

Transcript of Premier Energy Group's 3Q 2025 Results Call from 26.11.2025

Q&A session

1. Please note that the recent change in reporting segments has an impact on our valuation models. At present, we no longer have access to segments quarterly, historical data, which limits our ability to assess and monitor the business evolution. We don't have the half-year figures to make a proper year on year comparison for third quarter. Could you please provide the historical figures considering the new segment split?

Yes, we will. This is a question some of you've had, we're happy to provide more historical data. Some of it becomes an estimate just because of the unbundling that happened in the gas business. But we're happy to do that. And we're also happy to provide sort of the old segments, how they would have looked. The idea here was to kind of put all of the segments into buckets that made more sense.

There's a completely different profitability of a supply business versus a distribution business versus the production business. And, if you look across this space, in other sort of sizable peers that we have throughout Europe, they all do it this way, or very similarly to this new segment. But we're happy to provide the historical data on the old as well as the new. But the new one, just have to keep in mind that there's going to be a bit of a management estimate on the allocation of profits historically between some of these segments.

Transcrierea Teleconferinței Premier Energy Group pentru rezultatele aferente T3 2025 din 26.11.2025

Sesiune Q&A

1. Vă rugăm să rețineți că schimbarea recentă a segmentelor de raportare are un impact asupra modelelor noastre de evaluare. În prezent, nu mai avem acces la date istorice trimestriale pe segmente, ceea ce ne limitează capacitatea de a evalua și monitoriza evoluția afacerii. Nu avem cifrele la jumătate de an pentru a face o comparație adecvată an-la-an pentru trimestrul trei. Ne puteți pune la dispoziție datele istorice conform noii împărțiri pe segmente?

Da, le vom furniza. Știu că aceasta a fost o întrebare pentru mulți dintre voi și suntem pregătiți să furnizăm mai multe date istorice. O parte dintre ele vor reprezenta totuși estimări, din cauza procesului de separare (unbundling) care a avut loc la nivelul segmentului de gaze. Dar suntem deschiși să furnizăm atât datele istorice pe vechile segmente, cât și pe noile segmente. Ideea a fost să grupăm toate activitățile în categorii care au mai mult sens.

Există o profitabilitate complet diferită între activitatea de furnizare, cea de distribuție și cea de producție. Iar dacă ne uităm la alte companii similare din industrie, la nivel european, toți raportează într-un mod similar cu această nouă structură de segmente. Suntem însă pregătiți să furnizăm date istorice atât pentru vechea structură, cât și pentru cea nouă. Totuși, este important de reținut că noua structură va include un anumit grad de estimare la nivel de

2. In respect to Moldova tariff revision, what to expect and when we will see the first downward adjustment? What amount is expected for 2026 out of the 51 million euros outperformance from the end of September?

This forward looking is a little bit unclear. But I think the number becomes lower at the end of the year. So, we come down from the 51 million euros to some lower number, but it will still be a sizable number. And then we do expect 26 for the IFRS EBITDA number two, most likely be lower than the reported one. So, a bit of a repeat of 2024 in 2026. Obviously, that all depends on market dynamics, primarily driven by the price evolution of electricity.

It's extremely important to highlight that depending on where the forecasted versus achieved price of electricity is, the give back of the over earning can be gradual or it can be steeper. And that's very hard to predict. In a scenario where prices are continuing to come down, then it may be steeper if prices tend to go up then from their current position, then it may be more gradual, or not at all, to be honest.

3. What pressures the renewable segment profitability? We see a 41% EBITDA margin at nine months, while my expectations at least indicated a higher margin in this segment. Where do you see a sustainable EBITDA margin further on the residential product, renewable production?

First of all, this is a production segment, the 41%, that is a nine-month 2024 number. The nine-month 2025 EBITDA margin is 52%. And you do see in this segment, our gas to power plant, because this is a production segment. Yes, it is primarily renewables, but it will include the

management în alocarea profiturilor istorice între aceste segmente.

2. În ceea ce privește revizuirea tarifară din Moldova, la ce să ne așteptăm și când vom vedea prima ajustare în sens descendent? Ce sumă este estimată pentru 2026 din cei 51 milioane euro de supra-performanță la final de septembrie?

Previziunile în această privință sunt puțin neclare. Dar credem că cifra va fi mai mică la final de an, deci vom coborî de la 51 de milioane de euro la o valoare mai redusă, însă tot semnificativă. Și ne așteptăm ca în 2026 EBITDA conform IFRS să fie, cel mai probabil, mai mică decât EBITDA raportată, deci o situație similară cu ceea ce am văzut în 2024. Desigur, totul depinde de dinamica pieței, influențată în principal de evoluția prețului energiei electrice.

Este extrem de important de subliniat că, în funcție de diferența dintre prețul energiei electrice prognozat și cel realizat, ajustarea aferentă supra-veniturilor poate fi graduală sau poate fi mai abruptă. Iar acest lucru este foarte greu de anticipat. Într-un scenariu în care prețurile continuă să scadă, ajustarea poate fi mai abruptă; dacă prețurile încep să crească față de nivelurile actuale, ajustarea poate fi mai graduală sau chiar inexistentă..

3. Ce exercită presiune asupra profitabilității segmentului de regenerabile? Vedem o marjă EBITDA de 41% la nouă luni, în timp ce așteptările mele indicau o marjă mai ridicată pentru acest segment. Unde vedeți o marjă EBITDA sustenabilă în continuare pentru producția din segmentul rezidențial și regenerabile?

În primul rând, acesta este un segment de producție, iar marja de 41% reprezintă valoarea la nouă luni din 2024. Marja EBITDA la nouă luni 2025 este de 52%. În acest segment este inclusă și centrala noastră pe

balancing plants. And maybe over time, we'll do a separate segment for the balancing plants. And because they do have slightly different dynamics, but if we go through the margins, our solar and wind renewable assets have an approx. 75% EBITDA margin. So higher than the 52% that we reported year to date. Our gas to power plant last year was, if you recall, we put it into operation at the beginning of July. We actually had some operating expenses in the first half of last year.

So that business in theory actually had negative EBITDA in the first half of the year, it just wasn't operational yet. And then when we started operating it, it took us a while to bring it up to the profitability levels that we hope to see in the future and that we're seeing now. But the 52% is impacted by the gas to power plant has lower margins.

And also, there is a bit of a managed business in Moldova that is also bringing this down a bit. But if we go specifically by the asset types, you will see that wind and solar are in kind of that 75% range. A couple of our plants are actually closer to 80%, some of them are closer to 70%, but it's in that range on an EBITDA basis.

The balancing plant all kind of depends on the prices, the evening prices of electricity and things, but that's a lower margin. And then we do have this Moldova small piece, it's single digits EBITDA percentage, but it's within the production segment. So, it's really hard to take out, but that is also driving this down a little bit.

But again, if you just focus on renewables, that's the kind of margin that you should be seeing. That's the kind of margin that the top renewable producers throughout Western Europe are able to get just purely on the renewable assets.

gaz, pentru că acesta este un segment de producție. Da, este în principal regenerabil, dar include și centralele de echilibrare. Poate că în timp vom crea un segment separat pentru acestea, pentru că au o dinamică ușor diferită. Dacă analizăm marjele, activele noastre regenerabile eoliene și solare au o marjă EBITDA de aproximativ 75%, deci peste marja de 52% raportată la nivelul anului curent. Centrala pe gaz, anul trecut, dacă vă amintiți, a fost pusă în funcțiune la începutul lui iulie. Am avut de fapt costuri operaționale în prima jumătate a anului anterior.

Teoretic, acea activitate a avut EBITDA negativă în prima parte a anului, pentru că nu era încă operațională. Iar în momentul în care am început funcționarea acesteia, a durat o perioadă până am ajuns la nivelurile de profitabilitate pe care le anticipăm și pe care le vedem acum. Dar marja de 52% este influențată de centrala pe gaz, care are marje mai reduse.

Există, de asemenea, o componentă de business în administrare în Moldova, care trage marja ușor în jos. Dar dacă ne uităm strict pe tipuri de active, vedem că centralele eoliene și solare se află în zona de 75%. Câteva dintre centrale sunt aproape de 80%, altele de 70%, dar în general marja EBITDA este în acel interval.

Centrala de echilibrare depinde foarte mult de prețuri, în special de prețurile din orele de seară, și prin natura ei are o marjă mai mică. Avem și această componentă mică din Moldova, care este la o marjă EBITDA de o singură cifră, dar se află în segmentul de producție, deci este greu de separat. Și ea reduce marja agregată.

Dar, dacă ne concentrăm strict pe regenerabile, acesta este nivelul de marjă pe care ar trebui să îl vedem. Este nivelul de marjă pe care îl obțin și cei mai performanți

4. What is the margin on the managed production?

First of all, the one that we've always talked about, the big one, which is here in Romania, primarily within our Alive Capital subsidiary, that is not included in here. That is included in a supply business because it tends to have characteristics that are more akin to a supply business and it's not working very closely with our Premier Energy Furnizare business.

There's a lot of electricity that our Premier Energy Furnizare business is buying from Alive Capital. It's actually good that they're in one segment. This segment primarily focuses on our production and it's 95% production.

5. What is the expected new production that should be added in 2026, in GWh, please?

It should be around 145 megawatts of exclusively photovoltaic in the first half. I don't know what to expect in terms of yields, in terms of number of sunny days.

Those 145 megawatts is going to be pretty close to around 200,000 megawatt hours of production of electricity on a full year basis. These plants, it's a little bit of a question when they come into operation, there's testing on them. Do we get to a January 1st commissioning? Maybe, probably not. It probably happens in the middle of January, towards the end of January. But if you sort of annualize that, 145 megawatts, and you put a 1,350 sort of production per megawatt on an annual basis, you get close to around the 200,000 mark. And then we will also have the Hungarian wind park, which generates around

producători de regenerabile din Europa de Vest, doar pe active regenerabile.

4. Care este marja pentru producția în administrare (managed production)?

În primul rând, activitatea despre care am vorbit mereu, cea principală, care se află aici, în România, în special în cadrul subsidiarei noastre Alive Capital, nu este inclusă aici. Aceasta este inclusă în segmentul de furnizare, deoarece are caracteristici mai apropiate de o activitate de furnizare și nu funcționează foarte strâns cu Premier Energy Furnizare.

Premier Energy Furnizare cumpără o cantitate semnificativă de energie electrică de la Alive Capital. De fapt, este bine că sunt în același segment. Segmentul la care ne referim acum se concentrează în principal pe producție, iar aproximativ 95% reprezintă producție.

5. Care este producția nouă estimată să fie adăugată în 2026, în GWh?

Ar trebui să fie aproximativ 145 MW de capacitate exclusiv fotovoltaică în prima jumătate a anului. Nu pot spune exact la ce să ne așteptăm în ceea ce privește randamentele, numărul de zile însorite și așa mai departe.

Acești 145 MW vor fi destul de aproape de aproximativ 200.000 MWh de producție anuală de energie electrică. Există o anumită incertitudine legată de momentul punerii în funcțiune, există testări, verificări. Vom reuși să obținem o punere în funcțiune la 1 ianuarie? Poate, dar cel mai probabil nu. Probabil se va întâmpla la mijlocul sau spre finalul lunii ianuarie. Dar dacă anualizăm, 145 MW înmulțit cu o producție de aproximativ 1.350 MWh per MW pe an ne duce aproape de pragul de 200.000 MWh.

300,000 megawatt hours of electricity on an annual basis.

6. What are your plans regarding developing more gas-based plants like the one near Fagaras?

We definitely will develop one, most likely two additional gas-to-power cogeneration balancing plants. We've already selected and have committed to one site of 20 megawatts in Bralia. And we're looking at a second location. The Bralia location will most likely start towards the fourth quarter of next year. We're expecting some permitting, but that's a very ideal location. Because it's connected directly to Transgaz, so there will be no distribution fee that will be paid there.

And we're looking at another location that would have one or two additional benefits, no connection, no distribution fees, so direct connection to Transgaz and the ability to provide heating to a municipality.

7. Could you elaborate on the rationale behind the change in the revenue reporting structure introduced in Q3 2025? And do you plan to provide a new segment split retrospectively for the past four to six quarters to help investors ensure comparability and understand historical trends under the revised methodology?

The rationale for the change was based in part on feedback from investors who told us that our previous reporting structure made it difficult to track performance and assess growth. While the tariff deviation issue existed, we've already normalized for that, so the real challenge was the way our segments were grouped.

Previously, for example, our natural gas business combined a large distribution component with a large supply component, which are fundamentally different activities. This

Pe lângă acestea, vom avea și parcul eolian din Ungaria, care generează aproximativ 300.000 MWh de energie electrică anual.

6. Care sunt planurile privind dezvoltarea unor noi centrale pe gaz, similare celei de lângă Făgăraș?

Cu siguranță vom dezvolta una, cel mai probabil două centrale suplimentare de tip gas-to-power pentru cogenerare și echilibrare. Deja am selectat și ne-am angajat pentru un amplasament de 20 MW în Brăila. Analizăm și o a doua locație. Proiectul din Brăila va începe cel mai probabil în T4 2026. Așteptăm unele aprobări, dar este o locație foarte potrivită deoarece este conectată direct la Transgaz, ceea ce înseamnă că nu se va plăti tarif de distribuție.

Ne uităm și la o altă locație care ar avea unul sau două avantaje suplimentare: fără costuri de racordare la distribuție, conexiune directă la Transgaz și posibilitatea de a furniza agent termic către o municipalitate.

7. Ați putea detalia raționamentul din spatele schimbării structurii de raportare a veniturilor introdusă în T3 2025? Și intenționați să furnizați o recalculare retroactivă a segmentelor pentru ultimele patru până la șase trimestre, astfel încât investitorii să poată asigura comparabilitatea și să înțeleagă evoluțiile istorice conform noii metodologii?

Rațiunea schimbării s-a bazat, în parte, pe feedback-ul investitorilor, care ne-au spus că structura anterioară de raportare făcea dificilă urmărirea performanței și evaluarea creșterii. Deși a existat problema deviației tarifare, am normalizat deja acest aspect, astfel că adevărata provocare provenea din modul în care erau grupate segmentele.

Anterior, de exemplu, activitatea noastră de gaze naturale combina o componentă mare

made it hard for investors to understand where profitability was coming from. As a reference point, year-to-date EBITDA margins for our distribution businesses are around 39%, while supply is closer to 3%. Mixing these together obscured the underlying drivers.

Another example is our Moldovan business. As shown in the directors' report on page 19, of the EUR 26 million of normalized year-to-date September EBITDA from our production assets, about EUR 5 million – roughly 20% - comes from Moldova. This business didn't exist two years ago, but it is now performing well. However, under the previous structure, Moldova's production, distribution, and supply activities were all bundled into a single segment, which limited transparency.

And, you know, I think what we tried to do is to put it into these segments, which are much more sort of straightforward, if you look at some of our peers, they report this way. And I just think it's going to be easier for people to model, but your modeling shouldn't change much, you still have the production, you still have the distribution, and then you would have the supply and the supply now includes not only our gas supplier, electricity supplier, renewable supplier, renewable managed business, we all put it into the supply, because that tends to have similar characteristics, high revenue, but relatively small margins.

Our goal with the new segmentation is to create a clearer, more intuitive structure that aligns with how many of our peers report. The new segments – production, distribution, and supply – are easier for investors to model and understand. The underlying economics do not change: we still have production and distribution as before. The supply segment now aggregates our gas, electricity, and renewable supply businesses, as well as our renewable management business, which all share similar

de distribuție cu o componentă mare de furnizare, două activități fundamentale diferite. Acest lucru îngreună înțelegerea sursei profitabilității. Ca reper, marjele EBITDA de la începutul anului pentru distribuție sunt în jur de 39%, în timp ce furnizarea este aproape de 3%. Amestecarea acestor activități estompa factorii reali care influențau rezultatele.

Un alt exemplu este activitatea din Moldova. Conform raportului financiar publicat, la pagina 19, din cele 26 milioane de euro EBITDA normalizată la nouă luni până în septembrie pentru activele noastre de producție, circa 5 milioane euro, aproximativ 20%, provin din Moldova. Această activitate nu exista acum doi ani, dar performează foarte bine în prezent. Totuși, în structura anterioară, producția, distribuția și furnizarea din Moldova erau toate incluse într-un singur segment, ceea ce limita transparența.

Ceea ce am încercat să facem a fost să repartizăm activitățile în segmente mult mai clare. Dacă ne uităm la unele dintre companiile similare din industrie, acestea raportează în acest mod. Considerăm că va fi mai simplu pentru investitori să modeleze businessul nostru. În esență, structura modelului nu ar trebui să se schimbe prea mult: aveți în continuare producția, distribuția și furnizarea. Iar în furnizare sunt incluse acum nu doar activitățile de furnizare gaze naturale și energie electrică, ci și furnizarea de energie regenerabilă, precum și activitatea de management al producției regenerabile, toate cu caracteristici similare: venituri mari, dar marje relativ reduse.

Obiectivul nostru cu noua segmentare este să oferim o structură mai clară și mai intuitivă, aliniată la modul de raportare al multor companii comparabile. Noile segmente, producție, distribuție și furnizare, sunt mai ușor de înțeles și de modelat. Fundamentele economice nu se schimbă: producția și

characteristics: high revenue but relatively low margins.

8. Could you clarify the operational and financial implications of the distinction between renewable capacity owned and renewable capacity managed? How do these two categories contribute differently to profitability and to the consolidated financial statements? Additionally, under which category will the newly acquired wind portfolio in Hungary be reported?

The amount of the assets that we own are included in the electricity production, the assets that we manage actually go into the supply segment. And there is a difference in profitability on those. And given the volatility of the intraday prices, the balancing costs, the managed business is not as profitable as it used to be historically.

This is the piece that we've been reporting on for the last several quarters saying, that the profitability of that part of the business is challenged. It's gotten better. Looks like the fourth quarter should be much better, but we put it into the supply segment.

What you see in production is strictly basically our production. And then the wind project, and there's a question regarding where the Hungarian wind park will go, and that will go into the production segment. Actually, all of the production assets are in the production segment. And the ones that we manage are technically actually in the supply business.

9. Following the full liberalization of the Romanian electricity market, how have supply margins evolved? Are current margins sustainable? How do you see pricing,

distribuția rămân la fel, iar furnizarea agregă toate activitățile de furnizare, care împărtășesc caracteristici similare.

8. Ne puteți clarifica implicațiile operaționale și financiare ale distincției dintre capacitatea regenerabilă deținută și capacitatea regenerabilă administrată? Cum contribuie aceste două categorii diferit la profitabilitate și la situațiile financiare consolidate? De asemenea, în ce categorie va fi raportat noul portofoliu eolian achiziționat în Ungaria?

Activele pe care le deținem sunt incluse în segmentul de producție de energie electrică. Activele pe care le administrăm sunt incluse în segmentul de furnizare. Iar între cele două există o diferență de profitabilitate. Având în vedere volatilitatea prețurilor intrazilnice și costurile de echilibrare, activitatea administrată nu mai este la fel de profitabilă ca în trecut.

Aceasta este partea pe care am tot raportat-o în ultimele trimestre, menționând că profitabilitatea acestei activități este sub presiune. Situația s-a îmbunătățit, iar T4 ar trebui să arate mai bine, dar această activitate este contabilizată în segmentul de furnizare.

Ceea ce vedeți în producție reprezintă strict producția noastră proprie. În ceea ce privește proiectul eolian din Ungaria, acesta va fi inclus în segmentul de producție. De fapt, toate activele de producție se regăsesc în segmentul de producție, iar cele administrate sunt, din punct de vedere tehnic, în segmentul de furnizare.

9. După liberalizarea completă a pieței de energie electrică din România, cum au evoluat marjele de furnizare? Sunt marjele actuale sustenabile? Cum vedeți

competition, and regulatory risk going forward?

The margins were maybe slightly better in the summertime than before. But it all had to do with the fact that I think everyone was expecting the evening prices to be significantly higher. And they were not as high as last year. So that drove some nice margin there.

On the other hand, for example, in our supply business, I think the electricity was a little bit better than anticipated. On the other hand, in our natural gas business we usually generate more profitable wholesale sales during the summer, but this year those opportunities never really materialized.

So overall, I would say the margins are slightly better than they were before. But we don't have a government receivable anymore associated with them. And a lot of that was just driven by the fact that there is still volatility, but it's lower than what we, for example, experienced last year.

10. Can you comment on power prices after liberalization?

I think power prices have come down. I don't think that the power prices have come down due to anything specific in the Romanian market. I think there's larger global trends that have largely brought commodity prices down.

Oil prices have come down; gas prices have come down. Some of the inputs into electricity have come down. And also, as I had mentioned earlier, that some of the components that go into renewable construction and production, solar panels, and wind, they've come down.

So overall, the trend has been down. It's probably at the appropriate level now, but things

evoluția prețurilor, a concurenței și riscurile de reglementare?

Marjele au fost poate ușor mai bune în timpul verii decât anterior. Dar acest lucru s-a datorat mai ales faptului că toată lumea se aștepta ca prețurile din orele de seară să fie semnificativ mai ridicate. Iar ele nu au fost la fel de mari ca anul trecut, ceea ce a generat marje bune.

Pe de altă parte, în activitatea noastră de furnizare de energie electrică, cred că rezultatele au fost puțin mai bune decât anticipasem. În schimb, în activitatea de gaze naturale, în mod normal obținem vânzări angro mai profitabile pe timpul verii, însă anul acesta aceste oportunități nu s-au materializat.

Per total, aș spune că marjele sunt ușor mai bune decât înainte. Dar nu mai avem sume de recuperat de la stat asociate cu aceste activități. Iar o mare parte din evoluție se datorează faptului că, deși există încă volatilitate, aceasta este mai redusă comparativ cu cea pe care am experimentat-o anul trecut.

10. Puteți comenta evoluția prețurilor energiei electrice după liberalizare?

Cred că prețurile energiei electrice au scăzut. Nu cred că această scădere se datorează unui factor specific pieței românești, ci unor tendințe globale mai ample care au dus la scăderea prețurilor la mărfuri.

Prețul petrolului a scăzut; prețul gazelor a scăzut. Unele dintre componentele care intră în costul energiei electrice au scăzut. De asemenea, după cum am menționat anterior, o parte dintre elementele necesare pentru construcția și producția din surse regenerabile, panouri solare, turbine eoliene, s-au ieftinit.

are still very volatile, and it's hard to predict. And I think another reason is the declining imbalance costs, and that's also contributed fairly significantly to having lower power prices.

11. Can you please repeat the 2025 guidance for normalized revenue in EBITDA? Was it EUR 1.4 billion and EUR 120 million?

It was EUR 1.6 billion of revenue. And today we're at EUR 1.2 billion. And actually, the fourth quarter is usually one of the stronger quarters of the year for us. We will probably be a bit above EUR 1.6 billion on the revenue side. And EUR 120 million of normalized EBITDA, we continue to believe that is very much achievable. We've got EUR 94 million year to date. I think the 120 number is probably a bit conservative.

12. Can you comment on the managed assets margins?

They've come down quite a bit over the last couple of years, they were actually negative some quarters. Now they're sort of slightly positive, but it's a couple of percentages for EBITDA.

13. Moldova profit adjustment will take place next year?

Hard to predict, but in a world where prices are stable, which they're not, but if they were stable, then yes, we would get back part of this outperformance next year. But again, a lot of it depends on the evolution of electricity prices. But yes, the tariff that will go into place for 2026 will include some giving back of this.

În ansamblu, tendința a fost descendentă. Probabil că prețurile sunt acum la un nivel adecvat, dar volatilitatea este în continuare ridicată și e greu de anticipat evoluția. Un alt motiv este scăderea costurilor de dezechilibru, care a contribui, de asemenea, semnificativ la reducerea prețurilor la energie electrică.

11. Puteți repeta estimarea pentru 2025 privind veniturile și EBITDA normalizată? Era vorba de 1,4 miliarde euro și 120 milioane euro?

Valoarea pentru venituri era de 1,6 miliarde euro. Iar astăzi suntem la 1,2 miliarde euro. De fapt, T4 este, de regulă, unul dintre cele mai puternice pentru noi. Probabil vom depăși ușor 1,6 miliarde euro la nivel de venituri. Iar EBITDA normalizată de 120 milioane euro rămâne o țintă realizabilă. Avem 94 milioane euro până în prezent, iar eu cred că cifra de 120 milioane euro este probabil chiar conservatoare.

12. Puteți comenta marjele activelor administrate?

Acestea au scăzut destul de mult în ultimii ani, au fost chiar negative în unele trimestre. Acum sunt ușor pozitive, dar vorbim de câteva procente la nivel de EBITDA.

13. Ajustarea de profit pentru Moldova va avea loc anul viitor?

Este greu de anticipat, dar într-un scenariu în care prețurile ar fi stabile, ceea ce nu este cazul, da, am returna o parte din această supra-performanță anul viitor. Dar va depinde foarte mult de evoluția prețurilor la energie electrică. Totuși, tariful care va intra în vigoare pentru 2026 va include o componentă de returnare a acesteia.

I think if you look at historically, when there have been large swings in tariff deviations in Moldova, the give back or the cost has typically been spread over two years rather than one because of the difficulty in forecasting. So, we would expect some of it to take place next year and some remaining amount the year after.

14. What positive contribution quantitatively you estimate for new battery acquisition to decrease the balancing costs in your electricity production segment and therefore help the EBITDA margin in this segment? I can see that the EBITDA margin for electricity production was at 52%, up from 41% for nine months of 2024. Was it because of lower peak prices, or what else contributed to this result?

Let's take the last piece of the question, which is the margin going from 52% to 41%. I think some of that is just as we get more renewable. Last year was impacted by our gas to power plant coming online.

It didn't come online until the beginning of July, but we had some costs associated with it in the first half of the year. We also managed the renewables better now. But again, the renewables should be in the 70% EBITDA range.

The gas to power plant will vary. And then we also have a small Moldova managed business in here, which is decreasing the margin a little bit. But overall, this number should go up.

And I can tell you the Hungarian margin is kind of in the same ballpark that I just said for the Romanian renewable plants, sort of in the 70% range on the EBITDA line.

Dacă ne uităm istoric, atunci când au existat deviații tarifare mari în Moldova, ajustările au fost de obicei distribuite pe doi ani, nu pe unul singur, din cauza dificultății de a face previziuni. Așadar, ne așteptăm ca o parte din ajustare să aibă loc anul viitor și restul în anul următor.

14. Ce contribuție pozitivă estimați, în mod cantitativ, din achiziția noilor baterii pentru reducerea costurilor de echilibrare în segmentul de producție de energie electrică și implicit pentru îmbunătățirea marjei EBITDA din acest segment? Observ că marja EBITDA pentru producția de energie electrică a fost de 52%, în creștere față de 41% la nouă luni în 2024. A fost acest lucru determinat de prețurile mai scăzute din vârf sau ce altceva a contribuit?

Să luăm ultima parte a întrebării, adică marja crescând de la 41% la 52%. O parte din această evoluție se datorează creșterii ponderii energiei regenerabile. Anul trecut, marja a fost influențată de intrarea în funcțiune a centralei noastre pe gaz.

Aceasta nu a devenit operațională decât la începutul lui iulie, dar am avut unele costuri asociate în prima jumătate a anului. De asemenea, gestionăm mai bine activele regenerabile în prezent. Dar, din nou, regenerabilele ar trebui să se afle în zona de 70% marjă EBITDA.

Centrala pe gaz va avea rezultate variabile. Avem și o componentă mică de business administrat în Moldova, care reduce puțin marja totală. Per ansamblu, însă, această marjă ar trebui să crească.

Iar marja proiectului din Ungaria este cam în același interval cu ceea ce am menționat pentru activele regenerabile din România, aproximativ în zona de 70% la nivelul EBITDA.

15. And then the impact for the renewable battery acquisition?

It's a development. So, all of the batteries you see are developments. There's basically nothing to buy in the market because there's only a couple of other developments that have happened in the last 12 months.

This will be one of the first ones, one of the first largest ones as well. And regarding the profitability, if you look at historical prices, the payback period should be less than two years. But let's see how the developments go.

But it should be relatively profitable. This is why we may at some point have two segments here. One would be for the balancing and one would be just strictly for the renewable.

We have to see how it all evolves. It may actually have pretty nice margins because you're going to be buying the electricity. As seen in the chart that I showed during my presentation you're going to be buying the electricity for the batteries in the afternoon and selling it in the evening. And we probably will do it through some of our production plans. We'll do it in the market. This will also be a system services battery plant. So, there's going to be some fees associated with just being available for the network.

At the end of the day, this is not only great for our business, but it's also good for the Romanian market overall, because we actually need these kinds of balancing plants in the system. So hard to answer exactly the impact. Let's let us kind of see how things develop.

But it will have some nice margins and the payback period should be relatively quick.

15. Și impactul achiziției bateriilor pentru regenerabile?

Este vorba despre un proiect în dezvoltare. Toate bateriile pe care le vedeți sunt proiecte aflate în dezvoltare. Practic, nu există nimic de cumpărat pe piață, pentru că în ultimele 12 luni au existat doar câteva astfel de dezvoltări.

Acesta va fi unul dintre primele proiecte și unul dintre cele mai mari. În ceea ce privește profitabilitatea, dacă ne uităm la prețurile istorice, perioada de recuperare a investiției ar trebui să fie sub doi ani. Dar să vedem cum evoluează lucrurile.

Ar trebui însă să fie relativ profitabil. Acesta este motivul pentru care, la un moment dat, este posibil să avem două segmente aici: unul pentru echilibrare și unul strict pentru regenerabile.

Trebuie să vedem cum evoluează situația. Ar putea avea marje destul de bune, deoarece veți cumpăra energie electrică, așa cum se vede în graficul pe care l-am prezentat, după-amiaza și o veți vinde seara. Probabil vom face acest lucru prin unele dintre centralele noastre de producție. Îl vom face și pe piață. Aceasta va fi, de asemenea, o centrală de baterii care furnizează servicii de sistem, deci vor exista unele venituri doar pentru disponibilitatea în rețea.

La final, acest proiect nu este doar benefic pentru afacerea noastră, ci și pentru piața din România în ansamblu, deoarece astfel de centrale de echilibrare sunt necesare în sistem. Este greu de spus exact care va fi impactul. Să vedem cum se dezvoltă lucrurile.

Dar va avea marje bune, iar perioada de recuperare ar trebui să fie relativ rapidă.

16. How do you see the evolution of electricity prices in Romania over the next period?

I think in line with the overall European trend, I believe that power prices will go up next year. So that's my general feeling is that the electricity prices will go up in 2026 relative to 2025. I think Romania will be in line with the rest of Europe.

Although that being said, there is a possibility of less gas coming in from Russia coming in. And that would, I think, disproportionately possibly impact our region with having higher gas prices in our region, which would somehow slightly spill over into power prices.

17. How was the evolution of the balancing market this year versus the previous year? And what do you expect for the next years once the storage systems presence increases alongside new gas power plants in the market?

If you look at the blue chart on the day-ahead market price slide for 2019, you'll see that electricity prices that year, the last "normal" year before the shocks of 2020 and the post-COVID period, were very stable. Prices dipped slightly during the early-morning hours around 4–6 a.m., but overall, they remained steady throughout the day. You didn't see the kind of evening peak we see today; at most there was a mild increase. That was how the market used to function.

The situation has changed dramatically. Beginning in 2024, and continuing in 2025, we've entered a new environment characterized by sharp volatility, with prices shifting every 15 minutes. This has major implications for the balancing market. The key question becomes: how do you price electricity for end customers when the cost varies so widely across the 24-hour period? And you also need to consider

16. Cum vedeți evoluția prețurilor energiei electrice în România în perioada următoare?

Cred că, în linie cu tendința generală europeană, prețurile energiei electrice vor crește anul viitor. Aceasta este impresia mea generală: că în 2026 prețurile vor fi mai ridicate decât în 2025. Cred că România se va alinia restului Europei.

Totuși, există posibilitatea ca în regiune să intre mai puțin gaz din Rusia. Iar acest lucru ar putea afecta disproporționat regiunea noastră, determinând prețuri mai mari la gaze naturale, ceea ce s-ar putea transmite parțial și în prețurile energiei electrice.

17. Cum a evoluat piața de echilibrare anul acesta față de anul trecut? Și ce așteptări aveți pentru anii următori, odată cu dezvoltarea sistemelor de stocare și apariția de noi centrale pe gaz în piață?

Dacă ne uităm la graficul albastru din slide-ul cu prețurile din piața pentru ziua următoare (day-ahead) pentru 2019, vedem că prețurile energiei electrice în acel an, ultimul an „normal” înainte de șocurile din 2020 și perioada post-COVID, au fost foarte stabile. Prețurile scădeau ușor în primele ore ale dimineții, în jur de 4–6 dimineața, dar în general rămâneau constante pe parcursul zilei. Nu vedeam vârful de seară pe care îl vedem astăzi; cel mult exista o creștere ușoară. Așa funcționa piața atunci.

Situația s-a schimbat radical. Începând cu 2024 și continuând în 2025, am intrat într-un mediu caracterizat de o volatilitate accentuată, cu prețuri care se modifică la fiecare 15 minute. Acest lucru are implicații importante pentru piața de echilibrare. Întrebarea esențială devine: cum stabilești prețul energiei pentru clienții finali când costul variază atât de mult într-un interval de 24 de ore? Și trebuie să ții cont și de modul de

consumption patterns – most households use the majority of their electricity in the evening.

In this context, the balancing market, along with the increasing presence of battery storage and other technologies, is helping both us and the Romanian market manage these dynamics. Storage allows us to capture electricity during the lower-priced afternoon periods and effectively shift it into the higher-priced evening hours, where the biggest challenges lie. These evening prices were not as extreme this year as they were last year, which was really the first year when the gap between afternoon and evening prices became enormous. In 2019 this issue didn't even exist.

This is why we continue to emphasize the evolution of the balancing market. Batteries, gas-to-power assets, our diversified production portfolio, and even the new solar plants we're building, all of which will have some level of co-located storage, enable us to deliver electricity into the evening period. It won't cover 100% of production, but it will cover enough to make a meaningful difference. As evening prices stabilize, it becomes easier to set tariffs and, potentially, to benefit economically from the balancing market as well.

18. Can you talk about the economics of the 158-megawatt acquisition and the 200-megawatt battery? How much EBITDA do you expect to generate from these assets? Okay.

The 158-megawatt battery plant, which we are scheduled to acquire in the next few weeks, the price is 128 million euros for 100%, with a lockbox going back to January 1st, 2025. That means that the cash that's been generated by the business year to date will be on the balance sheet when we acquire the business. Currently, when you kind of do some math, EUR 300,000 of production, we expect this plant to have over

consum, majoritatea gospodăriilor consumă cea mai mare parte a energiei seara.

În acest context, piața de echilibrare, împreună cu creșterea capacităților de stocare și a altor tehnologii, ajută atât compania noastră, cât și piața românească să gestioneze aceste dinamici. Stocarea permite captarea energiei în perioadele din după-amiază, când prețurile sunt mai mici, și „mutarea” ei în orele de seară, când se confruntă cu cele mai mari provocări. Prețurile de seară nu au fost la fel de ridicate anul acesta ca anul trecut, când am văzut pentru prima dată diferențe uriașe între prețurile de după-amiază și cele de seară. În 2019 această problemă nici nu exista.

Acesta este motivul pentru care subliniem constant evoluția pieței de echilibrare. Bateriile, activele noastre pe gaz, portofoliul diversificat de producție și chiar noile centrale solare pe care le construim, toate vor avea o componentă de stocare, ne permit să livrăm energie în orele de seară. Nu va acoperi 100% din producție, dar va acoperi suficient pentru a avea un impact real. Pe măsură ce prețurile de seară se stabilizează, devine mai ușor să stabilim tarifele și, potențial, să obținem rezultate economice pozitive și din piața de echilibrare.

18. Puteți vorbi despre fundamentele economice ale achiziției celor 158 MW și a bateriei de 200 MW? Cât EBITDA estimați că veți genera din aceste active?

Centrala cu baterii de 158 MW, pe care urmează să o achiziționăm în următoarele câteva săptămâni, are un preț de 128 milioane euro pentru 100%, cu un lockbox retroactiv la 1 ianuarie 2025. Aceasta înseamnă că numerarul generat de companie de la începutul anului va fi în bilanț în momentul achiziției. În prezent, dacă sunt efectuate câteva calcule, la aproximativ 300.000 MWh de producție, ne așteptăm ca

EUR 20 million of EBITDA, most likely probably looking at a 23, 24, 25 number.

Certainly, the year-to-date results would support that. And we would expect it to have around ERU 20 million of cash on the balance sheet at year end. EBITDA probably comes down a little bit.

There was a support scheme for the renewables in Hungary. In the future, if you kind of do some estimates, I think we get into the kind of the EUR 20 million level of EBITDA for the Hungarian business.

I would just add that this is a very large plant. And we don't look at Hungary as a singular plant, but that this will be an asset that we will start to build a supply business in Hungary. This is a market entry acquisition for us, together with a partner. We will actively start to be active in supply. And we're already looking at other production acquisitions together with our partners. It's exciting going into Hungary.

19. How has the churn been in the supply segment since market liberalization in Romania?

We have seen some churn. We're very competitive, our prices are, but there's a few peers that have prices that we do not believe are sustainable. We've seen some small sort of evolution; some small churn in our supply business. But overall, you know, our product offering is very competitive.

I think we've made a conscious, strategic decision regarding end customer pricing that we would be okay with a small amount of churn in exchange for profitability, a larger profitability on the customer base. We're not interested in having customers that generate little to no

această centrală să genereze peste 20 milioane euro EBITDA, cel mai probabil în zona 23, 24, 25 milioane.

Cu siguranță, rezultatele de la începutul anului susțin această estimare. Și ne așteptăm ca la final de an să aibă aproximativ 20 milioane euro numerar în bilanț. EBITDA probabil va scădea puțin.

A existat un mecanism de sprijin pentru regenerabile în Ungaria. În viitor, dacă facem câteva estimări, cred că ajungem la nivelul de aproximativ 20 milioane euro EBITDA pentru activitatea din Ungaria.

Aș adăuga că aceasta este o centrală foarte mare. Și nu privim Ungaria ca pe o singură centrală, ci ca pe un activ în jurul căruia vom construi o activitate de furnizare în Ungaria. Aceasta este o achiziție de intrare pe piață pentru noi, în parteneriat cu un colaborator. Vom începe să fim activi în furnizare. Și deja analizăm alte achiziții de producție împreună cu partenerii noștri. Este un pas interesant intrarea în Ungaria.

19. Cum a evoluat rata de pierdere a clienților în segmentul de furnizare după liberalizarea pieței din România?

Am observat o anumită rată de pierdere a clienților. Suntem foarte competitivi, prețurile noastre sunt competitive, însă există câțiva jucători care practică prețuri pe care noi nu le considerăm sustenabile. Am văzut o evoluție redusă, o rată de pierdere a clienților relativ mică în activitatea noastră de furnizare. Dar, per ansamblu, oferta noastră de produse este foarte competitivă.

Cred că am luat o decizie strategică conștientă în ceea ce privește prețurile pentru clienții finali: suntem confortabili cu un mic nivel de pierdere a clienților în schimbul unei profitabilități mai mari pe baza de clienți. Nu suntem interesați de clienți care generează

profitability or in fact losses. We're not looking at spending a lot in terms of customer acquisition.

20. How do you see the evolution of power prices in the next few years in Romania and SEE more broadly, especially considering the eventual increase and demand that's expected to come from rebuilding of Ukraine and electrification, along with the commissioning of coal plants across the region, which could lead to a tight supply demand dynamic?

This is one of the reasons we are investing in the production plants. Yes, there's a scenario where prices increase from the levels that we're seeing today. But I think we're not pricing that into our investment decisions.

If you think about AI and you think about electromobility and all these other things, one of the things that they all need is a ton of electricity. So, it is possible that there will be a larger demand for electricity and some of the old coal plants will be decommissioned and that could lead to more need for renewables. But again, and this is why we're seeing us invest in the balancing capability, because if we're all going to be investing in solar plants, then we're going to have a ton of electricity in the afternoons. We're going to have negative prices of electricity in the afternoons, and then we're going to have blackouts in the evenings. So that's why you need to kind of think about this in a broader sense with the batteries, with the gas to power plants, with the wind.

I think we're focused on increasing our flexible generation capabilities and production. So that's battery, gas to power, renewable.

And so, if there's higher prices of electricity, then we'll just be that much more profitable. But we're not pricing that into any of our investment decisions.

profitabilitate redusă sau chiar pierderi. Și nu intenționăm să cheltuim mult pentru achiziția de clienți.

20. Cum vedeți evoluția prețurilor energiei electrice în următorii ani în România și în Europa de Sud-Est, în special având în vedere creșterea cererii odată cu reconstrucția Ucrainei, electrificarea și dezafectarea centralelor pe cărbune din regiune, care ar putea conduce la o dinamică strânsă cerere-ofertă?

Acesta este unul dintre motivele pentru care investim în centralele de producție. Da, există un scenariu în care prețurile cresc față de nivelurile pe care le vedem astăzi. Dar nu luăm această creștere în calcul când luăm decizii de investiții.

Dacă ne gândim la AI, electromobilitate și multe alte tendințe, toate au nevoie de cantități mari de energie electrică. Este posibil ca cererea de energie să crească, iar unele centrale vechi pe cărbune vor fi închise, ceea ce ar putea crește nevoia de regenerabile. Dar acesta este și motivul pentru care investim în capacități de echilibrare: dacă toți construim centrale solare, vom avea foarte multă energie după-amiaza, prețuri negative după-amiaza și pene de curent seara. De aceea trebuie privit acest fenomen într-un cadru mai larg, cu baterii, centrale pe gaz, centrale eoliene.

Ne concentrăm pe creșterea capacităților flexibile de generare și producție: baterii, centrale pe gaz, energie regenerabilă.

Dacă prețurile energiei vor fi mai mari, atunci vom fi și mai profitabili. Dar nu includem aceste creșteri potențiale în deciziile noastre de investiții.

21. What are your plans for dividend distribution in 2026 or 2025 profits?

It's a little bit early to give that guidance, but we've always given out the 30% to 70% of net earnings. And the first few years after the IPO, we always said it would be closer to that 30%. So, I think that's where the guidance is for now.

And then we'll see based on kind of some of the growth opportunities we have. But I think most of the investors we speak to want us to focus on growth. And we still see a lot of very interesting opportunities that should create shareholder value in the future. And that's what we're investing in.

21. Care sunt planurile privind distribuirea de dividende în 2026, din profitul anului 2025?

Este puțin devreme pentru estimări, dar am comunicat întotdeauna un interval de distribuire între 30% și 70% din profitul net. Iar în primii ani după IPO am spus mereu că ne vom situa mai aproape de 30%. Cred că de aici pornim ca orientare.

Vom vedea însă în funcție de oportunitățile de creștere pe care le avem. Majoritatea investitorilor cu care discutăm vor să ne concentrăm pe creștere. Și vedem în continuare multe oportunități foarte interesante care ar trebui să creeze valoare pentru acționari în viitor. Și în asta investim.