

OMV Petrom Teleconferința T2 2024 – Transcript al sesiunii de Întrebări și Răspunsuri

OMV Petrom și-a publicat rezultatele pentru ianuarie – iunie 2024 pe 31 iulie 2024. Conferința telefonică pentru investitori și analiști a fost transmisă în direct 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 (Alpha Bank): Am câteva întrebări. În primul rând, în ceea ce privește obligația de înmagazinare a gazelor naturale, ați menționat o creștere a obligației. Este acest lucru un caz singular din cauza cadrului de reglementare actual sau ar trebui să luăm în considerare obligații mai mari de înmagazinare și în continuare? Și dacă ne-ați putea spune care este obligația de înmagazinare pentru întregul an?

În al doilea rând, am o întrebare cu privire la proiectele de energie regenerabilă. Ați menționat portofoliul de doi gigawați, inclusiv parteneriate. Cât din cei doi gigawați pot fi atribuiți Petrom? Și ne puteți da un calendar cu privire la momentul în care ar trebui să vedem megawații suplimentari ca fiind puși în funcțiune?

Răspuns de la Franck Neel (membru Directorat G&E): În ceea ce privește obligațiile noastre de înmagazinare a gazelor naturale, avem o obligație de aproximativ 5 terawați-oră în acest an. Am avut aproximativ 2 terawați-oră anul trecut. Este o obligație. Este, de asemenea, legată de vești bune, deoarece ne-am mărit portofoliul între anul trecut și anul acesta. Deci, ar trebui să o vedem și în acest spirit. Această obligație este legată și de reglementarea UE din cauza crizei gazelor naturale rusești, de a avea 90% din depozite umplute până la sfârșitul sezonului de înmagazinare. Acest lucru se va încheia la sfârșitul acestui an gazier. Deci, această obligație nu ar trebui să se repete anul viitor.

Acum, ne vom uita la înmagazinarea noastră pe baza portofoliului nostru de clienți pentru anul următor și, de asemenea, pe baza portofoliului de vară / iarnă. Aceasta va fi strategia noastră. Sper că v-am răspuns la întrebare.

Acum, referitor la portofoliul nostru, spunem că avem aproximativ doi gigawați în portofoliul nostru. Deci, avem 1,1 gigawați cu Renovatio, care a fost deja anunțat în presă. Și acum, sperăm, vom închide foarte curând pentru unul dintre active, una dintre companii. Ne dezvoltăm propriile active. De asemenea, avem proiectul Ișalnița, care este un proiect pe terenul nostru, de 89 megawați. Deci, acesta este un proiect la care vom anunța foarte curând contractul EPC pentru această centrală fotovoltaică. Avem un parteneriat cu CE Oltenia, care este de 450 megawați. Ca atare, este cu 50:50%. Și apoi avem Teleorman, care este un proiect de fotovoltaice (PV) de 710 megawați, unde suntem 100% OMV Petrom.

Întrebare de la Ioana Andrei: Și în ceea ce privește cronologia, când ar trebui să vedem acești megawatti în funcțiune?

Răspuns de la Franck Neel: Deci, toate proiectele vor avea maturități diferite, dar cea mai mare parte a producției ar trebui să devină disponibilă în 2027. Unele în 2026 și altele la sfârșitul anului 2027, poate începutul anului 2028. Nu toate proiectele au trecut încă de faza de decizie finală de investiție (FID), dar aceasta este prognoza noastră.

Întrebare de la Laura Simion (BRD Groupe SG): Am două întrebări. Prima, dacă ați avut vânzări de energie electrică pe MACEE în acest trimestru. Și a doua, în ceea ce privește redevențele și impozitul pe veniturile excepționale pe care le-ați plătit în al doilea trimestru. Și în plus, doar o confirmare, îmi amintesc că ați spus în teleconferința anterioară că aveți un punct de vedere oficial de la Ministerul Finanțelor cu privire la aplicabilitatea noilor redevențe, care nu se aplică concesiunilor actuale.

Răspuns de la Franck Neel: Deci, în ceea ce privește vânzările de energie electrică pe MACEE, în decembrie anul trecut, a fost semnat un contract ca parte a acestei reglementări pentru vânzările de după 1 aprilie pentru întregul an, care acoperă aproximativ 50% din centrala noastră electrică. T1 a fost mult mai mare pentru că am rulat aproape 80% din producția noastră prin MACEE, iar T2 mult mai mic pentru că, în primul rând, am avut oprirea centralei și apoi nu am avut contracte suplimentare. Deci, din cauza schimbării reglementării, acum nu mai este o obligație. Depinde de noi să decidem dacă vrem să vindem mai mult pe MACEE sau nu. Deci, doar îndeplinim contractele semnate în decembrie anul trecut. Aceasta este așteptarea noastră până la sfârșitul anului că vom îndeplini doar volumul care a fost contractat în decembrie anul trecut.

Răspuns de la Alina Popa (CFO): Trecând la următoarea întrebare privind redevențele. Deci, redevențele pe care le-am plătit pentru T2 2024 au fost de aproximativ 190 de milioane de lei. Aceasta acoperă atât țiteiul, cât și gazele naturale. În plus, am avut impozit suplimentar pe gaze naturale, în jur de 75 de milioane de lei. Dacă întrebarea se

referența la principiile aplicabile pentru calcularea redevențelor, așa cum am menționat anterior, aplicăm redevențele conform contractelor noastre de concesiune, care sunt practic cele anterioare din lege. În opinia noastră, modificările ratelor redevențelor se aplică doar noilor contracte de concesiune sau contractelor de concesiune care nu au stipulat redevențe în astfel de acorduri.

Ministerul Finanțelor a declarat public cele de mai sus, ne referim la o declarație publică a Ministerului Finanțelor în acest sens. Ce s-a întâmplat între timp, în T2, de fapt, a avut loc o modificare a legislației care a fost aprobată de către Parlamentul României și de către președintele României, care a adus clarificări suplimentare. Acum, este foarte clar că noile rate de redevențe se aplică pentru noile concesiuni sau pentru acele concesiuni care nu au rata redevenței stipulată, ceea ce reprezintă o clarificare foarte importantă pentru clauzele de stabilitate pentru astfel de acorduri.

Întrebare de la Daniela Mândru (Swiss Capital): Am mai multe întrebări. Voi începe cu cele mai simple. În primul rând, pentru segmentul E&P, vă rugăm să ne spuneți, care sunt volumele de gaze naturale reglementate stabilite pentru următoarele trimestre: T3, T4 și T1 2025?

Acum, următoarea întrebare se referă la segmentul G&E. Care este estimarea producției de energie electrică pentru întregul an 2024? Care au fost vânzările de energie de la terți în T1 și T2 2024? În medie, câtă energie vinde anual Grupul pe piața de echilibrare? Și câte certificate de CO2 au fost cumpărate în primul trimestru al anului? Am mai multe, dar mă voi opri aici.

Răspuns de la Franck Neel: Voi lua întrebarea dvs. cu privire la vânzările de gaze naturale către piața reglementată. Deci, pentru T3 din acest an, 1 terawatt-oră; pentru T4, 2,3 terawați-oră; pentru T1, 2,6 terawați-oră. Și pentru a vă oferi poate pentru întregul an 2024, ne așteptăm la 7,9 terawați-oră. T1 2025, poate pentru a fi clar, 2,6 terawați-oră față de 2,9 terawați-oră în T1 2024. Deci, întregul an 2024, 7,9 terawați-oră față de 10,4 terawați-oră în 2023. Deci, vedem o scădere în ceea ce privește cererea pe acest segment.

Întrebare de la Daniela Mândru: Și pentru primul trimestru al anului viitor am înțeles bine 2.9?

Răspuns de la Franck Neel: 2.6 versus 2.9 în T1 2024.

Producția proprie de energie electrică pentru 2024, nu am dezvăluit o cifră, pentru că va depinde într-adevăr de piață, dar ne așteptăm să fie mai mare decât anul trecut. Deci aceasta este prognoza noastră.

Întrebare de la Daniela Mândru: Da, dar aici vreau să insist puțin. V-am văzut bugetul. Aveți o cantitate de 5,9 terawați-oră de vândut în acest an. Pentru mine, pare un pic ridicată dacă mă uit la ceea ce s-a întâmplat în prima jumătate a anului. Deci, de aceea am întrebat, probabil că va fi sub această cifră, sub 6 terawați [oră].

Răspuns de la Franck Neel: Da, pentru că, de fapt, este legată de următoarea ta întrebare despre energia electrică de la terți, pentru că avem și energie electrică care nu e din producția proprie. Deci, să spunem în jur de 2 terawați-oră de vânzări de energie electrică de la terți.

Întrebare de la Daniela Mândru: În primele trimestre, 2 terawați?

Răspuns de la Franck Neel: Nu, anul întreg.

Întrebare de la Daniela Mândru: Pe piața de echilibrare, în medie, cât vinde Grupul?

Răspuns de la Franck Neel: Nu volumul este important. Cred că este vorba mai mult despre cât este cota noastră de piață pe această piață de echilibrare. Și ne uităm în ultimii ani între 10 și 15%, am avut un vârf la 20%, în funcție de cât de multă apă este disponibilă. Dacă este secetă, tindem să fim mai mult la 20%. Dacă este multă apă, suntem mai degrabă la 10%. Deci, imaginați-vă că noi concurăm cu energia din surse hidro pe această piață de echilibrare. Dar cota noastră de piață este între 10 și 20%, în funcție de situație, mai ales de vreme.

Răspuns de la Alina Popa: Ultima dumneavoastră întrebare legată de certificatele de CO2. Deci, doar un pic, spre aducere aminte, pentru emisiile ETS totale estimate pentru 2024 care urmează să fie predate până în septembrie 2025, avem aproximativ 3,2 milioane de tone de CO2. Din această sumă, 500.000 sunt alocate gratuit, majoritatea în rafinărie. Restul urmează să fie achiziționat. Aceasta este imaginea noastră de ansamblu.

În ceea ce privește întrebarea dvs. specifică, cât de mult am achiziționat în acest an, am avut câteva achiziții spot mici, foarte mici 15.000 de certificate, și avem câteva achiziții forward, aproximativ 1 milion de certificate, jumătate dintre ele cu livrare în acest an, spre sfârșitul acestui an, și jumătate în anii următori.

Întrebare de la Oleg Galbur (Raiffeisen Bank International): Vă mulțumesc pentru prezentare și pentru oportunitatea de a pune întrebări. Prima este: ați putea, vă rog, să oferiți mai multă granularitate cu privire la pierderea raportată de segmentul G&E? Deși înțeleg că pierderea operațională s-a datorat în principal modificărilor legislative, ar fi util să înțelegem cât din scăderea câștigurilor a fost declanșată de legislație și cât s-a datorat altor factori, cum ar fi volumele, de exemplu. De asemenea, ne puteți spune la ce ar trebui să ne așteptăm în următoarele două trimestre în ceea ce privește câștigurile din G&E?

În al doilea rând, ne-ați putea ajuta să evaluăm impactul costurilor aferent obligațiilor mai mari de înmagazinare în acest an? Și sunt aceste costuri înregistrate în segmentele E&P sau G&E?

Și, în cele din urmă, planificați vreo vânzare de active de petrol și gaze naturale în acest an? Și dacă da, care ar putea fi impactul asupra îndrumării dvs. privind producția pentru întregul an de peste 106 mii bep / zi?

Răspuns de la Franck Neel: În ceea ce privește trimestrul, pentru rezultatul din Gaze și Energie, deci, în primul rând, există o mare parte care este legată de reversarea unor provizioane, dacă comparați trimestrul 2 de anul trecut cu acest trimestru. Și asta a fost destul de semnificativă. Apoi, există un cost al CO2 pe care nu îl putem recupera din ceea ce a fost contractat cu livrare forward de la 1 aprilie până la sfârșitul anului, de fapt, deci, un pic de continuare la întrebarea dvs. Și spunem că este un impact ridicat de ordinul zecilor de milioane de euro pentru întregul an ca atare. Deci asta este în principal pentru energia electrică. Deci, două efecte principale, lipsa recuperării CO2 și această reversare.

În ceea ce privește trimestrul 2 al anului trecut, nu am produs cu adevărat, am fost în revizie planificată în cea mai mare parte a trimestrului. Deci, este într-adevăr această legătură cu reglementările și această reversare, nu din revizia planificată ca atare.

Restul este legat de activitatea de gaze naturale și de obligațiile ridicate de înmagazinare. Deci, am înmagazinat cu 55% mai mult decât anul trecut [în T2]. Da, este un cost. Este suportat de segmentul Gaze și Energie. Dar, desigur, vom avea unele beneficii în T4[24], în T1[25] când vom extrage gazul natural și vom putea obține diferențialul între vară și iarnă. Deci, vor exista unele beneficii și creșteri ale beneficiilor față de anul trecut datorită volumului ca atare.

În ceea ce privește prognoza pentru restul anului, cred că T3 va fi un pic mai bun decât T2, deoarece centrala va funcționa, desigur, un trimestru întreg, chiar dacă mai avem impactul din CO2. Dar cred că va fi dificil încă din cauza acestei reglementări, așa că ne așteptăm [la un rezultat] mai mic decât anul trecut în T3. Iar T4 va depinde într-adevăr de temperaturile de iarnă, cum vor fi prețurile și cererea în T4, dar ne așteptăm, din nou, ca rezultatul să fie mai mic decât anul trecut din cauza schimbării reglementării, dar mult mai bun, desigur, decât T2 și T3, unde suntem afectați în general în Gaz și Energie din cauza obligației de înmagazinare.

Răspuns de la Cristian Hubati (membru Directorat E&P): În ceea ce privește planul de vânzări de active pentru 2024, nu, nu avem astfel planuri pentru 2024.

Întrebare de la Tamas Pletser (Erste Bank): De fapt, Oleg a pus exact aceeași întrebare pe care am vrut să o pun și eu. Doar poate o continuare aici. Vă așteptați ca această reglementare să se schimbe în favoarea dvs. de la începutul anului viitor, în special în ceea ce privește costul CO2, pe care acum nu îl puteți recupera? Deci, vă așteptați ca acest element de cost să fie recuperabil de la începutul anului viitor?

Răspunsul lui Franck Neel: Privind înainte, această reglementare se încheie la sfârșitul acestui an și nu avem nicio poziție forward deschisă pentru anul viitor. Deci, nu ne mai așteptăm la niciun impact negativ al acestei reglementări pentru anul viitor.

Răspuns de la Alina Popa: Dar poate doar pentru a clarifica, nu este ca și cum vom recupera aceste costuri în anul viitor. După T1, anul viitor vom avea piață liberă. Deci, nu suntem în măsură să avem această situație.

Răspuns de la Franck Neel: Da, dar chiar și pentru T1, nu avem o poziție forward.

Întrebare de la Tamas Pletser: Dar, în general, vă așteptați la o schimbare pozitivă după aceea? Dacă există o piață liberă, probabil că aveți mai multe șanse să transferați acest cost în prețurile finale [ale clienților].

Răspuns de la Franck Neel: Desigur, avem în vedere o schimbare pozitivă, dar cred că și ceea ce am văzut în această vară este că guvernul a realizat importanța activelor de gaze naturale pentru a putea menține rețeaua, pentru a menține frecvența și tensiunea în rețea. Și cred că mesajul nostru este că este nevoie ca acest tip de active să ruleze, deci asigurați-vă că avem un stimulent pentru a rula pe piață. Și cred că, cu siguranță, ultimele două luni au fost dificile pentru noi în ceea ce privește cererea/oferta în România.

Întrebare de la Daniela Mandru: În ceea ce privește profitul operațional din pilonul emisii reduse și zero de carbon, știu de când ați anunțat prima dată Strategia 2030, ați spus că până la acel moment, profitul operațional din acest pilon va fi în jur de 15% din cele 1,5 miliarde de euro estimate pentru acel an. Păstrați estimarea?

Răspuns de la Christina Verchere: Da, în actualizarea strategiei noastre, păstrăm estimarea de aproximativ 15%, poate puțin mai mare, provenind de la pilonul nostru cu emisii scăzute și zero de carbon până la sfârșitul deceniului, da.

Întrebare de la Daniela Mandru: Dar știți că este mai mult de 1 miliard de lei. Deci, de ce întreb, pentru că de la RI, am primit acest feedback că estimările mele pentru acest segment până în 2030 sunt prea mari. De aceea am vrut să verific din nou cu dvs. Bine, am înțeles.

Acum, tot în ceea ce privește Strategia 2030, data trecută, nu am reușit să clarific unele aspecte din acea strategie. Ce am observat eu, dar și ceilalți analiști, este că estimarea dumneavoastră pentru Brent, pentru prețurile la energie electrică sunt relativ ridicate față de consensusul de acum, în ceea ce privește prețul Brent, în ceea ce privește prețul energiei. De exemplu, pentru prețul Brent, consensusul Bloomberg este în jur de 72, 70 de dolari pe baril. De ce aveți 80 de dolari pe baril? Ce sursă ați folosit pentru această estimare și ce justifică acest optimism relativ? Aceasta ar fi întrebarea.

Și această întrebare se aplică și estimărilor de preț al energiei electrice. Curba forward EEX indică un nivel de aproximativ 60 EUR pe megawatt, în timp ce dvs. veniți cu un interval de 90-120 € pe megawatt. Înțeleg că intenționați să vindeți și pe piața de echilibrare, unde prețurile sunt foarte mari, dar totuși prețul este mult peste ceea ce indică curbele forward pentru prețurile energiei electrice. Acestea ar fi întrebările legate de estimările pentru 2030.

Iar cealaltă întrebare se referă la estimările E&P de OPEX pentru 2030. Am făcut un calcul simplu. Ați spus că estimați 8 dolari pe bep. Dar, la acel moment, 44% din producția de hidrocarburi a Grupului provine din gazul Neptun Deep, iar restul de 56% vor proveni din operațiunile curente. Pentru simplitate, să punem 50:50, că 50% din 3\$ per boe, \$1.50 boe vor veni de la Neptun Deep. Restul de 6,50 dolari pe boe, reprezentând 50% din operațiunea curentă, va proveni din operațiunile curente, desigur. Asta ar însemna că estimarea OPEX pentru 2030 din operațiunile actuale va fi de aproximativ 13 USD pe boe, dar acum este de 16 USD pe boe. Și probabil că tendința este ascendentă, nu descendentă. Deci, cum intenționați să obțineți această reducere?

Christina Verchere: Vă mulțumesc pentru întrebări. Alina îți va răspunde la întrebarea despre prețuri, iar Cristian, la întrebările tale despre OPEX-ul pe baril.

Răspuns de la Alina Popa: În ceea ce privește prețurile, avem o echipă de market intelligence care analizează practic perspectivele cererii și ofertei pe termen lung. Și, de asemenea, se uită la contextul geopolitic și așa mai departe. Deci, acest lucru a fost făcut. De asemenea, ne-am comparat cu companiile similare, cu agențiile de experți în piață și așa mai departe. Și la acel moment, care a fost aproximativ luna mai a acestui an, am fost în linie cu toată lumea pe baza tuturor analizelor pe care le-am văzut. Desigur, în industria noastră, suntem foarte obișnuiți cu volatilitatea. Lucrurile se schimbă. În câteva luni, putem fi într-o altă situație și nu ne bazăm la maxim pe aceste prețuri. Testăm întotdeauna și ne-am testat strategia pentru scenariul cu preturi dezavantajoase. Iar strategia noastră este robustă și își menține principiile cheie și într-un scenariu cu preturi dezavantajoase. Și asta este, cred, cel mai important. Altfel, publicăm analize de senzitivitate și modelul nostru de afaceri integrat este rezilient în orice scenariu de volatilitate cu care ne-am putea confrunta în următorii șase-șapte ani.

În ceea ce privește energia electrică, se aplică același principiu. Și dacă ne referim la motivul pentru care vedem prețurile atât de ridicate, ne așteptăm la o creștere semnificativă a electrificării, care credem că ar trebui să determine, pe termen mediu-lung, creșterea prețurilor energiei electrice.

Întrebare de la Daniela Mandru: Da. Pe de altă parte, alții spun, de asemenea, că energiile regenerabile vor crește semnificativ, deci vor duce la scăderea prețurilor. Oricum, acestea sunt estimări pe termen lung. Nimeni nu știe ce se va întâmpla.

Răspuns de la Franck Neel: Nu, este și un preț al energiei electrice livrate în bandă cel despre care vorbim aici. Deci, nu este diferențialul de preț captat. Este cel pentru energiile regenerabile. Este prețul energiei electrice livrate în bandă. Și astăzi, avem un spread între Germania și România, destul de mare, de aproape 30 EUR/MWh. Când te uiți la luna următoare, de exemplu, trimestrul următor, ai un spread de 30 de euro între Germania și România.

Răspuns de la Cristian Hubati: În ceea ce privește OPEX, vă mulțumesc pentru întrebare. Deci, practic, căutăm să lucrăm cu costuri OPEX pe baril în jur de 16 dolari pe baril în următorii câțiva ani, până când Neptun va intra în producție. Și acest lucru se va face printr-un management foarte strict al costurilor. Și instalăm diferite programe în acest sens, precum și o gestionare foarte puternică a activităților de mentenanță și a declinului. Deci, optimizăm toate opririle noastre pentru a obține performanțe maxime și de acolo.

Întrebare de la Daniela Mandru: Deci, practic vă așteptați ca OPEX-ul din operațiunile curente să scadă semnificativ. Am calculat exact, vă pot trimite excel-ul meu. Este foarte simplu. Dar, practic, vă așteptați ca OPEX-ul din operațiunile curente să scadă cu o rată anuală compusă de aproximativ 6%, în timp ce inflația în această perioadă este de aproximativ 3%.

Răspuns de la Alina Popa: Dacă ne puteți trimite calculul – sună cam mult, ceea ce tocmai ați spus, dar vă rugăm să trimiteți calculele departamentului nostru de Relația cu Investitorii și vom reveni.

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 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; 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 revizuiți 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.