



Christina Verchere

Director General Executiv și Președinte al Directoratului

Alina Popa

Director Financiar

Christina Verchere – OMV Petrom – Director General Executiv

Slide 1 – Introducere

Bună ziua, doamnelor și domnilor, și un călduros bun venit la teleconferința noastră, în cadrul căreia vă vom prezenta performanța noastră pentru trimestrul al patrulea al anului 2025.

Disclaimer

Această prezentare nu constituie, și nu este destinată să constituie sau să facă parte, și nu ar trebui să fie interpretată ca reprezentând sau ca făcând parte din nicio ofertă actuală de vânzare sau de emisiune de acțiuni, sau ca o solicitare de ofertă de cumpărare sau subscriere pentru nicio acțiune emisă de către Societate sau oricare dintre filialele sale în orice jurisdicție, sau ca o încurajare pentru a intra în activități de investiții sau ca recomandare privind aceste valori mobiliare; acest document sau orice parte a acestuia, sau faptul că este pus la dispoziție nu poate fi invocat sau constitui o bază în orice fel pentru cele de mai sus. Informațiile și opiniile conținute în această prezentare, precum și orice informații dezbătute în cadrul prezentării sunt furnizate la data prezentei prezentări, și pot face obiectul actualizării, revizuirii, modificării sau schimbării fără notificare prealabilă. În cazul în care această prezentare menționează orice informație sau statistici din orice sursă externă, aceste informații nu trebuie să fie interpretate ca fiind adoptate sau asumate de către Societate ca fiind corecte și nu au fost verificate în mod independent.

Oricare ar fi scopul, nu trebuie să se pună bază pe informațiile conținute în această prezentare, sau de orice alt material discutat verbal. Nicio declarație sau garanție, expresă sau implicită, nu este dată cu privire la acuratețea, corectitudinea și caracterul actual al informațiilor sau opiniilor conținute în acest document sau al caracterului complet al acestuia, și nicio responsabilitate nu este acceptată pentru aceste informații, pentru nicio pierdere rezultată oricum, direct sau indirect, în urma utilizării acestei prezentări sau a unei părți a acesteia sau reieșind din aceasta.

Această prezentare poate conține declarații anticipative. Aceste declarații reflectă cunoștințele actuale ale Societății precum și așteptările și previziunile despre evenimente viitoare și pot fi identificate în contextul unor asemenea declarații sau prin cuvinte ca "anticipă", "crede", "estimează", "așteaptă", "intenționează", "planifică", "proiectează", "întinde", "poate", "va fi", "ar fi", "ar putea" sau "ar trebui" sau terminologie similară.

Niciuna dintre viitoarele previziuni, așteptări, estimări sau perspective din această prezentare, inclusiv (dar fără a se limita la) ținta de operațiuni cu emisii Net Zero, ținta EBIT, dividende, evoluția producției, test de stres, ipoteze de preț, nu ar trebui să fie considerate ca previziuni sau promisiuni, nici nu ar trebui considerate ca implicând un indiciu, o asigurare sau o garanție ca ipotezele pe baza cărora viitoarele previziuni, așteptări, estimări sau perspective au fost elaborate sau informațiile și declarațiile conținute în acest raport sunt corecte sau complete. Prin natura lor, declarațiile anticipative sunt supuse unui număr de riscuri și incertitudini, dintre care multe sunt dincolo de controlul Societății, inclusiv (fără a se limita la): (a) fluctuațiile prețurilor și modificările cererii pentru produsele Societății; (b) fluctuațiile valutare; (c) rezultate de foraj și producție; (d) estimări ale rezervelor; (e) pierderea cotei de piață și a concurenței în industrie; (f) riscuri de mediu; (g) modificări ale cadrului legislativ, fiscal și de reglementare; (h) condițiile pieței economice și financiare din țările în care operează; (i) riscuri politice; (j) riscuri asociate cu impactul pandemiei, cum ar fi COVID-19 (coronavirus); (k) efectele conflictului Rusia-Ucraina; și (l) modificări ale condițiilor de tranzacționare, care ar putea determina rezultatele și performanțele reale ale Societății să difere semnificativ de rezultatele și performanțele exprimate sau sugerate prin orice declarații anticipative. Ca urmare a acestor riscuri, incertitudini și ipoteze, aceste declarații anticipative nu trebuie să se considere ca fiind o predicție a rezultatelor reale sau altfel. Această prezentare nu își propune să conțină toate informațiile care ar putea fi necesare în ceea ce privește Societatea și acțiunile sale și, în orice caz, fiecare persoană care primește această prezentare trebuie să facă o evaluare independentă. Societatea nu își asumă nicio obligație de a elibera public rezultatele oricăror revizui ale acestor declarații anticipative conținute în această prezentare, care pot apărea ca urmare a unor schimbări în așteptările sale sau să reflecte evenimente sau circumstanțe după data prezentului raport.

Această prezentare și conținutul său sunt proprietatea Societății și nici acest document, sau o parte din el nu poate fi reproduș sau redistribuit către altă persoană.

Slide 2 – Disclaimer

Vă rog să-mi permiteți mai întâi să vă atrag atenția asupra secțiunii “Disclaimer”, pe care o puteți citi în detaliu pe slide-ul 2.

Strategia 2030 în acțiune

Implementarea Strategiei 2030

Marea Neagră



Neptun Deep

- Progres conform planului
- 4 sonde forate în Pelican Sud
- Am continuat activitățile privind vânzarea gazelor naturale

E&A

- Han Asparuh: forajul de explorare a început în T4/25; BEH¹ a intrat în licență în ianuarie 2026
- Extinderea licențelor în România
- Pregătiri pentru următoarea sondă de mare adâncime în zona românească a Mării Negre

Emisii scăzute și zero



Energie regenerabilă

- Achiziția unei participații de 50% în proiectul Gabare (400 MW, solar) (Bulgaria)
- >900 MW² în construcție, ~70 MW² în producție

Biocombustibili & E-mobilitate

- Construcția unității SAF/HVO progresează conform planului
- Am asigurat materie primă pentru producția de SAF
- E-mobilitate: ~1.350 puncte de încărcare instalate la finalul lui 2025

Activități tradiționale



E&P

- Gestionăm declinul producției
- RRR 2025: 140%
- E&A: extinderea licențelor onshore
- Principii agreeate pentru extinderea cu 15 ani a licențelor de producție

R&M

- Noul complex aromatic finalizat
- Volum de vânzări pe stație: 5,9 mil litri

G&E

- Amprentă regională consolidată
- Vânzări de gaze naturale +12% yoy

Dividende atractive



- Randament³ total al dividendelor plătite în 2025 de 9.1%
- Propunere dividend de bază⁴: 0,0466 RON, +5% yoy
- Total dividend⁵ (de bază + special): 0,0578 RON/acțiune, 40% din fluxul de trezorerie din activitatea de exploatare din anul 2025

¹ Bulgarian Energy Holding; ² Inklusiv parteneriate; ³ Utilizând prețul acțiunii din 31 decembrie 2024; ⁴ Propunerea Directoratului supusă aprobărilor Consiliului de Supraveghere și Adunării Generale Ordinare a Acționarilor

Slide 3 – Strategia 2030 în acțiune – Implementarea Strategiei 2030

Doamnelor și domnilor, permiteți-mi să încep prezentarea noastră cu un rezumat al progreselor înregistrate în 2025 în implementarea Strategiei noastre 2030.

În cadrul pilonului nostru strategic, **Dezvoltarea regională a gazelor naturale**, proiectul nostru Neptun Deep este pe drumul cel bun și progresează bine pentru începerea producției de gaze naturale în 2027. Forajul este în desfășurare, cele patru sonde din Pelican Sud fiind finalizate, iar acum ne mutăm pe zăcămintul Domino pentru cele șase sonde rămase. În plus, am menținut progresul instalării echipamentelor offshore și al construcției stației de măsurare a gazelor naturale. De asemenea, am continuat activitățile de comercializare a gazelor naturale.

În ceea ce privește continuarea explorării în Marea Neagră, în perimetrul Han Asparuh din Bulgaria, adiacent perimetrului Neptun Deep, forajul de explorare a început în decembrie 2025. Ne propunem să forăm două sonde de explorare în prima jumătate a anului 2026. Luna trecută, statul bulgar, prin intermediul Bulgarian Energy Holding (BEH), a intrat în acordul privind operațiunile de explorare în comun, cu o participație de 10%. În noua structură de parteneriat, OMV Petrom este operator, cu o participație de 45%, NewMed Energy deține 45%, iar BEH deține 10%.

În apele românești, am securizat platforma Transocean Barents pentru a începe forajul de explorare imediat după finalizarea forajului de dezvoltare din Neptun Deep. Sonda Anaconda-1 urmează să fie forată în ape cu adâncime de aproximativ 1.500 de metri, explorând un nou prospect în perimetrul Neptun Deep. Adâncimea totală a sondei este estimată să ajungă la aproape 3.800 de metri; costul total planificat al sondei este de până la 90 de milioane de euro.

Astfel, cu două platforme de foraj active în Marea Neagră și trei sonde de explorare în ape adânci, fie planificate, fie în execuție, observăm o creștere semnificativă a intensității operațiunilor noastre regionale de explorare.

În ceea ce privește pilonul nostru strategic, **Tranziția către emisii de carbon scăzute și zero**, am înregistrat progrese semnificative în numeroase proiecte, în special în domeniul energiei regenerabile. Acum vizăm o capacitate solară și eoliană de peste 2,5 GW instalată până în

2030, inclusiv parteneriate, și am construit deja un portofoliu substanțial de proiecte. În 2025, am avansat cu execuția proiectelor și în expansiunea regională, consolidându-ne și mai mult poziția de jucător-cheie în tranziția energetică din regiune. Până la sfârșitul anului 2025, mai mult de o treime din obiectivul nostru de capacitate pentru 2030 era în construcție și o capacitate de aproximativ 70 MW era operațională.

De asemenea, avansăm cu proiectul nostru SAF/HVO, care vizează sprijinirea decarbonizării sectorului transporturilor: lucrările de construcție pentru unitatea de producție de la rafinăria Petrobrazî sunt în desfășurare, fundația principală fiind turnată. Peste 80% din contractele de materii prime sunt semnate pentru primii 8 ani de operare.

În domeniul mobilității electrice, în 2025 am inaugurat cel mai mare hub de încărcare electrică din România pentru toate tipurile de vehicule, inclusiv pentru transport greu. Până la sfârșitul anului, aveam instalate aproximativ 1.350 de puncte de încărcare, iar planul nostru este să ajungem la aproximativ 1.500 până la sfârșitul anului 2026.

În 2025, am continuat să optimizăm afacerea noastră tradițională, concentrându-ne pe valoare mai presus de volum și pe excelență operațională în toate segmentele de activitate și valorificând modelul nostru de afaceri integrat.

În E&P, scăderea producției de hidrocarburi a fost de 4% față de anul precedent, marcând al doilea cel mai bun rezultat din ultimii opt ani. Rata de înlocuire a rezervelor a crescut la 140%, reflectând în principal maturarea proiectului Neptun Deep, datorită activităților de foraj. Continuăm activitățile noastre de explorare onshore, facilitate de recenta extindere a licențelor de explorare onshore în 7 perimetre. Iar în decembrie, am convenit asupra principiilor pentru prelungirea cu 15 ani a licențelor noastre de producție.

În domeniul R&M, prioritățile noastre strategice în activitatea de rafinare sunt maximizarea profitabilității Petrobrazî și construirea unei activități de rafinare sustenabile. Am continuat să investim în mai multe proiecte aflate în desfășurare, finalizând noul complex de produse aromatice și unitatea de recuperare a sulfului din Petrobrazî. În activitatea de comerț cu amănuntul, în 2025, am atins un nivel al vânzărilor per stație de 5,9 milioane de litri în România. De asemenea, am obținut o creștere de 76%

față de 2020 a marjei din activitățile cu produse complementare, progresând către obiectivul nostru de a dubla această marjă până în 2030.

În domeniul G&E, am continuat să ne consolidăm activitățile regionale în tranzacțiile cu gaze naturale și energie electrică pe piețele vecine, cum ar fi Bulgaria și Ungaria. În plus, am continuat să ne diversificăm portofoliul de aprovizionare cu gaze naturale de la terți, în special în ceea ce privește sursele de import. Vânzările noastre totale de gaze naturale, de 48 TWh, au fost cu 12% mai mari față de anul precedent, reprezentând cel mai ridicat nivel anual din 2021, un rezultat excelent, mai ales având în vedere contextul de reglementare și de piață extrem de dificil.

De asemenea, ne îndeplinim angajamentul de a oferi randamente atractive acționarilor. În 2025, performanța noastră solidă ne-a permis să plătim dividende de 4 miliarde de lei acționarilor noștri. Piața a recunoscut, de asemenea, performanța și progresul nostru strategic în 2025, demonstrat de creșterea cu 40% a prețului acțiunilor noastre pe parcursul anului, ceea ce a dus la un randament total pentru acționari de 49%.

Pentru anul 2025, propunem un dividend total pe acțiune de 0,0578 lei. Alina va oferi mai multe detalii.

Mesaje cheie T4/25

Performanță bună susținută de afacerea noastră integrată

Rezultat din
exploatare CCA
excl. elemente
speciale
1,4 mld RON
+41% yoy

Flux de
trezorerie din
activități de
exploatare
2,1 mld RON
+337% yoy

ROACE CCA
excl. elemente
speciale
13,9%
-1 pp yoy

- **Context de piață provocator**, cu cerere mai slabă și piața gazului reglementată
- **Performanță operațională solidă**
- **Utilizare ridicată a activelor** downstream
- Continuarea implementării **măsurilor de reducere a costurilor**



TRIR¹: 0,57

HSSE

Emisii absolute GHG²: -19%

¹ Rata totală a accidentelor înregistrabile, 2025; ² Emisii GHG Scope 1-2 2025 vs. 2019 (preliminar); Intensitatea GHG Scope 1-2 2025 vs. 2019: -12% (preliminar)

4

OMV Petrom Rezultate T4/25

Slide 4 – Mesaje cheie T4/25 – Performanță bună susținută de afacerea noastră integrată

Pe slide-ul 4, prezentăm principalele aspecte ale celui de-al patrulea trimestru.

Rezultatele noastre din trimestrul al patrulea reflectă o performanță din exploatare robustă, determinată de modelul nostru de afaceri integrat și de rezistența într-un mediu de piață cu provocări.

La 1,4 miliarde RON, Rezultatul din exploatare CCA excluzând elementele speciale din trimestrul al patrulea a fost cu 41% mai mare față de trimestrul similar al anului precedent, datorită rezultatelor îmbunătățite din G&E și R&M care au compensat un rezultat mai mic al E&P.

Ca urmare a principiilor convenite cu statul român pentru prelungirea cu 15 ani a licențelor de producție, rezultatul nostru din exploatare a reflectat ajustări de depreciere pentru alte active financiare în E&P, în legătură cu obligații de abandonare. În plus, în contextul acestui acord care a determinat o impozitare mai ridicată în E&P și din cauza unui declin mai accentuat al producției pentru unele zăcăminte mature, am înregistrat și o ajustare de depreciere netă pentru imobilizări corporale în E&P. În consecință, rezultatul nostru din exploatare pentru trimestrul al patrulea a fost negativ, la (0,6) miliarde RON. Alina va oferi mai multe detalii.

Fluxul nostru de trezorerie din activitatea de exploatare în trimestrul al patrulea al anului 2025 a crescut cu 337% față de trimestrul similar al anului precedent și a ajuns la 2,1 miliarde RON. ROACE CCA excluzând elementele speciale a atins 13,9 puncte procentuale.

Voi intra în detalii despre fiecare divizie de activitate mai târziu în această prezentare. Cu toate acestea, aș dori să subliniez că, într-o piață volatilă, rezultatele noastre reflectă beneficiile integrării afacerii noastre, creșterea marjei de rafinare compensând prețul mai scăzut al țițeiului. Rezultatul din gaze și energie electrică a fost foarte solid, reflectând dereglementarea pieței de energie electrică și cel mai ridicat nivel al volumelor de vânzări de gaze naturale pentru un trimestru patru din 2019 până în prezent.

În mediul actual cu inflație ridicată, prioritizarea eficienței costurilor și optimizarea operațiunilor noastre rămân esențiale pentru menținerea performanței noastre financiare. Pentru a ne îndeplini obiectivele, vom continua programele noastre de optimizare, prin evaluarea oportunităților privind vânzarea selectivă de zăcăminte, eficientizarea și automatizarea

proceselor noastre și îmbunătățirea managementului contractorilor în întreaga organizație.

În privința HSSE, rata totală a accidentelor înregistrabile pentru 2025 a fost de 0,57.

Mai mult, ne-am continuat eforturile de a reduce intensitatea emisiilor de gaze cu efect de seră prin proiecte în toate cele trei segmente de activitate. Pe baza datelor noastre preliminare, în 2025, emisiile noastre absolute de GES Scope 1-2 au fost cu 19% mai mici față de 2019, reflectând concentrarea noastră pe reducerea emisiilor de carbon.

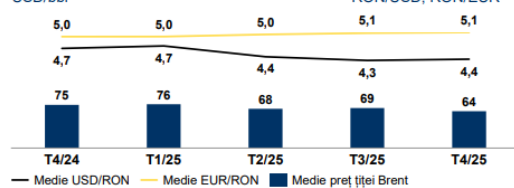
Această pagină a fost lăsată goală intenționat.

Prețurile mărfurilor

Mediu de piață volatil

Prețuri țiței

USD/bbl

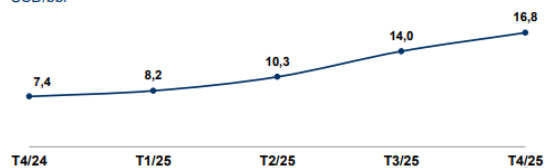


Curs de schimb

RON/USD, RON/EUR

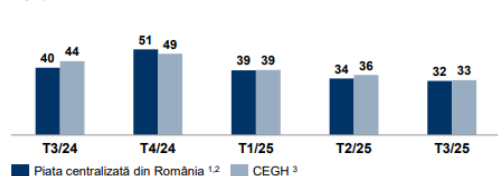
Indicatorul marja de rafinare OMV Petrom

USD/bbl



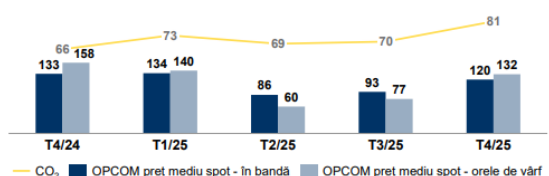
Prețuri gaze naturale¹

EUR/MWh



Prețuri electricitate în România¹

EUR/MWh



Prețuri CO₂

EUR/t

¹ Prețuri transformate la cursul mediu de schimb RON/EUR al BNR; ² Prețuri pentru ziua următoare, medie simplă calculată pe baza tranzacțiilor zilnice publicate de BRM; ³ Prețul Central European Gas Hub pentru ziua următoare, medie simplă

Slide 5 – Prețurile mărfurilor – Mediu de piață volatil

Acum să aruncăm o privire la evoluția prețurilor mărfurilor în trimestrul al patrulea al anului 2025.

Prețurile petrolului au fost afectate de perspectivele slabe pe termen scurt ale cererii și de perspectivele de producție în creștere ale OPEC+, precum și de armistițiul din Gaza și de reluarea discuțiilor de pace privind războiul dintre Rusia și Ucraina. Aceste efecte au fost parțial contracarate de îngrijorările legate de aprovizionare cu privire la noile sancțiuni americane impuse exportatorilor majori de petrol din Rusia. În medie, țițeiul Brent a fost evaluat la 64 de dolari pe baril în trimestrul al patrulea, reprezentând o scădere de 15% față de trimestrul similar al anului precedent și de 8% față de trimestrul anterior.

Indicatorul marja de rafinare OMV Petrom a ajuns la 16 dolari și 75 de cenți pe baril în trimestrul al patrulea, mai mult decât dublu față de trimestrul similar al anului precedent, în contextul unor diferențiale puternice ale prețurilor la benzină și motorină, pe fondul unor condiții de aprovizionare restrictive în regiune.

Prețurile europene la gaze au scăzut cu aproape 10% față de trimestrul precedent, în pofida începutului sezonului de iarnă și a unor niveluri de înmagazinare semnificativ sub media ultimilor trei ani. Această evoluție a fost susținută de oferta amplă de gaze naturale lichefiate pe piața europeană la prețuri relativ mai mici și de mandatele regionale de înmagazinare mai puțin stricte în comparație cu ultimii doi ani. Prețul CEGH a fost în medie de 33 de euro pe megawatt-oră în timpul trimestrului, cu 26% mai mic față de trimestrul similar al anului precedent și cu 9% mai mic față de trimestrul anterior.

Prețurile gazelor naturale pe piața centralizată din România au urmat aceeași tendință și au scăzut cu 4% față de trimestrul precedent. Prețurile pentru ziua următoare au fost în medie în jur de 32 de euro pe megawatt-oră, marcând o scădere de 20% față de trimestrul similar al anului precedent.

Prețurile energiei electrice livrate în bandă în România au crescut cu 29% față de trimestrul precedent, dar au scăzut cu 9% față de trimestrul similar al anului precedent, ajungând la o medie de 120 de euro pe megawatt-oră.

Prețul mediu al CO₂ a crescut cu 16% față de trimestrul precedent și cu 23% față de trimestrul similar al anului precedent, ajungând la 81 de euro pe tonă. Această creștere a fost generată de vremea mai rece, care a stimulat cererea de energie electrică pe bază de combustibili fosili, precum și de tranzacționarea speculativă de certificate.

Această pagină a fost lăsată goală intenționat.

Mediul din România

Cererea a început să reflecte creșterea economică mai scăzută



Cerere	T4/25 yoy	2025 yoy	2025 vs 2019
Carburanți ⁵	-1,5%	-0,8%	+19%
Gaze ⁶	-2%	+1%	-12%
Energie ⁷	-2%	-1%	-11%

¹ Institutul Național de Statistică (serie brută, raport ianuarie 2026; cifre ajustate sezonier: 2024: 0,9%, T3/25: +1,5% yoy, -0,2% qoq, 1-9/25: 1,5%); ² Comisia Europeană Prognoza Economică de Toamnă 2025 (noiembrie 2025); ³ Banca Națională a României (www.bnr.ro, capture din 3 februarie 2026), cifre de final de perioadă; prognoza IPC pe 2026 conform raportului de inflație din noiembrie 2025; ⁴ Moody's (septembrie 2025); Fitch (august 2024); S&P (iulie 2025); ⁵ Carburanții se referă doar la motorina și benzina cu amănuntul; estimări OMV Petrom; ⁶ Estimările companiei; ⁷ Conform datelor Transelectrica, cifre brute calculate pe baza datelor de sistem publicate în timp real; yoy = comparativ cu perioada similară a anului precedent; qoq = comparativ cu trimestrul precedent

Slide 6 – Mediul din România: Cererea a început să reflecte creșterea economică mai scăzută

Privind acum la mediul macroeconomic românesc, cele mai recente date disponibile arată că, în al treilea trimestru al anului 2025, PIB-ul a crescut cu 1,7% față de trimestrul similar al anului precedent.

În noiembrie, Comisia Europeană a redus creșterea prognozată a PIB-ului pentru 2025 pentru România de la 1,4% la 0,7%. Pentru 2026, PIB-ul României este acum prognozat să crească cu 1,1%, față de prognoza anterioară de 2,2%, iar pentru 2027 Comisia prevede o creștere a PIB-ului de 2,1%.

Indicele prețurilor de consum pentru luna decembrie 2025 față de decembrie 2024 a fost de 9,7%, determinat de eliminarea plafonării prețului energiei electrice începând cu 1 iulie 2025 și de creșterile cotelor de TVA și accize începând cu 1 august 2025.

Privind sectorul energetic românesc în al patrulea trimestru al anului 2025, pe baza estimărilor noastre interne, cererea pentru produsele noastre a început să reflecte creșterea economică mai scăzută.

Cererea de carburanți în comerțul cu amănuntul a fost ușor mai mică față de trimestrul similar al anului precedent. Cererea totală din domeniul comercial a scăzut cu 8% față de trimestrul similar al anului precedent, din cauza scăderii activităților industriale, de construcții și de transport, în contextul unei dezvoltări economice mai slabe.

Cererea de gaze naturale a scăzut cu aproximativ 2% față de trimestrul similar al anului precedent, determinată de vremea blândă, scăderea consumului gospodăriilor și încălzirii centralizate, în timp ce cererea de gaze naturale pentru producția de energie electrică a crescut.

Cererea de energie electrică a fost cu 2% mai mică față de trimestrul similar al anului precedent, în timp ce producția internă a crescut cu 10%. România a fost importator net de energie electrică în trimestrul al patrulea atât din 2025, cât și din 2024. Contribuția din toate sursele a crescut față de trimestrul similar al anului precedent, dar în special contribuția hidroenergiei, a electricității pe bază de gaze naturale și a energiei solare.

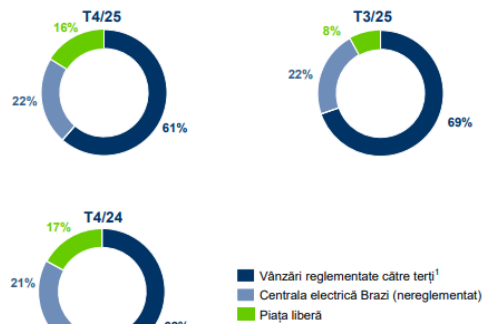
Cadrul de reglementare din România

Pachet fiscal nou aplicabil în 2026

Reglementări aplicabile

- **Dereglementarea pieței de energie electrică:** începând cu 1 iulie 2025, un ajutor din partea statului fiind oferit consumatorilor vulnerabili
- **Sectorul de gaze naturale rămâne reglementat:** până la finalul T1/26
- **Taxa pe construcții speciale:** introdusă începând cu 2025 la 0,5% din valoarea netă a construcțiilor; urmează să fie eliminată la 1 ianuarie 2027
- **Impozitul pe cifra de afaceri din sectorul de petrol și gaze naturale:** 0,5%, extins până la final de 2026; urmează să fie eliminat la 1 ianuarie 2027
- **Noul pachet fiscal aplicabil începând cu august 2025:** cererea pentru produsele noastre afectată gradual

Portofoliu de vânzări de gaze naturale foarte reglementat



¹ Include cantitățile care fac obiectul OUG 27/2022 și OUG 119/2022 (consumatori casnici, producători de căldură pentru casnici, cost plus, trading, furnizor de ultimă instanță)

Slide 7 – Cadrul de reglementare din România – Pachet fiscal nou aplicabil în 2026

Permiteți-mi acum să rezum principalele aspecte ale cadrului fiscal și de reglementare din România.

Începând cu 1 iulie, piața energiei electrice a fost dereglementată, iar în paralel, guvernul a introdus o serie de măsuri menite să protejeze consumatorii vulnerabili.

În ceea ce privește gazele naturale, Ordonanța 6/2025 menține reglementările până la sfârșitul lunii martie 2026, după care urmează să se liberalizeze și piața gazelor.

Continuăm să subliniem că principiile pieței libere sunt esențiale pentru încurajarea investițiilor și că orice intervenții pe piață ar trebui să rămână temporare. Și salutăm eforturile statului de a stabili mecanisme pentru protejarea consumatorilor vulnerabili.

În decembrie 2025, Guvernul a emis un nou pachet fiscal. Taxa de 0,5% pe valoarea netă a anumitor construcții, introdusă în 2025 pe o perioadă nedeterminată, urmează să fie eliminată începând cu 1 ianuarie 2027. Impactul anual pentru 2026 al acestei taxe este estimat la o valoare de ordin mediu în zeci de milioane de lei.

De asemenea, ca parte a acestui pachet, taxa de 0,5% pe cifra de afaceri, introdusă în 2024 inițial pentru doi ani, a fost prelungită pentru încă un an. Se estimează că această taxă va avea un impact asupra rezultatelor noastre din 2026 sub 250 de milioane de lei.

Măsurile fiscale în vigoare din august 2025, care includ, printre altele, creșteri ale cotelor de TVA și ale accizelor, au început să aibă un impact asupra cererii pentru produsele noastre. Privind în perspectivă, aceste ajustări fiscale ar putea influența cererea de produse și pe termen mediu.

Performanța pe divizii

E&P – afectată de prețurile realizate mai mici

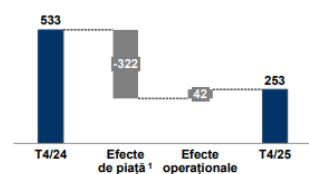
Principalii factori determinanți ai rezultatelor din T4/25

- Preț realizat la țiței -16%; preț realizat la gaze naturale mai mic
- Vânzări de țiței și condensat -8%
- Efect negativ din cursul de schimb
- Taxare specifică E&P mai mică
- Cost total de producție mai mic
- Depreciere și cheltuieli de explorare mai mici

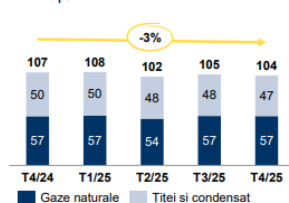
Perspective 2026

- Țițeiul Brent: ~65 USD/bbl (2025: 69 USD/bbl)
- Producție²: >100 mii bep/zi (2025: 104,5 mii bep/zi)
- Costul de producție: >16 USD/bep (2025: 17,8 USD/bep)
- Investiții: ~5,6 mld. RON (2025: 5,6 mld. RON)

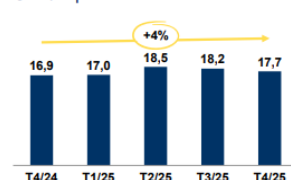
Rezultatul din exploatare excluzând elementele speciale mil. RON



Producția de hidrocarburi mii bep/zi



Cost de producție USD/bep



¹ Efecte de piață definite ca prețurile țițeiului și gazelor naturale, efectul cursului de schimb asupra veniturilor, efectul prețurilor asupra redevențelor (inclusiv suprainpozitarea veniturilor din vânzarea gazelor naturale); ² Fără vânzări de zăcămintă

Slide 8 – Performanța pe divizii – E&P – afectată de prețurile realizate mai mici

Permiteți-mi acum să trec la performanța diviziilor noastre, începând cu Explorare și Producție.

Rezultatul din exploatare excluzând elementele speciale din Explorare și Producție a scăzut la sub jumătate din valoarea înregistrată în trimestrul similar al anului precedent, ajungând la 253 de milioane RON în trimestrul al patrulea al anului 2025, determinat de prețurile mai mici la petrol și gaze naturale, de volumele mai mici de vânzări de țiței și de efectul nefavorabil al cursului de schimb. Aceste elemente au fost compensate parțial de o valoare mai mică a impozitării în E&P, în principal ca urmare a prețurilor mai mici. Costurile totale de producție, cheltuielile cu amortizarea și cheltuielile de explorare au scăzut.

Producția de hidrocarburi în trimestrul al patrulea a scăzut cu 3% față de trimestrul similar al anului precedent, în principal din cauza declinului natural și a activităților de mentenanță planificate, compensate parțial de contribuția reparațiilor capitale la sonde și a sondelor noi. Aceasta se traduce într-un declin pe întregul an de 4,2%, al doilea cel mai bun rezultat înregistrat în ultimii opt ani.

Costul de producție pe baril de echivalent petrol a crescut cu 4% față de trimestrul similar al anului precedent, ajungând la 17 dolari și 67 de cenți, reflectând un curs de schimb nefavorabil și taxa pe construcții - care împreună au reprezentat un dolar și 40 de cenți pe baril echivalent petrol - compensate parțial de măsuri de optimizare a costurilor.

Pentru întregul an 2026, ne așteptăm ca prețul petrolului Brent să fie în jur de 65 de dolari pe baril. Ne așteptăm să producem peste 100 de mii de barili echivalent petrol pe zi, fără a lua în considerare un impact din eventuale vanzari de active. În contextul presiunii inflaționiste persistente asupra costurilor noastre și al taxei pe construcții introduse anul trecut, continuăm măsurile noastre de gestionare a costurilor, vizând un cost de producție de peste 16 dolari pe baril echivalent petrol. Investițiile în E&P sunt estimate la aproximativ 5,6 miliarde RON. Alina va oferi mai multe detalii despre acest subiect ulterior.

Performanța pe divizii

R&M – utilizare maximă a rafinăriei pentru a capta marja ridicată

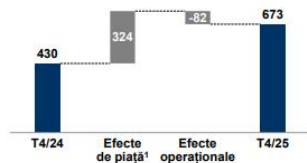
Principalii factori determinanți ai rezultatelor din T4/25

- Marjă de rafinare +127%
- Rata de utilizare a rafinăriei: 100%
- Volume de vânzări cu amănuntul solide
- Contribuție îmbunătățită a activității de produse complementare
- Depreciere mai mare

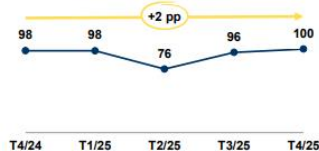
Perspective 2026

- Indicatorul marja de rafinare: ~9 USD/bbl (2025: 12,4 USD/bbl)
- Rata de utilizare a rafinăriei: >95% (2024: 93%)
- Cererea de produse petroliere în comerțul cu amănuntul din România: stabilă vs. 2025
- Vânzările totale de produse rafinate: în creștere vs. 2025
- Vânzările cu amănuntul de carburanți: relativ stabile vs. 2025

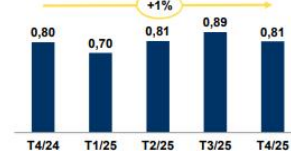
Rezultatul din exploatare CCA excluzând elementele speciale mil. RON



Rata de utilizare a rafinăriei %



Volume vânzări cu amănuntul mil. t



¹ Efecte de piață calculate pe baza indicatorului marja de rafinare

Slide 9 – Performanța pe divizii – R&M – utilizare maximă a rafinăriei pentru a capta marja ridicată

În Rafinare și Marketing, Rezultatul din exploatare CCA excluzând elementele speciale a crescut cu 57% față de trimestrul similar al anului precedent, ajungând la 673 de milioane RON în trimestrul al patrulea al anului 2025, reflectând creșterea indicatorului marjă de rafinare și a utilizării rafinăriei, precum și contribuția solidă a vânzărilor cu amănuntul. Acestea au fost parțial contrabalansate în principal de creșterea cheltuielilor cu amortizarea.

Utilizarea rafinăriei noastre a fost excelentă, de 100%, ceea ce ne-a permis să fructificăm mediul cu marje ridicate de rafinare. Vânzările cu amănuntul au fost cu 1% mai mari față de trimestrul similar al anului precedent, în timp ce volumul vânzărilor totale de produse rafinate exceptând vânzările cu amănuntul au rămas constante.

Pentru întregul an 2026, estimăm că indicatorul marja de rafinare va fi de aproximativ 9 dolari pe baril, mai mic față de anul trecut. Rata de utilizare a rafinăriei este estimată a fi peste 95%, în conformitate cu obiectivele noastre strategice.

Estimăm că cererea de carburanți în comerțul cu amănuntul în România va fi stabilă față de anul precedent, cu o evoluție similară pentru vânzările noastre de carburanți în comerțul cu amănuntul. Pentru vânzările totale de produse rafinate, anticipăm o performanță mai mare față de anul anterior datorită disponibilității mai mari estimate a produselor din producție proprie într-un an fără oprire planificată.

Performanța pe divizii

G&E – performanță susținută de dereglementarea pieței de electricitate

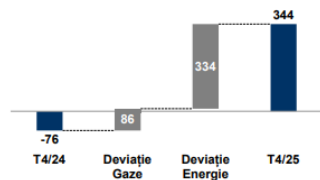
Principalii factori determinanți ai rezultatelor din T4/25

- Dereglementarea pieței de energie electrică
- Producție mai mare de energie electrică
- Marje mai mari la energie electrică achiziționată de la terți
- Rezultate mai bune din tranzacțiile de energie electrică pe piața de echilibrare și servicii auxiliare
- Volume de vânzări de gaze naturale mai mari
- Marje mai mari din vânzările de gaze naturale

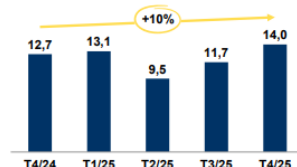
Perspective 2026

- Cererea de gaze naturale din România: ușor în creștere vs. 2025
- Cererea de energie electrică din România: stabilă vs. 2025
- Volume totale de vânzări de gaze naturale: în scădere vs. 2025
- Producția totală netă de energie electrică: în creștere vs. 2025

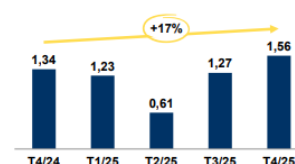
Rezultat din exploatare excluzând elementele speciale mil. RON



Volume vânzări de gaze naturale TWh



Producție netă de electricitate centrala Brazi TWh



Slide 10 – Performanța pe divizii – G&E – performanță susținută de dereglementarea pieței electricitate

În Gaze și Energie, am obținut performanță excelentă în ambele linii de activitate, în special în energie electrică, susținute de dereglementarea pieței energiei electrice, începând cu luna iulie a acestui an. Rezultatul din exploatare excluzând elementele speciale a fost de 344 milioane RON, comparativ cu un rezultat negativ de (76) milioane RON în același trimestru al anului precedent.

În activitatea de gaze naturale, am avut o performanță operațională remarcabilă, cu volume de vânzări de gaze naturale în creștere cu 10% față de trimestrul similar al anului precedent. Marjele noastre realizate au fost mai mari față de trimestrul similar al anului precedent, în pofida unei tendințe descendente a prețurilor.

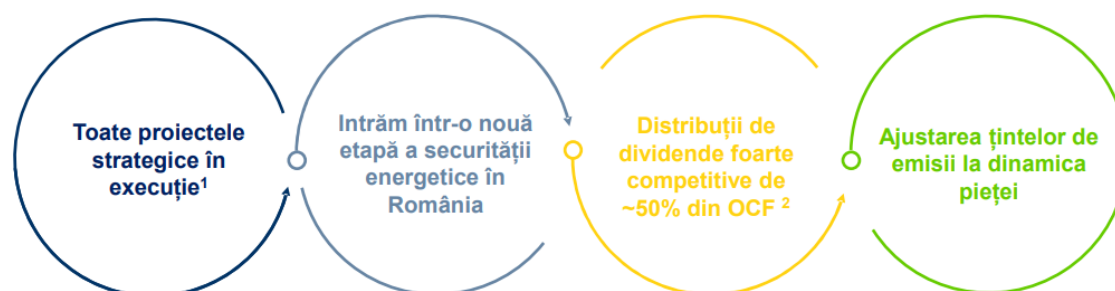
Rezultatul din activitatea de energie electrică a fost construit pe o performanță operațională excelentă și pe dereglementarea pieței începând din iulie 2025. Am obținut rezultate foarte bune datorită creșterii producției, îmbunătățirii marjei din volumele cumpărate de la terți și contribuției solide a piețelor de echilibrare și servicii tehnice de sistem.

Centrala electrică Brazi a generat 1,56 terawați-oră în trimestrul al patrulea, al doilea cel mai ridicat nivel pentru un trimestru al patrulea de la începerea operațiunilor până în prezent, reprezentând 11% din mixul energetic al României.

Pentru întregul an 2026, ne așteptăm ca cererea de gaze naturale să fie ușor mai mare față de anul precedent, în timp ce cererea de energie electrică să fie stabilă. Se preconizează că volumele noastre totale de vânzări de gaze naturale vor scădea, în principal din cauza scăderii surselor de aprovizionare, atât din producție proprie, cât și de la terți. Se așteaptă ca producția netă de energie electrică să fie mai mare față de anul precedent, în pofida unei opriri planificate mai lungi.

Strategia 2030 rezilientă

Transformare graduală pentru un viitor cu emisii de carbon reduse



¹ Neptun Deep, SAF/HVO și proiectele de energie regenerabilă; ² În medie până în 2030, OCF = fluxul de trezorerie din activitatea de exploatare

Slide 11 – Strategie 2030 rezilientă – Transformare graduală pentru un viitor cu emisii de carbon reduse

Doamnelor și domnilor, în 2025 am obținut rezultate tangibile pentru toate proiectele noastre strategice: am forat primele sonde în Neptun Deep, am început lucrările de construcție pentru SAF/HVO, am avansat proiectele noastre de energie electrică din surse regenerabile și ne-am extins amprenta în Bulgaria.

Din 2021, când ne-am anunțat Strategia 2030, până în prezent, lumea a fost martora unei volatilități geopolitice și economice fără precedent și a fluctuațiilor prețurilor mărfurilor. Acest mediu extern complex a schimbat prioritățile în peisajul energetic: accesibilitatea și securitatea energiei sunt prioritizate, deoarece tranziția energetică se dovedește a fi mai lungă și mai complexă.

În acest context, ambiția noastră strategică rămâne neschimbată - să conducem tranziția energetică în Europa de Sud-Est prin cele trei direcții strategice-cheie: Tranziția către emisii de carbon reduse și zero, Dezvoltarea regională a gazelor naturale și Optimizarea activității tradiționale.

OMV Petrom va continua să ofere dividende de bază competitive și dividende speciale discreționare și să distribuie dividende totale (de bază și speciale) de aproximativ 50% din fluxurile de trezorerie din activități de exploatare, în medie, pe parcursul ciclului strategiei.

Privind în perspectivă, într-un context de concentrare sporită asupra securității energetice și de cerere solidă de hidrocarburi, am ajustat mai multe obiective strategice în conformitate cu dinamica așteptată privind piața.

Țintele operaționale ale Strategiei 2030

Actualizare Strategia 2030: portofoliu robust de oportunități

Proiecțiile strategice pentru 2030 revizuite¹:

- **Realocarea investițiilor** de la tehnologii insuficient de mature către oportunități în E&P:
 - 1 mld EUR realocați; ponderea investițiilor în proiecte cu emisii scăzute și zero scade de la 35% la 25%
 - Investiții 2022-2030 menținute la ~11 mld EUR
- **Ținta de producție în E&P** crește:
 - 2030: ~170 mii bep/zi¹ (anterior: >160 mii bep/zi)
 - Facilitată de acordul de principiu pentru prelungirea cu 15 ani a licențelor de producție și prelungirea licențelor de explorare
- **Ajustarea Țintelor de emisii:**
 - Intensitatea de carbon pentru Furnizarea de Energie Scope 1-3^{2,3}: -10% (anterior: -20%), în linie cu cererea pieței



¹ Vs. Ziua Piețelor de Capital 2024; ² Ținta include Categoria 11 pentru emisiile Scope 3: Utilizarea produselor vândute pentru energia furnizată; ³ Ținta se referă la Intensitatea de carbon pentru Furnizarea de Energie pentru 2030 în echiv. gCO2/MJ

**Slide 12 – Țintele operaționale ale Strategiei 2030 – Actualizare
Strategia 2030: portofoliu robust de oportunități**

Pentru a sprijini implementarea strategiei noastre, ne menținem planul de a investi aproximativ 11 miliarde EUR din 2022 până în 2030. Cu toate acestea, reflectând dinamica tranziției energetice, realocăm aproximativ 1 miliard EUR investiții către activitatea noastră tradițională și creșterea regională a gazelor naturale, în principal pentru a sprijini producția din E&P, în timp ce ajustăm ritmul, după 2030, pentru cheltuielile cu tehnologii privind reducerea emisiilor de carbon, care nu s-au dovedit încă a fi viabile economic pentru investiții.

De asemenea, susținut de acordul cu statul român privind principiile pentru prelungirea pe 15 ani a licențelor de producție, obiectivul nostru de producție de hidrocarburi pentru 2030 este majorat cu 10 mii de barili echivalent petrol pe zi, la aproximativ 170 mii de barili echivalent petrol pe zi.

În schimb, tehnologiile mai puțin mature, cum ar fi Captarea și Stocarea Carbonului (CCS), sunt dezavantajate din cauza pregătirii scăzute a pieței. Deși considerăm că CCS rămâne esențială pentru decarbonizarea pe termen lung, aceasta nu mai este considerată viabilă sau fezabilă din punct de vedere comercial până în 2030, prin urmare, planurile noastre privind CCS au fost reprogramate pentru perioada de după 2030. Astfel, investițiile noastre în proiecte cu emisii de carbon reduse și zero vor reprezenta aproximativ 25% din investițiile noastre totale, față de 35% anunțat anterior.

Ne menținem angajamentul de a urmări decarbonizarea sustenabilă. Reafirmăm obiectivul nostru de a obține neutralitatea în privința emisiilor de carbon din operațiuni (emisii Nete Zero) până în 2050, angajamentul nostru de a reduce emisiile absolute de gaze cu efect de seră Scope 1-2 cu 30% până în 2030, comparativ cu anul de referință 2019, și obiectivul de intensitate a metanului de 0,2% până în 2030.

Cu toate acestea, pentru a reflecta schimbarea cererii pieței și prioritățile de decarbonizare în continuă evoluție, ținta de reducere a intensității carbonului din aprovizionarea noastră cu energie, Scope 1-3, până în 2030 față de anul de referință 2019, a fost ajustată de la 20% la 10%. Retragem ținta absolută de reducere Scope 1-3, pe măsură ce ne orientăm portofoliul de produse în conformitate cu cererea pieței.

Vom oferi mai multe detalii la Ziua Piețelor de Capital, care este prevăzută să aibă loc în a doua jumătate a anului.

Permiteți-mi acum să-i dau cuvântul Alinei pentru mai multe detalii despre rezultatele financiare din trimestrul al patrulea al anului 2025.

Această pagină a fost lăsată goală intenționat.



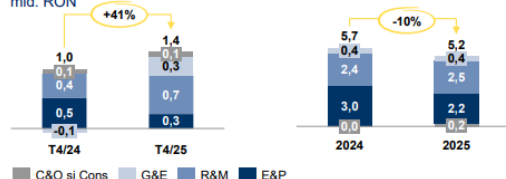
Rezultate T4/25 OMV Petrom

Alina Popa, Director Financiar
4 februarie 2026

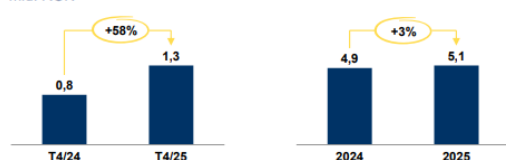
Rezultate financiare

Rezultate reziliente; generare de numerar solidă

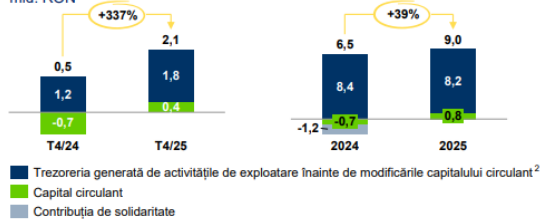
Rezultat din exploatare CCA excluzând elementele speciale
mld. RON



Profit net CCA excluzând elemente speciale¹
mld. RON



Fluxuri de trezorerie din activitățile de exploatare
mld. RON



Flux de trezorerie extins³
mld. RON



¹ Atribuibil acționarilor societății-mamă; ² Înaintea contribuției de solidaritate; ³ Înaintea de plata dividendelor

Slide 14 – Rezultate financiare – Rezultate reziliente; generare de numerar solidă

Mulțumesc, Christina, și bună ziua și din partea mea.

Voi continua prezentarea noastră cu slide-ul 14, începând cu câteva aspecte importante din Contul de profit și pierdere și prezentând, de asemenea, evoluțiile-cheie din situația fluxului nostru de trezorerie.

Rezultatul din exploatare CCA excluzând elementele speciale al Grupului a crescut cu 41% față de trimestrul similar al anului precedent, ajungând la 1,4 miliarde RON, cu un rezultat mai mic în E&P și rezultate îmbunătățite în R&M și G&E.

Linia de consolidare exceptând elementele speciale a fost de 110 milioane RON în trimestrul al patrulea al anului 2025, în principal ca urmare a volumelor mai mici de stocuri de gaze naturale și țiței și a marjelor mai mici pentru produsele petroliere și combustibili din stoc.

Pentru trimestrul al patrulea al anului 2025, am înregistrat pierderi din deținerea stocurilor de (64) milioane RON, comparativ cu pierderi de (6) milioane RON în trimestrul al patrulea al anului 2024, în principal ca urmare a evoluției descendente a prețului țițeiului în ambele perioade.

Ca urmare principiilor convenite între OMV Petrom și statul român pentru prelungirea licențelor de producție, anunțate în decembrie 2025, am înregistrat ajustări de depreciere pentru alte active financiare de aproximativ 1,5 miliarde RON în E&P, în legătură cu obligațiile de abandonare. În plus, în contextul acestui acord care determină o taxare mai mare în E&P și din cauza declinului mai accentual al producției în unele zăcămintele mature, în trimestrul al patrulea a fost înregistrată o ajustare de depreciere netă de aproximativ 0,6 miliarde RON pentru imobilizări corporale în E&P. Acestea au fost parțial compensate de câștigurile temporare nete din contractele forward din segmentul Gaze și Energie. Astfel, am înregistrat cheltuieli speciale nete de (1,9) miliarde RON în trimestrul al patrulea. Pentru comparație, în trimestrul al patrulea al anului 2024, am înregistrat cheltuieli speciale nete de (0,6) miliarde RON, legate în principal de ajustări de depreciere privind imobilizări corporale pentru anumite active producătoare de petrol și gaze, determinate de creșterea costurilor generale de exploatare actualizate în contextul presiunii inflaționiste ridicate.

Rezultatul financiar net a fost pozitiv, de 89 de milioane de lei, în principal datorită efectului pozitiv din actualizarea creanțelor.

Prin urmare, în trimestrul al patrulea al anului 2025, profitul net atribuibil acționarilor societății-mamă a fost negativ, de (375) milioane de lei.

Taxa pe veniturile din vânzări, de 0,5%, introdusă în 2024, s-a ridicat la aproximativ 54 de milioane de lei pentru trimestrul al patrulea al anului 2025, înregistrată în mare parte în segmentul Rafinare și Marketing. În ceea ce privește taxa pe construcții, de 0,5%, am înregistrat în trimestrul al patrulea aproximativ 17 milioane de lei, în mare parte în divizia Explorare și Producție.

În ceea ce privește situația fluxurilor de trezorerie, în trimestrul al patrulea al anului 2025, numerarul generat din activitățile de exploatare înainte de modificările capitalului circulant net a fost de 1,8 miliarde de lei. Pentru comparație, suma înregistrată în trimestrul al patrulea al anului precedent a fost de 1,2 miliarde de lei.

Modificările capitalului de lucru au dus la o intrare de numerar de 372 de milioane RON în trimestrul al patrulea al anului 2025, comparativ cu o ieșire de numerar de (734) de milioane RON în trimestrul al patrulea al anului 2024. Intrările de numerar reflectă în principal o creștere a pasivelor provenite în mare parte din datorii comerciale și avansuri primite pentru livrări viitoare de gaze naturale, precum și o scădere a stocurilor din cauza volumelor mai mici de țiței importat și a volumelor de gaze naturale mai mici ca urmare a sezonality. Acestea au fost parțial compensate de o creștere a creanțelor, în mare parte în segmentul G&P, reflectând volume mai mari de vânzări determinate de sezonality. Per total, fluxul de trezorerie din activități de exploatare în trimestrul al patrulea al anului 2025 s-a ridicat la 2,1 miliarde RON, comparativ cu 0,5 miliarde RON în anul precedent.

Plățile noastre nete pentru activități de investiții s-au ridicat la 1,0 miliarde RON, reflectând o ieșire de numerar pentru investiții organice de capital de 1,9 miliarde RON și o intrare de numerar de 0,8 miliarde RON, în principal din titluri de trezorerie ajunse la scadență în cursul trimestrului și fonduri UE nerambursabile primite pentru parcurile noastre fotovoltaice în parteneriat cu CE Oltenia. Poziția netă de numerar, inclusiv contractele de leasing, a scăzut la 5,2 miliarde RON la sfârșitul anului 2025, față de 8,1 miliarde RON la sfârșitul anului 2024.

Dividendele noastre speciale, în valoare de 1,2 miliarde RON, au fost plătite începând cu 3 decembrie 2025.

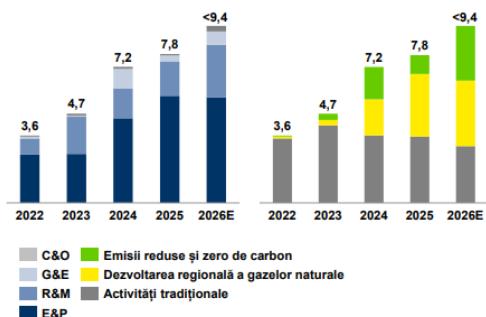
Investiții

Progresăm în cea mai intensă perioadă de investiții din istoria noastră

Investiții la nivel de Grup¹

mld. RON

pe segmente de activitate și piloni strategici



2025

• 7,8 mld. RON:

- Proiectul Neptun Deep în fază de execuție
- 31 ² sonde noi și sidetrack-uri; >540 reparații capitale la sonde
- Unitatea nouă de produse aromatice
- Unitatea de producție SAF/HVO ³ în Petrobrazi

2026E

• < 9,4 mld. RON:

- Proiectul Neptun Deep
- ~35 ² sonde noi și sidetrack-uri; ~550 reparații capitale la sonde
- Unitatea de producție SAF/HVO ³ în Petrobrazi
- Proiecte de energie regenerabilă
- Investiții inorganice potențiale: < 0,4 mld RON

¹ Inclusiv investițiile de explorare și evaluare capitalizate; ² exclusiv sondele de producție din Neptun Deep; ³ SAF/HVO: SAF- sustainable aviation fuel =combustibil sustenabil pentru aviație; HVO =hydrotreated vegetable oil= bio diesel

Slide 15 – Investiții – Progresăm în cea mai intensă perioadă de investiții din istoria noastră

Trecând acum la slide-ul 15, investițiile totale pentru 2025, de 7,8 miliarde RON, au fost cu 9% mai mari față de anul precedent.

72% din această sumă a fost cheltuită în Explorare și Producție, în principal pentru Neptun Deep, precum și pentru forarea a 31 de sonde noi și sidetrack-uri, și pentru efectuarea a peste 540 de reparații capitale la sonde.

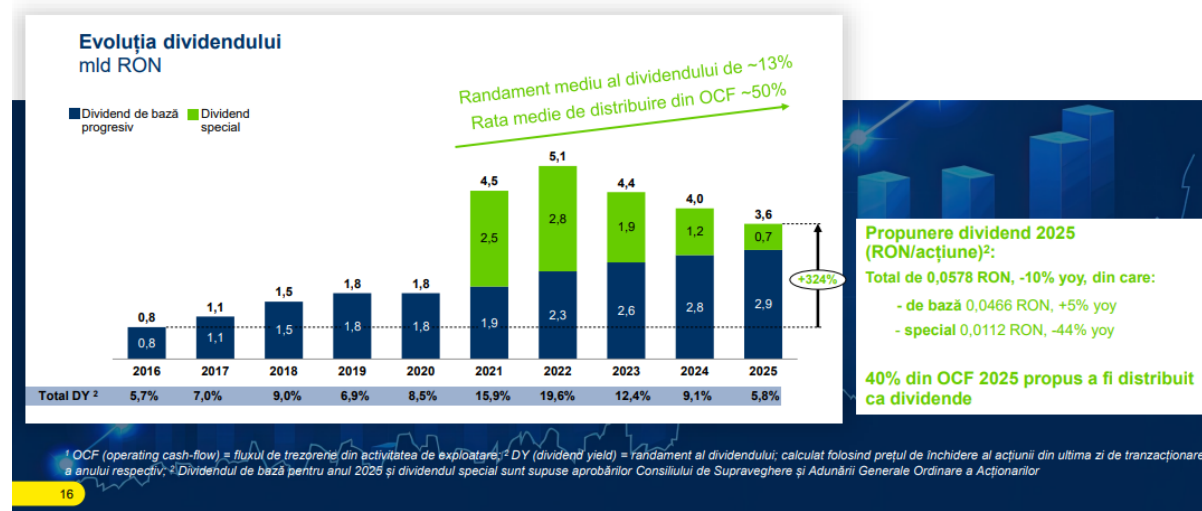
În Rafinare și Marketing, investițiile au crescut cu 15%, ajungând la 1,8 miliarde RON, în principal pentru proiecte în curs de desfășurare legate de tranziția către activități cu emisii de carbon reduse sau zero, cum ar fi unitatea SAF/HVO și mobilitatea electrică.

În Gaze și Energie, am investit 309 milioane RON, reflectând progresul înregistrat în portofoliul de energie electrică din surse regenerabile.

Pentru întregul an 2026, presupunând un mediu de reglementare și fiscal previzibil și competitiv, planificăm investiții organice nete de aproximativ 9 miliarde RON. În plus, investițiile anorganice potențiale sunt estimate la până la 0,4 miliarde RON.

Rate de distribuire și randamente ale dividendului atractive

40% din OCF¹ 2025 propus a fi distribuit ca dividende



Slide 16 – Rate de distribuire și randamente ale dividendului atractive – 40% din fluxul de trezorerie din activități de exploatare din 2025 propus a fi distribuit ca dividende

Trecând acum la slide-ul 16, prezentăm propunerea inițială de dividende a Directoratului.

Permiteți-mi să încep prin a vă reaminti politica și îndrumările noastre privind dividendele. Avem o politică progresivă de dividende de bază, cu o îndrumare care indică o creștere a dividendelor de bază între 5 și 10% față de anul precedent și o distribuție totală către dividende în fiecare an între 40 și 70% din fluxurile de trezorerie din activități de exploatare.

În contextul investițiilor record din 2025-2026 și al unui mediu dificil așteptat pentru 2026, propunerea noastră de dividende este stabilită la limita inferioară a intervalelor menționate în îndrumarea privind dividendele, și anume: dividendul de bază pe acțiune de 0,0466 RON, crescut cu 5% față de anul precedent; dividendul total (de bază + special) la 40% din fluxul de trezorerie din activități de exploatare din 2025.

Dividendul special per acțiune se ridică la 0,0112 RON, în scădere cu 44% față de anul precedent, ceea ce duce la un dividend total per acțiune de 0,0578 RON, cu 10% mai mic față de anul precedent.

Propunerea pentru un dividend total per acțiune de 0,0578 RON se traduce într-un randament al dividendelor de 5,8%, utilizând prețul de închidere al acțiunii la sfârșitul anului 2025 de 0,995 RON.

Credem că propunerea noastră rămâne competitivă în comparație cu competitorii regionali în ceea ce privește rata de distribuție din fluxul de trezorerie din activități de exploatare, în timp ce compania noastră trece prin cea mai intensă perioadă de investiții din istoria sa.

De la lansarea Strategiei 2030 în decembrie 2021, randamentul total al dividendelor a fost în medie de aproximativ 13% pe an, iar distribuția fluxului de trezorerie din activități de exploatare a fost în medie puțin peste 50%.

Dividendul propus este supus aprobării Consiliului de Supraveghere și Adunării Generale a Acționarilor, care va avea loc în aprilie.

Perspective
Îndrumare pentru 2026-2028

Indicatori	Realizat 2025	Asumpții / Ținte 2026	Asumpții / Ținte medii 2027-2028
Preț țiței Brent	69 USD/bbl	~65 USD/bbl	~70-75 USD/bbl
Producție ¹	104,5 mii bep/zi	>100 mii bep/zi	>130 mii bep/zi
Indicatorul marja de rafinare	12,4 USD/bbl	~9 USD/bbl	~8 USD/bbl
Investiții	7,8 mld. RON	<9,4 mld. RON	~6 mld. RON
Flux de trezorerie extins înainte de plata dividendelor	2,6 mld. RON	Negativ	Pozitiv

¹ Înainte de posibile vânzări de active

Slide 17 – Perspective – Îndrumare pentru 2026-2028

Pentru a încheia prezentarea noastră de astăzi, haideți să aruncăm o privire asupra perspectivelor noastre pentru 2026, precum și asupra îndrumărilor pentru 2027-2028, pe slide-ul 17.

Am prezentat deja așteptările noastre pentru indicatorii relevanți pentru 2026. Per total, în acest an, în contextul unor investiții planificate mai mari, ne așteptăm ca Fluxul de trezorerie extins înainte de plata de dividende să fie negativ.

Trecând acum la perioada 2027-2028, estimăm prețurile petrolului la aproximativ 70-75 de dolari pe baril.

Întrucât ne așteptăm ca producția din Neptun Deep să înceapă în 2027, producția noastră de hidrocarburi este estimată la peste 130 de mii de barili echivalent petrol pe zi, în medie, în perioada 2027-2028, înainte de potențiale vânzări de active.

Ne așteptăm ca presiunea inflaționistă asupra costurilor noastre să persiste și, prin urmare, cu sprijinul programelor intensive de eficiență inițiate, estimăm un cost de producție de peste 16 dolari pe baril echivalent petrol până la punerea în funcțiune a Neptun Deep. În 2028, primul an cu producția completă din Neptun Deep, se așteaptă ca costul mediu de producție să scadă la o valoare de o cifră (spre limita superioară) în dolari pe baril.

În Rafinare și Marketing, estimăm în prezent o marjă medie de rafinare de aproximativ 8 dolari pe baril în perioada 2027-2028. În 2027, planificăm următoarea revizie generală, rezultând o rată estimată de utilizare a rafinării de aproximativ 85% în acel an. Se estimează că rata de utilizare a rafinării va reveni la peste 95% în 2028.

Valoarea investițiilor este estimată la aproximativ 6 miliarde RON în medie în perioada 2027-2028 și reiterăm faptul că investițiile necesită un mediu de reglementare și fiscal predictibil și competitiv.

Anii 2027-2028 reprezintă începutul unui nou capitol pentru OMV Petrom, cu proiecte majore care intră în funcțiune și contribuie la o performanță operațională solidă. În acest context, ne așteptăm la un flux de trezorerie extins înainte de plata de dividende pozitiv atât pentru 2027, cât și pentru 2028.

Cu aceasta, încheiem prezentarea noastră și vă mulțumim pentru atenție.

Suntem acum disponibili pentru întrebările dumneavoastră.



Senzitivități

Impactul asupra Rezultatului din exploatare în 2026

Senzitivități 2026	Modificare	Impact în EBIT
Preț țiței Brent	+1 USD/bbl	~ +15 mil EUR
Indicatorul marja de rafinare OMV Petrom	+1 USD/bbl	~ +30 mil EUR
Rata de schimb EUR/USD	Aprecierea USD cu 10 cenți	~ +70 mil EUR

