

Transcript of Q&A from Premier Energy's 2025 Preliminary Results Call from 03.03.2026

1. Emma Capital raised €500 million in bonds. How much of this will be attributed to Premier Energy?

Emma Capital raised funding at the group level, not at the level of Premier Energy. The transaction was not €500 million, but rather a CZK 1.25 billion bond, which was subsequently upsized to CZK 2 billion due to strong demand – equivalent to approximately €80 million. The proceeds will be used by Emma Capital to support its own development and investment plans. At this stage, there is no intention to allocate any of these funds to Premier Energy.

Premier Energy operates independently, with its own public shareholders and financing structure. There is no funding from Emma Capital into Premier, and the company relies on its own balance sheet to support growth. Our balance sheet provides strong financial flexibility, and we maintain solid access to debt financing. We are not dependent on support from the majority shareholder and do not see any constraints in pursuing future opportunities.

2. What business contribution do you expect from Hungary?

The Hungary transaction closed on January 22nd, 2026, and we will begin reporting its contribution starting from Q1 2026. The business has 158 MW of installed capacity and generates approximately 300,000 MWh of electricity annually, as previously disclosed. Based on these figures, the asset generates slightly above €20 million in EBITDA. A lockbox mechanism was in place from January 1st, 2025, and we expect a favorable purchase price allocation, potentially resulting in a gain on bargain purchase.

Overall, this is a ~€20 million EBITDA business. Performance in 2025 was slightly above this level, although this remains dependent on underlying power prices. Looking ahead, results in 2026 will naturally depend on market price dynamics.

We are very pleased with the acquisition. The asset is well managed and supported by a strong technical team, which gives us confidence in its ongoing performance.

Transcrierea sesiunii Q&A din cadrul conferinței privind rezultatele preliminare 2025 Premier Energy din 03.03.2026

1. Ce parte din recenta emisiune de obligațiuni în valoare de 500 milioane de euro realizată de Emma Capital va reveni Premier Energy?

Finanțarea a fost realizată la nivelul Emma Capital, nu la nivelul Premier Energy. Tranzacția nu a fost de 500 de milioane de euro, ci a constat într-o emisiune de obligațiuni de 1,25 miliarde coroane cehe, majorată ulterior la 2 miliarde coroane cehe datorită cererii ridicate, echivalentul a aproximativ 80 de milioane de euro. Fondurile vor fi utilizate de Emma Capital pentru propriile planuri de dezvoltare și investiții. În acest moment, nu există intenția de a aloca aceste sume către Premier Energy.

Premier Energy operează independent, având propriii acționari și propria structură de finanțare. Nu există finanțare din partea Emma Capital către Premier, iar compania se bazează pe propriul bilanț pentru a susține creșterea. Bilanțul nostru oferă flexibilitate financiară solidă, iar accesul la finanțare prin datorie este bun. Nu depindem de sprijinul acționarului majoritar și nu vedem bariere în valorificarea oportunităților viitoare.

2. La ce contribuție vă așteptați din partea operațiunilor din Ungaria?

Tranzacția din Ungaria s-a încheiat pe 22 ianuarie 2026, iar contribuția va începe să fie reflectată în rezultate începând cu T1 2026. Businessul are o capacitate instalată de 158 MW și generează aproximativ 300.000 MWh de energie electrică anual, conform informațiilor comunicate anterior. Pe baza acestor date, activul generează o EBITDA ușor peste 20 de milioane de euro. A fost aplicat un mecanism de tip lockbox începând cu 1 ianuarie 2025, și ne așteptăm la o alocare favorabilă a prețului de achiziție, care ar putea genera un câștig din achiziție la preț avantajos.

Per ansamblu, acesta este un business cu o EBITDA de aproximativ 20 de milioane de euro. Performanța din 2025 a fost ușor peste acest nivel, însă rămâne dependentă de evoluția prețurilor la energie. Privind înainte, rezultatele din 2026 vor depinde, în mod natural, de dinamica prețurilor din piață.

Suntem foarte mulțumiți de această achiziție. Activul este bine gestionat și susținut de o echipă tehnică solidă, ceea ce ne oferă încredere în performanța sa pe termen continuu.

3. Can you provide more detail on the 2026 outlook?

We will provide formal guidance alongside our Q1 2026 or H1 2026 results. At this stage, we expect continued solid growth.

4. You currently have 217 MW of renewable capacity – the plan is to reach 500 MW in 2026 and add a further 100–140 MW of wind capacity in 2027?

That is correct. Starting from the current 217 MW, adding the Hungarian acquisition and the additional 145 MW of photovoltaic capacity currently in testing brings us to around 500 MW.

Beyond that, we are progressing a fully permitted pipeline of 100-140 MW of wind capacity, with construction expected to begin in 2027. We are also advancing battery storage projects, including a 400 MW pipeline that we aim to start building this year. Overall, this supports a trajectory of steady, incremental growth.

5. Alive Capital played a major role in your early operations, especially in electricity supply and asset management. How should we think about the impact of this transaction on your asset management segment? Do you expect any margin pressure going forward? Will you continue to manage part of the existing portfolio? What is the remaining capacity (in MW) under management? What will happen to Alive Capital's supply portfolio?

The margin pressure we have seen over the past period was largely driven by this business, so the recent changes are actually supportive for overall margins. While we lose a portion of revenue, there is limited impact on profitability – in fact, we expect a slight improvement. This reflects the fact that the business contributed relatively low profitability.

In terms of asset management, we will retain a portfolio of approximately 100 MW in the Republic of Moldova. The remaining managed capacity will stay with Alive Capital. While we may gradually expand our own asset management activities, the majority of the portfolio will continue to be managed by Alive Capital.

It is also worth noting that this segment has experienced significant margin pressure over the past 18 months. This trend has been particularly pronounced since mid-2024.

Regarding the supply portfolio, this will also remain with Alive Capital. While the portfolio includes a relatively small number of customers, it accounts for a meaningful

3. Puteți oferi mai multe detalii privind perspectivele pentru 2026?

Vom oferi o direcție formală odată cu publicarea rezultatelor pentru T1 2026 sau S1 2026. În acest moment, ne așteptăm la o creștere solidă în continuare.

4. În prezent aveți 217 MW de capacitate în energie regenerabilă, iar planul este de a ajunge la 500 MW în 2026 și de a adăuga încă 100–140 MW capacitate eoliană în 2027?

Da, este corect. Pornind de la cei 217 MW actuali, adăugarea achiziției din Ungaria și a celor 145 MW de capacitate fotovoltaică aflați în prezent în testare ne vor duce la aproximativ 500 MW.

Mai departe, avem în dezvoltare un portofoliu de proiecte eoliene de 100-140 MW, complet autorizate, pentru care estimăm începerea construcției în 2027. În paralel, avansăm și proiecte de stocare în baterii, inclusiv un portofoliu de 400 MW pe care ne propunem să începem construcția în acest an. Per total, acest lucru susține un ritm de creștere stabil.

5. Alive Capital a avut un rol important în primele etape ale operațiunilor voastre, în special în zona de furnizare de energie electrică și asset management. Cum ar trebui să privim impactul acestei tranzacții asupra segmentului de asset management? Vă așteptați la presiuni asupra marjelor în perioada următoare? Veți continua să gestionați o parte din portofoliul existent? Care este capacitatea rămasă (în MW) aflată în administrare? Ce se va întâmpla cu portofoliul de furnizare al Alive Capital?

Presiunile asupra marjelor din perioada recentă au fost în mare parte generate de acest business, astfel că schimbările recente sunt, de fapt, favorabile pentru marjele la nivel general. Deși pierdem o parte din venituri, impactul asupra profitabilității este limitat – dimpotrivă, ne așteptăm chiar la o ușoară îmbunătățire. Acest lucru reflectă faptul că businessul avea o contribuție la profit relativ redusă.

În ceea ce privește asset management, vom păstra un portofoliu de aproximativ 100 MW în Republica Moldova. Restul capacității aflate în administrare va rămâne la Alive Capital. În timp, este posibil să ne extindem treptat activitățile de asset management interne, însă cea mai mare parte a portofoliului va continua să fie administrată de Alive Capital.

De asemenea, este important de menționat că acest segment a fost supus unor presiuni semnificative asupra marjelor în ultimele 18 luni. Această tendință s-a accentuat în special începând cu mijlocul anului 2024.

În ceea ce privește portofoliul de furnizare, acesta va rămâne, de asemenea, la Alive Capital. Deși portofoliul include un număr relativ redus de clienți, generează

volume, including contributions to the wholesale segment. However, profitability in this area has been limited, especially in 2025.

6. You mentioned that the revenue impact would have been €181 million, while the net profit contribution was only €1 million. Why is the profitability so low, given that renewable asset management and supply typically generate higher margins?

Under normal conditions, this business does generate higher margins, and that was indeed the case between 2021-2023, and into the first half of 2024.

However, since mid-2024, profitability has deteriorated significantly, with margins declining to near-zero or even negative levels. This has been primarily driven by increased intraday price volatility and substantially higher balancing costs.

While we could go into more detail on the structure, these factors have had a materially negative impact on the profitability of the business, particularly within the Alive Capital operations, which we are now divesting.

7. You expect €8 million in cash proceeds, while acquiring production assets and selling renewable asset management and supply activities – is that correct?

That is correct.

8. Could you clarify (i) the sale price for the 51% stakes in Alive Capital S.A. and Alive Capital Belgrade, and (ii) the price paid for the renewable production assets?

The €8 million figure is presented on a net basis, as there are several offsetting elements within the transaction. We will provide full details upon disclosure.

At a high level, for our 51% stake in Alive Capital and the 51% stake in the Serbian business, note that the Serbian operation is relatively small, the transaction is structured broadly at book value. Similarly, the Hungarian supply business is being acquired at book value, effectively offsetting part of the consideration.

Overall, the valuation of the 51% stake in Alive Capital is aligned with the value of the 6 production plants and minority stakes we are acquiring, plus approximately €8 million in net cash proceeds.

volume relevante, inclusiv pentru segmentul wholesale. Cu toate acestea, profitabilitatea în această zonă a fost limitată, în special în 2025.

6. Ați menționat că impactul la nivel de venituri ar fi fost de 181 de milioane de euro, în timp ce contribuția la profitul net a fost de doar 1 milion de euro. De ce este profitabilitatea atât de redusă, având în vedere că asset management-ul și furnizarea în zona de energie regenerabilă generează, de regulă, marje mai ridicate?

În mod normal, acest tip de business generează marje mai ridicate, iar acest lucru s-a confirmat în perioada 2021-2023 și până în prima jumătate a anului 2024.

Totuși, începând cu mijlocul anului 2024, profitabilitatea s-a deteriorat semnificativ, marjele coborând spre zero sau chiar negative. Această evoluție a fost determinată în principal de volatilitatea crescută a prețurilor intraday și de creșterea semnificativă a costurilor de echilibrare.

Fără a intra în detalii suplimentare privind structura, acești factori au avut un impact negativ material asupra profitabilității businessului, în special în cadrul operațiunilor Alive Capital, pe care suntem în curs de a le înstrăina.

7. Vă așteptați la încasări de aproximativ 8 milioane de euro, în timp ce achiziționați active de producție și vindeți activitățile de asset management și furnizare din zona de energie regenerabilă - este acest lucru corect?

Da, este corect.

8. Puteți clarifica (i) prețul de vânzare pentru participațiile de 51% în Alive Capital S.A. și Alive Capital Belgrade și (ii) prețul plătit pentru activele de producție din energie regenerabilă?

Suma de 8 milioane de euro este prezentată pe bază netă, existând mai multe elemente de compensare în cadrul tranzacției. Vom oferi detalii complete odată cu publicarea informațiilor.

La nivel general, pentru participația de 51% în Alive Capital și cea de 51% în businessul din Serbia (de menționat că operațiunea din Serbia este relativ mică) tranzacția este structurată, în linii mari, la valoare contabilă. În mod similar, businessul de furnizare din Ungaria este achiziționat la valoare contabilă, compensând astfel o parte din valoarea tranzacției.

Per ansamblu, evaluarea participației de 51% în Alive Capital este aliniată cu valoarea celor 6 centrale de producție și a participațiilor minoritare pe care le achiziționăm, la care se adaugă aproximativ 8 milioane de euro numerar, pe bază netă.

9. Regarding dividends, what are your expectations for this year's payout, considering last year's 70% payout ratio and the additional contribution from Moldova?

We will provide formal guidance on dividends in the upcoming calls, as no final decision has been made yet. We typically look at normalized net income when determining the payout. On that basis, last year's dividend was closer to 30–35%, rather than 70%. As previously communicated, our intention is to maintain a payout ratio closer to 30% in the near term, while continuing to support growth. We will confirm this once the decision is finalized at Board level.

10. What is the net profit attributable to shareholders in 2025 and in Q4 2025?

The difference between total net income and net income attributable to shareholders is relatively limited. Based on our reported IFRS net income of €103 million for 2025, approximately €98 million is attributable to shareholders, while around €5 million is attributable to minority interests.

On a normalized basis, after adjusting for tariff deviations, net profit stands at €66 million. Taking into account the 7% minority interest in our Moldovan business, a proportional share of this adjustment is allocated to minority shareholders. As a result, approximately €63 million of the normalized net profit would be attributable to shareholders, with around €3 million attributable to minority interests.

The minority interest is primarily split between the 7% stake in the Moldovan business and minority stakes in the production assets we are in the process of acquiring as part of the Alive Capital transaction.

Looking ahead, excluding Hungary where a minority interest remains, the only material minority interest at group level will be the 7% stake in the Moldovan business. The rest of the profit-generating assets will be fully owned.

11. Although electricity production increased year-on-year, adjusted EBITDA in Q4 2025 appears to have declined from €14 million in 2024 to €9 million in Q4 2025. What explains this decrease?

At this stage, we do not see a structural decline in performance on the production side. There was some lower wind production in Q4 2025, which may have had an impact on the quarterly result

9. În ceea ce privește dividendele, care sunt așteptările pentru rata de distribuție din acest an, având în vedere nivelul de 70% din anul trecut și contribuția suplimentară din Moldova?

Vom oferi mai multe detalii privind dividendele în cadrul întâlnirilor următoare, întrucât nu a fost luată încă o decizie finală. De regulă, ne raportăm la profitul net normalizat atunci când stabilim nivelul de distribuție. Pe această bază, nivelul dividendelor de anul trecut a fost mai aproape de 30-35%, și nu de 70%. Așa cum am comunicat anterior, intenția noastră este să menținem o rată de distribuție în jur de 30% pe termen scurt, susținând în același timp și creșterea. Vom confirma acest nivel odată ce decizia va fi finalizată la nivelul Consiliului de Administrație.

10. Care este profitul net care revine acționarilor în 2025 și în T4 2025?

Diferența dintre profitul net total și profitul net atribuibil acționarilor este relativ redusă. Pe baza profitului net raportat conform IFRS, de 103 milioane de euro în 2025, aproximativ 98 de milioane de euro sunt atribuibile acționarilor, iar circa 5 milioane de euro revin intereselor minoritare.

Pe bază normalizată, după ajustarea pentru deviațiile tarifare, profitul net este de 66 de milioane de euro. Luând în calcul participația minoritară de 7% din businessul din Republica Moldova, o parte proporțională din această ajustare este alocată acționarilor minoritari. Astfel, aproximativ 63 de milioane de euro din profitul net normalizat ar reveni acționarilor, iar circa 3 milioane de euro intereselor minoritare.

Interesele minoritare provin în principal din participația de 7% în businessul din Republica Moldova și din participațiile minoritare în activele de producție pe care urmează să le achiziționăm în cadrul tranzacției cu Alive Capital.

În perspectivă, cu excepția Ungariei, unde va rămâne o participație minoritară, singurul interes minoritar relevant la nivel de grup va fi cel de 7% din businessul din Republica Moldova. Restul activelor generatoare de profit vor fi deținute integral.

11. Deși producția de energie electrică a crescut de la un an la altul, EBITDA ajustată din T4 2025 pare să fi scăzut de la 14 milioane de euro în 2024 la 9 milioane de euro în T4 2025. Care sunt factorii care explică această scădere?

În acest moment, nu observăm o scădere structurală a performanței pe segmentul de producție. A existat o producție eoliană mai redusă în T4 2025, ceea ce ar fi putut avea un impact asupra rezultatelor trimestriale.

12. On Moldova, could you share the average electricity acquisition price in Q4 2025?

In Moldova the regulated tariff in Q4 was below the average acquisition cost of electricity. As a result, on an IFRS basis, the Moldovan business generated negative EBITDA in Q4 2025. That needs to be viewed in the context of the full year. During the first seven months of 2025, the business benefited from a period in which tariffs were set at levels above the actual electricity acquisition cost, resulting in a temporary over-earning position.

The background to this was the uncertainty following the halt in Russian gas flows and the concern around where electricity prices for Moldovan consumers would settle in 2025. Tariffs were therefore increased materially, by around 50%, to reflect the market expectations prevailing in Europe at the time. In practice, however, electricity prices across Europe, including in Moldova, turned out to be lower than initially expected.

As a result, the tariff was set at around €144/MWh, while actual acquisition prices were closer to €125/MWh, which supported the above expectations performance in the early part of the year.

The tariff adjustment came into effect at the beginning of August, although, as usual, it took some time to be fully implemented across the customer base. By Q4, the average acquisition price had moved higher again, broadly in line with the levels initially expected, and Q4 prices are seasonally higher than during the summer months.

The net effect was that the strong outperformance recorded in the first seven months of the year was partly offset in Q4. Thus, while the Moldovan business reported negative EBITDA in the fourth quarter on an IFRS basis, this should be assessed against the full-year picture, where the business had previously over-earned.

13. What is the electricity purchase price in Moldova that is reflected in the 2026 tariffs?

The tariffs for 2026 are currently under discussion with the Moldovan regulator, so no final figure has been set yet. The tariff will ultimately incorporate an estimate of electricity prices for 2026. At this stage, based on current discussions, we would expect this to be in the range of around €130/MWh, although this remains subject to change, particularly in light of recent developments impacting gas prices.

It is also important to keep in mind that we are referring to an average price. In reality, electricity prices fluctuate continuously, effectively every 15 minutes, with

12. În ceea ce privește Moldova, puteți indica prețul mediu de achiziție a energiei electrice în T4 2025?

În Moldova, tariful reglementat din T4 a fost sub costul mediu de achiziție al energiei electrice. Ca urmare, pe bază IFRS, businessul din Republica Moldova a generat o EBITDA negativă în T4 2025. Acest lucru trebuie însă analizat în contextul întregului an. În primele șapte luni din 2025, businessul a beneficiat de o perioadă în care tarifele au fost stabilite peste costul efectiv de achiziție al energiei electrice, ceea ce a condus la un nivel temporar de profit peste cel normal.

Contextul a fost marcat de incertitudinile apărute după oprirea fluxurilor de gaz din Rusia și de întrebările legate de nivelul la care se vor stabili prețurile la energie electrică pentru consumatorii din Republica Moldova în 2025. În acest context, tarifele au fost majorate semnificativ, cu aproximativ 50%, pentru a reflecta așteptările pieței din Europa la acel moment. În practică însă, prețurile la energie electrică la nivel european, inclusiv în Republica Moldova, au fost mai reduse decât se anticipase inițial.

Ca urmare, tariful a fost stabilit la aproximativ 144 euro/MWh, în timp ce prețurile efective de achiziție au fost mai aproape de 125 euro/MWh, ceea ce a susținut o performanță peste așteptări în prima parte a anului.

Ajustarea tarifelor a intrat în vigoare la începutul lunii august, însă, ca de obicei, implementarea completă la nivelul întregii baze de clienți a necesitat un anumit interval de timp. Până în T4, prețul mediu de achiziție a crescut din nou, ajungând în linii mari la nivelurile anticipate inițial, iar prețurile din T4 sunt, în mod tipic, mai ridicate decât cele din lunile de vară.

Per ansamblu, performanța solidă din primele șapte luni ale anului a fost parțial compensată în T4. Astfel, deși businessul din Republica Moldova a raportat o EBITDA negativă în T4, pe bază IFRS, acest rezultat trebuie analizat în contextul întregului an, în care businessul a înregistrat un nivel de profit peste cel normal.

13. Care este prețul de achiziție al energiei electrice în Moldova reflectat în tarifele pentru 2026?

Tarifele pentru 2026 sunt discutate în prezent cu autoritatea de reglementare din Republica Moldova, astfel că nu există încă un nivel final stabilit. Tariful va include, în final, o estimare a prețurilor energiei electrice pentru 2026. Pe baza discuțiilor actuale, ne așteptăm ca acesta să fie în jurul nivelului de aproximativ 130 euro/MWh, însă acest lucru poate suferi modificări, în special în contextul evoluțiilor recente ale prețurilor la gaze.

Este important de avut în vedere că vorbim despre un preț mediu. În realitate, prețurile la energie electrică variază continuu, practic la fiecare 15 minute, cu diferențe semnificative între momentele din cursul zilei,

significant variations between different times of the day, such as afternoon versus evening periods.

As a result, the tariff-setting process involves estimating an average annual price in a highly volatile market environment. This inherent variability explains the fluctuations in profitability within the supply business, as the timing of cost recovery versus realized prices can differ over the course of the year.

14. What happens to the ~1,000 MW of assets under management from Alive, and how should we think about the previous guidance for the asset management business?

Of the approximately 1,000 MW of assets under management, around 100 MW relates to our Moldovan operations, where we provide value-added services within a fully owned business. The remaining ~900 MW will continue to be managed by Alive Capital and will not be retained within our perimeter.

It is also important to highlight that this segment has come under significant pressure. As a result, the previous guidance on profitability is no longer fully applicable, as it was based on market conditions that did not reflect the level of intraday volatility currently seen.

15. What is the total value of the planned plant acquisitions, and how will they be financed?

At this stage, it is difficult to quantify a total value, as we continuously assess a pipeline of potential acquisitions. Each opportunity is evaluated on its own merits, with a clear focus on value creation for shareholders. We remain active in reviewing new opportunities, but the final scope will depend on which transactions meet our investment criteria. In terms of financing, these acquisitions will be supported by our balance sheet. We are in a strong financial position, with sufficient capacity to fund further growth.

16. What risks do you foresee for Premier Energy's share price in 2026, and how do you plan to mitigate them?

We do not comment on share price performance. Our focus remains on fundamentals – continuing to deliver profitable growth and creating long-term shareholder value. We believe that consistent execution and strong operational performance are the key drivers of value over time.

de exemplu între intervalele de după-amiază și cele de seară.

În consecință, procesul de stabilire a tarifelor presupune estimarea unui preț mediu anual într-un mediu de piață foarte volatil. Această variabilitate explică fluctuațiile de profitabilitate din businessul de furnizare, deoarece momentul recuperării costurilor și cel al realizării veniturilor pot diferi pe parcursul anului.

14. Ce se întâmplă cu cei ~1.000 MW de active aflate în administrare la Alive și cum ar trebui să privim estimările anterioare pentru businessul de asset management?

Din aproximativ 1.000 MW de active aflate în administrare, circa 100 MW sunt aferenți operațiunilor noastre din Republica Moldova, unde oferim servicii cu valoare adăugată în cadrul unui business deținut integral. Restul de ~900 MW vor continua să fie administrați de Alive Capital și nu vor mai fi incluși în perimetrul nostru.

De asemenea, este important de subliniat că acest segment a fost supus unor presiuni semnificative. Ca urmare, estimările anterioare privind profitabilitatea nu mai sunt pe deplin relevante, întrucât erau bazate pe condiții de piață care nu reflectau nivelul actual de volatilitate intraday a prețurilor.

15. Care este valoarea totală a achizițiilor de active de producție avute în vedere și cum vor fi finanțate acestea?

În acest moment, este dificil de estimat o valoare totală, având în vedere că evaluăm în mod constant un portofoliu de oportunități de achiziție. Fiecare oportunitate este analizată individual, cu un focus clar pe crearea de valoare pentru acționari. Continuăm să analizăm noi oportunități, iar dimensiunea finală va depinde de tranzacțiile care se potrivesc criteriilor noastre de investiție. În ceea ce privește finanțarea, aceste achiziții vor fi susținute din resursele companiei. Avem o poziție financiară solidă, care ne oferă capacitatea de a finanța creșterea în continuare.

16. Ce riscuri anticipați pentru evoluția prețului acțiunilor Premier Energy în 2026 și cum intenționați să le gestionați?

Nu comentăm evoluția prețului acțiunilor. Ne concentrăm în continuare pe elementele de bază ale businessului, respectiv pe creștere profitabilă și pe crearea de valoare pentru acționari pe termen lung. Considerăm că implementarea constantă a strategiei și performanța operațională solidă sunt principalii factori care susțin valoarea în timp.

17. Is it reasonable to expect that Premier Energy will manage around 200 MW of assets after the transaction?

Over time, we expect to manage all of our renewable assets in-house, which would bring the total closer to 500 MW rather than 200 MW.

One of the key considerations behind this approach is that we have found we can manage certain assets more effectively internally. This has supported the decision to bring asset management in-house, rather than relying on external management through Alive Capital.

In addition, we continue to manage approximately 100 MW of assets in Moldova. Beyond this, there is also a growing base of prosumers. While these are not assets we manage directly, we offtake the electricity they produce within our supply business.

As such, although these capacities are not formally included in asset management figures, they still contribute to our overall energy supply and should be considered as part of the broader operational footprint.

18. With affordability, a key focus across Europe, what is your view on the carbon market reform that is being discussed in Italy?

At this stage, we have not analyzed the proposal in sufficient detail to provide a well-founded view, so we would prefer not to comment specifically on it. More broadly, we support measures that improve affordability for end customers. However, we will need to assess the specifics of this proposal before forming a more detailed position.

19. Can you comment on natural gas prices in Iran and how you plan to manage volatility?

Geopolitical volatility has remained elevated over the past 12-18 months, and we do not expect this to ease in the near term. That said, we believe we are relatively well positioned in the short to medium term. We currently have over 1 TWh of gas in storage, which provides a solid buffer against short-term price fluctuations.

In addition, the Romanian government is advancing a price-capping mechanism for gas producers, which, although not yet finalized, is expected to help contain costs, particularly for the household segment. For non-household customers, the market remains a free

17. Este rezonabil să ne așteptăm ca Premier Energy să administreze aproximativ 200 MW de active după această tranzacție?

În timp, ne așteptăm să administrăm intern toate activele noastre din energie regenerabilă, ceea ce ar duce totalul mai aproape de 500 MW, nu de 200 MW.

Unul dintre factorii cheie care au stat la baza acestei abordări este faptul că am constatat că putem gestiona anumite active mai eficient intern. Acest lucru a susținut decizia de a aduce activitățile de asset management în interiorul companiei, în loc să ne bazăm pe administrare externă prin Alive Capital.

În plus, continuăm să administrăm aproximativ 100 MW de active în Republica Moldova. Dincolo de acestea, există și o bază în creștere de prosumatori. Deși nu sunt active pe care le gestionăm direct, preluăm energia electrică produsă de aceștia în cadrul businessului nostru de furnizare.

Astfel, deși aceste capacități nu sunt incluse formal în cifrele de asset management, ele contribuie la aprovizionarea noastră totală cu energie și ar trebui avute în vedere ca parte a amprentei operaționale extinse.

18. Având în vedere că accesibilitatea prețurilor este o prioritate la nivel european, care este perspectiva voastră asupra reformei pieței de carbon aflate în discuție în Italia?

În acest moment, nu am analizat propunerea suficient de detaliat pentru a putea formula o opinie fundamentată, astfel că preferăm să nu comentăm în mod specific asupra acesteia. La nivel general, susținem măsurile care contribuie la menținerea accesibilității pentru consumatorii finali. Totuși, va fi necesar să evaluăm în detaliu această propunere înainte de a avea o poziție mai clară.

19. Puteți comenta evoluția prețurilor la gaze naturale în Iran și modul în care gestionați volatilitatea?

Volatilitatea geopolitică a rămas ridicată în ultimele 12-18 luni și nu ne așteptăm la o relaxare în perioada următoare. Cu toate acestea, considerăm că suntem relativ bine poziționați pe termen scurt și mediu. În prezent, avem peste 1 TWh de gaze în stoc, ceea ce ne oferă un tampon solid împotriva fluctuațiilor de preț pe termen scurt.

În plus, Guvernul României pregătește un mecanism de plafonare a prețurilor pentru producătorii de gaze, care, deși nu este încă finalizat, este de așteptat să contribuie la menținerea costurilor sub control, în special pentru segmentul rezidențial. Pentru clienții non-rezidențiali, piața rămâne liberalizată. În acest context, eventualele

market. As such, any increase in gas prices can be passed through relatively quickly to end customers.

Overall, we consider ourselves to be well insulated from volatility, broadly in line with the rest of the sector.

creșteri ale prețurilor la gaze pot fi transferate relativ rapid către clienții finali.

Per ansamblu, considerăm că suntem bine poziționați în fața volatilității, la un nivel similar cu restul sectorului.