

OMV Petrom Teleconferința T3 2025 – Transcript al sesiunii de Întrebări și Răspunsuri

OMV Petrom și-a publicat rezultatele pentru ianuarie – septembrie și T3 2025 pe 29 octombrie 2025. Conferința telefonică pentru investitori și analiști a fost transmisă în direct prin audio-webcast la ora locală 15:00. **Mai jos este transcrierea sesiunii de întrebări și răspunsuri, cu editări pentru lizibilitate și clarificări / adăugiri incluse între paranteze.**

Întrebare de la Ioana Andrei (UniCredit Bank România): Am câteva întrebări. În primul rând, ne puteți oferi mai multe informații despre litigiul care a dus la un rezultat pozitiv în rezultatul financiar? Are legătură cu litigiul din trimestrul al doilea? Și dacă impactul se vede doar în rezultatul financiar? În al doilea rând, în Gaze & Energie (G&E), estimarea pentru vânzările pe piața reglementată rămâne la 10 terawați pentru întregul an, ceea ce înseamnă mai puțin de doi terawați pentru trimestrul al patrulea? Sau se schimbă ceva în acest sens? A treia întrebare, dacă puteți să ne oferiți mai multe informații despre proiectul Neptun Deep, dacă s-a schimbat ceva privind producția estimată, costul de producție unitar estimat, poate? Ce nivel de producție se așteaptă pentru 2027? Orice detaliu ar fi util în acest moment.

Răspuns de la Christina Verchere (Director General): Ioana, îți mulțumesc foarte mult pentru întrebări. Voi răspunde la a treia întrebare, iar Alina va răspunde la prima și a doua. Despre Neptun Deep, da, suntem în grafic pentru primul gaz în 2027. La platou, vom avea 70.000 barili echivalent petrol net pentru OMV Petrom. În acest moment, nu dezvăluim încă momentul exact al pornirii în 2027, deci nu oferim încă o cifră. Dar creșterea producției ar trebui să se întâmple relativ rapid. Referitor la progresul proiectului, forăm sondele în Pelican Sud. Spre aducere aminte, avem patru sonde în Pelican Sud și șase sonde în Domino. Deci, în prezent forăm patru sonde în Pelican Sud și apoi ne vom muta la Domino. Avem activitate bună. De fapt, am finalizat forarea microtunelului sub plajă. Pentru cei din România, acesta duce conducta la aproximativ un kilometru în larg. Suntem în curs de execuție și a stației de măsurare a gazelor naturale aici, la Tuzla. În ceea ce privește construcția platformei, partea superioară se construiește în Indonezia, iar structura suport în Italia, și acestea avansează bine. Per ansamblu, proiectul rămâne în grafic și în buget, pregătit pentru pornire în 2027.

Răspuns de la Alina Popa (Director Financiar): Voi începe cu întrebarea legată de litigiu și, într-adevăr, are legătură cu ce am anunțat în T2. Este vorba de o plată de dobândă întârziată. Este clar un element nerecurrent, legat de un litigiu vechi, soluționat în favoarea companiei, care a venit practic în două etape, prima parte în T2 și a doua parte în T3, ca urmare a clarificărilor. Acest litigiu are peste zece ani. Procesul juridic a durat foarte mult și s-a încheiat în T2, dar a fost clarificat suplimentar în T3. Impactul financiar a fost reflectat în T2 și T3. În T3 avem doar efect de venituri financiare, deci nu avem impact în Rezultatul din exploatare (EBIT). Impactul în rezultatul financiar este de ordin mare în zeci de milioane de euro, reprezentând dobânzi întârziate aferente acestui litigiu vechi. Sper că am acoperit toate întrebările legate de acest subiect. Trecând acum la Gaze & Energie. Te referi la volumele vândute către clienții casnici și producătorii de energie termică pentru consumatorii casnici la prețuri reglementate. Am anunțat pentru T3 2025, 2,6 TWh, un nivel similar cu T2 2025. Iar dacă ne uităm la T4 2025, va fi 1,9 TWh. Dacă adunăm toate trimestrele, suntem puțin peste 10 TWh la nivel de an.

Întrebare de la Daniela Mandru (Swiss Capital): Revenind la litigii. În primul rând, vă rog să dezvăluiți cifrele, pentru că sunt semnificative. Și, în al doilea rând, nu înțeleg de ce în trimestrul al doilea au fost înregistrate atât în EBIT E&P, cât și în rezultatul financiar, iar în trimestrul al treilea doar în rezultatul financiar. A treia întrebare legată de acest litigiu este de ce le-ați inclus în profitul net CCA excluzând elementele speciale? Până la urmă, sunt elemente nerecurente.

Răspuns de la Alina Popa: În T2, acest litigiu are o sumă de principal în dispută. Fiind atât de vechi, are dobândă din momentul începerii litigiului până astăzi. Suma principală se reflectă întotdeauna în EBIT, iar dobânda în rezultatul financiar. De ce nu este tratat ca element special? Am analizat tratamentul original. Tratamentul original nu a fost special când am înregistrat inițial cheltuiala, acum mai bine de 10 ani. Prin urmare, nici reversarea nu poate fi specială. Acesta este principiul general: urmăm tratamentul original. A existat o lipsă de claritate privind dobânda, de aceea dobânda a fost inclusă parțial în T2 și restul în T3. De aceea, în T3 avem doar dobânda suplimentară. Nu mai avem sumă principală, pentru că aceasta a fost clarificată în cadrul litigiului propriu zis la finalul T2.

Întrebare de la Daniela Mandru: Dar de ce este o problemă atât de mare să dezvăluiți cifrele exacte? Nu știu, pentru că nu am toate liniile din rezultatele financiare. Dar, de exemplu, din estimările mele, în T3 acest câștig

financiar este de aproximativ 350 milioane lei. Deci este mare doar în T3. În T2, venitul din dobânzi din acest litigiu este estimat de mine la 170 milioane lei și 200 milioane lei în E&P. De aceea este important să notăm aceste cifre. Nu știu de ce nu le dezvăluți pe rezultat, ca să știm cum să ajustăm puțin modelele.

Răspuns de la Alina Popa: Oferim o indicație și pot să vă dau această indicație, dar nu dezvăluim cifre exacte. După cum probabil înțelegeți, există multă confidențialitate pe aceste subiecte. Încercăm să vă ghidăm cât mai bine. Pentru T3, vorbim de o valoare de ordin mare în zeci de milioane de euro, reflectată integral în rezultatul financiar. Acesta este în T3. Dacă ne uităm înapoi la T2, vorbim din nou de o valoare de ordin mare în zeci de milioane de euro în total; în EBIT, avem o valoare de ordin mediu în zeci de milioane de euro, iar restul în rezultatul financiar. Sper că acest lucru ajută la modelare. Mulțumim pentru înțelegere.

Întrebare de la Daniela Mandru: Mai am câteva întrebări, nu legate de litigii, ci de alte aspecte. De exemplu, G&E. G&E este un segment foarte greu de modelat. Dacă este posibil, să avem o perspectivă pentru ultimul trimestru al anului. Nu știu, un buget. Pentru că cred că este destul de clar pentru voi unde va ajunge rezultatul segmentului în ultimul trimestru al anului. Apoi, o altă întrebare, legată de elementele nerecurente. Să ne așteptăm la alte elemente nerecurente în ultimul trimestru al anului? Mai am o întrebare. Credeți că marja de rafinare în ultimul trimestru va rămâne peste 10 dolari pe baril? Și, referitor la G&E, poate puteți dezvălui, pentru primele nouă luni ale anului, care au fost volumele vândute în activitatea de energie electrică de la terți?

Răspuns de la Christina Verchere: Voi răspunde la întrebarea despre marja de rafinare și apoi îi voi preda cuvântul Alinei. Cred că este corect să spunem că am văzut o marjă de rafinare puternică în trimestrul al treilea, ceea ce ne-a determinat să creștem estimarea pentru întregul an, la peste 9 dolari/baril. Ce am văzut până acum, trimestrul al patrulea a început puternic, fără îndoială. Anticipăm, așa cum este de așteptat în T4, o scădere a vânzărilor de benzină. Deci ar trebui să ne așteptăm la o ușoară scădere în T4. Totuși, pe partea de motorină, există mai multă volatilitate care ar putea menține marja de rafinare mai ridicată în T4. Deci anticipăm, deși credem că va scădea în T4, că va rămâne solidă, dar nu oferim o valoare absolută.

Răspuns de la Alina Popa: Pentru perspectiva la G&E în T4, estimăm că volatilitatea ridicată va continua. Totuși, având în vedere sezonabilitatea și faptul că T4 este în general mai bun, ne așteptăm ca rezultatul din T4 să fie, în primul rând, pozitiv. Și ați văzut deja că am început să avem un rezultat pozitiv din T3. Ne așteptăm să continuăm să avem un rezultat pozitiv și în T4. De asemenea, în contextul sezonabilității, ne așteptăm să fie în general mai mare decât în T3. Aceasta ar fi perspectiva pentru rezultatul G&E. Referitor la alte elemente nerecurente, în fiecare trimestru evaluăm factorii declanșatori pentru ajustările de depreciere. La fel vom face și pentru T4. În T4 vom avea și o revizuire a prețurilor MTP {"mid-term planning" – planificare pe termen mediu}. Dacă va exista vreun impact, desigur, vom anunța corespunzător. Nu există nimic cunoscut deja în acest sens. Referitor la ultima întrebare, despre volumele de vânzări de energie electrică, nu am dezvăluit această cifră, dar este destul de semnificativă.

Întrebare de la Oleg Galbur (ODDO BHF): Am câteva întrebări. Prima, OMV a anunțat un program de reducere a forței de muncă, care cred că va avea impact și asupra OMV Petrom. Puteți oferi detalii despre impactul așteptat asupra costurilor operaționale? Când se vor implementa măsurile și la ce nivel de costuri nerecurente vă așteptați, dacă există? A doua întrebare se referă la activitățile de explorare din Marea Neagră. Puteți împărtăși calendarul de explorare pentru perimetrul bulgăresc? Câte sonde de explorare plănuiti să forati? Ce investiții (CAPEX) ați planificat pentru aceste activități pentru anul viitor, de exemplu? Și cât timp credeți că va dura evaluarea potențialului de rezerve al perimetrului? Mai am o întrebare despre investiții. Am observat o diferență destul de mare în primele nouă luni între cash CAPEX și CAPEX raportat. Este o diferență de 1,7 miliarde lei în favoarea cash CAPEX. Și mă întrebam, dacă presupunem 8,2 miliarde lei conform estimărilor voastre, CAPEX organic și anorganic pentru întregul an, înseamnă că cash CAPEX poate fi mai aproape de 10 miliarde lei? Aceasta ar fi a treia întrebare. Mai am o întrebare, dar e mai lungă. Dacă nu vă deranjează, o voi adresa ulterior.

Răspuns de la Christina Verchere: Ok. Voi răspunde la prima și a doua întrebare. Alina, îți las ție partea cu cash CAPEX și CAPEX, dacă e ok. Referitor la reducerea forței de muncă, vă asigurăm că analizăm provocările legate de costuri. Analizăm tranziția către un mediu cu prețuri mai mici la petrol. Și avem, așa cum am menționat, programe pentru creșterea eficienței costurilor, care includ și analiza dimensiunii forței de muncă. Am făcut deja unele reduceri. Estimăm o reducere de aproximativ 1.000 de posturi, dintre care suntem deja la jumătate, probabil majoritatea fiind realizate anul acesta, dar o parte va fi realizată în 2026 și 2027. Da, continuăm să facem acest lucru și lucrăm la multe măsuri, deja în curs de implementare. Sper că am răspuns la întrebare. Referitor la costuri, Alina, e rândul tău. Poate revenim la asta în câteva minute.

Întrebare de la Oleg Galbur: Poate puteți oferi și niște cifre privind reducerea costurilor așteptate sau orice se poate anunța în acest moment.

Răspuns de la Christina Verchere: Dați-ne cinci minute și revenim. Voi răspunde la întrebarea privind activitățile de explorare din Bulgaria. Mă bucur că sunteți la fel de entuziasmat ca și noi. Da, am adus un partener. Spre aducere aminte, suntem operatorul perimetrului Han Asparuh, care este vecin cu perimetrul Neptun Deep, în apele bulgărești ale Mării Negre. Am adus un partener, NewMed. Am contractat o platformă de foraj, Noble Globetrotter I, pentru a foră două sonde offshore de explorare. Campania este planificată să înceapă până la finalul acestui an, prima sondă. Avem două sonde de forat. Sper să terminăm cel târziu până la mijlocul anului viitor. Investiția totală pentru cele două sonde este de aproximativ 170 milioane. Totuși, nu suportăm noi toată această sumă, pentru că {cea mai mare parte} va fi acoperită de NewMed conform acordului dintre părți. Referitor la momentul rezultatelor, va fi nevoie de timp pentru analiză. Dar, de îndată ce vom avea ceva interesant de comunicat, o vom face. Suntem foarte entuziasmați de această activitate, se potrivește foarte bine cu imaginea de ansamblu și cu poziția noastră regională în Marea Neagră, cu perspectivele geologice îmbunătățite și cu poziția noastră puternică în România și Bulgaria. Deci, din nou, o chestiune strategică. Gaz din Neptun în 2027. Și vom foră sonde de explorare în Bulgaria. Mă bucur să văd entuziasmul vostru.

Întrebare de la Oleg Galbur: Și vorbim de 170 milioane lei, corect?

Răspuns de la Christina Verchere: Nu, euro. Sunt sonde de mare adâncime, în ape de mare adâncime. Deci nu lei, ci euro.

Răspuns de la Alina Popa: Continuând cu întrebarea despre costuri. Avem programe foarte cuprinzătoare de reducere a costurilor în toate diviziile, pentru a ne consolida reziliența. Ținta totală de economii este de aproximativ 150 milioane euro, de realizat până în 2027 față de 2024. Aceasta include personal, servicii, simplificare, automatizare, tot ce ne putem imagina, și investim mult timp pentru a ne asigura că suntem rezilienți pentru vremurile dificile ce ar putea veni. Despre CAPEX, propun să discutăm separat. În general, există o diferență pentru că plătim avansuri. Recunoașterea CAPEX se face pe baza procentului de finalizare. Dar nu pot reconcilia cifra la care vă referiți. Văd un cash CAPEX mai mare, dar nu cu atât de mult. Propun să discutăm separat cu echipa IR și să explicăm exact diferența. Avansurile sunt normale în industrie.

Întrebare de la Oleg Galbur: Am înțeles. Atunci să pun ultima întrebare. Acum că expunerea Petrom la proiecte de energie regenerabilă a crescut, v-aș ruga să luați în considerare furnizarea de actualizări regulate despre aceste proiecte, pentru a reflecta mai bine contribuția la profiturile viitoare. Și astăzi, aș vrea să aflu mai multe despre proiectele care urmează să fie puse în funcțiune anul acesta și anul viitor. Care sunt principalele provocări cu dezvoltarea acestor proiecte? Sunt legate de accesarea granturilor și finanțărilor nerambursabile sau de obținerea tuturor aprobărilor necesare sau de probleme privind lanțurile de aprovizionare? Au cauzat aceste provocări întârzieri în implementarea unor proiecte specifice? Orice detaliu ar fi util pentru a avea o imagine de ansamblu și o mai bună înțelegere a modului în care se implementează și dezvoltă acest business.

Răspuns de la Christina Verchere: Un domeniu nou și interesant. Suntem mulțumiți. După cum am menționat în cadrul prezentării, avem 800 MW în construcție. Avem 70 MW deja în operare. Restul sunt încă în faza de dezvoltare. Obiectivul nostru este să ajungem la peste 2,5 GW până la finalul deceniului, împreună cu partenerii. Referitor la provocări, în general suntem mulțumiți de costurile din licitații. În general, lucrurile merg în direcția bună. Pentru majoritatea proiectelor, ne asigurăm că accesul la rețea este o cerință pentru a intra în proiect. Acesta este un factor de reducere a riscului pentru noi. Este foarte important. Dar, ca de obicei, obținerea autorizațiilor durează mai mult. Cred că aceasta este o provocare reală pentru noi. Evident, cunoaștem bine jurisdicțiile noastre. Dar cred că aici vedem cele mai multe întârzieri. Încet, dar sigur, avansăm cu portofoliul. Alina, ai o opinie despre calendar? Cred că Oleg vrea să știe când vin banii.

Răspuns de la Alina Popa: Am notat, Oleg, despre transparență. Vom analiza și vom face mai mult în acest sens. Adaug la provocările menționate de Christina și faptul că finanțarea UE rămâne o provocare din punct de vedere al calendarului, necesită multă răbdare și documentație. Cât despre calendar, nu ne așteptăm la ceva major anul viitor. Mai degrabă 2027-2028. Și când ne vom apropia, cu siguranță vom oferi mai multe detalii.

Întrebare de la Tamas Pletser (Erste Bank): Sunt interesat de taxe. Ați menționat două taxe, taxa pe construcții și taxa pe veniturile din petrol și gaze. Puteți spune care este suma? Ați avut cheltuieli cu aceste două taxe în 2025 și cât ar putea fi în 2026? Și unde exact le-ați înregistrat în contul de profit și pierdere?

Răspuns de la Alina Popa: Pentru taxa pe construcții, am avut aproximativ 77-80 milioane lei pentru întregul an 2025 (~70 milioane lei după discountul pentru plata în avans). Aceasta este în EBIT, chiar în costul de producție, ca taxă. Aceasta va continua și în viitor, la un nivel relativ similar. Este o taxă de 0,5% din valoarea netă contabilă a activelor. Pentru a doua taxă, 0,5% din cifra de afaceri. Impactul pentru Petrom S.A. și OPM va fi de până la 250 milioane lei pentru 2025. Aceasta este estimarea noastră. Similar, este o taxă reflectată în EBIT. Cea mai mare parte merge în segmentul de Rafinare și Marketing. Planul este ca această taxă să expire la finalul acestui an. Deci nu ar trebui să existe în 2026.

Întrebare de la Tamas Pletser: Putem să ne așteptăm ca rezultatul vostru să fie mai mare cu această sumă la nivel de EBIT în 2026, pentru că această taxă nu va mai exista?

Răspuns de la Alina Popa: Este o taxă de 0,5%. Desigur, trebuie să luăm în considerare toate celelalte efecte asupra rezultatelor, precum volatilitatea prețurilor. Dar, referitor la această taxă, este planificată să expire. Deci nu va mai exista anul viitor.

Întrebare de la Irina Răilean (Mosaiq 8): Mulțumesc pentru prezentare și pentru că răspundeți la ultima mea întrebare despre perspectivele pieței de gaze naturale după dereglementarea de anul viitor. Cum vedeți prețurile? Ați început să semnați contracte cu livrare în 2026? Și, în general, după toate îmbunătățirile rețelei din România, cât de corelate sunt prețurile gazelor naturale din România cu hub-urile regionale sau cu benchmark-urile europene?

Răspuns de la Alina Popa: Pentru piața de gaze naturale, într-adevăr, așteptăm liberalizarea, dereglementarea pieței din T2 anul viitor. Ne așteptăm ca prețurile gazelor naturale să fie corelate cu prețurile generale din hub-uri. Ce vedem este că, atunci când piețele din România și Bulgaria sunt bine aprovizionate, piața românească este aliniată cu cea bulgară. Când piața românească este sub-aprovizionată, prețurile tind să se alinieze cu cele din Ungaria, deci să depășească CEGH. În general, dacă ne uităm la T3 2025, vedem că prețul BRM a fost sub CEGH cu 2 EUR/MWh, iar în T2 similar cu CEGH. Dar în T1, am avut o primă la BRM față de CEGH de 3 EUR/MWh. Deci este foarte volatil. Depinde mult de cerere și ofertă. Dar, în general, ar trebui să fie aliniate. Așteptăm să vedem cum vor evolua lucrurile anul viitor și cu siguranță vom reveni cu noutăți la rezultatele T4.

Întrebare de la Irina Răilean: Și, poate, o întrebare suplimentară, despre terminalul LNG din Grecia care a fost pus în funcțiune. Cum impactează România? Poate OMV Petrom să importe fizic LNG, gaz din acel punct? Va ajuta la echilibrarea pieței?

Răspuns de la Christina Verchere: În principiu, spunem da. Orice sursă de aprovizionare este benefică. Dar trebuie să vedem ce se întâmplă cu ultimele noutăți despre gazul rusesc și imaginea de ansamblu. Este ceva recent și încercăm să înțelegem. Dar, în general, cu cât sunt mai multe surse de aprovizionare, cu atât mai bine pentru piață. Și acest lucru arată importanța gazului natural din Neptun care va veni în 2027.

Disclaimer

Acest document nu constituie, și nu este destinat să constituie sau să facă parte, și nu ar trebui să fie interpretat ca reprezentând sau ca făcând parte din nicio ofertă actuală de vânzare sau de emisiune de acțiuni, sau ca o solicitare de ofertă de cumparare 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; de asemenea, prezentul document sau orice parte a acestuia sau faptul că a fost pus la dispoziție nu poate fi invocat sau constitui o bază în orice fel pentru cele de mai sus. Nici o parte a acestui document, nici faptul distribuirii sale nu trebuie să facă parte din sau să nu fie invocate în legătură cu un contract sau o decizie de investiții referitoare la acesta; nici nu constituie o recomandare cu privire la valorile mobiliare emise de Societate.

Informațiile și opiniile conținute în acest document și orice alte informații discutate în acest document sunt furnizate la data prezentului document și, prin urmare, au un caracter preliminar, nu au fost verificate independent și pot face obiectul actualizării, revizuirii, modificării sau modificării fără notificare prealabilă. În cazul în care acest document

citează orice informații sau statistici din orice sursă externă, nu trebuie interpretat că Societatea le-a adoptat sau asumat ca fiind corecte și ca au fost verificate în mod independent de către aceasta.

Oricare ar fi scopul, nu trebuie să se pună bază pe informațiile conținute în acest document, 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 acestui document sau a unei părți a acestuia sau reieșind din acesta.

Acest document 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 "anticipează", "crede", "estimează", "așteaptă", "intenționează", "planifică", "proiectează", "întinde", "poate", "va fi", "ar fi", "ar putea" sau "ar trebui" sau terminologie similară.

Prin natura lor, declarațiile anticipative sunt supuse unui număr de riscuri și incertitudini, dintre care multe sunt dincolo de controlul Societății, care ar putea face ca rezultatele și performanța reală a Societății să difere semnificativ de orice rezultate sau performanțe viitoare așteptate exprimate sau implicate de orice declarații anticipative.

Niciuna dintre proiecțiile, așteptările, estimările sau perspectivele viitoare din prezentul document nu ar trebui considerată în special ca previziuni sau promisiuni și nici nu ar trebui să fie considerate ca implicând vreo indicație, asigurare sau garanție că ipotezele pe baza cărora au fost pregătite astfel de proiecții, așteptări, estimări sau perspective viitoare sau informațiile și declarațiile conținute aici sunt exacte sau complete. Ca urmare a acestor riscuri, incertitudini și ipoteze, nu ar trebui, în special, să vă bazați pe aceste declarații anticipative ca predicție a rezultatelor reale sau altfel. Acest document nu pretinde să conțină toate informațiile care pot fi necesare cu privire la Societate sau acțiunile sale și, în orice caz, fiecare persoană care primește acest document trebuie să facă o evaluare independentă.

Compania nu își asumă nicio obligație publică de a publica rezultatele oricăror revizui ale oricăror declarații anticipative din acest document care pot apărea din cauza oricărei modificări a așteptărilor sale sau pentru a reflecta evenimente sau circumstanțe ulterioare datei acestei prezentări.

Răspunsurile conținute de acest document sunt proprietatea Companiei și nici acest document și nici o parte a acestuia nu pot fi reproduse sau redistribuite de nicio altă persoană.