regulamentul UE privind metanul⁵ pe baza inventarului UNFCCC este, cel mai probabil, de asemenea, subestimată.

² 1.B.2.b: CH_4 din gaze naturale, subcategoriile ii: producție și iii: prelucrare), 1.B.2.a: CH_4 din petrol, subcategoriile i: explorare și ii: producție și 1.B.2.c: Evacuare și ardere în flacără

³ Date din inventarul gazelor cu efect de seră - comparație pe categorii, 2022
https://di.unfccc.int/comparison_by_category

⁴ Stavropoulou et al, High potential for CH_4 emission mitigation from oil infrastructure in one of EU's major production regions, EGU sphere, <https://doi.org/10.5194/acp-23-10399-2023>, 2023.

⁵ Propunerea Comisiei Europene pentru 2021, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A805%3AFIN>

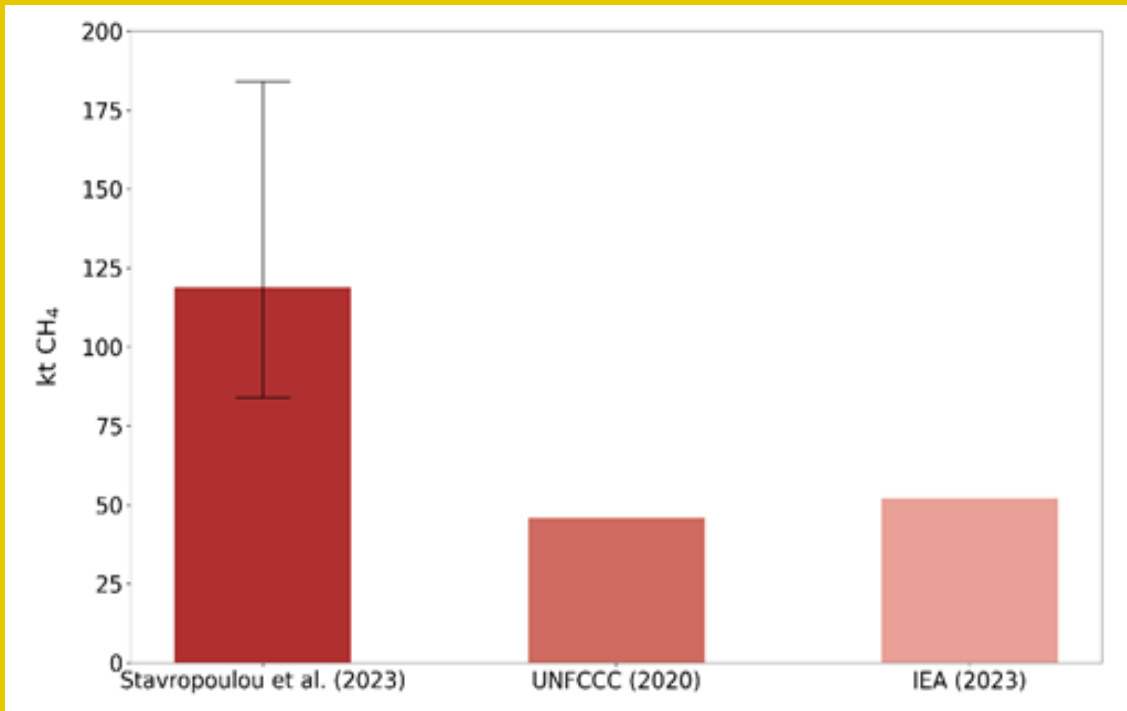


Figura 1. Comparație între emisiile anuale de CH₄ estimate în Stavropoulou et al., 2023 pentru anul 2019 și emisiile raportate la UNFCCC în categoriile 1.B.2.a și 1.B.2.c pentru 2020 și cele derivate de AIE pentru categoriile Petrol Onshore și Altele din petrol și gaze pentru 2023. Grafic modificat după Stavropoulou et al. 2023, cu valorile actualizate ale AIE.

România are un potențial ridicat de reducere a emisiilor de metan

Deși este important să se evalueze costurile de punere în aplicare a dispozițiilor regulamentului referitoare la ventilație sau arderea la faclă, este esențial să se menționeze și emisiile care pot fi prevenite prin aceste dispoziții. Integrând emisiile provenite din producția de petrol, așa cum au fost calculate în Stavropoulou et al. 2023, cu estimările Agenției Internaționale de Energie (AIE) privind emisiile de gaze și emisiile intermediare de petrol și gaze din România, rezultă emisii interne între 260 și 370 kt metan anual (comparativ cu 240 kt metan anual din AIE methane tracker 2023). Conform evaluării AIE, **punerea în aplicare a unor măsuri de reducere bine cunoscute și fezabile din punct de vedere tehnic poate duce la o reducere cu peste 75% a emisiilor de metan⁶. În acest caz, acest lucru ar putea duce la o scădere substanțială, de la aproximativ 200 la 280 kt de metan anual.**

⁶ IEA (2023), Global Methane Tracker 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>, Licență: CC BY 4.0

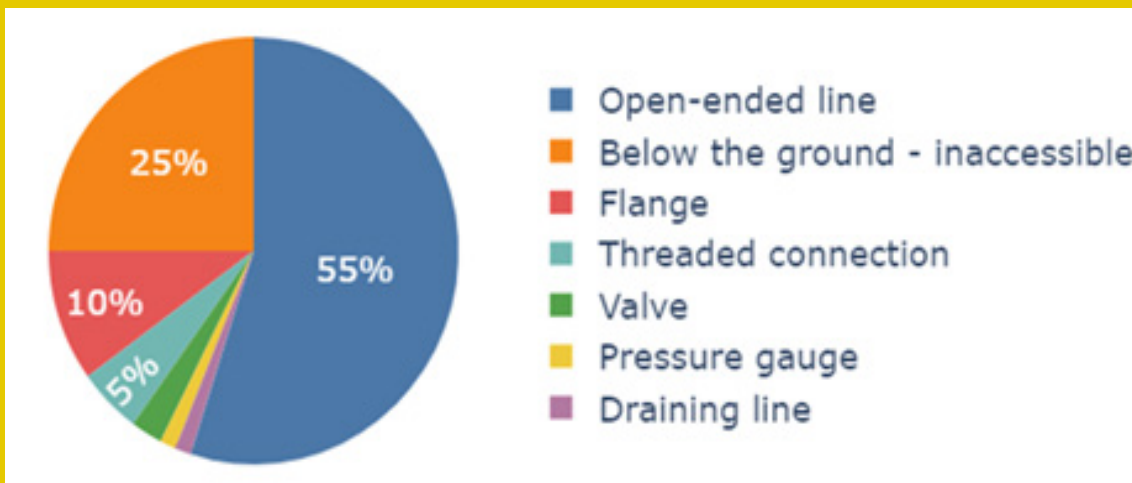


Figura 2. Frecvența componentelor cu scurgeri identificate pentru sondele de petrol.
Sursa: Stavropoulou și colab., 2023

Recuperarea gazului evacuat poate duce la o creștere a aprovizionării cu gaze la nivel național

În România, instalațiile petroliere funcționează în prezent într-un sistem deschis, care, pe baza prevederilor propuse de UE privind metanul, nu va mai fi permis din cauza emisiilor semnificative de metan eliberate în atmosferă. Pe baza caracterizării la nivel de sursă din Stavropoulou et al. 2023, mai mult de 55% din emisiile detectate de la instalațiile de producție petrolieră sunt legate de evacuarea operațională prin conducte deschise.

Prin punerea în aplicare a unor practici de captare și utilizare a gazelor emise de conductele deschise din câmpurile petroliere, România ar putea să își sporească oferta internă și să își reducă și mai mult dependența de importurile de gaze. Acest lucru subminează argumentul conform căruia România are nevoie să importe gaze pentru a aborda problema sărăciei energetice, deoarece există potențialul unei aprovizionări interne suficiente prin intermediul unor practici adecvate.

În anul 2019, sectorul energetic din România a avut un consum anual de aproximativ 450Mm³ de gaze naturale⁷. **Presupunând un interval de 250-510Mm³ pe an⁸ (a se vedea tabelul de mai jos), gazul recuperat ar putea acoperi mai mult decât consumul întregului sector energetic și până la 20% din necesarul al întregului sector industrial din România (2600Mm³ în 2019⁹).** Acest lucru evidențiază rolul crucial pe care îl poate juca recuperarea gazului, altfel irosit, în asigurarea stabilității energetice a țării.

⁷ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GAS__custom_7401413/default/table?lang=en

⁸ Presupunând o compoziție de 78% metan și un factor de conversie de 0,671 kg/m³

⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GAS__custom_7401413/default/table?lang=en

Analiza costurilor gazelor recuperate

- Utilizând prețul mediu al gazelor TTF în 2023 (ianuarie-august) de ~40 €/MWh:
- reducere de 50% ~105-150M€ (~130-190kt de CH₄ , adică ~250-360 Mm³ de gaz recuperat)
 - reducere de 75% ~160-230M€ (~200-280kt de CH₄ , adică ~380-540 Mm³ de gaz recuperat)

Fezabilitatea economică a infrastructurii de colectare a gazelor

Recuperarea gazului evacuat din câmpurile petroliere necesită construirea de noi infrastructuri (conducte de colectare și de amplificare și stații de compresie, eventual, uzină de prelucrare, conducte de transport și stații de compresie de transport sau infrastructură pentru utilizarea gazului la fața locului). Petrom, Romgaz și Transgaz au semnat recent un proiect pentru o conductă de transport 300 km care să aducă gaze naturale dintr-un zăcământ de gaze offshore din Marea Neagră în vestul României, cu un cost estimat la 478 milioane de euro¹⁰. În plus, OMV Petrom și Romgaz au anunțat oficial că vor investi împreună până la 4 miliarde de euro pentru proiectul de gaze offshore Neptun Deep¹¹, care ar trebui să înceapă să producă gaze în 2027.

¹¹<https://www.omv.com/en/news/230621-omv-announces-final-investment-decision-taken-by-omv-petrom-for-natural-gas-deep-water-project-neptun-deep>

¹⁰ https://docs.publicnow.com/viewDoc?hash_primary=A02D2D5A17F0A52747A56A1AF686A71C7B8E53FA

Operatorii par dispuși să facă investiții considerabile în proiecte noi, deși construirea unei noi infrastructuri de colectare a gazelor nu ar necesita cheltuieli de capital atât de mari și are dublul avantaj de a crește rezervele de gaze și de a reduce efectele încălzirii globale ale exploatării combustibililor fosili, un pas crucial în această perioadă de tranziție către un viitor fără fosile. Având în vedere prețurile ridicate actuale ale gazelor naturale, costurile unui proiect de recuperare a gazelor de 500 de milioane de euro ar fi recuperate din vânzările de gaze recuperate în cel mult 2 ani de la finalizarea construcției - mai repede decât primele gaze obținute în urma exploatării noilor zăcăminte. Având în vedere profitul net record de 2 miliarde de euro pe care OMV Petrom l-a raportat în 2022¹² și creșterile impresionante ale profitului net de 97% și 32% în 2022 pentru Transgaz și, respectiv, Romgaz¹³, devine evident că operatorii au atât capacitatea, cât și responsabilitatea de a încetini schimbările climatice și de a economisi resurse prin reducerea emisiilor de metan și prin recuperarea gazelor naturale irosite.

O frecvență mai mare a LDAR este un instrument eficient de reducere a emisiilor fugitive, rămânând în același timp rentabilă.

Scurgerile de gaze industriale reprezintă o amenințare serioasă: daune asupra mediului, riscuri pentru sănătate și pierderi financiare. Localizarea acestora este dificil de prevăzut, iar apariția lor poate fi stocastică, ceea ce înseamnă că se produc în mod aleatoriu și imprevizibil. În plus, mai multe studii efectuate într-o varietate de regiuni de producție, inclusiv în România, au arătat în mod constant că siturile de producție de petrol și gaze prezintă distribuții distorsionate ale emisiilor. În aceste cazuri, un număr mic de situri sau de componente ale echipamentelor sunt responsabile pentru o parte disproporționat de mare din totalul emisiilor. Implementarea unor programe precum LDAR (detectarea și

¹² <https://www.romania-insider.com/omv-petrom-record-profit-2022>

¹³ <https://www.euractiv.ro/economic/profituri-record-pentru-romgaz-transgaz-si-hidroelectrica-32883>

repararea scurgerilor) este crucială în abordarea acestor probleme. Programele LDAR ajută industriile să identifice și să repare scurgerile din echipamente, reducând astfel impactul acestora asupra mediului și atenuând în mod eficient riscurile asociate.

Programele LDAR mai frecvente pot asigura repararea promptă a scurgerilor cu emisii ridicate și evitarea extinderii scurgerilor mai mici în timp.

Am folosit FEAST¹⁴ - un instrument de simulare care permite intercompararea diferiților parametri care au impact asupra eficacității unui program LDAR - pentru a evalua impactul implementării unui program LDAR robust în România. Acest instrument a fost utilizat de alte autorități de reglementare pentru a concepe și a pune în aplicare reglementări LDAR¹⁵.

În total, am efectuat 50 de simulări a 100 de instalații de producție pe o perioadă de trei ani, cu emisii de referință pe amplasament de ~1,7 kg/h, ceea ce ar corespunde la aproximativ o treime din emisiile la nivel de amplasament la un amplasament de producție de petrol din sudul României, estimate la 5,4 kg/h - în concordanță cu rezultatele din Stavropoulou et al., 2023. Detalii suplimentare privind FEAST, împreună cu parametrii săi de intrare, pot fi găsite în anexă.

Rezultatele modelării noastre LDAR ilustrează modul în care aplicarea măsurilor de atenuare poate reduce semnificativ emisiile, conducând în cele din urmă la o recuperare rapidă a costurilor de implementare - chiar și în cazul unor anchete foarte frecvente (bilunare de tip 1 și de tip 2 la fiecare patru luni)¹⁶, așa cum se cere în versiunea

¹⁴ Folosind dolari din 2020 la o rată de actualizare de 2%. Sursa : <https://www.epa.gov/environmental-economics/scghg>

¹⁵<https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry/epa-issues-supplemental-proposal-reduce>

¹⁶ LDAR de tip 1 și tip 2, astfel cum sunt menționate în versiunile Consiliului și Parlamentului European ale Regulamentului UE privind metanul, sunt definite ca fiind studii LDAR care utilizează instrumente cu praguri de detecție de 17 g/h și, respectiv, 0,15 g/h, echivalente cu camerele OGI (tip 1) și instrumente de "contact", cum ar fi detectoarele cu ionizare de flacără (FID) sau metoda EPA 21 (tip 2).

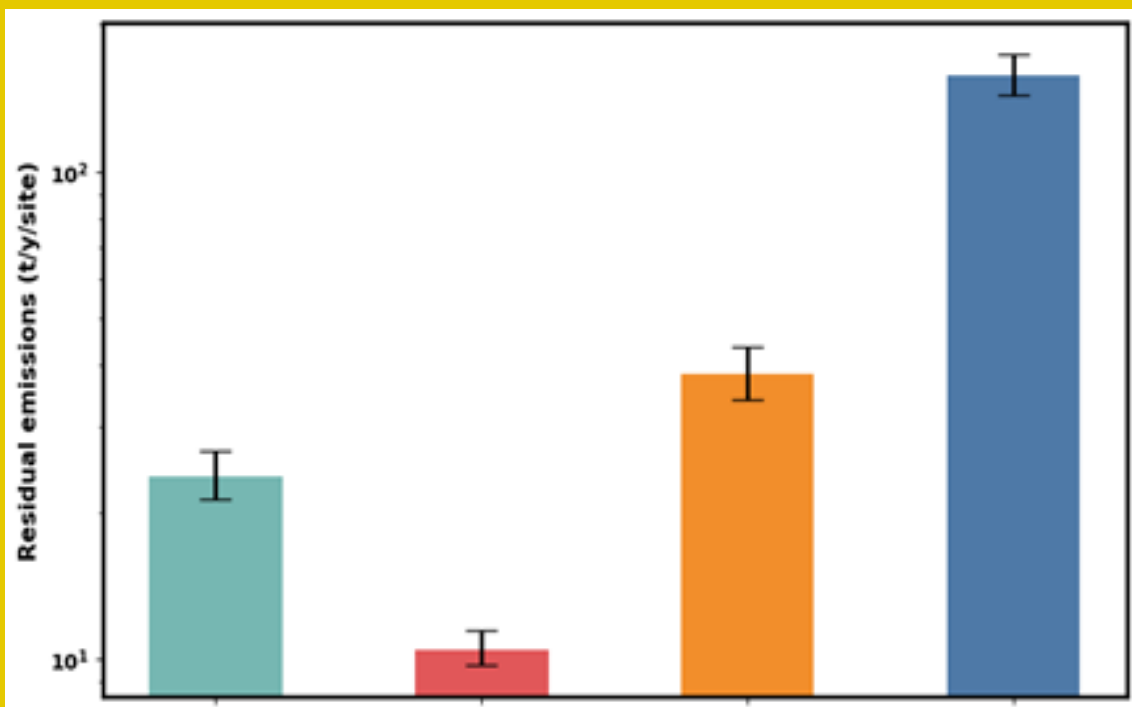


Figura 3. Emisiile reziduale bazate pe rezultatele modelului FEAST pentru diferite scenarii de frecvențe LDAR. Rețineți scara logaritmică pe axa y. Barele de eroare corespund IC de 95 % a simulărilor.

Regulamentului UE privind metanul, votată de Parlamentul European la începutul lunii mai 2023. Stocasticitatea scurgerilor și asimetria distribuției emisiilor explică necesitatea unei frecvențe ridicate a anchetelor, deoarece LDAR mai puțin frecvente ar duce la emisii mari de metan, ușor de eliminat, care sunt încă eliberate în atmosferă.

Frecvența LDAR propusă de Parlamentul European (tip 1 bilunar și tip 2 la fiecare patru luni) conduce la emisii reziduale substanțial mai mici (800 kg/an/site) în comparație cu LDAR mai puțin frecvente - cu aproape 70% mai mici decât emisiile rezultate din anchetele anuale de tip 1 și tip 2 (2,8 tone/an/site) și cu aproximativ 50% mai mici decât poziția Consiliului privind frecvența LDAR (tip 1 semestrial și tip 2 anual; conduce la emisii de 1,7 tone/an/site).

Mai important este faptul că, deși punerea în aplicare a unui program LDAR necesită cheltuieli de capital în etapele sale inițiale, acest capital este recuperat în mai puțin de un an. Comparația costurilor prezentată în figura 4 ia în considerare costul instrumentelor de studiu (se presupune un număr de 5 instrumente pe teren, adică 100 de situri), precum și costul forței de muncă. Costurile de reducere a emisiilor sunt negative după primul an de implementare a oricăruia dintre programele LDAR simulate, ceea ce înseamnă că toate cheltuielile inițiale pot fi recuperate prin revânzarea gazului.

EPA din SUA a estimat costul social al metanului (și anume, costul pe care fiecare tonă de metan emisă în atmosferă îl va suporta în cele din urmă pentru societate) la 1600 \$/tonă (1500 €/tonă) de CH₄ sau ~57 \$/tonă (53 €/tonă) de CO₂ e (pe 100 de ani) . Beneficiile punerii în aplicare a celor mai înalte frecvențe sunt evidente atunci când se iau în considerare emisiile și costurile viitoare pentru societate care pot fi evitate pentru un cost similar sau ușor mai mare. Din acest motiv, argumentele în favoarea unei frecvențe LDAR mai mari sunt și mai puternice.

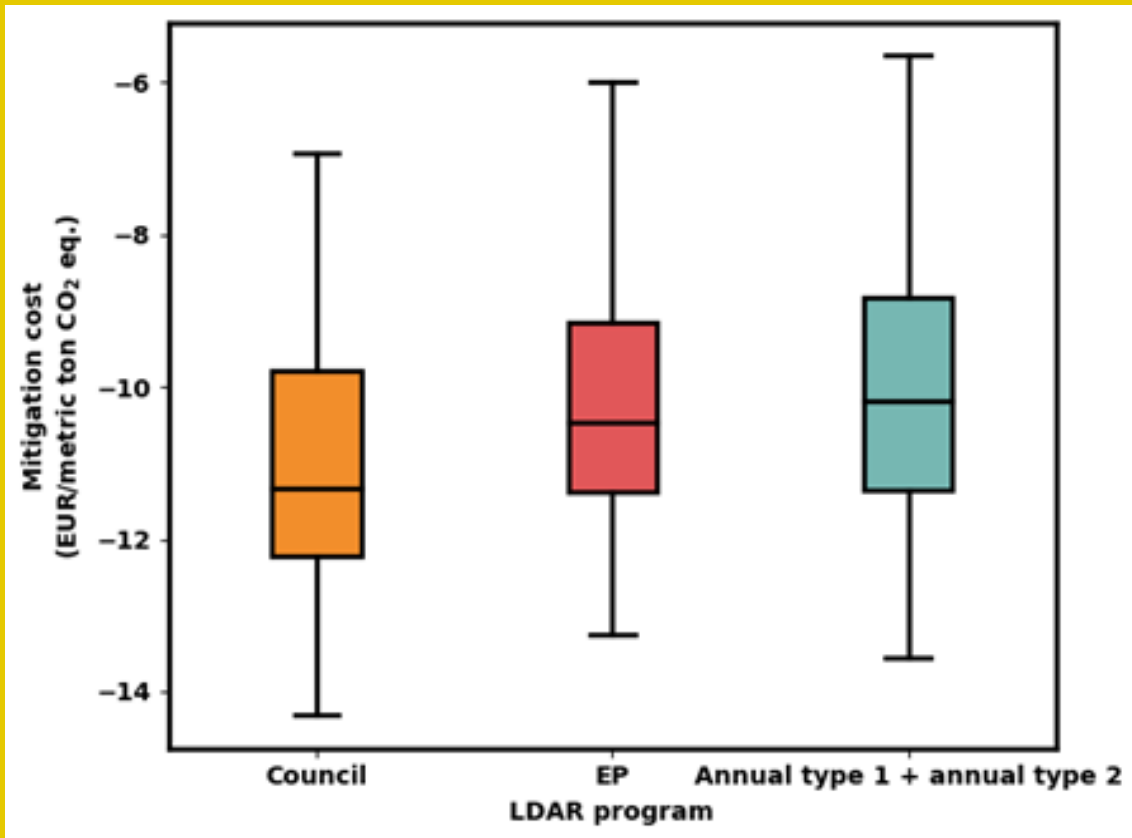


Figura 4. Costurile de atenuare bazate pe rezultatele modelului FEAST pentru diferite scenarii de frecvențe LDAR după implementarea anchetelor timp de un an.

Concluzie

Ar trebui să se acorde o atenție deosebită emisiilor pe scară largă care au loc în România și oportunității de a minimiza scurgerile de metan de la echipamente. Prin punerea în aplicare a unor măsuri de captare și utilizare a gazelor care altfel ar fi evacuate, România își poate spori oferta internă de gaze naturale, putând depăși nevoile de consum de gaze din întregul sector energetic. Deși recuperarea gazelor evacuate din câmpurile petroliere din România necesită construirea de noi infrastructuri, costurile estimate pot fi recuperate într-un timp relativ scurt prin vânzarea gazelor recuperate. Același principiu se aplică și în cazul studiilor LDAR de înaltă frecvență propuse de Parlamentul European. O frecvență LDAR ridicată duce la emisii reziduale semnificativ mai mici în comparație cu sondajele mai puțin frecvente. În ciuda cheltuielilor inițiale de capital, costurile pot fi recuperate în mai puțin de un an prin vânzarea gazului recuperat. În cele din urmă, având în vedere profitabilitatea unor companii și operatori precum OMV Petrom, în combinație cu expertiza extinsă și schimbul de cunoștințe pe care le pot oferi numeroase inițiative internaționale, operatorii au atât capacitatea, cât și obligația de a reduce emisiile de metan.

Apendice

Modelul FEAST

Modelul Fugitive Emissions Abatement Toolkit (FEAST) a fost dezvoltat de cercetători de la Colorado State University și UT Austin și a fost utilizat de Agenția pentru Protecția Mediului din SUA (EPA) în propunerile sale privind reducerea emisiilor de metan. Acesta simulează evoluția emisiilor la instalațiile de petrol și gaze naturale, cu scopul de a compara diferite programe LDAR. FEAST modelează instalațiile de petrol și gaze ca o colecție de situri formate din m componente. O fracțiune din aceste componente prezintă scurgeri, iar noi scurgeri pot apărea din celelalte componente de-a lungul simulării, în funcție de alegerea ratei de producere a scurgerilor. Dimensiunea scurgerilor este obținută din seturi de date empirice de măsurători ale emisiilor fugitive din sectorul de transport sau de producție. Diferite seturi de parametri de intrare FEAST permit redarea diferențelor în ceea ce privește tipul de instalație (producție sau transport), profilul de emisii (emisii scăzute sau ridicate), dimensiunea instalației (numărul de componente pe instalație) etc., pentru a face simulările cât mai realiste și mai specifice contextului.

Parametrii de intrare FEAST

Fracțiunea de componente cu scurgeri: 5%

Rata de producere a scurgerilor: 2%.

Numărul de componente pe site: 120

Numărul de situri simulate: 100 (= un câmp)

Numărul de iterații Monte Carlo: 50

Întârzierea reparațiilor: 5 zile

Costul sondajului = costul inițial al instrumentului + costul forței de muncă pe oră x durata sondajului

Ipoteze privind costurile: instrument de tip OGI = 100000€, instrument cu prag de detecție scăzut (~M21) = 5000€ (aproape de două ori mai mare decât ipoteza de cost din raport), costul forței de muncă = 200€/oră pentru anchetele de tip 1 și 100€/oră pentru anchetele de tip 2. În total, se achiziționează câte 5 din fiecare instrument în fiecare teren.

Viteza de sondaj: Instrument de tip OGI = 500 componente/oră, instrument cu prag de detecție scăzut = 85 componente/oră.

Prețul gazului: 40€/MWh (sau 0,00063€/g)

graphics by vlad stoica-maxim