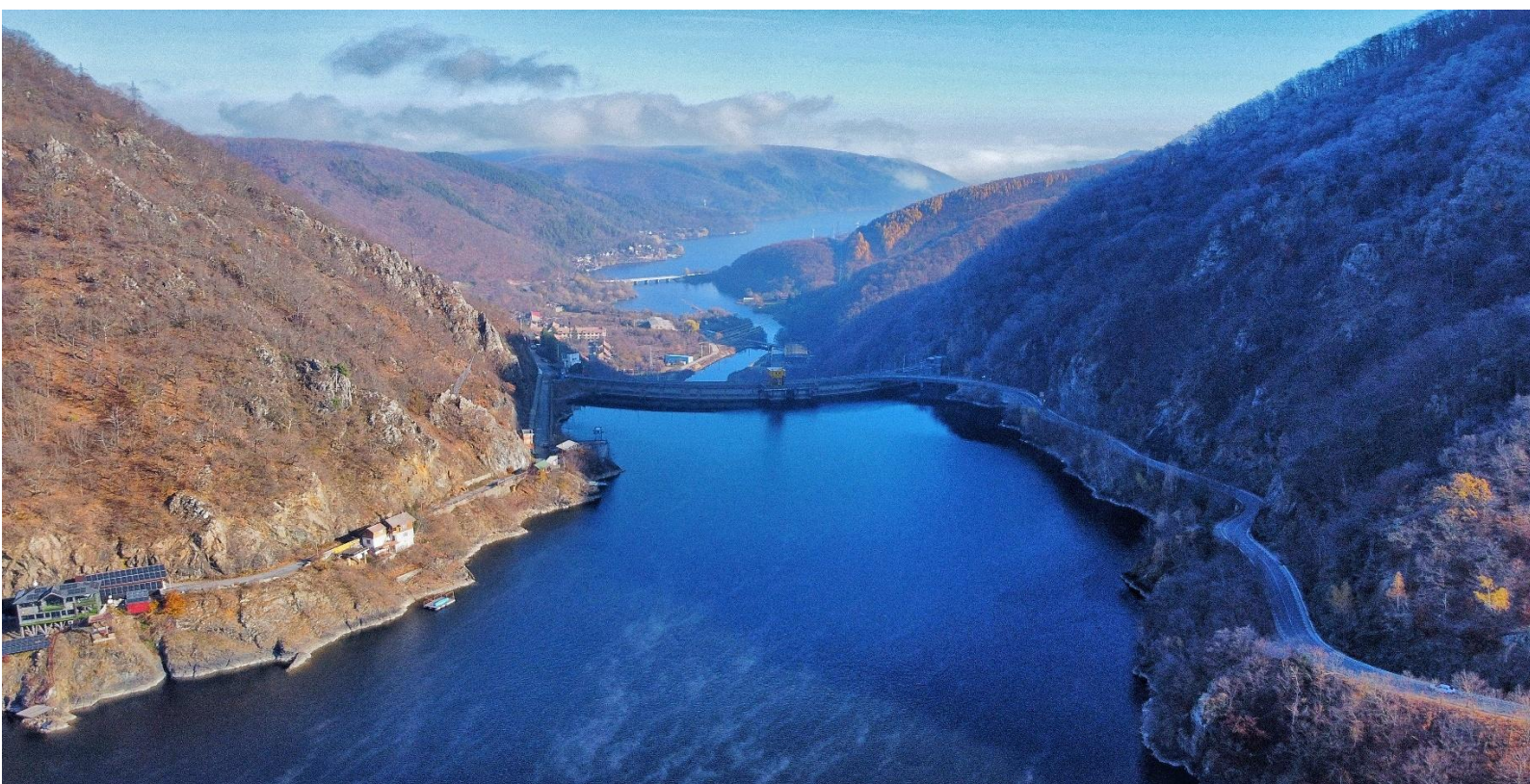




RAPORT ANUAL 2025

26 MARTIE 2026



Note:

Acest raport este întocmit în conformitate cu prevederile din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, Anexa nr. 15 din Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, și Codul Bursei de Valori București, precum și în conformitate cu prevederile Ordonanței de Urgență nr. 109 din 30 noiembrie 2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.

Acest raport se bazează pe situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele de Contabilitate IFRS („IFRS”) adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-EU”) și situațiile financiare individuale și consolidate întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare („OMFP nr. 2844/2016”).

Acest raport nu reprezintă o recomandare/ ofertă/ invitație pentru a achiziționa acțiuni emise de Hidroelectrica. Acest raport conține informații la nivel consolidat cu privire la principalii indicatori operaționali ai Grupului Hidroelectrica, astfel că aceste informații reflectă rezultatele și poziția financiară aferentă perioadei de raportare disponibile la data prezentului raport și nu reprezintă garanții ale performanței viitoare a Grupului. Informațiile din acest document sunt selective și pot necesita actualizări, revizuirii și modificări în anumite circumstanțe. Hidroelectrica nu își asumă nicio obligație sau angajament de a publica orice actualizare, revizuire sau modificare a oricăror informații cuprinse în acest raport, cu excepția cazului în care acest lucru este solicitat potrivit legii aplicabile.

Anumite cifre incluse în acest Raport au fost supuse ajustărilor de rotunjire; în consecință, cifrele prezentate pentru aceeași categorie ilustrată în tabele diferite pot varia ușor. De asemenea, este posibil ca cifrele prezentate ca totaluri în anumite tabele să nu fie o agregare aritmetică a cifrelor care le preced. Totodată, procentele din tabele au fost rotunjite și, în consecință, nu pot fi însumate până la 100%. Calculele, variațiile și alte procente pot diferi ușor de calculele lor reale din cauza rotunjirii informațiilor financiare, statistice și operaționale subiacente.

În cazul în care acest raport face referire la orice informație din orice sursă externă, aceste informații nu trebuie să fie considerate ca fiind adoptate/aprobate de către Hidroelectrica ca fiind exacte/corecte.

Acest raport poate conține declarații anticipative. Aceste declarații reflectă cunoștințele actuale ale societății precum și așteptări și previziuni despre evenimente viitoare. Prin natura lor, declarațiile anticipative sunt supuse diverselor riscuri, dintre care multe în afara controlului companiei, care ar putea determina ca rezultatele reale ale societății să difere semnificativ de rezultatele și performanțele exprimate sau anticipate. Niciuna dintre viitoarele previziuni din acest raport nu ar trebui să fie considerate în special promisiuni, nici nu ar trebui considerate ca implicând o asigurare sau o garanție ca ipotezele pe baza cărora viitoarele previziuni au fost elaborate sau informațiile și declarațiile conținute în acest raport sunt corecte, exacte sau complete.

Acest raport nu conține toate informațiile care ar putea fi necesare în ceea ce privește societatea și acțiunile sale. Fiecare persoană care are acces la acest raport trebuie să facă o analiză proprie.

Conținutul acestui raport este proprietatea Hidroelectrica, acest document sau o parte din el neputând fi reproduse de către altă persoană fără acordul Hidroelectrica.

Cuprins

DATELE DE IDENTIFICARE ALE HIDROELECTRICA	5
SINTEZĂ REZULTATE 2025	6
MESAJUL PREȘEDINTELUI CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE	11
MESAJUL PREȘEDINTELUI DIRECTORATULUI	12
RAPORTUL STRUCTURILOR DE CONDUCERE PENTRU ANUL 2025	14
I. RAPORTUL CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE	14
II. RAPORTUL CONSOLIDAT AL DIRECTORATULUI	32
1. PREZENTAREA GRUPULUI	32
1.1. STRUCTURA ORGANIZATORICĂ	32
1.2. PRINCIPALELE ACTIVITĂȚI ALE GRUPULUI	34
1.3. MISIUNE, VIZIUNE, VALORI	35
1.4. ELEMENTE DE STRATEGIE	35
1.5. DEZVOLTAREA PREVIZIBILĂ A SOCIETĂȚII	37
2. REPERELE ANULUI 2025	40
3. EVENIMENTE CHEIE ÎN 2025	41
3.1. ADUNĂRI GENERALE ALE ACȚIONARILOR	41
3.2. MODIFICĂRI ALE STRUCTURILOR DE CONDUCERE	48
3.3. INVESTIȚII	50
3.4. ALTE EVENIMENTE-CHEIE	52
3.5. DISTRIBUIRE DIVIDENDE	53
3.6. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILATE CONFORM ART. 108 DIN LEGEA NR. 24/2017	53
4. HIDROELECTRICA PE PIAȚA DE CAPITAL	54
4.1. OFERTA PUBLICĂ ÎNȚIALĂ A SOCIETĂȚII HIDROELECTRICA	54
4.2. STRUCTURA ACȚIONARIATULUI ȘI EVOLUȚIA PREȚULUI ACȚIUNII	54
4.3. RELAȚIA CU INVESTITORII	57
5. GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ	58
5.1. ADUNĂRILE GENERALE ALE ACȚIONARILOR	59
5.2. DREPTURILE ACȚIONARILOR	60
5.3. POLITICA DE DIVIDENDE	60
5.3.1. DISTRIBUIREA DIVIDENDELOR	61
5.4. CONSILIUL DE SUPRAVEGHERE	62
5.5. DIRECTORATUL	62
5.6. REMUNERAREA MEMBRILOR CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE ȘI A MEMBRILOR DIRECTORATULUI	65
5.7. MANAGEMENTUL PROCESELOR	68
5.8. AUDIT INTERN	68
5.9. PRINCIPALELE CARACTERISTICI ALE CONTROLULUI INTERN ȘI SISTEMELOR DE GESTIONARE A RISCURILOR ÎN RELAȚIE CU PROCESUL DE RAPORTARE FINANCIARĂ	68
5.10. EVENIMENTE ȘI SPONSORIZĂRI ÎN ANUL 2025	70
5.10.1. DECLARAȚIA „APLICI SAU EXPLICI”	72
6. DATE OPERAȚIONALE	91
6.1. SEGMENTE OPERAȚIONALE	91

6.1.1. ACTIVITATEA DE PRODUCERE DE ENERGIE ELECTRICĂ	91
6.1.2. ACTIVITATEA DE TRADING - VÂNZAREA ANGRO A ENERGIEI ELECTRICE	92
6.1.3. ACTIVITATEA DE FURNIZARE A ENERGIEI ELECTRICE	93
6.2. ACTIVITATEA DE MENTENANȚĂ	95
6.3. ACTIVITATEA DE MENTENANȚĂ - CONSTRUCȚII ȘI URMĂRIREA COMPORTĂRII CONSTRUCȚIILOR HIDROENERGETICE („UCCH”)	97
6.4. ACTIVITATEA DE INVESTIȚII	98
6.4.1. ACTIVITATEA ÎN PROIECTE DE DEZVOLTARE	101
6.4.2. ACTIVITATEA DE RETEHNOLIZARE	104
6.4.3. ACTIVITATEA DE MENTENANȚĂ CU CAPITALIZARE	108
6.5. MANAGEMENT DE PROIECT	109
6.6. ACHIZIȚII	110
6.7. FUZIUNI ȘI ACHIZIȚII („M&A”)	111
6.8. RESURSE UMANE	111
6.9. TRANSFORMARE DIGITALĂ ȘI INOVARE	113
6.10. ACTIVE CORPORALE	115
6.10.1. AMPLASAREA ȘI CARACTERISTICILE PRINCIPALELOR CAPACITĂȚI DE PRODUCȚIE	115
6.10.2. GRADUL DE UZURĂ AL CAPACITĂȚILOR DE PRODUCȚIE	117
6.10.3. DREPTUL DE PROPRIETATE ASUPRA ACTIVELOR CORPORALE	117
7. REZULTATE FINANCIARE PENTRU ANUL 2025	119
7.1. INDICATORI FINANCIARI	119
7.2. DETALIEREA VENITURILOR	121
7.3. CHELTUIELI OPERAȚIONALE	125
7.4. FLUXURI DE NUMERAR	127
7.5. POZIȚIA FINANCIARĂ	128
8. LITIGII	134
9. MANAGEMENTUL RISCURILOR	143
10. EVENIMENTE ULTERIOARE	146
11. DECLARAȚIA PRIVIND DURABILITATEA	147
III. DECLARAȚIA CONDUCERII	293
IV. SITUAȚII FINANCIARE	296
SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE IFRS-EU	296
SITUAȚIILE FINANCIARE INDIVIDUALE OMFP 2844/2016	296
SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE OMFP 2844/2016	296

Datele de identificare ale Hidroelectrica

Raport întocmit pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

Data raportului: 26 martie 2026

Denumirea emitentului: Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.

Sediul social: Bulevardul Ion Mihalache, nr. 15-17, etajele 10-15, sector 1, București, România

Telefon: +40 21 303 25 00

Cod unic de înregistrare la Registrul Comerțului: 13267213

Cod Înregistrare Fiscală: RO13267213

Numărul de ordine în Registrul Comerțului: J2000007426409

Codul LEI (Legal Entity Identifier): 787200IISRQX09PRB732

Cod ISIN (International Securities Identification Number): RO4Q0Z5RO1B6

Capital Social subscris și vărsat înregistrat: 4.498.025.670 RON

Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise: 449.802.567 de acțiuni ordinare, nominative, liber transferabile, fiecare având o valoare nominală de 10 RON/acțiune, emise în formă dematerializată.

Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise: acțiunile Societății sunt cotate la Bursa de Valori București (simbol bursier: H2O)

Sinteză Rezultate 2025

Într-un mediu plin de provocări majore, cu o secetă severă care condus la cea mai scăzută producție hidroenergetică din istoria României, ceea ce a afectat implicit volumul total de energie disponibil pentru comercializare, Grupul Hidroelectrica a înregistrat în 2025 rezultate operaționale și financiare remarcabile, cu 10% peste nivelurile estimate în Bugetul pentru 2025, deși comparativ cu anul 2024 acestea sunt cu 20% mai reduse.

Rezultatele pe întreg anul 2025 au fost afectate semnificativ de scăderile înregistrate în primele 9 luni ale anului, pe fondul condițiilor hidrologice dificile, deși rezultatele din ultimul trimestru au înregistrat o revenire importantă pe fondul îmbunătățirii condițiilor hidrologice, dar nu într-o asemenea măsură încât să compenseze scăderile din primele 9 luni.

În acest context, marja operațională și marja netă ale Grupului s-au redus cu 22% față de anul 2024, în principal pe fondul diminuării cantității de energie electrică vândută.

- **Rezultatele obținute în anul 2025 depășesc așteptările stabilite în Bugetul rectificat aprobat pentru anul 2025, ca urmare a unei producții superioare în trimestrul IV 2025**
- **Venituri în creștere cu 5% față de anul 2024**
- **Investiții – creștere accelerată în 2025, cu 32% față de anul 2024, până la 781 milioane RON**
- **Producția de energie electrică cu 14% sub nivelul din 2024**
- **Marjă operațională de 39%, cu 22% sub nivelul din 2024**
- **Marjă netă de 35% cu 22% sub nivelul din 2024**
- **Profit net de 3.370 milioane RON cu 18% sub anul 2024, dar cu 10% peste bugetul rectificat**
- **Rezultat pe acțiune de 7,49 RON cu 18% sub cel din 2024 (9,18 RON), dar cu 10% peste buget**

Indicatori financiari individuali vs. buget 2025 rectificat

Indicatori financiari individuali*	2025 Realizat (auditat)	Buget Revizuit 2025	milioane RON Grad de realizare (%)
Venituri totale	10.110	9.969	101%
Venituri din exploatare	9.783	9.671	101%
Venituri financiare	327	299	109%
Cheltuieli totale	6.262	6.458	97%
Cheltuieli operationale	6.165	6.360	97%
Cheltuieli financiare	97	98	99%
Profit inainte de impozitare	3.848	3.511	110%

*Indicatorii sunt calculați conform formularelor de buget din Ordinul 3818/2019 și sunt aliniați cu indicatorii prezentați în formularul S1040-Raportare contabilă anuală către ANAF, întocmit la nivelul Hidroelectrica S.A.

Sursa: Hidroelectrica

***Bugetul de venituri și cheltuieli și indicatorii financiari de mai sus sunt prezentați la nivel individual.**

Indicatori operaționali		2025	2024	Variație (%)
Producția de energie electrică brută, din care:	GWh	12.215	14.224	-14%
Producție energie electrică din surse hidro (brut)	GWh	11.945	13.928	-14%
Producția de energie electrică netă, din care:	GWh	11.847	13.864	-15%
Producție energie electrică din surse hidro (net)	GWh	11.585	13.576	-15%
Producție energie electrică din surse eoliene	GWh	262	288	-9%
Achiziție de energie electrică GWh	GWh	2.209	802	175%
Total energie electrică vândută GWh	GWh	14.056	14.666	-4%

Sursa: Hidroelectrica

Indicatori financiari calculați pe baza situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU

Indicatori financiari		2025	2024	Variație (%)	2023
Venituri	milioane RON	9.619	9.123	5%	12.160
EBITDA	milioane RON	4.646	5.503	-16%	8.016
Marja EBITDA	%	48%	60%	-20%	66%
EBITDA Ajustată	milioane RON	4.768	5.517	-14%	8.253
Marja EBITDA Ajustată	%	50%	60%	-17%	68%
Marjă operațională (profit din exploatare/venituri*100)	%	39%	50%	-22%	59%
Marjă netă (profit net/venituri*100)	%	35%	45%	-22%	52%
Profit din exploatare	milioane RON	3.719	4.588	-19%	7.200
Profit net	milioane RON	3.370	4.128	-18%	6.365
Rezultatul per acțiune	RON/acțiune	7,49	9,18	-18%	14,17

Sursa: Hidroelectrica

În anul 2025, rezultatele Hidroelectrica au fost influențate de scăderea producției de energie electrică, a cantității de energie electrică vândută, cât și de diminuarea cantităților și a prețurilor pieței de echilibrare în România.

Rezultatele pe întreg anul 2025 au fost afectate semnificativ de scăderile înregistrate în primele 9 luni ale anului pe fondul condițiilor hidrologice menționate, deși rezultatele din ultimul trimestru au înregistrat o revenire importantă pe fondul îmbunătățirii condițiilor hidrologice, dar nu într-o asemenea măsură încât să compenseze scăderile din primele 9 luni.

Chiar dacă prețurile de vânzare au fost în creștere față de anul 2024, atât în segmentul piețelor angro, cât și în segmentul de furnizare, acestea nu au putut contrabalansa în totalitate seceta prelungită înregistrată în România.

Indicatori financiari calculați pe baza situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016

Indicatori financiari		2025	2024	Variație (%)	2023
Venituri	<i>milioane RON</i>	9.619	9.123	5.44%	12.160
EBITDA	<i>milioane RON</i>	4.646	5.503	-15.57%	8.016
Marja EBITDA	%	48%	60%	-20.00%	66%
EBITDA Ajustată	<i>milioane RON</i>	4.747	5.517	-13.96%	8.253
Marja EBITDA Ajustată	%	49%	60%	-18.33%	68%
Marja operațională (profit din exploatare/venituri*100)	%	39%	50%	-22.00%	59%
Marja netă (profit net/venituri*100)	%	35%	45%	-22.22%	52%
Profit din exploatare	<i>milioane RON</i>	3.719	4.588	-18.94%	7.200
Profit net	<i>milioane RON</i>	3.370	4.128	-18.36%	6.365
Rezultatul per acțiune	<i>RON/acțiune</i>	7,49	9,18	-18.41%	14,17

Sursa: Hidroelectrica

Indicatori financiari calculați pe baza situațiilor financiare individuale întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016

Indicatori financiari		2025	2024	Variație (%)	2023
Venituri	<i>milioane RON</i>	9.623	9.123	5.48%	12.159
EBITDA	<i>milioane RON</i>	4.604	5.433	-15.26%	7.996
Marja EBITDA	%	48%	60%	-20.00%	66%
EBITDA Ajustată	<i>milioane RON</i>	4.703	5.473	-14.07%	8.225
Marja EBITDA Ajustată	%	49%	60%	-18.33%	68%
Marja operațională (profit din exploatare/venituri*100)	%	38%	50%	-24.00%	59%
Marja netă (profit net/venituri*100)	%	35%	45%	-22.22%	52%
Profit din exploatare	<i>milioane RON</i>	3.686	4.527	-18.58%	7.178
Profit net	<i>milioane RON</i>	3.338	4.072	-18.03%	6.352
Rezultatul per acțiune	<i>RON/acțiune</i>	7,42	9,05	-18.01%	14,14

Sursa: Hidroelectrica

Numărul locurilor de consum din portofoliu la data de 31 decembrie 2025 este de 1.162.531, față de anul 2024, când se înregistrau 613.767 de locuri de consum (LC), creștere survenită ca urmare a creșterii portofoliului de furnizare, în special pe segmentul clienților casnici.

Evoluția a fost susținută de schimbarea legislației privind eliminarea plafonării prețurilor la energie începând cu 1 iulie 2025, care a determinat un interes crescut pentru schimbarea furnizorului înainte de expirarea plafonării prețurilor. Acest context a favorizat migrarea clienților, cu efecte vizibile în ambele segmente de piață, decizie de optimizare a costurilor mai rapidă și direct influențată de condițiile pieței.

Din punct de vedere al structurii, portofoliul de furnizare al Hidroelectrica a avut următoarea evoluție:

Tip Client	Nr. LC* 31.12.2025	Nr. LC* 01.01.2025	Variație (%)
Casnic	1.107.715	584.431	90%
Noncasnic	54.816	29.336	87%
Total	1.162.531	613.767	89%

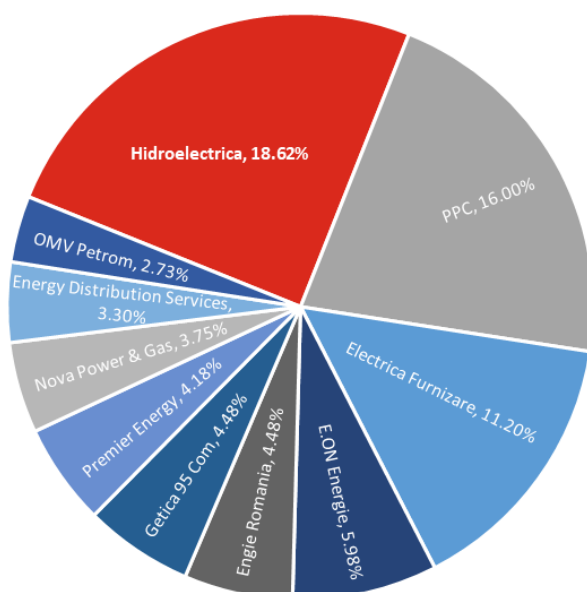
* număr de locuri de consum aflate în portofoliu (fără cele alimentate direct din barele hidrocentralei)

Sursa: Hidroelectrica

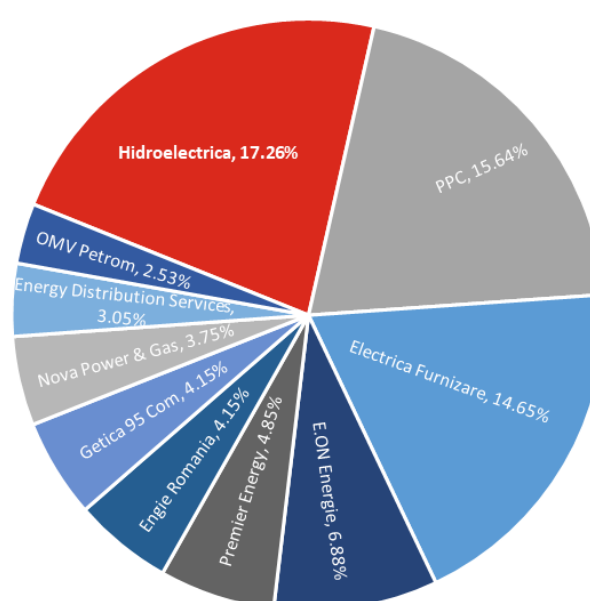
În luna decembrie a anului 2025, conform raportului lunar ANRE, Hidroelectrica a deținut o cotă de piață de 18,62% pe segmentul concurențial și o cotă de piață de 17,26% la nivelul total al pieței de furnizare a energiei electrice, situându-se **pe prima poziție în ambele categorii la data raportării**.

Totodată, în perioada ianuarie – decembrie 2025, Hidroelectrica a înregistrat o cota de piață cumulată de 16,22% pe segmentul concurențial (prima poziție în top furnizori), respectiv de 14,88% la nivelul total al pieței de furnizare a energiei electrice (a doua poziție în top furnizori).

Cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pe piața concurențială (decembrie 2025)

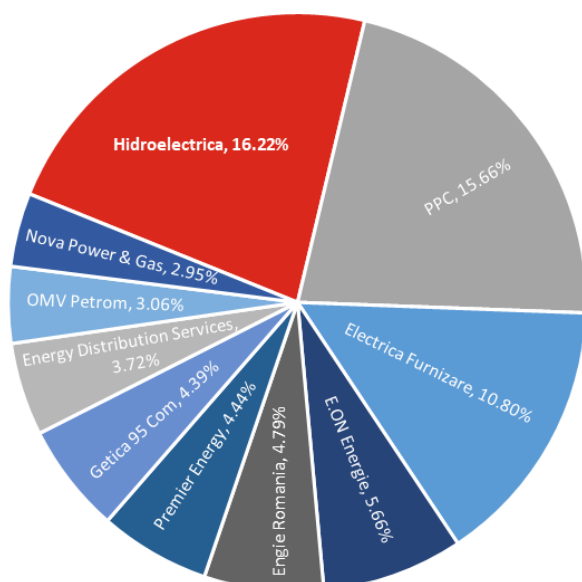


Cotele de piață în funcție de cantitatea vândută la nivelul total al pieței de furnizare (decembrie 2025)

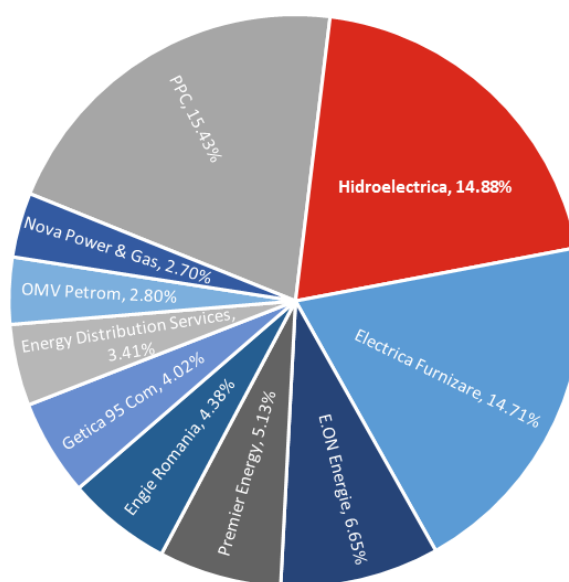


Sursa: Raport ANRE privind Rezultatele Monitorizării Pieței de Energie Electrică în luna decembrie 2025

**Cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică
pe piața concurențială
(ianuarie - decembrie 2025)**



**Cotele de piață în funcție de cantitatea vândută
la nivelul total al pieței de furnizare
(ianuarie - decembrie 2025)**



Sursa: Raport ANRE privind Rezultatele Monitorizării Pieței de Energie Electrică în luna decembrie 2025

Pe parcursul anului 2025, Hidroelectrica a continuat în mod activ demersurile strategice de diversificare a portofoliului de producție din surse regenerabile, urmărind obiectivul de a rămâne o companie 100% verde. Activitățile derulate în această perioadă au inclus identificarea, analiza și documentarea unor noi oportunități de investiții, avansând în acest sens procesele de screening, due diligence și structurare preliminară a unor potențiale tranzacții, atât pentru achiziția de participații în proiecte existente, cât și pentru dezvoltarea de noi capacități de producție. Aceste inițiative au fost desfășurate în paralel cu implementarea proiectelor aflate în portofoliul operațional, demonstrând o abordare echilibrată între creștere sustenabilă și execuție riguroasă a proiectelor deja demarate, cu o focalizare constantă pe respectarea calendarului de implementare.

Această abordare integrată - explorarea oportunităților de creștere externă și consolidarea celor interne – are potențialul de a întări avantajul competitiv al companiei, de a diversifica sursele de venit și de a atenua expunerea structurală la riscurile sezoniere și hidrologice specifice producției hidroenergetice.

Totodată, în contextul schimbării legislației privind eliminarea plafonării prețurilor, Societatea a anticipat creșterea cererii pentru servicii de furnizare, a adoptat o poziție proactivă și a început să achiziționeze o parte semnificativă din necesarul de energie din PZU, adaptându-se dinamic la evoluțiile pieței.

Mesajul Președintelui Consiliului de Supraveghere

Stimați acționari,

Anul 2025 a fost marcat de un context complex pentru sectorul energetic, caracterizat de volatilitate pe piețele de energie, schimbări ale cadrului de reglementare și condiții hidrologice care au înregistrat minime istorice.

În acest mediu operațional, Grupul Hidroelectrica a demonstrat încă o dată robustețea modelului său de business și capacitatea de adaptare la ciclurile naturale și la dinamica pieței. Rezultatele Grupului pentru anul 2025 s-au situat peste nivelurile prevăzute în buget, confirmând disciplina financiară și operațională a companiei și capacitatea managementului executiv de a răspunde eficient unui mediu de piață provocator.

Totodată, evoluția companiei a fost reflectată și în performanța sa pe piața de capital. La începutul anului 2026, acțiunile Hidroelectrica au atins un maxim istoric de la momentul listării la Bursa de Valori București, confirmând încrederea investitorilor în soliditatea modelului de afaceri și în perspectivele sale de dezvoltare pe termen lung, anul 2025 a reprezentând și un moment de referință din perspectiva programului investițional, marcând un nivel semnificativ al investițiilor realizate, care susțin modernizarea capacităților existente, dezvoltarea de noi proiecte și consolidarea poziției Hidroelectrica în sectorul energiei regenerabile.

Din perspectiva Consiliului de Supraveghere, anul 2025 a fost unul în care am continuat să acordăm o atenție deosebită consolidării cadrului de guvernare corporativă, gestionării prudente a riscurilor și monitorizării implementării strategiei companiei. În exercitarea mandatului nostru de supraveghere, am urmărit îndeaproape evoluțiile operaționale și financiare ale Grupului, precum și modul în care Directoratul a gestionat provocările generate de volatilitatea pieței și de variabilitatea resurselor hidro.

Totodată, Consiliul de Supraveghere a continuat să sprijine direcțiile strategice menite să consolideze poziția Hidroelectrica pe piața energiei electrice, inclusiv prin diversificarea portofoliului de producție, dezvoltarea proiectelor de investiții și consolidarea segmentului de furnizare.

În contextul tranziției energetice accelerate la nivel european, rolul producătorilor de energie regenerabilă devine tot mai important pentru asigurarea securității energetice și pentru atingerea obiectivelor de decarbonizare. Hidroelectrica, prin poziția sa de lider în producția de energie regenerabilă din România, rămâne un actor esențial în acest proces.

Consiliul de Supraveghere va continua să monitorizeze atent implementarea strategiei companiei, evoluția proiectelor investiționale și menținerea unor standarde ridicate de guvernare corporativă, cu obiectivul de a asigura crearea de valoare sustenabilă pentru acționari și pentru toate părțile interesate.

În încheiere, doresc să mulțumesc Directoratului și tuturor angajaților Hidroelectrica pentru profesionalismul și dedicarea demonstrate în cursul anului 2025, precum și acționarilor noștri pentru încrederea acordată.

Silviu-Răzvan AVRAM

Președinte al Consiliului de Supraveghere

Mesajul Președintelui Directoratului

Stimați acționari, parteneri și colegi,

Anul 2025 a reprezentat pentru Hidroelectrica un an al rezilienței, al adaptării și al consolidării poziției noastre strategice într-un context operațional dificil, marcat de cele mai reduse condiții hidrologice din istoria recentă a României. În ciuda acestor provocări, compania a demonstrat încă o dată robustețea modelului său de business și capacitatea de a livra performanță sustenabilă, depășind obiectivele bugetate și menținând o poziție solidă pe piața energiei electrice.



Bogdan Badea, CEO Hidroelectrica

În anul 2025, Hidroelectrica a înregistrat venituri de aproximativ 9,6 miliarde lei și un profit net de 3,37 miliarde lei, rezultate influențate de scăderea producției hidroenergetice, dar care confirmă disciplina financiară și eficiența operațională a companiei. Chiar și în aceste condiții, rezultatele au depășit nivelurile stabilite în bugetul rectificat, demonstrând capacitatea noastră de a gestiona un mediu de piață volatil și de a adapta rapid strategiile operaționale.

Unul dintre cele mai importante repere ale anului 2025 a fost accelerarea programului investițional, care a înregistrat o creștere de 32% față de anul anterior, până la 781 milioane lei. Acest nivel ridicat al investițiilor reflectă angajamentul Hidroelectrica de a moderniza capacitățile existente, de a dezvolta noi proiecte și de a consolida poziția companiei în sectorul energiei regenerabile.

În paralel, Hidroelectrica a continuat diversificarea portofoliului de producție din surse regenerabile, avansând procesele de analiză și dezvoltare pentru noi proiecte, precum și identificarea unor oportunități de achiziții strategice. Această abordare are rolul de a reduce expunerea la variabilitatea hidrologică și de a consolida avantajul competitiv al companiei într-un sector energetic aflat în plină transformare.

Un alt element definitoriu al anului 2025 a fost consolidarea segmentului de furnizare. Hidroelectrica a înregistrat o creștere semnificativă a portofoliului de clienți, depășind 1,16 milioane de locuri de consum la finalul anului, aproape dublu față de anul anterior. Această evoluție confirmă încrederea consumatorilor în oferta companiei și în modelul nostru orientat către eficiență și competitivitate.

În același timp, compania a reușit să își consolideze poziția de lider pe piața concurențială, deținând o cotă de piață de peste 18% în segmentul concurențial la finalul anului 2025 și ocupând prima poziție în topul furnizorilor de energie electrică. Această performanță reflectă maturizarea modelului de business al Hidroelectrica și transformarea companiei într-un jucător integrat, capabil să livreze valoare pe întreg lanțul energetic.

Din perspectiva pieței de capital, anul 2025 a confirmat încrederea investitorilor în strategia companiei. La începutul anului 2026, acțiunile Hidroelectrica au atins un maxim istoric de la momentul listării, reflectând soliditatea modelului de afaceri și perspectivele favorabile de dezvoltare.

Privind spre viitor, Hidroelectrica își propune să accelereze investițiile în noi capacități de producție regenerabilă, să continue modernizarea infrastructurii existente și să dezvolte proiecte complementare, inclusiv în zona energiei fotovoltaice, a stocării energiei și a digitalizării operațiunilor. În acest sens, compania avansează dezvoltarea unor proiecte strategice precum Nufărul, primul proiect fotovoltaic flotant al Hidroelectrica, cu o putere instalată estimată de aproximativ 10 MWp, care deschide direcția hibridizării amenajărilor hidroenergetice prin valorificarea eficientă a suprafețelor de apă existente și integrarea soluțiilor de stocare a energiei.

Proiectul CEF flotant și BESS Olt Inferior va reprezenta cea mai amplă investiție integrată a Hidroelectrica în hibridizare, incluzând o putere instalată de 100 MWp în parcuri fotovoltaice flotante pe lacurile amenajării Olt Inferior, precum și un sistem de baterii de 200 MW cu o capacitate de 800 MWh în centralele aflate în exploatare pe Oltul Inferior, având rolul de a transforma sectorul Oltului Inferior într-un hub strategic de echilibrare a Sistemului Energetic Național.

De asemenea, proiectul fotovoltaic Tudor Vladimirescu, cu o putere instalată estimată de 45.94 MWp, reprezintă unul dintre cele mai importante proiecte solare dezvoltate de companie, contribuind la diversificarea portofoliului de producție și la consolidarea poziției Hidroelectrica pe piața energiei regenerabile.

În paralel, Hidroelectrica accelerează dezvoltarea capacităților de stocare a energiei, esențiale pentru flexibilitatea Sistemului Energetic Național și pentru integrarea surselor regenerabile. În acest sens, compania dezvoltă proiectul de stocare cu baterii Crucea Nord, cu o capacitate estimată de 36 MW / 72 MWh, primul proiect de acest tip din portofoliul Hidroelectrica, precum și proiectul de stocare planificat la Porțile de Fier II, estimat la aproximativ 64 MW / 256 MWh, care va contribui semnificativ la echilibrarea sistemului energetic și la creșterea eficienței producției din surse regenerabile.

Prin aceste investiții, Hidroelectrica își consolidează strategia de dezvoltare bazată pe hibridizarea capacităților existente, integrarea soluțiilor de stocare și extinderea producției din surse regenerabile, confirmând angajamentul companiei pentru dezvoltarea accelerată a energiei curate și pentru consolidarea rolului său în tranziția energetică a României.

În același timp, ne propunem să consolidăm rolul Hidroelectrica ca pilon al securității energetice a României și ca lider regional în producția de energie regenerabilă. Tranziția energetică accelerată, schimbările climatice și evoluțiile geopolitice impun o abordare strategică flexibilă, iar Hidroelectrica este pregătită să răspundă acestor provocări prin investiții, inovare și excelență operațională.

Rezultatele anului 2025 confirmă că Hidroelectrica este o companie solidă, rezilientă și orientată spre viitor. Performanța noastră este rezultatul profesionalismului echipei, al încrederii acționarilor și al unei strategii clare de dezvoltare sustenabilă.

În numele Directoratului, doresc să mulțumesc tuturor angajaților pentru dedicare și profesionalism, partenerilor pentru colaborarea constructivă și acționarilor pentru încrederea acordată. Suntem convinși că Hidroelectrica va continua să creeze valoare pe termen lung, contribuind decisiv la dezvoltarea sectorului energetic românesc și la tranziția către o economie sustenabilă.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte al Directoratului (CEO)

Raportul Structurilor de Conducere pentru anul 2025

I. Raportul Consiliului de Supraveghere

Conform Actului Constitutiv în vigoare, Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri. Membrii Consiliului de Supraveghere pot avea calitatea de acționari ai Societății, dar nu pot fi membri ai Directoratului și nici nu pot cumula calitatea de membru în Consiliul de Supraveghere cu cea de salariat al Societății.

Membrii Consiliului de Supraveghere propuși de acționarul majoritar sunt selectați în conformitate cu prevederile legale privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice și sunt numiți de către Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor. Statul Român, reprezentat prin autoritatea competentă potrivit legii, nu va putea propune mai mult de 6 candidați pentru funcția de membru în Consiliul de Supraveghere.

Mandatul membrilor Consiliului de Supraveghere are o durată de 4 ani și poate fi reînnoit prin hotărâre a Adunării Generale a Acționarilor, în urma evaluării activității membrului Consiliului de Supraveghere și în condițiile îndeplinirii în mod corespunzător a atribuțiilor/obligațiilor asumate prin contractul de mandat.

Componența Consiliului de Supraveghere la data de 1 ianuarie 2025:

Nr. Crt.	Nume	Funcție	Statut independență conform Legii 31/1990	Statut independenta conform Cod Guvernanta BVB	Data începere mandat (*inclusiv perioada de mandat provizoriu)	Data încetare mandat
1.	Petre-Iulian NICOLESCU*	Președinte	independent	-	01.08.2023 22.01.2024	21.01.2024 10.04.2025
2.	Mihai Liviu MIHALACHE*	Membru	-	-	29.03.2023	10.04.2025
3.	Carmen RADU	Membru	independent	independent	29.03.2023	28.03.2027
4.	Cristian Nicolae STOINA*	Membru	independent	independent	18.10.2023 22.01.2024	21.01.2024 10.04.2025
5.	George-Marius TONIUC	Membru	independent	independent	29.03.2023	28.03.2027
6.	Silviu-Răzvan AVRAM	Membru	independent	-	29.03.2023	28.03.2027
7.	Ana-Barbara BOBIRCĂ	Membru	independent	independent	27.12.2023 22.01.2024	21.01.2024 28.03.2027

Sursa: Hidroelectrica

*Ca urmare a vacantării a 3 posturi prin revocarea domnilor Petre Nicolescu, Mihai Mihalache si Cristian Stoina din cauze neimputabile, în vederea îndeplinirii jalonului nr.121 din Planul Național de Redresare și Reziliență al României, în conformitate cu prevederile art. 36.10 din Contractul de mandat, pe parcursul anului 2025 au fost numiți membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere, următoarele persoane:

Nr. Crt.	Nume	Funcție	Statut independență conform Legii 31/1990	Statut independenta conform Cod Guvernanta BVB	Data începere mandat	Data încetare mandat
1.	Marius Perșinaru	Membru provizoriu	independent	independent	10.04.2025	08.09.2025
2.	Ciprian Mihail Ene	Membru provizoriu	independent	independent	10.04.2025 09.11.2025	08.11.2025 20.11.2025

Nr. Crt.	Nume	Funcție	Statut independență conform Legii 31/1990	Statut independenta conform Cod Guvernanță BVB	Data începere mandat	Data încetare mandat
3.	Anca Mitu	Membru provizoriu	-	-	10.04.2025 09.11.2025	08.11.2025 20.11.2025

Sursa: Hidroelectrica

Componența Consiliului de Supraveghere la data de 31 decembrie 2025:

Nr. Crt.	Nume	Funcție	Statut independență conform Legii 31/1990	Statut independenta conform Cod Guvernanță BVB	Data începere mandat	Data încetare mandat
1.	Silviu – Răzvan AVRAM	Președinte	independent	-	29.03.2023	21.01.2024
2.	Carmen RADU	Membru	independent	independent		28.03.2027
3.	George-Marius TONIUC	Membru	independent	independent	29.03.2023	28.03.2027
4.	Ion ARITON	Membru	independent	independent	20.11.2025	28.03.2027
5.	Emil MERDAN	Membru	independent	independent	20.11.2025	28.03.2027
6.	Cătălin Vlăduț POPESCU	Membru	independent	independent	20.11.2025	28.03.2027
7	Ana-Barbara BOBIRCĂ	Membru	independent	independent	27.12.2023 22.01.2024	21.01.2024 28.03.2027

Sursa: Hidroelectrica

Silviu-Răzvan AVRAM este membru al Consiliului de Supraveghere începând cu data de 29 martie 2023.

Silviu-Răzvan AVRAM a dobândit abilități valoroase de management și executiv de-a lungul carierei de 20 de ani. A deținut în toți acești ani funcții de consiliere, dar și de conducere. Are experiență și în administrația publică, în calitate de consilier secretar de stat la Ministerul Economiei (2017-2018).

Ana-Barbara BOBIRCĂ este un profesionist experimentat în domeniul investițiilor și al guvernanței corporative, colaborând, de-a lungul ultimilor 20 ani, cu fonduri de investiții internaționale și fiind, pe parcursul ultimilor 13 ani, partener într-o firmă de investiții private locale. Începând cu anul 2002 a deținut și deține poziții de membru în consiliile de administrație ale unor companii din domenii diverse (administrarea investițiilor, logistică, transport și expediții internaționale, servicii financiare, investiții financiare, dezvoltare și promovare imobiliară, materiale de construcții, agri-business, produse alimentare, comerț și depozitare, distribuție și comercializare echipamente electrice, servicii portuare), contribuind activ la nivel de comitete de guvernanță și sustenabilitate, audit, remunerare și risc. A deținut și deține, de asemenea, calitatea de membru în consiliile de conducere sau coordonare ale unor asociații profesionale și de business, think-tank-uri sau școli de afaceri.

În prezent este președinte al Consiliului de Administrație al Transport Trade Services, membru în Consiliul de Supraveghere al Hidroelectrica și președinte al Consiliului de Administrație al Veranda Mall.

Ana-Barbara BOBIRCĂ este conferențiar universitar în cadrul Facultății de Relații Economice Internaționale, Academia de Studii Economice din București, cu experiență academică relevantă în domenii precum afaceri internaționale, tranzacții internaționale cu servicii. De asemenea, este profesor asociat în cadrul

programului MBA româno-francez INDE, unde susține cursul de finanțe avansate și director academic al programului Board Leadership, din cadrul Bucharest Business School.

Este autor a patru cărți și peste 40 de articole de specialitate. Este absolventă a Facultății de Relații Economice Internaționale din cadrul Academiei de Studii Economice București, doctor în economie și a urmat programe de perfecționare în guvernare, sustenabilitate și finanțe sustenabile la Wharton School, University of Pennsylvania, The Corporate Governance Institute și University of Cambridge.

Carmen RADU ocupă funcția de membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din februarie 2019 și este în prezent de asemenea Director General la Compania de Investiții și Dezvoltare Sector 1 S.A., începând cu ianuarie 2022. Începând cu luna mai 2023, doamna Radu este Vicepreședinte și Membru în Comitetul de Direcție pentru coordonarea activităților specifice entității la Compania Națională de Cruce Roșie din România (organizație neguvernamentală).

După absolvirea studiilor economice la Academia de Studii Economice (1980-1985), doamna Carmen Radu a lucrat în perioada 1979-1997 ca economist, contabil, director economic, inspector și a avansat la funcția de director general adjunct (1997-1999), director adjunct (1999-2004) și Președinte EXIMBANK SA (martie 2005 - martie 2009).

A ocupat de mai multe ori o funcție în Consiliile de Supraveghere sau de Administrație ale diferitelor instituții: Membru al Consiliului de Supraveghere la Fondul Român de Contragarantare (august 2012 - martie 2015), Membru al Consiliului de Administrație la Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian – ROMATSA (aprilie 2013 - noiembrie 2016) și ulterior Președinte al Consiliului de Administrație la aceeași companie (2016-2018), membru în Consiliul de Administrație la SNN (aprilie 2013 - aprilie 2017), membru în conducerea Asociației Europene a Instituțiilor de Credit (2016-2018).

Alte funcții importante pe care le-a ocupat doamna Carmen Radu includ: Consilier Președinte și Director Economic ASF (octombrie 2013 - martie 2015), Președinte Directorat la Fondul Român de Contragarantare (martie 2015 - noiembrie 2017) și Membru Directorat în cadrul aceleiași companii (noiembrie 2017 - februarie 2020).

George-Marius TONIUC este membru în Consiliul de Supraveghere și are o vastă experiență în domeniul juridic, cu 25 de ani de activitate. Domnul Toniuc este membru al Baroului București din anul 1998. De atunci a lucrat ca avocat, oferind asistență juridică în diverse probleme precum guvernarea corporativă, imobiliare, dreptul muncii, etc.

În perioada 2003-2008 a oferit un spectru larg de asistență juridică entităților românești și străine din cadrul Grupului Rompetrol pe diverse teme precum guvernarea corporativă (inclusiv chestiuni legate de Legea pieței de capital), imobiliare, protecția consumatorilor, fuziuni și achiziții, joint ventures, achiziții publice, dreptul muncii, transport aerian. Din anul 2008, domnul Toniuc s-a alăturat firmei de avocatură Budusan & Associates, o echipă de avocați din România specializată în managementul integrat de infracțiuni economice, financiare și administrative și a devenit partener în anul 2017. A oferit asistență juridică și reprezentare în instanță și în fața organelor de anchetă sau administrative sau a autorităților administrative de control în cazurile de evaziune fiscală și de spălare a banilor (bancare, industria alimentară, infrastructură, IT, imobiliare, mass-media; servicii financiare; petrol și gaze), infracțiuni financiare (inclusiv piețele de capital), fraudă în fonduri europene, fraudă în achiziții publice, infracțiuni de proprietate intelectuală, infracțiuni de corupție și tranzacții offshore.

Domnul Toniuc a absolvit în 1998 Universitatea din București, Facultatea de Drept și este membru al Baroului București din 1998.

Emil MERDAN ocupa funcția de membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din noiembrie 2025, având o carieră de peste 30 de ani în domeniul energetic, din care 27 de ani în poziții de top management.

A ocupat funcții importante în companii din sectorul energetic, demonstrând expertiză în activități operaționale, de reglementare, optimizare a afacerilor și organizare corporativă, fuziuni și reorganizarea proceselor de business.

Este absolvent al Institutului Politehnic Cluj - Napoca, Facultatea de Inginerie Electrică, a Școlii de Studii Academice Postuniversitare Universitatea Tehnică din Cluj-Napoca, cu diverse specializări în domeniul managementului, fiind colaborator în lucrări de specialitate tehnică în domeniul energiei electrice.

Și-a desfășurat activitatea ca inginer în cadrul Întreprinderii de Rețele Electrice Cluj ocupând funcții de conducere: Adjunct șef Centrul de Înaltă Tensiune Cluj, Șef centru Distribuție Cluj, Director Sucursala Cluj SDFEE Electrica Transilvania Nord, Director general SDFEE Electrica Transilvania Nord, Membru în Consiliul de Administrație, Președinte Consiliul de Administrație SDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord, Director General SDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord, Director General Distribuție Energie Electrică România.

În funcțiile deținute a condus proiecte de anvergură ce au constat în organizări și reorganizări de amploare a activității de furnizare și distribuție a energiei electrice din cadrul grupului Electrica, dintre care cea mai importantă fiind fuziunea celor 3 companii de distribuție a energiei electrice, Distribuție Energie Electrică România devenind cel mai mare operator din România, acoperind un volum de operare în activitatea de distribuție de până la 198.988 km de linii electrice, în 18 județe, din trei zone geografice ale țării, reprezentând 40,7% din teritoriul României, care deservesc 3,8 milioane de utilizatori, cu o structura de personal de peste 6.400 salariați.

Prin experiența și expertiza sa, dl Emil Merdan își va desfășura activitatea în cadrul Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica, cu capacități reale la dezvoltarea și succesul companiei în sectorul energetic românesc.

Cătălin Vlăduț POPESCU este inginer hidrotehnician și cadru universitar la Universitatea Tehnică de Construcții București, cu experiență de peste 20 ani în domeniul infrastructurii hidroenergetice, siguranței barajelor și managementului resurselor de apă.

Este membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din noiembrie 2025 și președinte al Comitetului Român pentru Baraje (ROCOLD), contribuind la dezvoltarea și modernizarea sustenabilă a sectorului hidroenergetic și la consolidarea guvernancei corporative în domeniul energiei.

Ion ARITON, membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din noiembrie 2025, este economist cu experiență vastă în administrația publică și sectorul energetic, contribuind la o buna guvernanță corporativă și politici economice.

A fost Ministru al Economiei (2010–2012) și senator al României, implicat în comisii de specialitate din domeniul economic și energetic. De asemenea, a ocupat funcții de conducere la nivel local și a avut activitate managerială în sectorul privat.

CV-urile complete ale membrilor CS sunt prezentate pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro, secțiunea *Despre noi – Conducere*.

Activitatea Consiliului de Supraveghere în cursul anului 2025

În perioada de referință Consiliul de Supraveghere a ținut un număr de 43 ședințe, fiind luate un număr de 166 de hotărâri. Aceste hotărâri au fost luate în legătură cu activitatea curentă a societății și conform limitelor de competență prevăzute în actul constitutiv în vigoare al societății. Dintre acestea, este inclusă mai jos o selecție a celor mai relevante hotărâri adoptate pentru ducerea la îndeplinire a obiectivelor din scrisoarea de așteptări și implementarea prevederilor din contractul de mandat, respectiv cele referitoare la bugetul de venituri și cheltuieli, situațiile financiare preliminare, anuale, semestriale și trimestriale, întregul pachet de raportare anuală, diverse politici și strategii, după cum urmează:

Perioada	Hotărâri
Februarie	- Aprobarea Politicii privind autoevaluarea Consiliului de Supraveghere. - Aprobarea Raportului de autoevaluare al Consiliului de Supraveghere pe anul 2024. - Avizarea Proiectului Bugetului de Venituri și Cheltuieli pentru anul 2025. - Aprobarea prelungirii până la data de 23.09.2025 a contractului de servicii și disponibilitate pentru 36 de turbine eoliene încheiat cu Vestas CEU Romania SRL,. Tot în luna martie se aproba inițierea procedurii de achiziție "Servicii de mentenanță cu garantarea disponibilității turbinelor eoliene Vestas model V112 3MW MK1A, a sistemelor SCADA, PPC și AEOS din CEE CRUCEA NORD". - Aprobarea obiectivului de investiții „Retehnologizare CHE Gogoșu”. - Aprobarea Politicii Hidroelectrica privind securitatea informației și a rețelelor și sistemelor informatice. - Aprobarea Actului Adițional nr.1 la Contractul Colectiv de Muncă al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. pe anii 2024-2026. - Aprobarea Strategiei de mentenanță a instalațiilor și echipamentelor în Hidroelectrica S.A. - Aprobarea diverselor rapoarte emise de către Departamentul de audit public intern, subordonat direct Consiliului de Supraveghere și a Raportului de activitate de audit public intern aferent anului 2024.
Martie	- Avizarea Situațiilor Financiare anuale individuale și consolidate auditate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, întocmite în conformitate cu O.M.F.P. nr. 2844/2016 și a Situațiilor Financiare anuale consolidate auditate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, întocmite în conformitate cu IFRS. - Aprobarea Raportului Anual al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. care cuprinde Raportul Directoratului și Raportul Consiliului de Supraveghere pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024, întocmit în conformitate cu prevederile legale în vigoare. - Avizarea repartizării profitului net al exercițiului financiar 2024 în conformitate cu prevederile Ordonanței Guvernului nr. 64/2001, cu modificările și completările ulterioare, a valorii totale a dividendului brut, precum și a valorii dividendului brut pe acțiune, conform recomandărilor Comitetului de audit din data de 26.03.2025. - Aprobarea Raportului de evaluare a activității Directoratului pentru anul 2024 conform art. 36 alin. (5) din OUG nr. 109/2011 - Aprobarea Raportului de Remunerare a Consiliului de Supraveghere al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. și a Directoratului S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A.

Perioada	Hotărâri
	pentru anul financiar 2024, întocmit conform prevederilor art. 107 din Legea nr. 24/2017 și art. 55 alin. (3) din OUG nr. 109/2011.
Aprilie	- Aprobarea Fișei de Evaluare pentru anul 2024 a Managerului de Departament Audit Public Intern și a obiectivelor de performanță pentru anul 2025 ale acestuia. - Aprobarea încheierii contractelor subsecvente la Acordul Cadru cu SSH Hidroserv SA, pentru execuția serviciilor/lucrărilor de mentenanță echipamente cu caracter planificat din Programul anual de mentenanță 2025 al Hidroelectrica SA, cu începere în trimestrul II 2025.
Mai	- Având în vedere modificarea componentei Consiliul de Supraveghere, începând cu 10.04.2025 (a se vedea informațiile de mai sus – Structura Consiliului de Supraveghere), Consiliul de Supraveghere desemnează în calitate de Președinte al Consiliului de Supraveghere pe dl Silviu Răzvan Avram. Totodată, se constituie la nivelul Consiliului de Supraveghere comitetele consultative. - Aprobarea procedurilor actualizate privind acordarea unei donații sponsorizări, bugetare donații sponsorizări și Politica Hidroelectrica privind donațiile și sponsorizările.
Iunie	- Aprobarea Actului Adițional nr. 2 la Contractul Colectiv de Muncă al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. pe anii 2024-2026. - Consiliul de Supraveghere aproba încheierea unui contract pentru linie de credit destinată emiterii de scrisori de garanție bancară și încheierea unui contract de ipotecă asupra creanțelor derivate din contracte de vânzare-cumpărare energie electrică asociat contractului pentru linie de credit. - Aprobarea Reviziei 1 a Anexei 4 2025-2027 și a listei de dotări și utilaje independente. - Aprobarea încheierii contractelor subsecvente la Acordul Cadru cu SSH Hidroserv S.A., pentru execuția serviciilor/ lucrărilor de mentenanță echipamente cu caracter planificat din Programul anual de mentenanță pe anul 2025 al Hidroelectrica S.A. cu începere în semestrul II 2025. - Avizarea noilor indicatori tehnico-economici ai obiectivului de investiție "Amenajarea Hidroenergetică Răstolița". - Avizarea realizării obiectivului de investiții „Retehnologizare CHE Râul Mare Retezat” în urma actualizării Devizului general și a indicatorilor tehnico-economici. - Consiliul de Supraveghere avizează și propune către Adunarea Generală a Acționarilor numirea auditorului financiar al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A., Ernst& Young Assurance Services SRL, pentru o perioadă de trei ani (exercițiile financiare 2025 - 2027).
Iulie	- Avizarea realizării obiectivului de investiții „Retehnologizare CHE Râul Mare Retezat”. - Aprobarea de oferte neangajante privind potențiale achiziții în vederea diversificării portofoliului. - Aprobarea achiziției de energie electrică de pe piețele forward necesară pentru acoperirea obligațiilor contractuale aferente portofoliului de furnizare. - Aprobarea formei și conținutului Actului Adițional nr. 2 la contractul de mandat ce va fi încheiat cu membrii Directoratului societății ce conține indicatorii-cheie de performanță financiari și nefinanțari aprobați prin hotărârea AGOA nr. 5/28.07.2025.
August	Aprobarea achiziției de energie electrică necesară acoperirii obligațiilor contractuale aferente portofoliului de furnizare.

Perioada	Hotărâri
Septembrie	- Aprobarea încheierii unui contract cu întreprinderea afiliată, SSH Hidroserv S.A., pentru execuția serviciului/lucrării de mentenanță de nivel 4 (LN4). - Aprobarea unor contracte de PPA. - Aprobarea Raportului de activitate a Departamentului de Audit Public Intern pe semestrul I 2025 - Încetarea prin acordul părților, începând cu data de 19.09.2025, a contractelor de mandat încheiate cu Karoly Borbely și Marian Fetița având funcțiile de CEO și CFO ai Hidroelectrica. - Asigurarea stabilității activității companiei până la finalizarea procedurii de selecție conform OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă cu modificările și completările ulterioare prin alocarea, spre coordonare, a activităților societății celor 3 membri ai Directoratului. - Aprobarea declanșării procedurii de selecție și numire a doi membri ai Directoratului Hidroelectrica S.A., CEO și CFO, conform prevederilor OUG nr. 109/2011, aprobată cu modificările și completările ulterioare. Selecția va fi efectuată de un expert independent, specializat în recrutarea resurselor umane, ale cărui servicii sunt contractate în condițiile legii; - Avizarea Proiectului Bugetului de Venituri și Cheltuieli rectificat pentru anul 2025. - Aprobarea Raportului Consiliului de Supraveghere pe semestrul I 2025, în vederea transmiterii spre informare Adunării Generale a Acționarilor.
Noiembrie	- Aprobarea actualizării Regulamentului de Organizare și Funcționare al Consiliului de Supraveghere Hidroelectrica. - Aprobarea unor rapoarte de audit public intern. - Aprobarea încheierii unui Acord Cadru pe 4 ani cu UCMH SRL pentru furnizare de produse/prestare de servicii în vederea efectuării lucrărilor de mentenanță tip, la echipamente cuprinse în programele anuale de mentenanță 2026-2029 ale S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A., - Aprobarea declanșării procedurii de selecție a unui membru al Directoratului – CFO Hidroelectrica S.A., conform prevederilor OUG nr. 109/2011, aprobată cu modificările și completările ulterioare. Procedura va fi derulată de către Consiliul de Supraveghere/Comitetul de Nominalizare și Remunerare cu sprijinul și asistența de specialitate a unui expert independent specializat în recrutarea resurselor umane, ale cărui servicii sunt contractate în condițiile legii, conform recomandărilor CNR din 18.11.2025. - Având în vedere numirea a 3 noi membri ai Consiliului de Supraveghere se stabilește noua componență a comitetelor consultative. - Menținerea ăsurilor interimare privind conducerea societății având în vedere faptul că procedurile de selecție CEO & CFO s-au finalizat fără numirea de noi membri ai Directoratului. - Aprobarea declanșării procedurii de selecție a unui membru al Directoratului – CEO Hidroelectrica S.A., conform prevederilor OUG nr. 109/2011, aprobată cu modificările și completările ulterioare.

Perioada	Hotărâri
Decembrie	- Aprobarea formei actului adițional ce urmează a fi semnat cu membrii Directoratului, în scopul alinierii contractelor de mandat ale acestora la prevederile legale aplicabile, conform OUG 109/2011 cu modificări și completări în vigoare. - Aprobarea Reviziei 2 și 3 a Anexei 4 2025-2027 la BVC și a Listei de dotări și utilaje independente - Aprobarea încheierii unui Acord Cadru pe 4 ani cu S.S.H. HIDROSERV SA având ca obiect „Prestarea de servicii/lucrări în vederea efectuării de lucrări de mentenanță tip la echipamente cuprinse în programele anuale de mentenanță 2026-2029 ale S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A.”, - Avizarea achiziției de servicii avocațiale de consultanță juridică. - Avizarea înființării de către SPEEH Hidroelectrica SA împreună cu EDF Power Solutions International a unei societăți mixte/asociere în participație, în cote egale de 50% - 50% fiecare, și avizarea Acordului Acționarilor ce urmează a fi încheiat de către SPEEH Hidroelectrica SA cu EDF power solutions International, prin care se definesc termenii și condițiile privind modul de funcționare al JVC, care va fi înființată de către părți în vederea dezvoltării proiectului CHEAP Tarnița. - Aprobarea Raportului privind activitatea de audit public intern aferentă anului 2025 - Aprobarea Planului Multianual / Anual de Audit Intern 2026 -2029.

Comitete Consultative

În cadrul Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica au fost constituite următoarele comitete consultative:

Comitetul de Nominalizare și Remunerare („CNR”)

Comitetul de Nominalizare și Remunerare este un comitet permanent cu rol consultativ, independent față de structurile executive ale Societății, care raportează direct Consiliului de Supraveghere. Comitetul de Nominalizare și Remunerare este format din membri ai Consiliului de Supraveghere. Majoritatea membrilor Comitetului sunt independenți, inclusiv președintele Comitetului. Președintele coordonează activitatea Comitetului și raportează în numele acestuia în fața Consiliului de Supraveghere. Președintele Comitetului este numit de către membrii acestuia.

Componența Comitetului de Nominalizare și Remunerare în cursul anului 2025 este următoarea:

Comitetul de Nominalizare și Remunerare		
1 ianuarie – 4 mai 2025	5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1 George-Marius Toniuc – Președinte	George-Marius Toniuc – Președinte	George-Marius Toniuc - Președinte
2 Silviu Răzvan Avram - Membru	Silviu-Răzvan Avram – Membru	Silviu Răzvan Avram - Membru
3 Carmen Radu - Membru	Carmen Radu – Membru	Carmen Radu - Membru
4 Petre-Iulian Nicolescu – Membru	Ciprian-Mihail Ene – Membru	Cătălin-Vlăduț Popescu - Membru
5 Ana-Barbara Bobircă - Membru	Ana-Barbara Bobircă – Membru	Ana-Barbara Bobircă - Membru

Sursa: Hidroelectrica

Conform Regulamentului de Organizare și Funcționare al Consiliului de Supraveghere, Comitetul de Nominalizare și Remunerare are următoarele atribuții:

- conduce procedura nominalizărilor de noi membri în Consiliu și face recomandări Consiliului.
- organizează sesiuni de instruire pentru membrii Consiliului, formulează propuneri de remunerare a administratorilor și directorilor, cu respectarea politicii de remunerare și sprijină Consiliul în evaluarea propriei performanțe, precum și a performanței conducerii executive.
- formulează propuneri pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere, elaborează și propune Consiliului de Supraveghere procedura de selecție a candidaților pentru funcțiile de membru al Directoratului și pentru alte funcții, recomandă Consiliului de Supraveghere candidați pentru funcțiile enumerate mai sus și formulează propuneri privind elaborarea unei politici de remunerare pentru membrii directoratului și alte funcții de conducere, în concordanță cu strategia de dezvoltare, obiectivele, valorile și interesele societății.
- propune criteriile de selecție a membrilor Directoratului, corespunzătoare profilelor identificate, precum și criteriile de selecție pentru alte funcții de conducere.
- face recomandări Consiliului cu privire la numirile în Comitete (altele decât Comitetul de Nominalizare și Remunerare);
- are obligația de a supraveghea aplicarea politicii de remunerare pentru Directorat.
- În desfășurarea activității sale, Comitetul de Nominalizare și Remunerare elaborează un raport anual cu privire la remunerațiile și alte avantaje acordate membrilor Consiliului de Supraveghere și membrilor Directoratului în cursul anului financiar, în conformitate cu politica de remunerare aprobată de Societate și prevederile legale. Stabilirea remunerației membrilor Consiliului de Supraveghere sau orice alte avantaje pot fi acordate administratorilor numai în baza hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor, a Contractului de mandat și a prevederilor legale în vigoare. Raportul este prezentat Adunării Generale a Acționarilor care aprobă situațiile financiare anuale.
- Raportul trebuie pus la dispoziția acționarilor pe pagina de internet a societății și cuprinde cel puțin informații privind: a) structura remunerației, cu explicarea ponderii componentei variabile și componentei fixe; b) criteriile de performanță ce fundamentează componenta variabilă a remunerației, raportul dintre performanță realizată și remunerație; c) considerentele ce justifică orice schemă de bonusuri anuale sau avantaje nebănești; d) eventualele scheme de pensii suplimentare sau anticipate; e) informații privind durata contractului, perioada de preaviz negociată, cuantumul daunelor-interese pentru revocare fără justă cauză; f) informațiile prevăzute în politica de remunerare aprobată de Societate, respectiv informațiile prevăzute la art. 107 alin. (2) din Legea 24/2017.
- Comitetul de Nominalizare și Remunerare se întrunește periodic pentru a efectua o evaluare a activității Directoratului și altor persoane cu funcții de conducere, în vederea stabilirii proporționalității între performanțele stabilite și procentul de realizare a acestora, pe de o parte și avantajele bănești sau nebănești stipulate în contractul acestora (indiferent dacă au fost sau nu au fost încasate sau acordate, după caz), pe de alta parte. La finalul fiecărei sesiuni, Comitetul de Nominalizare și Remunerare înaintează Consiliului de Supraveghere un raport asupra activității sale.
- Monitorizează gradul de îndeplinire a indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari rezultați din planul de administrare pentru administratorii și directorii Societății.
- Comitetul de Nominalizare și Remunerare supraveghează procesul de evaluare anuală a Consiliului de Supraveghere, a comitetelor consultative ale acestuia și asistă Consiliul de Supraveghere în procesul de evaluare a membrilor Directoratului. De asemenea, elaborează politica/ghidul privind evaluarea Consiliului de Supraveghere cuprinzând scopul, criteriile și frecvența procesului de evaluare.

- Comitetul de Nominalizare și Remunerare va evalua dacă membrii Consiliului pot fi considerați independenți în temeiul factorilor avuți în vedere, examinând dacă există relații de afaceri sau alte relații personale care ar putea afecta în mod semnificativ independența și obiectivitatea membrului de Consiliu și a capacității acestuia de a acționa în interesul Societății, al acționarilor și al părților interesate.

Comitetul de Audit („CA”)

Comitetul de Audit sporește capacitatea de supraveghere a Consiliului în ceea ce privește raportarea financiară, eficiență și adecvarea cadrului de control intern, desfășurarea proceselor de audit intern și extern, precum și conformarea cu legile și reglementările aplicabile.

Comitetul de audit este format din cel puțin 3 membri iar majoritatea membrilor comitetului de audit sunt independenți, inclusiv Președintele Comitetului. Președintele comitetului de audit este numit de membrii acestuia.

Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit ca au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului. Președintele coordonează activitatea Comitetului și raportează în numele acestuia în fața Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de Audit trebuie să dețină, per ansamblu, competențe relevante în domeniul în care Societatea își desfășoară activitatea.

Cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să dețină competențe în domeniul contabilității și auditului statutar, dovedite prin documente de calificare pentru domeniile respective și cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să aibă calificările prevăzute de lege în domeniul în care își desfășoară activitatea societatea.

În aplicarea acestei condiții, conform Ordinului ASPAAS nr. 123/2022 privind componența Comitetului de audit, cel puțin un membru al Comitetului de audit trebuie să dețină calificarea de auditor financiar. Prin excepție de la aceasta regulă, conform Ordinului ASPAAS nr. 123/2022, este competentă să facă parte din Comitetul de audit și persoana care are experiență de cel puțin 3 ani în audit statutar dobândită prin participarea la misiuni de audit statutar în România, în alt stat membru, într-un stat AELS, în Elveția sau în Regatul Unit al Marii Britanii și Irlandei de Nord sau în cadrul Comitetelor de audit formate la nivelul Consiliilor de administrație/supraveghere ale unor societăți/entități de interes public, dovedită cu documente.

Componența Comitetului de Audit în cursul anului 2025 este următoarea:

Comitetul de Audit		
1 ianuarie – 4 mai 2025	5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1 Carmen Radu – Președinte	Carmen Radu – Președinte	Carmen Radu – Președinte
2 George-Marius Toniuc – Membru	George-Marius Toniuc – Membru	George-Marius Toniuc – Membru
3 Silviu-Răzvan Avram – Membru	Silviu-Răzvan Avram – Membru	Silviu-Răzvan Avram – Membru
4 Cristian-Nicolae Stoina – Membru	Anca Mitu – Membru	Ana-Barbara Bobircă – Membru
5 Mihai-Liviu Mihalache – Membru	Ana-Barbara Bobircă – Membru	Ion Ariton – Membru
6 Ana-Barbara Bobircă – Membru	-	-

Sursa: Hidroelectrica

Conform Regulamentului de Organizare și Funcționare al Consiliului de Supraveghere, Comitetul de Audit are următoarele atribuții:

- Comitetul de audit îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 65 din Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare.
- Comitetul de audit este informat, prin intermediul Consiliului de Supraveghere și emite recomandări, către Consiliul de Supraveghere, cu privire la selecția auditorului statutar, la evaluarea și monitorizarea independenței auditorului statutar și la monitorizarea și rezultatul auditului statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate.
- Comitetul de audit este informat, prin intermediul Consiliului de Supraveghere și emite recomandări, către Consiliul de Supraveghere, cu privire la procesele de raportare financiară, la procesele de control intern managerial din cadrul Hidroelectrica.
- Astfel, Comitetul de audit efectuează o evaluare anuală a sistemului de control intern, precum și eficiența sistemului de control intern și a sistemului de management. Evaluarea trebuie să aibă în vedere eficacitatea și cuprinderea funcției de audit intern, gradul de adecvare al rapoartelor de gestiune a riscului și de control intern prezentate către Comitetul de audit al Consiliului de Supraveghere, promptitudinea și eficacitatea cu care conducerea executivă soluționează deficiențele sau slăbiciunile identificate în urma controlului intern și prezentarea de rapoarte relevante în atenția Consiliului de Supraveghere.
- Comitetul de audit monitorizează aplicarea standardelor legale și a standardelor de audit intern general acceptate, monitorizând activitatea de audit intern, avizând carta de audit intern, planurile și rapoartele de audit intern, solicitând realizarea de misiuni de audit intern periodice și/sau ad-hoc și emițând recomandări către Consiliul de Supraveghere cu privire la carta de audit intern, planurile și rapoartele de audit intern avizate, fără a încălca independența auditorilor interni. Rapoartele sau analizele inițiate de Comitetul de Audit trebuie urmate de raportări periodice (cel puțin anual) sau ad-hoc care trebuie înaintate ulterior Consiliului de Supraveghere.
- Comitetul de audit evaluează conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate.
- Comitetul de audit trebuie să se asigure ca auditul intern are autoritatea, resursele și procedurile adecvate pentru a asista Consiliul în asigurarea eficacității și eficienței cadrului de administrare a riscurilor și de control intern al Societății.
- Comitetul de Audit convine asupra unui plan anual de lucru privind auditul intern împreună cu auditorul intern, primește rapoarte de audit intern, actualizări privind aspectele-cheie ale auditului, monitorizează punerea în aplicare a recomandărilor de audit intern și oferă orientările necesare.
- Supraveghează cadrul pentru asigurarea conformității Societății cu cerințele legale și de reglementare aplicabile, precum și cu reglementările interne ale Societății (precum procedurile de raportare a încălcărilor legii sau ale Codului de conduită al Societății), cu excepția cazului în care această sarcină este atribuită unui alt comitet.
- Comitetul de Audit monitorizează independența și obiectivitatea auditorului extern. Comitetul aprobă o politică privind furnizarea serviciilor non - audit permise de către auditorul extern, în conformitate cu

cerințele legale și asigura implementarea acestei politici. Constatările Comitetului cu privire la independența auditorului extern sunt făcute publice în raportul anual.

- Comitetul de Audit discută planul anual de lucru cu auditorul extern, acoperind sfera și materialitatea activităților care urmează să fie auditate. Comitetul de Audit se întâlnește cu auditorul extern ori de câte ori este necesar pentru a discuta problemele identificate și pentru a monitoriza calitatea serviciilor furnizate.
- Se întrunește ori de câte ori este necesar, dar cel puțin de două ori pe an cu ocazia întocmirii rezultatelor semestriale și anuale, când se asigură de diseminarea acestora către acționari și publicul larg.

Comitetul de Gestionare a Riscurilor („CGR”)

Comitetul de gestionare a riscurilor este format din cel puțin 3 membri. Președintele comitetului este numit de către membrii acestuia. Cel puțin un membru este independent. Președintele coordonează activitatea Comitetului și raportează în numele acestuia în fața Consiliului de Supraveghere.

Componența Comitetului de Gestionare a Riscurilor în cursul anului 2025:

Comitetul de Gestionare a Riscurilor		
1 ianuarie – 4 mai 2025	5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1 Silviu-Răzvan Avram – Președinte	Silviu-Răzvan Avram – Președinte	Silviu-Răzvan Avram – Președinte
2 Cristian-Nicolae Stoina – Membru	Marius Perșinaru – Membru	George-Marius Toniuc – Membru
3 Petre-Iulian Nicolescu – Membru	George-Marius Toniuc – Membru	Ana-Barbara Bobircă – Membru
4 Mihai-Liviu Mihalache – Membru	Ana-Barbara Bobircă – Membru	Cătălin Vlăduț Popescu – Membru
5 George-Marius Toniuc – Membru	Ciprian-Mihail Ene – Membru	Emil Merdan – Membru
6 Ana-Barbara Bobircă – Membru	-	-

Sursa: Hidroelectrica

Comitetul de gestionare a riscurilor:

- asigură concordanța activităților de control cu riscurile generate de activitățile și procesele care fac obiectul controlului;
- identifică, analizează, evaluează, monitorizează și raportează riscurile identificate, planul de măsuri de atenuare sau anticipare a acestora, alte măsuri luate de conducerea executivă;
- este responsabil cu măsurarea solvabilității întreprinderii publice, prin raportare la atribuțiile și obligațiile uzuale ale acesteia, și informează sau, după caz, face propuneri Consiliului de Supraveghere;
- primește și evaluează rapoartele periodice prezentate de compartimentul de gestiune a riscurilor privind profilul de risc al Societății, stadiul de implementare și eficiența sistemului de gestiune a riscurilor
- monitorizează riscurile semnificative și se asigură de gestionarea eficace a acestora;
- informează periodic Consiliul de Supraveghere în legătură cu principalele riscuri asumate de Societate;

- evaluează cel puțin anual sistemul de control intern din punct de vedere al gradului de adecvare al rapoartelor de gestiune a riscului și de control intern, al promptitudinii și eficacității cu care Directoratul soluționează deficiențele identificate în urma controlului intern;
- informează Consiliul de Supraveghere în legătură cu rezultatele evaluării anuale și cu recomandările/propunerile privind îmbunătățirea Sistemului de control intern și management al riscurilor.

Comitetul de Guvernanta si Sustenabilitate („CGS”)

Comitetul de guvernanta și sustenabilitate este alcătuit din cel puțin 3 membri. Președintele comitetului este numit de către membrii acestuia. Președintele și cel puțin un membru sunt independenți. Președintele coordonează activitatea Comitetului și raportează în numele acestuia în fața Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de Guvernanta Corporativă și Sustenabilitate este un organism consultativ al Consiliului de Supraveghere, având un rol esențial în asigurarea respectării bunelor practici de guvernanta și promovarea principiilor de sustenabilitate în activitățile companiei.

Componența Comitetului de Guvernanta si Sustenabilitate **in cursul anului 2025:**

Comitetul de Guvernanta si Sustenabilitate			
1 ianuarie – 4 mai 2025		5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1	Ana-Barbara Bobircă - Președinte	Ana-Barbara Bobircă – Președinte	Ana-Barbara Bobircă - Președinte
2	Petre-Iulian Nicolescu - Membru	Anca Mitu – Membru	Emil Merdan - Membru
3	George Marius Toniuc - Membru	George-Marius Toniuc – Membru	George Marius Toniuc - Membru
4	Carmen Radu - Membru	Carmen Radu – Membru	Carmen Radu – Membru
5	Mihai Liviu Mihalache - Membru	Marius Perșinaru – Membru	Ion Ariton - Membru

Sursa: Hidroelectrica

Atribuții:

- supraveghează și monitorizează implementarea și respectarea obligațiilor legale și contractuale ale societății privind guvernanta corporativă, precum și a altor principii de guvernanta corporativă aplicabile, monitorizând procesele decizionale și respectarea regulilor de etică și transparență și face recomandări Consiliului de Supraveghere în vederea alinierii continue la standardele naționale și internaționale;
- revizuieste periodic Regulamentul Consiliului de Supraveghere și Actul Constitutiv al societății și formulează recomandări Consiliului de Supraveghere privind modificările necesare în politica de guvernanta corporativă și documentele aferente;
- prezintă Consiliului de Supraveghere spre aprobare și, ulterior, revizuieste periodic Politica de Guvernanta a societății;
- verifică conformitatea companiei cu reglementările naționale și internaționale privind guvernanta corporativă, protejând interesele acționarilor și părților interesate.
- supraveghează implementarea politicii Societății privind prevenirea și gestionarea conflictelor de interese, având responsabilitatea de a evalua, monitoriza și revizui aplicarea acestuia la nivelul Consiliului de Supraveghere, al Directoratului și al personalului de conducere. Comitetul formulează recomandări pentru asigurarea transparenței, integrității decizionale și protejarea intereselor legitime ale companiei și ale acționarilor.

- revizuieste principiile si politica de delegare a autorității în societate, asigurând menținerea unui proces efectiv și eficient de luare a deciziilor și face recomandări Consiliului de Supraveghere în acest sens;
- formulează recomandări privind îmbunătățirea calității fluxurilor de informații către Consiliul de Supraveghere, principiile directe pentru întocmirea documentației și prezentărilor către Consiliul de Supraveghere, adecvarea raportărilor, inclusiv monitorizarea indicatorilor cheie de performanță prezentați Consiliului de Supraveghere, dezvoltă și monitorizează politicile și strategiile de sustenabilitate și implementarea acestora, integrând în activitatea companiei principii de responsabilitate socială, protecția mediului și bune practici economice.
- revizuieste periodic politicile și reglementările interne care au impact asupra obiectivelor de sustenabilitate, asigurând corelarea acestora cu obiectivele strategice ale companiei
- monitorizează calitatea și conformitatea raportărilor nefinanciare, în acord cu cerințele legale și standardele internaționale;
- monitorizează și evaluează gradul de îndeplinire a indicatorilor-cheie de performanță aferenți obiectivelor de guvernare și sustenabilitate
- supraveghează riscurile legate de sustenabilitate, evaluează riscurile asociate cu sustenabilitatea, inclusiv impactul social și de mediu al operațiunilor companiei
- promovează un climat de încredere, prin comunicarea permanentă cu investitorii, în vederea înțelegerii temelor de interes și a priorităților acestora, cu scopul realizării unei guvernări eficiente.
- susține consolidarea relațiilor cu părțile interesate relevante
- promovează un mediu de afaceri bazat pe valori etice, transparență și integritate, asigurând că deciziile sunt luate în interesul pe termen lung al companiei și al tuturor părților interesate. Acest comitet are un rol important în alinierea activităților companiei cu așteptările investitorilor și cu tendințele globale în ceea ce privește sustenabilitatea și responsabilitatea corporativă.

Consiliul de Supraveghere poate decide constituirea altor comitete, în funcție de nevoile specifice ale Societății și de prioritățile strategice, stabilind mandatul, componența și atribuțiile fiecărui comitet în conformitate cu obiectivele de guvernare corporativă.

Informații privind ședințele Consiliului de Supraveghere și a comitetelor consultative în anul 2025

În 2025 au fost organizate 43 ședințe ale Consiliului de Supraveghere, cu respectarea prevederilor legale și statutare, dintre care:

- 20 ședințe au avut loc în format fizic/hibrid și
- 23 ședințe au avut loc prin vot electronic.

În continuare este prezentată situația participării membrilor CS (în format fizic/hibrid/electronic) la ședințele Consiliului și ale comitetelor sale în anul 2025.

Nr. Crt.	Nume	CS (43 ședințe)	CNR (14 ședințe)	CA (8 ședințe)	CGR (2 ședințe)	CGS (5 ședințe)
1.	Silviu-Răzvan Avram	43	14	8	2	N/A
2.	George Toniuc	43	14	8	2	5
3.	Carmen Radu	43	14	8	N/A	5
4.	Ana-Barbara Bobircă	43	14	8	2	5
5.	Ion Ariton	6	N/A	1	N/A	
6.	Emil Merdan	6	N/A	N/A	-	-
7.	Cătălin Popescu	6	5	N/A	-	-
8.	Petre Nicolescu	8	1	N/A	1	1
9.	Cristian Stoina	8	N/A	4	1	N/A
10.	Mihai Mihalache	8	N/A	4	1	1
11.	Ciprian Ene	29	8	N/A	1	N/A
12.	Anca Mitu	29	N/A	3	N/A	4
13.	Marius Perșinaru	13	N/A	N/A	1	2

Sursa: Hidroelectrica

Membrii Consiliului de Supraveghere care nu au participat la una sau mai multe ședințe CS/comitete au transmis mandat de reprezentare.

Pe parcursul anului 2025, **Comitetul de Nominalizare și Remunerare** a ținut un număr de 14 ședințe atât cu prezență fizică la sediul societății, cât și prin videoconferință sau electronic, iar printre punctele aflate pe ordinea de zi s-au regăsit: raportul anual al Comitetului de Nominalizare și Remunerare pentru perioada 01.01.2024 – 31.12.2024, raportul anual consolidat al Directoratului și Consiliului de Supraveghere, raportul de evaluare a activității Directoratului pentru anul 2024, raportul de evaluare a activității Consiliului de Supraveghere pentru anul 2024.

Comitetul de Audit a ținut un număr de 8 ședințe în anul 2025, atât în format hibrid, cât și în format electronic pe email, în cadrul cărora au fost analizate Raportul privind activitatea de audit public intern aferentă anului 2024 desfășurată la nivelul SPEEH Hidroelectrica S.A. și s-au transmis recomandări Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de guvernare corporativă a ținut un număr de 5 ședințe în anul 2025, atât în format hibrid, cât și în format electronic, în care s-au abordat și analizat următoarele subiecte: Politica privind autoevaluarea Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica S.A. (inclusiv Chestionarul de autoevaluare), aprobată ulterior de Consiliul de Supraveghere, ROF-ul Consiliului de Supraveghere - propuneri de actualizare și aliniere cu cele mai bune practici de guvernare corporativă, inclusiv cu prevederile noului cod de guvernare BVB; corelarea obiectivelor din Planul de Administrare cu rezultatele obținute – sesiune de brainstorming privind strategiile de îmbunătățire a alinierii dintre obiective și execuție, alte subiecte ce țin de activitatea de guvernare.

Comitetul de risc a ținut un număr de 2 ședințe în format hibrid, în care s-au abordat diverse subiecte ca: Politica de management al riscurilor, Revizuire/actualizare riscuri strategice, Analiza riscurilor asociate tranziției energetice.

Auto-evaluarea activității Consiliului de Supraveghere

Autoevaluarea anuală a Consiliului se desfășoară în conformitate cu următoarele instrumente de reglementare și guvernare:

- OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările ulterioare, și normele metodologice de aplicare;
- Codul de Guvernanță Corporativă al BVB, la care Societatea aderă ca emitent listat;
- Principiile OCDE privind guvernanța corporativă a întreprinderilor de stat;
- Actul Constitutiv al Societății și Regulamentul de Organizare și Funcționare al Consiliului;
- Standardele de bune practici reflectate în recomandările Institutului European de Guvernanță Corporativă (ECGI).

În temeiul art. 34 alin. (2) din OUG nr. 109/2011, Comitetul de Nominalizare și Remunerare are mandatul de a sprijini Consiliul în evaluarea propriei performanțe.

Consiliul de Supraveghere trebuie să își evalueze în mod constant echilibrul mixului de competențe, să își analizeze activitatea, să identifice aspectele ce trebuie îmbunătățite, astfel încât să efectueze toate actele necesare pentru administrarea bunurilor societății în interesul acesteia, pentru îndeplinirea obiectului de activitate și să exercite atribuțiile conferite prin Actul Constitutiv și contractul de mandat în condiții de eficiență, economicitate, eficacitate, siguranță și legalitate.

Autoevaluarea are ca scop îmbunătățirea modului de supraveghere a societății, îmbunătățirea performanței Consiliului, sintetizarea informațiilor, identificare punctelor forte și a punctelor slabe ale Consiliului, ca organ compact de supraveghere.

La 28 februarie 2025, Consiliul a aprobat Politica privind autoevaluarea Consiliului de Supraveghere, însoțită de un chestionar structurat pe opt dimensiuni tematice, transmis tuturor membrilor. Procesul a cuprins trei etape:

- (i) autoevaluarea individuală — chestionare completate independent;
- (ii) evaluarea colectivă — analiză agregată și discuții colective privind concluziile;
- (iii) plan de îmbunătățire și raportare — transpunerea concluziilor într-un plan de acțiune.

Chestionarul de autoevaluare, anexa a Politicii de autoevaluare, include opt secțiuni:

- Obiective, strategie și mandat;
- Măsurarea performanței;
- Relația cu actorii cheie;
- Guvernanța și proces decizional;
- Managementul riscurilor;
- Etica și conformitate;
- Componenta Consiliului și diversitate;
- Formare profesională și dezvoltarea Consiliului.

Eșantionul cuprinde toți cei șapte membri ai Consiliului de Supraveghere. Șase din șapte au participat activ. Emil Merdan, numit în noiembrie 2025, a ales să nu participe la evaluarea pentru întreg exercițiul 2025, apreciind că durata mandatului său este insuficientă pentru o evaluare riguroasă a întregii perioade de referință. Membrii Consiliului au răspuns independent, pe baza activității desfășurate în anul 2025.

În urma procesului de autoevaluare a Consiliului de Supraveghere al HIDROELECTRICA SA, media gradului de apreciere a celor 7 membri ai Consiliului de Supraveghere este de 4.63 din 5.

Scoruri pe dimensiuni:

Dimensiune de evaluare	Scor (din 5)	Calificativ
Obiective, strategie și mandat	4,59	Peste așteptări
Măsurarea performanței	4,63	Peste așteptări
Relația cu actorii cheie (stakeholderi)	4,69	Peste așteptări
Guvernanța și procesul decizional	4,63	Peste așteptări
Managementul riscurilor	4,83	Exceptional
Etică și conformitate	4,73	Peste așteptări
Componența Consiliului și diversitate	4,55	Peste așteptări
Formare profesională și dezvoltarea Consiliului	4,42	Peste așteptări
MEDIE GENERALĂ AGREGATĂ	4,63	Peste așteptări

*Autoevaluarea performanței a utilizat următoarele grade de apreciere: 5 = remarcabil, 4 = peste așteptări/foarte bine, 3 = bine, 2 = necesită îmbunătățiri, 1 = nesatisfăcător.

Sursa: Hidroelectrica

Evaluare calitativă:

Dimensiune	Evaluare 2025	Evoluție față de 2024
Structura și competențe ale Consiliului	Bun	Stabil
Funcționarea Consiliului și calitatea ședințelor	Bun	Stabil
Calitatea informațiilor furnizate Consiliului	Adecvat	În îmbunătățire
Supravegherea strategiei	Bun	În îmbunătățire
Supravegherea performanței financiare	Foarte bun	Stabil
Managementul și guvernanța riscurilor	Adecvat	În îmbunătățire
Funcționarea comitetelor Consiliului	Bun	Stabil
Relația instituțională cu Directoratul	Bun	Stabil
Integrarea dimensiunii ESG	Adecvat	În îmbunătățire

Sursa: Hidroelectrica

Autoevaluarea pentru exercițiul 2025 confirmă că activitatea Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica se desfășoară la un nivel ridicat de eficacitate și maturitate a guvernanței, cu un scor agregat de 4,63 din 5,00 și un calificativ de Peste așteptări pe toate cele opt dimensiuni evaluate.

Punctele forte deosebite — în special în Managementul riscurilor (4,83), Etica și conformitate (4,73) și Relația cu stakeholderii (4,69) — reflecta capacitățile robuste de supraveghere ale Consiliului și angajamentul său față de standardele de integritate și transparența așteptate de investitorii internaționali.

Consiliul identifică în același timp direcții concrete de dezvoltare: formalizarea monitorizării implementării deciziilor, consolidarea programelor de dezvoltare profesională și integrarea mai profundă a analizei de risc în deliberările strategice.

Consiliul apreciază că arhitectura de guvernanță a Hidroelectrica — comitete specializate, procese de supraveghere, standarde etice și guvernanța riscurilor — este aliniată cu principiile Ghidului OCDE privind Guvernanța Corporativă a Întreprinderilor de Stat și cu practicile de referință ale companiilor energetice listate de nivel european, astfel cum sunt reflectate în recomandările ECGI.

Consiliul își menține angajamentul de a evolua către nivelul de guvernanță integrată, caracteristic liderilor de sector la scară europeană și de a susține dezvoltarea sustenabilă pe termen lung a Hidroelectrica în beneficiul tuturor acționarilor și stakeholderilor săi.

Hidroelectrica a întreprins întotdeauna acțiuni pentru a asigura egalitatea de gen, principiu pe baza căruia bărbații și femeile primesc remunerații egale și au drepturi egale în societate.

Societatea își propune să creeze un mediu de lucru în care diferențele individuale sunt acceptate și apreciate. Este interzisă discriminarea pozitivă sau negativă de orice natură, bazată pe atributele reale sau percepute ale individului.

La data întocmirii prezentului Raport, procentul de femei în cadrul Consiliului de Supraveghere este de 29%.

Potrivit informațiilor disponibile, nu există niciun acord, înțelegere sau legătură de familie între membrii Consiliului de Supraveghere și altă persoană care să fi contribuit la numirea acestora ca membri în Consiliul de Supraveghere.

La data de 31 decembrie 2025, niciun membru al Consiliului de Supraveghere nu deține acțiuni Hidroelectrica.

Potrivit informațiilor deținute, membrii Consiliului de Supraveghere nu au fost implicați în litigii sau proceduri administrative referitoare la activitatea lor în cadrul grupului în ultimii cinci ani și nici referitor la capacitatea lor de a-și îndeplini atribuțiile în cadrul companiei, în ultimii cinci ani.

Președinte Consiliu de Supraveghere
Silviu-Răzvan AVRAM

II. Raportul Consolidat al Directoratului

1. Prezentarea grupului

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Hidroelectrica” sau „Societatea”) este o societate pe acțiuni administrată în sistem dualist care își desfășoară activitatea în conformitate cu legislația din România, înființată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înmatriculată în România la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București sub nr. J2000007426409, cu sediul social situat în România, București, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15, având cod unic de înregistrare 13267213 și cod RON 787200IISRQX09PRB732.

Începând cu data de 12 iulie 2023, acțiunile emise de către Societate se tranzacționează pe piața reglementată administrată de Bursa de Valori București.

1.1. Structura organizatorică

Hidroelectrica este principalul producător de energie electrică din România și principalul furnizor de servicii de sistem din România, cu un rol esențial în securitatea Sistemului Energetic Național („SEN”).

Societatea deține și exploatează 188 de centrale hidroelectrice și microhidrocentrale (inclusiv cinci stații de pompare) cu o capacitate totală instalată de producere a energiei hidroelectrice de aproximativ 6,3 GW și un parc eolian cu o putere instalată totală de 108 MW.

Societatea are 7 sucursale hidroelectrice și o sucursală care administrează parcul eolian Crucea, prezentate în imaginea de mai jos, Porțile de Fier și Vâlcea fiind cele mai importante pentru Grup din punct de vedere al capacității acestora de producere a energiei electrice și al ponderii lor în producția totală de energie a Grupului.



Sucursale Hidroelectrica; *PDF înseamnă Porțile de Fier
Sursa: Hidroelectrica

Societatea s-a angajat să producă energie 100% din surse regenerabile încă de la înființare și a jucat un rol esențial în proiectarea și crearea de concepte tehnologice și operaționale care au devenit standardul în sectorul său de activitate. Totodată, Hidroelectrica este vânzător angro, precum și furnizor de energie electrică direct către clienții finali, clienți casnici (rezidențiali) și noncasnici (incluzând afaceri din diverse sectoare industriale, cum ar fi producția de automobile, telecomunicații și construcții etc).

Ca producător de energie din sursă hidro și din sursă eoliană, Societatea valorifică sinergiile existente între portofoliul de producție și cel de furnizare, dar și cele generate prin diversificarea portofoliului de producție (către alte surse regenerabile, cum ar fi energia eoliană și solară) prin mixarea acestora cu sursa hidro.

La 31 decembrie 2025, Hidroelectrica are următoarele filiale (împreună, „Grupul”):

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participație la 31 decembrie 2025	% participație la 31 decembrie 2024
Hidroserv S.A. („Hidroserv”)	Servicii în sectorul energetic (întreținere, reparații, construcții)	București, România	100%	100%
Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L. („UCMH”)	Fabricarea de motoare și turbine	Reșița, România	100%	100%

Sursa: Hidroelectrica

Hidroserv prestează servicii de mentenanță și reparații pentru obiectivele hidroelectrice ale Grupului, asigurând funcționarea instalațiilor hidroenergetice aferente. Aceasta oferă o gamă largă de servicii tehnice, inclusiv lucrări de întreținere preventivă și corectivă, dar și consultanță tehnică specializată. Începând cu octombrie 2016, Hidroserv s-a aflat în procedură de insolvență, în contextul căreia, în iunie 2020 a fost aprobat un plan de reorganizare de către Adunarea Creditorilor și confirmat de judecătorul sindic. La data de 23 octombrie 2023, Hidroserv a reușit achitarea integrală a creanțelor înscrise la masa credală a societății, prin distribuirea anticipată a sumelor aferente ultimelor trimestre din cuprinsul “Tabelului Definitiv”. Ca efect al implementării planului de reorganizare, Hidroserv a ieșit din procedura de insolvență pe data de 26 iunie 2025 și se află în etapa de pregătire pentru inițierea unui nou ciclu de creștere.

UCMH este specializată în fabricarea de echipamente și componente mecanice pentru hidrocentrale și alte instalații energetice. UCMH asigură suport tehnic și de producție pentru Hidroelectrica, contribuind la realizarea programului de mentenanță și la realizarea programului de re tehnologizare și modernizare a echipamentelor și infrastructurii hidroenergetice.

În 22 februarie 2023, Societatea a fost declarată câștigătoare a procedurii de vânzare a liniilor de business ABC și platforma Câlnicel, care erau în proprietatea U.C.M. Reșița S.A.. În ianuarie 2024, urmare a aprobării AGEA Hidroelectrica, a fost înființată o nouă filială, **Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L.**, prin care a fost preluată afacerea de la U.C.M. Reșița S.A.. Obiectul principal de activitate al noii filiale este fabricarea de motoare și turbine (cod CAEN 2811).

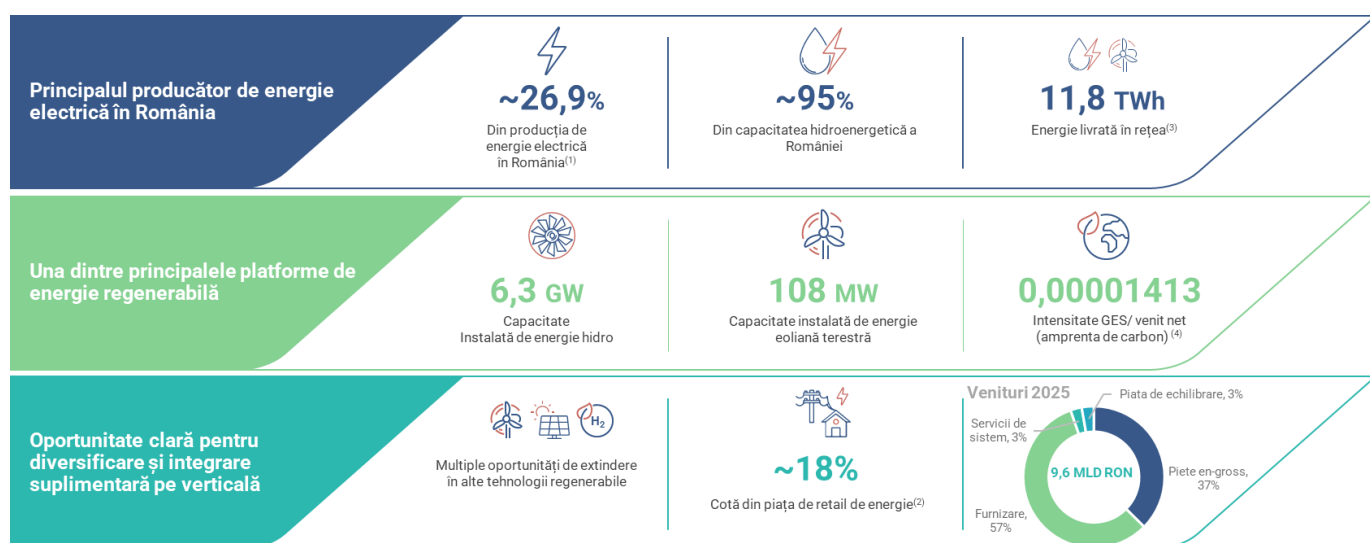
Capitalul social și principalele caracteristici ale acțiunilor emise de Societate

Capitalul social înregistrat al Societății de 4.498.025.670 RON este în întregime subscris și vărsat, fiind împărțit în 449.802.567 de acțiuni ordinare, nominative, liber transferabile, fiecare având o valoare nominală de 10 RON/acțiune, emise în formă dematerializată, cu cod ISIN RO4Q0Z5RO1B6 și tranzacționate pe piața reglementată administrată de BVB sub simbolul „H2O”.

1.2.Principalele activități ale Grupului

Producerea de energie electrică și servicii de sistem

Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 188 de hidrocentrale și microhidrocentrale (inclusiv cinci stații de pompare) și 36 de turbine eoliene de 3MW fiecare, obiective amplasate strategic în opt sucursale pe teritoriul României. Portofoliul de centrale hidroelectrice aflat în exploatare are în componență aprox. 54% centrale hidroelectrice cu acumulare, 46% centrale pe firul apei și sub 1% capacități de pompare. Principala capacitate de producție o reprezintă Porțile de Fier I și Porțile de Fier II, cumulând aproximativ 22,75% din capacitatea instalată și 42,6% din producția totală de energie electrică în ultimii zece ani.



Sursă: Hidroelectrica S.A., rapoarte anuale ale ANRE (Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei)

Note:

1. Cotele medii de piață între 2020 și 2025, bazate pe energia totală livrată în rețea conform datelor companiei
2. Pe baza cotelor de piață ale furnizorilor din piața competitivă conform raportului ANRE din decembrie 2025
3. Energie livrată în anul 2025
4. Totalul emisiilor de GES (gaze cu efect de seră) per venit net (tCO₂ echivalent/unitate monetară)

Hidroelectrica a intrat în domeniul producției de energie eoliană prin achiziționarea companiei Crucea Wind Farm, reprezentând 4% din capacitatea eoliană totală în România, la nivelul anului 2022. Ulterior, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat fuziunea prin absorbție a acesteia în Hidroelectrica începând cu data de 31 decembrie 2022.

Energia electrică produsă de către Societate este valorificată pe piețele de tranzacționare angro a energiei, dar și pe piața cu amănuntul (prin activitatea de furnizare către consumatorii finali).

Pentru exploatarea capacităților, Hidroelectrica operează sub regimul Licenței nr. 332 din 24.07.2001 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE) pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, valabilă până la data de 24.07.2026, în conformitate cu reglementările și normele specifice din domeniu.

Hidroelectrica este, de asemenea, principalul furnizor de servicii de sistem din România, asigurând astfel stabilitatea funcționării Sistemului Energetic Național („SEN”). Societatea furnizează servicii de sistem (cunoscute și sub denumirea de „servicii tehnologice de sistem”) către operatorul sistemului energetic

național, Transelectrica S.A., prin Licența pentru furnizare de energie electrică și condițiile asociate licenței nr. 2215 din 06.05.2020. Astfel, Transelectrica S.A. achiziționează servicii tehnologice de sistem de la Societate, în baza unei proceduri reglementate de ANRE, pe bază de contract, pentru a menține nivelul de siguranță în funcționare a sistemului energetic și calitatea energiei transportate la parametrii ceruți de reglementările în vigoare.

Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali

Piața energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată, astfel încât toți consumatorii sunt liberi să își aleagă furnizorul de energie electrică la prețuri negociate. Piața concurențială de energie electrică le oferă consumatorilor posibilitatea să-și aleagă furnizorul și oferta care răspund cel mai bine nevoilor lor, la un preț competitiv.

Veniturile din segmentul de furnizare al Grupului includ energia activă precum și costurile transferate, care sunt costurile cu certificatele verzi, costurile de transport și distribuție de energie electrică, costurile de introducere de energie electrică în sistem și alte costuri fixe etc.

1.3. Misiune, viziune, valori

Misiunea Hidroelectrica: Să creăm valoare prin producerea și comercializarea energiei electrice, într-o manieră responsabilă față de comunitate și mediu, în condiții de calitate și performanță.

Viziunea Hidroelectrica: Consolidarea poziției de lider în producerea de energie electrică și furnizarea serviciilor tehnologice de sistem, respectând principiile dezvoltării durabile.

Valorile Hidroelectrica: Performanță, integritate, responsabilitate socială, creativitate, spirit de echipă.

1.4. Elemente de strategie

În calitate sa de lider în producerea de energie electrică la nivel național, cu activități sustenabile în sensul răspunderii sociale față de comunitățile cu care vine în contact și a protecției mediului, Hidroelectrica are ca obiectiv general orientarea spre creșterea continuă a valorii pentru acționari, prin derularea de afaceri predictibile și profitabile.

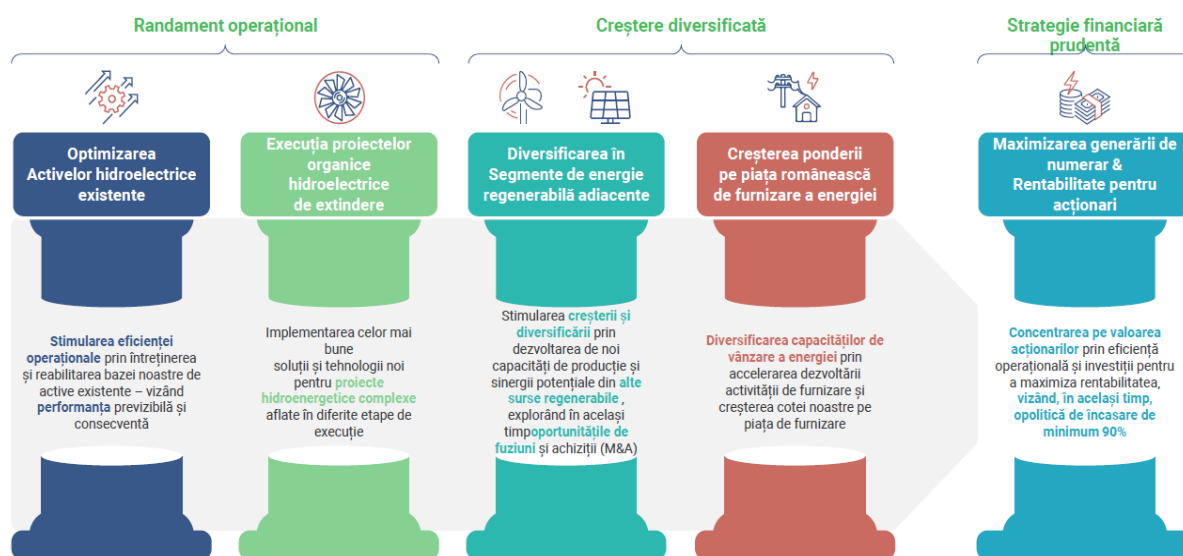
Hidroelectrica urmărește să se numere printre producătorii de energie regenerabilă la nivel european care își desfășoară activitatea în condiții de înaltă calitate tehnică și siguranță.

Strategia pentru dezvoltarea și evoluția Hidroelectrica este aliniată cu politicile europene și țintele ambițioase asumate de România pentru decarbonizarea economiei până în anul 2030, respectiv 49% energie regenerabilă din total consum, contribuind în mod direct la asigurarea de noi capacități de producere din surse regenerabile, eoliene și solare, care să înlocuiască treptat capacitățile existente pe combustibili fosili, programate pentru închidere.

Principalele direcții strategice urmărite de Directoratul Hidroelectrica sunt:

- Optimizarea activelor hidroenergetice existente prin stimularea eficienței operaționale, cu accent pe activități de mentenanță (echipamente și construcții), corelata cu lucrări de re tehnologizare a bazei de active, vizând o performanță predictibilă și constantă;

- Implementarea de noi tehnologii pentru proiectele hidroenergetice aflate în diferite stadii de execuție;
- Promovarea creșterii și diversificării prin dezvoltarea de noi capacități de producție și valorificarea unor potențiale sinergii cu alte surse regenerabile, inclusiv prin explorarea oportunităților de fuziuni și achiziții;
- Creșterea cotei deținute pe piața de furnizare a energiei electrice;
- Concentrarea asupra valorii pentru acționari printr-un echilibru între eficiență operațională și investiții pentru a maximiza randamentele, susținut de o politică de dividend cu o rată de distribuție de cel puțin 90% din profit;
- Maximizarea generării de lichidități și a câștigului total pentru acționari;
- Raportarea conform cerințelor legislației europene în domeniu și Ghidului de raportare a ESG;
- Obținerea unui rating de sustenabilitate;
- Implementarea celor mai bune practici de governanță corporativă;
- Îmbunătățirea sistemului de raportare și comunicare cu investitorii și analiștii.



Sursa: Hidroelectrica

Având în vedere faptul că sectorul energetic va cunoaște o transformare fără precedent în următoarea perioadă, pornind de la analiza SWOT a Hidroelectrica și coroborând cu așteptările acționarilor cu privire la poziționarea societății în contextul accelerării tranziției energetice, având oportunitatea de a deveni liderul tranziției energetice din România, îndeplinirea obiectivelor strategice ale Hidroelectrica va fi concretizată în următoarele direcții esențiale de acțiune:

1. **Organizare** – Eficientizare internă a Grupului - esențială pentru a poziționa optim grupul în vederea livrării de rezultate. Simplificarea procedurilor interne în vederea scurtării perioadelor de implementare, eficientizarea structurii de costuri și optimizarea structurii de personal;
2. **Operare** – Mentenanță bazată pe stare, adoptarea soluțiilor de digitalizare în corelare cu programul de rețehnologizare și modernizare în vederea creșterii eficienței operaționale a Societății și finalizare la termen a investițiilor în curs;
3. **Dezvoltare și diversificare** – Prioritizare proiecte de investiții și monitorizare implementare. Diversificarea portofoliului de producție și creșterea portofoliului de furnizare;
4. **Guvernanta** – Alinierea Grupului la standardele de guvernanta corporativă specifice companiilor listate. Alocarea de resurse în vederea realizării unui sistem de raportare integrat atât la nivel individual cât și consolidat, care să permită personalizarea informației - tip dashboard, pentru monitorizarea diverselor fluxuri în timp real, în vederea îmbunătățirii timpilor de reacție, a procesului decizional pe ansamblu. Raportare conformă și transparentă, comunicare eficientă cu investitorii. Îndeplinirea cerințelor de raportare de sustenabilitate; definirea și atingerea țintelor de ESG.

Unul dintre obiectivele strategice pe termen lung ale Grupului este participarea la dezvoltarea profesională a angajaților, prin îmbunătățirea continuă a cunoștințelor și competențelor profesionale.

Grupul se va menține pe drumul dezvoltării durabile pe care a intrat prin respectarea valorilor culturii organizaționale și a principiilor de afaceri, protejând, susținând și îmbunătățind continuu în același timp capitalul uman, natural și financiar pentru viitor. Grupul poate, astfel, să se implice în formarea și dezvoltarea acestui spirit și în rândul tinerei generații, care trebuie să înțeleagă, să adopte și să aplice principiile dezvoltării durabile.

Viziunea Directoratului pentru dezvoltarea strategică și sustenabilă a Societății, cu accent pe creșterea valorii Hidroelectrica, în corelație cu contextul, tendințele și oportunitățile actuale ale pieței de energie locale și regionale, precum și cu prognozele și perspectivele ce pot fi anticipate este de a asigura menținerea unei companii moderne, viabile financiar, sustenabile economic, care să ofere servicii de calitate clienților, să fie responsabilă față de societate, față de toți ceilalți parteneri implicați în derularea serviciului și față de mediu, în condițiile unei dezvoltări durabile.

1.5. Dezvoltarea previzibilă a Societății

Hidroelectrica urmărește în permanență valorificarea optimă a potențialului hidroenergetic amenajat, prin obținerea unui grad de performanță, fiabilitate și disponibilitate ridicat pentru hidroagregatele aflate în exploatare, precum și prelungirea ciclului de funcționare cu 25-30 ani la parametrii nominali, în condiții de eficiență și siguranță crescute pentru capacitățile modernizate și rețehnologizate.

În acest scop, este vizată consolidarea poziției Hidroserv în circuitul economic și transformarea UCMH Reșița S.A. într-un contractor general al proiectelor energetice de anvergură la nivel național, într-o companie modernă, integrată de mentenanță și modernizare echipamente hidroenergetice, care să cuprindă în același loc capacitatea de producție și montare echipamente. Toate aceste acțiuni vizează

securizarea portofoliului existent de active de producție, garantând astfel performanțele companiei pe termen lung.

Una dintre preocupările permanente ale conducerii Hidroelectrica este gestionarea optimă a bugetului de investiții al companiei și a portofoliului de obiective de investiții, prin promovarea de proiecte noi și urmărirea finalizării celor aflate în curs de execuție, pentru realizarea de noi capacități de producție din surse regenerabile, modernizarea, reabilitarea și re tehnologizarea capacităților existente, a proiectelor de diversificare a afacerilor companiei, precum și a activității de fuziuni și achiziții.

Dezvoltarea afacerilor se va realiza prioritar prin creșterea capacității de generare, urmărindu-se creșterea producției de energie electrică, atât prin utilizarea potențialului hidroenergetic existent, diversificarea portofoliului de producție a energiei electrice, inclusiv prin achiziția și/sau dezvoltarea de capacități de producție a energiei din alte surse regenerabile de energie și/sau achiziția de participații la alte companii.

Optimizarea funcționării capacităților de producție existente în portofoliu trebuie să aibă în vedere sinergiile care se pot obține prin combinarea mai multor surse de energie regenerabilă: hidro – eolian, hidro – solar, hidro – solar – hidrogen, hidro – stocare baterii, eolian – stocare baterii, solar – stocare baterii. Astfel, se urmărește diminuarea impactului riscurilor climatice la care este expusă în mod constant compania și, în același timp, obținerea unei predictibilități crescute a prognozei de producție, reducerea costurilor cu dezechilibrele, optimizarea costurilor cu operarea, generându-se beneficii multiple în programarea vânzărilor de energie și obținerea de venituri suplimentare, prin utilizarea în administrarea activelor energetice a Centralelor Electrice Virtuale (Virtual Power Plants).

În cadrul procesului de optimizare a producției de energie electrică se urmăresc analiza și implementarea de proiecte pilot și care vor aduce un aport semnificativ al capacităților de producție, după cum urmează:

- proiect pilot prin care se combină energia eoliană cu baterii de stocare în cadrul parcului eolian de la Crucea;
- proiect pilot prin care se combină energia hidro produsă pe cursul râului cu baterii de stocare, soluție ce poate fi replicată în oricare centrală de acest tip din portofoliul Hidroelectrica;
- instalarea de panouri fotovoltaice la centralele proprii în vederea acoperirii parțiale a consumurilor proprii tehnologice;
- instalarea de panouri fotovoltaice flotante care să funcționeze în tandem cu grupurile hidro în cadrul aceleiași unități dispecerizabile;
- implementarea unui sistem pilot avansat de management al activelor de producție (SAMA) cu ajutorul căruia se vor optimiza și eficientiza procesele de gestionare a activelor critice de producție, prin centralizarea și valorificarea informațiilor aferente acestora, având ca obiective principale eficiența operațională, mentenanța predictivă, inteligența decizională și gradul ridicat de disponibilitate a echipamentelor.

Soluția integrată de management al activelor de producție va utiliza datele statice și operaționale în cadrul unor soluții de tip EAM (Enterprise Asset Management), cu acoperirea întregului ciclu de viață al activelor: planificare, achiziție, punere în funcțiune, operare, mentenanță, optimizare și scoatere din uz, precum și în soluții de tip APM (Asset Management Performance), cu preluarea și modelarea datelor operaționale provenite din sistemele SCADA, IoT, EAM utilizând funcționalități avansate de analiză predictivă bazată pe modele statistice și algoritmi de inteligență artificială (AI/ML), pentru a identifica tendințele de degradare a echipamentelor, a anticipa defecțiunile și a sprijini luarea deciziilor de mentenanță optimizată;

- dezvoltarea unui proiect pilot demonstrativ Digital Twin pentru o centrală hidroelectrică, în vederea optimizării funcționării în exploatare prin simularea de diverse scenarii și a identificării

parametrilor de funcționare optimi, precum și implementarea mentenanței predictive la nivelul acestor active;

- operaționalizarea în Hidroelectrica a activității de cercetare-inovare, prin realizarea unui Centru de inovare și sănătate a activelor la nivelul Hidroelectrica, în proiectele căruia vor fi atrași alături de specialiștii Hidroelectrica, cercetători, cadre universitare, academicieni etc.

Diversificarea portofoliului de producție din alte surse regenerabile vizează trei direcții principale de acțiune:

- *Creștere organică* - dezvoltarea propriilor proiecte de centrale din surse regenerabile, inclusiv prin hibridizare cu centralele hidro existente (“behind-the-meter”).
- *Creștere prin achiziții* - Prin activitatea de M&A, Hidroelectrica analizează oportunitatea de a achiziționa capacități de producție la stadiul RTB (“Ready to build”) sau la COD (Commercial Operations Date).
- *Crearea de parteneriate strategice* cu entități de prestigiu cu capacitate dovedită de a opera, construi și pune în funcțiune capacități de producție din surse regenerabile. Aceste parteneriate prezintă avantajul transferului rapid de know-how și al experienței dovedite în domeniile vizate de Hidroelectrica.

Strategia companiei de implementare a unor măsuri de accelerare a tranziției către o societate cu energie verde prin cercetare, inovare, analiză, dezvoltare și explorare de noi modele de afaceri, are ca obiectiv final creșterea sustenabilă a Hidroelectrica.

2. Reperetele anului 2025

În anul 2025, evoluțiile macroeconomice au fost caracterizate de un ritm moderat de creștere a PIB, sub potențial, în contextul unui mediu marcat de incertitudini politice în prima parte a anului, presiuni inflaționiste persistente – inclusiv în urma liberalizării prețurilor la energie electrică în luna aprilie – și menținerea unor condiții financiare restrictive. În acest cadru, politica fiscal-bugetară a vizat consolidarea deficitului, prin măsuri care au avut impact asupra dinamicii investițiilor publice și a consumului.

Pe fondul acestor factori, economia a înregistrat o încetinire în a doua parte a anului, cu o contracție în trimestrele III și IV. Totodată, nivelul ridicat al deficitului bugetar și dinamica datoriei publice au continuat să influențeze costurile de finanțare la nivel suveran.

Diferențele dintre prognozele inițiale și evoluțiile efective au rămas semnificative atât în 2024, cât și în 2025. În pofida acestui context macroeconomic complex, piața de capital din România a înregistrat o performanță solidă, indicele BET-TR consemnând o creștere semnificativă pe parcursul anului. În același timp, evoluția prețului ajustat al acțiunii Hidroelectrica a reflectat particularitățile operaționale ale anului, în special condițiile hidrologice nefavorabile, care au influențat nivelul producției. Acest impact a fost parțial compensat de performanța solidă a segmentului de furnizare, unde compania și-a consolidat poziția de lider pe piața concurențială, precum și de continuarea programelor investiționale, în pofida unor provocări de implementare.

Per ansamblu, compania a demonstrat capacitatea de a naviga un mediu macroeconomic și operațional complex, menținând o poziționare solidă pe piață și o bază operațională robustă pentru dezvoltarea pe termen mediu și lung.

Pe fondul evoluțiilor recente înregistrate în sectorul producției de energie regenerabilă (eolian și fotovoltaic) la nivel european și global, Hidroelectrica își menține strategia prudentă de dezvoltare în domeniul energiei regenerabile, păstrându-și obiectivul intrării în proiecte noi de investiții doar acolo unde rentabilitatea investiției este superioară costului capitalului.

În plan comercial, Hidroelectrica și-a păstrat orientarea către asigurarea predictibilității veniturilor din vânzarea energiei pe piețele la termen, adaptându-și totodată modelul operațional și comercial la constrângerile generate de scăderea producției. Astfel, compania a integrat mai activ componenta de achiziție de energie din piață, în vederea compensării deficitului de producție proprie și a menținerii disciplinei de livrare aferente portofoliului contractual.

Angajații reprezintă resursa cea mai importantă pentru Hidroelectrica, menținerea, motivarea și atragerea de personal calificat rămânând o prioritate absolută în contextul dificil al asigurării forței de muncă și al specificităților pieței puternic concurențiale pe care activează.

3. Evenimente cheie în 2025

3.1. Adunări Generale ale Acționarilor

În data de 25 februarie 2025, **Directoratul Hidroelectrica a convocat Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor pentru data de 31 martie 2025**, ca urmare a **solicitării acționarului Statul Român prin Ministerul Energiei**, cu următoarele puncte principale pe ordinea de zi:

- Aprobarea formei și conținutului Actului Adițional nr. 2 la Contractul de Mandat încheiat cu membrii Consiliului de supraveghere ai S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A., propus de acționarul Statul Român prin Ministerul Energiei.
- Informarea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor cu privire la Raportul Consiliului de Supraveghere al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. pe Semestrul I 2024.

Toate punctele pe ordinea de zi a AGOA au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 6 martie 2025, **Directoratul Hidroelectrica a convocat AGOA pentru data de 10 aprilie 2025**. În urma solicitării acționarului Statul Român prin Ministerul Energiei de completare a ordinii de zi, principalele puncte supuse aprobării, conform convocatorului completat, au fost următoarele:

- Aprobarea Bugetului de Venituri și Cheltuieli al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A pe anul 2025.
- Aprobarea ratificării și confirmării actelor și/sau faptelor întreprinse și/sau efectuate de societatea KPMG Audit SRL, în calitate sa de auditor financiar în scopul asigurării limitate a raportării privind durabilitatea, în conformitate cu cerințele Directivei (UE) 2022/2464 privind raportarea corporativă de sustenabilitate („CSRD”) și ale actului delegat nr. 5303/2023 privind standardele europene de raportare a durabilității („ESRS”), care completează Directiva CSRD, transpusă în legislația națională prin Ordinul MFP nr. 85/2024 pentru reglementarea aspectelor referitoare la raportarea privind durabilitatea („OMFP 85/2024”), pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, în temeiul Contractului și al reglementărilor legale și profesionale aplicabile, până la data prezentei inclusiv.
- Revocarea unor membri Consiliului de Supraveghere din cauze neimputabile, în vederea îndeplinirii jalonului nr. 121 din Planul Național de Redresare și Reziliență al României, în conformitate cu prevederile art. 36.10 din Contractul de mandat.
- Alegerea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere.
- Aprobarea duratei mandatului membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere aleși pentru o perioadă de 5 luni, conform prevederilor OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.
- Stabilirea indemnizației fixe brute lunare a membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere aleși în cuantumul stabilit în conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr.10/28.03.2023.
- Aprobarea formei contractului de mandat ce va fi încheiat cu membrii provizorii ai Consiliului de Supraveghere aleși, în forma propusă de Ministerul Energiei.
- Aprobarea declanșării procedurii de selecție pentru posturile de membri în Consiliul de Supraveghere rămase vacante, în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare. Procedura de selecție a fost derulată de către Ministerul Energiei, în calitate de autoritate publică tutelară.

În cadrul **ședinței din data de 10 aprilie 2025**, AGOA a hotărât următoarele:

Pentru **punctul 3** pe ordinea de zi, respectiv:

Revocare membrii ai Consiliului de Supraveghere din cauze neimputabile, în vederea îndeplinirii jalonului nr. 121 din Planul Național de Redresare și Reziliență al României, în conformitate cu prevederile art. 36.10 din Contractul de mandat (vot secret),

AGOA revocă următorii membri ai Consiliului de Supraveghere, din cauze neimputabile:

- Dl. Petre-Iulian Nicolescu
- Dl. Mihai-Liviu Mihalache
- Dl. Cristian-Nicolae Stoina

Pentru **punctul 5** pe ordinea de zi, respectiv:

Alegerea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere (vot secret),

AGOA numește următoarele persoane în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere:

- Dl. Marius Perșinaru
- Dna. Anca Mitu
- Dl. Ciprian-Mihail Ene

Restul punctelor de pe ordinea de zi a AGOA au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 26 martie 2025, **Directoratul Hidroelectrica** a convocat **AGOA Anuală** pentru data de **29 aprilie 2025**, cu următoarele puncte principale pe ordinea de zi:

- Aprobarea Situațiilor Financiare anuale individuale auditate ale S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice („O.M.F.P.”) nr. 2844/2016.
- Aprobarea Situațiilor Financiare anuale consolidate auditate ale S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. împreună cu filiala sa, la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, întocmite în conformitate cu O.M.F.P. nr 2844/2016.
- Aprobarea Situațiilor Financiare anuale consolidate auditate ale S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. împreună cu filiala sa, la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („IFRS”) emise de IASB.
- Raportul Anual al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. care cuprinde Raportul Directoratului și Raportul Consiliului de Supraveghere, pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024.
- Repartizarea profitului net al exercițiului financiar 2024, a valorii totale a dividendului brut în suma de 4.043.229.023 RON, precum și a valorii dividendului brut pe acțiune în suma de 8,988897 RON.
- Descărcarea de gestiune a Consiliului de Supraveghere și a Directoratului pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024.
- Raportul de Remunerare a Consiliului de Supraveghere și a Directoratului pentru anul financiar 2024.
- Informarea cu privire la Bugetul de Venituri și Cheltuieli consolidat al Grupului Hidroelectrica pentru anul 2025.
- Data de 4 iunie 2025 ca Data de Înregistrare, data de 3 iunie 2025 ca „Ex Date” și data de 25 iunie 2025 ca Data Plății dividendelor pentru exercițiul financiar 2024.
- Raportul de evaluare anuală a membrilor Consiliului de Supraveghere.

Toate punctele pe ordinea de zi a AGOA au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 19 iunie 2025, **Directoratul Hidroelectrica** a convocat **AGEA** pentru data de **28 iulie 2025**, ca urmare a solicitărilor acționarului Statul Român prin Ministerul Energiei, și a suplimentat ulterior ordinea de zi cu un punct referitor la numirea auditorului financiar. Principalele puncte pe ordinea de zi au fost următoarele:

- Aprobarea indicatorilor-cheie de performanță financiari și nefinanciari rezultați din Planul de Administrare al Hidroelectrica, care vor constitui anexa la contractele de mandat ale membrilor Consiliului de Supraveghere și Directoratului Hidroelectrica.
- Aprobarea formei și conținutului Actului Adițional la contractul de mandat ce va fi încheiat cu membrii Consiliului de Supraveghere al societății în forma și conținutul propus de Ministerul Energiei.
- Aprobarea componentei integrale a planului de selecție aferentă procedurii de selecție pentru posturile vacante din Consiliul de Supraveghere.
- Aprobarea numirii auditorului financiar al Hidroelectrica, Ernst & Young Assurance Services SRL, pentru prestarea serviciilor detaliate în nota de fundamentare prezentată acționarilor, pentru o perioadă de trei ani, respectiv pentru exercițiile financiare 2025, 2026 și 2027.

Toate punctele pe ordinea de zi a AGOA au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 10 iulie 2025, **Directoratul Hidroelectrica** a convocat **AGEA** pentru data de **11 August 2025**, cu următoarele puncte principale pe ordinea de zi:

- Informarea AGA privind aprobarea de către Consiliul de Supraveghere a actualizării Devizului General la data de 01.09.2024 în preturi valabile la data de 31.08.2024 și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiții „Amenajarea Hidroenergetica Pașcani”.
- Aprobarea noilor indicatori tehnico-economici ai obiectivului de investiții „Amenajarea Hidroenergetica Răstolița”, conform valorilor rezultate din documentația „Optimizarea și actualizarea indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiții Amenajarea Hidroenergetica Răstolița” – ediția 2025 realizată de către Departamentul Proiectare Hidroelectrica.
- Aprobarea realizării obiectivului de investiții „Retehnologizare CHE Râul Mare Retezat” conform noilor indicatori tehnico-economici rezultați în urma actualizării Devizului general și a indicatorilor tehnico-economici.
- Aprobarea documentației pe baza căreia urmează să se obțină Certificatul de Atestare a Dreptului de Proprietate asupra terenurilor aflate în patrimoniul Hidroelectrica ocupate de incinta Nod Hidrotehnic Porțile de Fier 1 și de incinta MHC Baru Mare – Captare și Bazin Compensator.
- Informarea Adunării Generale a Acționarilor privind încheierea contractului de achiziție de servicii de „Reînnoire subscripției SAP IS-U, S4HANA, Servicii Suport SAP”.
- Informarea Adunării Generale a Acționarilor privind încheierea unor tranzacții cu alte întreprinderi publice, conform art. 52 din OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul ședinței AGEA din data de 11 august 2025, toate punctele pe ordinea de zi au fost aprobate de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor deținute.

În data de 1 august 2025, **Directoratul Hidroelectrica a convocat AGOA pentru data de 8 septembrie 2025**, ca urmare a solicitării acționarului Statul Român prin Ministerul Energiei, cu următoarele puncte principale pe ordinea de zi:

- Revocarea unui membru provizoriu din cadrul Consiliului de Supraveghere ca urmare a încetării duratei mandatului acestuia în data de 9 septembrie 2025.
- Retragerea discutării punctelor 2,3,4,5 și 6 de pe ordinea de zi a Adunării Generale a Acționarilor din data de 08.09.2025.
- Alegerea unui membru provizoriu, în cadrul Consiliului de Supraveghere ca urmare a vacanței poziției la punctul (1) al ordinii de zi, începând cu data de 10 septembrie 2025.
- Stabilirea duratei mandatului membrului provizoriu ales la punctul (2), pentru o perioadă de 2 luni, conform prevederilor OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.
- Stabilirea indemnizației fixe brute lunare a membrului provizoriu din cadrul Consiliului de Supraveghere ales la punctul (2), în cuantumul stabilit în conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr. 10/28.03.2023.
- Aprobarea formei contractului de mandat ce va fi încheiat cu membrul provizoriu din cadrul Consiliului de Supraveghere, ales la punctul (2), în forma propusă de Ministerul Energiei.
- Prolungirea cu 2 luni a duratei mandatelor pentru 2 (doi) membri provizorii din cadrul Consiliului de Supraveghere.
- Aprobarea încheierii actelor adiționale la contractele de mandat privind prelungirea cu 2 (două) luni a duratei mandatului membrilor provizorii din cadrul Consiliului de Supraveghere în forma propusă de Ministerul Energiei și stabilirea indemnizației în cuantumul stabilit în conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr.10/28.03.2023.

În cadrul **ședinței din data de 8 septembrie 2025**, AGOA a hotărât următoarele:

Pentru **punctul 1** pe ordinea de zi, respectiv:

- Revocarea unui membru provizoriu din cadrul Consiliului de Supraveghere ca urmare a încetării duratei mandatului acestuia în data de 09.09.2025 (vot secret),

AGOA revoca pe dl. Marius Perșinaru.

Pentru **punctul 7** pe ordinea de zi, respectiv:

- Prolungirea cu 2 luni a duratei mandatelor pentru 2 (doi) membri provizorii din cadrul Consiliului de Supraveghere,

AGOA prelungește durata mandatelor următoarelor persoane – membri în Consiliul de Supraveghere:

- Dna. Anca Mitu
- Dl. Ciprian-Mihail Ene

Punctele 2-6, au fost respinse la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate, iar restul punctelor (1.1, 9 și 10) au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 29 septembrie 2025, **Directoratul Hidroelectrica a convocat AGOA pentru data de 31 octombrie 2025**. În urma solicitării acționarului Statul Român prin Ministerul Energiei de completare a ordinii de zi, principalele puncte supuse aprobării, conform convocatorului completat, au fost următoarele:

- Aprobarea Bugetului de Venituri și Cheltuieli Rectificat al Hidroelectrica pe anul 2025, conform Notei de Fundamentare prezentată acționarilor.
- Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor este informată cu privire la Raportul Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica pe Semestrul I 2025.
- Revocarea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica, începând cu data de 9 noiembrie 2025, ca urmare a încetării duratei mandatului acestora.
- Alegerea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica, începând cu data de 9 noiembrie 2025.
- Stabilirea duratei mandatului membrilor provizorii ai Consiliului de supraveghere aleși la punctul (4), pentru o perioadă de 5 luni, sau până la finalizarea procedurii de selecție derulată în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, dacă selecția se finalizează înainte de termenul menționat.
- Stabilirea indemnizației fixe brute lunare a membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere aleși conform punctului (4), în conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Hidroelectrica nr. 10/28.03.2023.
- Aprobarea formei contractului de mandat ce va fi încheiat cu membrii provizorii ai Consiliului de supraveghere aleși conform punctului (4), în forma propusă de Ministerul Energiei.

În cadrul **ședinței din data de 31 octombrie 2025**, AGOA a hotărât următoarele:

Pentru **punctul 3** pe ordinea de zi, respectiv:

- Revocarea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A, începând cu data de 09.11.2025, ca urmare a încetării duratei mandatului acestora (vot secret),

AGOA revoca pe dna. Anca Mitu și pe dl. Ciprian-Mihail Ene.

Pentru **punctul 4** pe ordinea de zi, respectiv:

- Alegerea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere al S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A, începând cu data de 09.11.2025 (vot secret),

AGOA numește pe dna. Anca Mitu și pe dl. Ciprian-Mihail Ene.

Restul punctelor pe ordinea de zi au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 17 octombrie 2025, **Directoratul Hidroelectrica a convocat AGOA pentru data de 20 noiembrie 2025**. În urma solicitării acționarului Statul Român prin Ministerul Energiei de completare a ordinii de zi, recepționată în data de 5 noiembrie 2025, principalele puncte supuse aprobării, conform convocatorului completat, sunt următoarele:

- Informare cu privire la motivele și încetarea prin acordul părților a contractelor de mandat ale domnului Károly Borbély – Președinte Directorat (CEO) și domnului Marian Fetița – Membru Directorat (CFO), precum și contextul și condițiile încetării contractelor de mandat ale acestora.
- Revocarea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica, începând cu data ședinței, ca urmare a finalizării procedurii de selecție.

- Alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica, începând cu data ședinței.
- Stabilirea duratei mandatului membrilor Consiliului de Supraveghere aleși la punctul (3), începând cu data ședinței și până la data de 28 martie 2027, data ce corespunde cu finalizarea mandatului membrilor Consiliului de Supraveghere numiți prin Hotărârea AGOA nr. 10 din data de 28 martie 2023.
- Stabilirea indemnizației fixe brute lunare a membrilor Consiliului de Supraveghere aleși conform punctului (3), în conformitate cu art.4 din AGOA nr. 10 din data de 28 martie 2023.
- Aprobarea formei contractului de mandat ce va fi încheiat cu membri Consiliului de Supraveghere aleși conform punctului (3), în forma propusă de Ministerul Energiei.

În cadrul **ședinței din data de 20 noiembrie 2025**, AGOA a hotărât următoarele:

Pentru **punctul 2** pe ordinea de zi, respectiv:

- Revocarea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere al SPEEH Hidroelectrica SA, începând cu data ședinței, ca urmare a finalizării procedurii de selecție (vot secret),

AGOA revoca pe dna. Anca Mitu și pe dl. Ciprian-Mihail Ene.

Pentru **punctul 3** pe ordinea de zi, respective:

- Alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere al SPEEH Hidroelectrica SA, începând cu data ședinței (vot secret):

AGOA numește pe dl. Cătălin Vlăduț Popescu, dl. Ion Ariton și pe dl. Emil Merdan.

Restul punctelor pe ordinea de zi supuse votului au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 13 noiembrie 2025, **Directoratul Hidroelectrica** a convocat **AGOA** pentru data de **17 decembrie 2025**. În urma solicitării acționarului Statul Român prin Ministerul Energiei de completare a ordinii de zi, recepționată în data de 28 noiembrie 2025, precum și a completării Directoratului Hidroelectrica, principalele puncte supuse aprobării, conform convocatorului completat, sunt următoarele:

- Aprobarea formei și conținutului actului adițional la contractele de mandat ale membrilor Consiliului de Supraveghere Hidroelectrica, pentru punerea în aplicare a modificărilor aduse la OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, astfel cum a fost modificată prin Legea nr. 158/2025, în formele propuse de către societate.
- Aprobarea formei și conținutului actului adițional la contractele de mandat ale membrilor Consiliului de Supraveghere Hidroelectrica, pentru punerea în aplicare a modificărilor aduse la OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, astfel cum a fost modificată prin Legea nr. 158/2025, în forma propusă de Ministerul Energiei.

Actul adițional la contractele de mandat ale membrilor Consiliului de Supraveghere Hidroelectrica a fost aprobat la data ședinței de către acționarii societății, în forma propusă de către Ministerul Energiei, cu majoritatea voturilor exprimate, celelalte forme propuse de societate fiind respinse în cadrul AGOA. Restul punctelor aflate pe ordinea de zi au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate.

În data de 23 decembrie 2025, **Directoratul Hidroelectrica a convocat AGEA pentru data de 27 ianuarie 2026**. Principalele puncte supuse aprobării, conform convocatorului completat, au fost următoarele:

- Aprobarea:
 - (i) Înființării de către Hidroelectrica împreună cu EDF power solutions International a unei societăți mixte/asociere în participație (Joint Venture Company - JVC) în cote egale de 50% - 50% fiecare;
 - (ii) Acordul Acționarilor (Shareholders Agreement, SHA) care urmează a fi încheiat de către Hidroelectrica cu EDF power solutions International, prin care se definesc termenii și condițiile privind modul de funcționare al unei companii (societăți mixte/asociere în participație (Joint Venture Company - JVC) care va fi înființată de către părți în vederea dezvoltării proiectului Centralei Hidroelectrice cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița – Investiția/ Oportunitatea Propusă.
- Aprobarea achiziției de servicii avocațiale de consultanță juridică în legătură cu procesul de majorare a capitalului social al Hidroelectrica.
- Aprobarea documentațiilor întocmite în vederea obținerii Certificatului de Atestare a Dreptului de Proprietate asupra terenurilor aflate în patrimoniul Hidroelectrica, pentru șase incinte, din care cinci situate în județul Maramureș și o incintă situată în județul Bihor.
- Aprobarea achiziției serviciilor avocațiale de consultanță juridică având în vedere obiectivul societății de achiziționare la punerea în funcțiune a centralei CHEAP Frasin-Pângărați, cu o putere instalată de 300 MW ce va fi dezvoltată și construită de Hidro Blue Energy SRL.
- Informare privind aprobarea de către Consiliul de Supraveghere a noilor indicatori tehnico-economici pentru obiectivul de investiții „Retehnologizarea stațiilor de pompare energetică de mare putere Petrimanu, Jidoaia și Lotru-Aval – UHE DORIN PAVEL”, rezultați în urma actualizării Devizului general și a indicatorilor tehnico-economici.
- Informare privind aprobarea de către Consiliul de Supraveghere a obiectivului de investiții „Retehnologizare CHE Gogoșu”, conform Studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economico aferenți.
- Informare privind aprobarea de către Consiliul de Supraveghere a noilor indicatori tehnico-economici pentru obiectivul de investiții „Retehnologizare CHE Brădișor”, rezultați în urma actualizării Devizului general și a indicatorilor tehnico-economici.
- Informare privind aprobarea de către Consiliul de Supraveghere a actualizării Devizului general pentru obiectivul de investiții „Retehnologizare CHE Stejaru”, în vederea continuării lucrărilor „rest de executat”, conform noilor indicatori tehnico-economici rezultați din documentația „Studiu de fezabilitate. Actualizarea devizului general și a indicatorilor tehnico-economici” - aprilie 2024.
- Informarea privind încheierea unor tranzacții cu alte întreprinderi publice, conform art. 52 din OUG 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.

Informații cu privire la hotărârile AGEA din data de 27 ianuarie 2026 se regăsesc la capitolul [Evenimente ulterioare](#).

3.2.Modificări ale structurilor de conducere

Componența Consiliului de Supraveghere

În cadrul ședinței AGOA din data de 10 aprilie 2025, acționarii au aprobat revocarea următorilor membri ai Consiliului de Supraveghere din cauze neimputabile, în vederea îndeplinirii jalonului nr.121 din Planul Național de Redresare și Reziliență al României, în conformitate cu prevederile art. 36.10 din Contractul de mandat:

- Dl. Petre-Iulian Nicolescu
- Dl. Mihai-Liviu Mihalache
- Dl. Cristian-Nicolae Stoina

De asemenea, în cadrul aceleiași ședințe, AGOA a numit următoarele persoane în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere:

- Dl. Marius Perșinaru
- Dna. Anca Mitu
- Dl. Ciprian-Mihail Ene

În data de 8 septembrie 2025, AGOA aprobă revocarea dl. Marius Perșinaru, ca urmare a încetării duratei mandatului acestuia în data de 9 septembrie 2025 și prelungește cu 2 luni durata mandatelor pentru dna. Anca Mitu și dl. Ciprian-Mihail Ene.

În data de 20 noiembrie 2025, AGOA revocă membrii provizorii ai Consiliului de Supraveghere și numește 3 membri cu contracte de mandat valabile până la data de 28 martie 2027, ca urmare a finalizării procedurii de selecție, respectiv:

- Dl. Cătălin Vlăduț Popescu
- Dl. Ion Ariton
- Dl. Emil Merdan

Numire Președinte al Consiliului de Supraveghere și stabilirea componentei comitetelor consultative

În data de 5 mai 2025, Consiliul de Supraveghere a hotărât numirea dlui. Silviu-Răzvan Avram în calitate de Președinte al Consiliului de Supraveghere și a hotărât componenta comitetelor consultative.

Ca urmare a numirii din data de 20 noiembrie 2025 a celor 3 membri permanenți ai Consiliului de Supraveghere, în data de 24 noiembrie 2025 a fost stabilită o nouă componentă a comitetelor consultative. Astfel, structura acestora în cursul anului 2025 este următoarea:

Comitetul de Nominalizare și Remunerare			
	1 ianuarie – 4 mai 2025	5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1	George-Marius Toniuc - Președinte	George-Marius Toniuc – Președinte	George-Marius Toniuc - Președinte
2	Silviu Răzvan Avram - Membru	Silviu-Răzvan Avram – Membru	Silviu Răzvan Avram - Membru
3	Carmen Radu - Membru	Carmen Radu – Membru	Carmen Radu - Membru
4	Petre-Iulian Nicolescu – Membru	Ciprian-Mihail Ene – Membru	Cătălin-Vlăduț Popescu - Membru
5	Ana-Barbara Bobircă - Membru	Ana-Barbara Bobircă – Membru	Ana-Barbara Bobircă - Membru

Comitetul de Audit		
1 ianuarie – 4 mai 2025	5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1 Carmen Radu – Președinte	Carmen Radu – Președinte	Carmen Radu – Președinte
2 George-Marius Toniuc – Membru	George-Marius Toniuc – Membru	George-Marius Toniuc – Membru
3 Silviu-Răzvan Avram – Membru	Silviu-Răzvan Avram – Membru	Silviu-Răzvan Avram – Membru
4 Cristian-Nicolae Stoina – Membru	Anca Mitu – Membru	Ana-Barbara Bobirca – Membru
5 Mihai-Liviu Mihalache – Membru	Ana-Barbara Bobirca – Membru	Ion Ariton – Membru
6 Ana-Barbara Bobirca – Membru	-	-

Comitetul de Gestionare a Riscurilor		
1 ianuarie – 4 mai 2025	5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1 Silviu-Răzvan Avram – Președinte	Silviu-Răzvan Avram – Președinte	Silviu-Răzvan Avram – Președinte
2 Cristian-Nicolae Stoina – Membru	Marius Persinaru – Membru	George-Marius Toniuc – Membru
3 Petre-Iulian Nicolescu – Membru	George-Marius Toniuc – Membru	Ana-Barbara Bobirca – Membru
4 Mihai-Liviu Mihalache – Membru	Ana-Barbara Bobirca – Membru	Cătălin Vlăduț Popescu – Membru
5 George-Marius Toniuc – Membru	Ciprian-Mihail Ene – Membru	Emil Merdan – Membru
6 Ana-Barbara Bobircă – Membru	-	-

Comitetul de Guvernanta si Sustenabilitate		
1 ianuarie – 4 mai 2025	5 mai – 23 noiembrie 2025	24 noiembrie 2025 – 31 dec 2025
1 Ana-Barbara Bobirca - Președinte	Ana-Barbara Bobirca – Președinte	Ana-Barbara Bobirca - Președinte
2 Petre-Iulian Nicolescu - Membru	Anca Mitu – Membru	Emil Merdan - Membru
3 George Marius Toniuc - Membru	George-Marius Toniuc – Membru	George Marius Toniuc - Membru
4 Carmen Radu - Membru	Carmen Radu – Membru	Carmen Radu – Membru
5 Mihai Liviu Mihalache - Membru	Marius Persinaru – Membru	Ion Ariton - Membru

Sursa: Hidroelectrica

Componența Directoratului

În cadrul ședinței din data de 19 septembrie 2025, Consiliul de Supraveghere, împreună cu domnul Karoly Borbely – Președintele Directoratului/CEO, respectiv cu domnul Marian Fetița – Membru Directorat/CFO, au hotărât încetarea de comun acord a contractelor de mandat, începând cu data de 19 septembrie 2025. Decizia a fost adoptată de Consiliul de Supraveghere în interesul companiei și al tuturor acționarilor, ținând seama de obligațiile care decurg din Jalonul 121 (PNRR), de contextul instituit prin Decizia Comisiei Europene C(2025) 3490/28.05.2025 și de statutul Hidroelectrica de emitent listat pe o piață reglementată.

De asemenea, în cadrul ședinței din data de 19 septembrie 2025, Consiliul de Supraveghere a hotărât preluarea atribuțiilor CEO de către domnul Bogdan-Nicolae Badea, membru Directorat și a celor de CFO de către domnul Radu-Ioan Constantin, membru Directorat, ca efect al vacantării celor două poziții din Directorat și pentru asigurarea stabilității guvernantei și activității companiei.

În data de 22 septembrie 2025, Consiliul de Supraveghere a hotărât demararea procedurii de selecție pentru cele două poziții vacante, de CEO, respectiv CFO, procedura derulată de un expert independent specializat în recrutarea resurselor umane, ale cărui servicii sunt contractate în condițiile legii.

Astfel, în data de 3 octombrie 2025 a fost publicat anunțul privind recrutarea și selecția candidaților pentru pozițiile de CEO și CFO, conținând condițiile ce trebuie îndeplinite de candidați și criteriile de evaluare/selecție ale acestora, în conformitate art. 35 (6) din OUG 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare. Termenul de depunere a candidaturilor a fost la data de 4 noiembrie 2025.

În data de 19 noiembrie 2025, procedura declanșată prin Hotărârea CS din data de 22 septembrie 2025 pentru poziția de membru în Directorat – CFO a fost declarată închisă, întrucât nu a fost identificat niciun candidat eligibil care să poată fi propus spre numire, conform Raportului expertului independent specializat în recrutarea resurselor umane.

În data de 26 noiembrie 2025, Consiliul de Supraveghere a constatat că niciun candidat nu se aliniază pe deplin cerințelor asociate funcției de CEO în acest moment și, în conformitate cu OUG nr. 109/2011 și cu principiile de transparență, competitivitate și integritate, Consiliul de Supraveghere a decis reluarea imediată a procesului de selecție. Pentru a asigura continuitatea operațională până la finalizarea selecției, Consiliul de Supraveghere menține măsurile interimare privind preluarea atribuțiilor de CEO și de CFO.

Informații suplimentare privind componenta structurilor de conducere, respectiv componența Consiliului de Supraveghere, a comitetelor consultative și a Directoratului pot fi consultate la capitolele [Raportul Consiliului de Supraveghere](#) și [Directoratul](#) din prezentul Raport.

3.3. Investiții

Finalizare licitație pentru sistem de stocare Li-ion la Crucea Nord

În data de 7 aprilie 2025, Hidroelectrica a anunțat finalizarea licitației pentru procedura de achiziție a instalației de stocare cu baterii Li-ion în Parcul Eolian Crucea Nord, prin semnarea contractului cu ofertantul declarat câștigător, respectiv asocierea formată din Prime Batteries Technology SRL și Enevo Group S.R.L. Instalația va fi montată în cadrul Substației Crucea din Parcul Eolian Crucea Nord, deținut și operat de Hidroelectrica, având o capacitate instalată de 108 MW.

Scopul principal al investiției îl reprezintă reducerea dezechilibrelor interne la parcul eolian aflat în portofoliul Hidroelectrica, furnizarea de servicii de echilibrare a sistemului energetic național, îmbunătățirea performanțelor turbinelor eoliene și scăderea nivelului de uzură a sistemelor electromecanice ale turbinelor.

Prețul contractului este de 80 milioane RON fără TVA, iar termenul de implementare este de 12 luni de la data semnării contractului.

După punerea în funcțiune a instalației de stocare, puterea nominală a instalației va fi de 36 MW, cu o capacitate nominală de stocare (energie) de 72 MWh.

Contract pentru proiect fotovoltaic in centrale pe sectorul mijlociu si inferior al râului Olt

În data de 9 mai 2025, Hidroelectrica a anunțat semnarea contractului de lucrări având ca obiect realizarea la cheie a obiectivului „Valorificarea potențialului fotovoltaic în cadrul centralelor de producere a energiei electrice amplasate pe sectorul mijlociu și inferior al râului Olt”.

Contractul a fost atribuit în urma unei proceduri competitive, câștigătorul desemnat fiind Servelect SRL cu subcontractantul Electroplus SRL.

Scopul principal al investiției este creșterea capacității de producere de energie electrică regenerabilă prin instalarea unor sisteme fotovoltaice pe acoperișurile celor 20 de centrale hidroelectrice deținute de Hidroelectrica, amplasate pe sectorul mijlociu și inferior al râului Olt.

Valoarea contractată este de 9 milioane RON fără TVA, cu termen de realizare de 24 de luni (4 luni pentru proiectare și 20 luni pentru execuție).

Sistemul fotovoltaic constă în panouri fotovoltaice de 620 W, invertoare tip 100 kW și optimizoare de energie, cu o putere instalată în panouri de: 2.955,58 kW, iar energia produsă va fi de: 3.710,87 MWh/an.

Această investiție marchează o premieră pentru companie, fiind primul proiect de amplasare panouri fotovoltaice din cadrul Hidroelectrica.

Obiectivele urmărite sunt utilizarea potențialului fotovoltaic al regiunii prin construirea de sisteme de producere energie electrică din surse regenerabile (SPER), reducerea emisiilor de CO₂, corelat cu reducerea consumului propriu tehnologic (CPT) cu efect în optimizarea costului de producție și eficientizarea modului de exploatare și de valorificare a energiei electrice produse, ca urmare a sinergiei dintre utilizarea capacității de producție din surse fotovoltaice cu cea hidro din amplasament.

Semnarea contractului pentru retehnologizarea Centralei Hidroelectrice Stejaru

În data de 13 octombrie 2025, Hidroelectrica a semnat contractul de lucrări pentru proiectul „Retehnologizare CHE Stejaru – Retehnologizare HA1÷HA4 și instalații centrală”, unul dintre cele mai ample proiecte de investiții din portofoliul companiei.

Contractul, cu o valoare de 97 milioane euro fără TVA, a fost atribuit Societății de Servicii Hidroenergetice HIDROSERV SA, care va colabora cu următorii subcontractanți: Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice, General Design Tech, Compania de Consultanță în Energie și Mediu S.A., Hydro Proiect Invest, Electromontaj, Nibaco și Electromontaj Carpați S.A.

Investiția este finanțată din fonduri proprii Hidroelectrica, iar atribuirea contractului s-a făcut prin procedura de licitație deschisă, pe baza criteriului „cel mai bun raport calitate-preț”, conform legislației privind achizițiile sectoriale (Legea nr. 99/2016).

Proiectul are ca scop modernizarea și retehnologizarea completă a celor patru hidroagregate de tip I (HA1–HA4), precum și a instalațiilor generale ale centralei, contribuind la creșterea eficienței energetice, securizarea instalațiilor și extinderea duratei de viață a echipamentelor. Durata contractului este de 66 de luni.

Situată în județul Neamț, Centrala Hidroelectrica Stejaru (cunoscută și ca „CHE Dimitrie Leonida”) este parte a amenajării hidrotehnice a râului Bistrița și reprezintă un reper tehnologic al industriei energetice românești. Lucrările de retehnologizare vor include componente de proiectare, furnizare echipamente, montaj, punere în funcțiune și monitorizare post-implementare.

Semnarea contractului pentru retehnologizarea stațiilor de pompare energetică de mare putere Petrimanu, Jidoaia și Lotru

În data de 10 noiembrie 2025, Hidroelectrica a semnat contractul pentru realizarea proiectului de „Retehnologizare a stațiilor de pompare energetică de mare putere Petrimanu, Jidoaia și Lotru – aval UHE Dorin Pavel”, ca urmare a finalizării etapelor procedurii de atribuire derulate prin negociere competitivă.

Contractul, cu o valoare estimată de 487 milioane RON (98 milioane EUR) fără TVA, a fost atribuit la valoarea finală de 98 milioane EUR fără TVA companiei ELECTROMONTAJ S.A., cu subcontractanții ELIN MOTOREN GmbH, VOITH HYDRO GmbH & Co. KG și BUTAN GRUP S.R.L.

Retehnologizarea celor trei stații de pompare de mare putere - Petrimanu, Jidoaia și Lotru – în aval de UHE Dorin Pavel – reprezintă una dintre cele mai importante investiții în infrastructura energetică a Hidroelectrica din ultimii ani, cu impact direct asupra creșterii eficienței energetice, a flexibilității operaționale și a capacității de echilibrare a Sistemului Energetic Național. Proiectul va permite prelungirea duratei de viață a instalațiilor de pompare cu cel puțin 30 de ani, va îmbunătăți randamentul echipamentelor electromecanice și al sistemelor de comandă și va integra tehnologii moderne de automatizare și control digital, compatibile cu standardele SCADA/EMS utilizate în cadrul companiei. Totodată, retehnologizarea va contribui la creșterea capacității de reacție rapidă a SEN în situații de dezechilibru energetic și la o mai bună valorificare a producției din surse regenerabile.

3.4. Alte evenimente-cheie

Publicare indicatori operaționali – cheie preliminară

- În 10 februarie 2025, Hidroelectrica a publicat indicatorii operaționali cheie preliminară pentru T4 2024.
- În 29 aprilie 2025, Hidroelectrica a publicat indicatorii operaționali cheie preliminară pentru T1 2025.
- În 29 iulie 2025, Hidroelectrica a publicat indicatorii operaționali cheie preliminară pentru T2 2025.
- În 29 octombrie 2025, Hidroelectrica a publicat indicatorii operaționali cheie preliminară pentru T3 2025

Închiderea procedurii insolvenței S.S.H. Hidroserv S.A.

În conformitate cu Hotărârea pronunțată în data de 25 iunie 2025 de Tribunalul București, în dosarul nr. 36365/3/2016, instanța a închis procedura insolvenței împotriva debitoarei S.S.H. Hidroserv SA, filiala a Hidroelectrica, prin reinsertie în circuitul economic. Reamintim că, în data de 10 octombrie 2016, S.S.H. Hidroserv S.A. a intrat în procedură generală de insolvență, în conformitate cu prevederile Legii nr. 85/2014.

Servicii Market Maker

Începând cu data de 7 martie 2025, Hidroelectrica beneficiază de servicii de Market Maker oferite de BRK Financial Group, participant la sistemul de tranzacționare al BVB, care și-a asumat rolul de a susține lichiditatea acțiunilor. Astfel, furnizorul va afișa cotații ferme la cumpărare și vânzare de minim 11.000 acțiuni, pentru cel puțin 90% din ședința de tranzacționare, la un spread maxim de 2,5%.

Informare anuală privind echilibrul de gen

În data de 14 iulie 2025 compania a informat părțile interesate cu privire la reprezentarea din perspectiva genului în cadrul structurilor de conducere. Consiliul de Supraveghere are în componența sa 7 membri neexecutivi, dintre care 4 membri de gen masculin și 3 membri de gen feminin. Sexul subreprezentat al membrilor neexecutivi (cel feminin) reprezintă 43%. **Astfel, Hidroelectrica îndeplinește obiectivul prevăzut la art. 109³ lit. a) din Legea 24/2017, respectiv “membrii sexului subreprezentat să dețină cel**

puțin 40% din posturile de administrator neexecutiv”, ponderea sexului subreprezentat în rândul membrilor neexecutivi ai Consiliului de Supraveghere fiind de 43%.

Informații suplimentare se regăsesc la capitolul [Evenimente ulterioare](#).

3.5. Distribuire dividende

În data de 28 aprilie 2025, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat distribuirea dividendelor din profitul anului 2024 către acționarii înregistrați la data de 4 iunie 2025, în sumă de 4.043 milioane RON, reprezentând 100% din profitul net al anului 2024, eligibil pentru distribuire conform situațiilor financiare individuale statutare ale Societății.

3.6. Tranzacții cu părți afiliate conform art. 108 din Legea nr. 24/2017

În data de 13 februarie 2025 Hidroelectrica a raportat tranzacțiile realizate cu Exim Banca Românească din perioada 28 iunie 2024 – 10 ianuarie 2025, a căror valoare cumulată depășește pragul de 5% din activele nete ale Hidroelectrica, raport întocmit conform prevederilor art. 108 din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată.

De asemenea, au fost publicate Rapoartele independente de asigurare limitată ale auditorului financiar aferente semestrului II 2024 și semestrului I 2025, în data de 31 ianuarie 2025, respectiv în data de 30 iulie 2025.

4. Hidroelectrica pe piața de capital

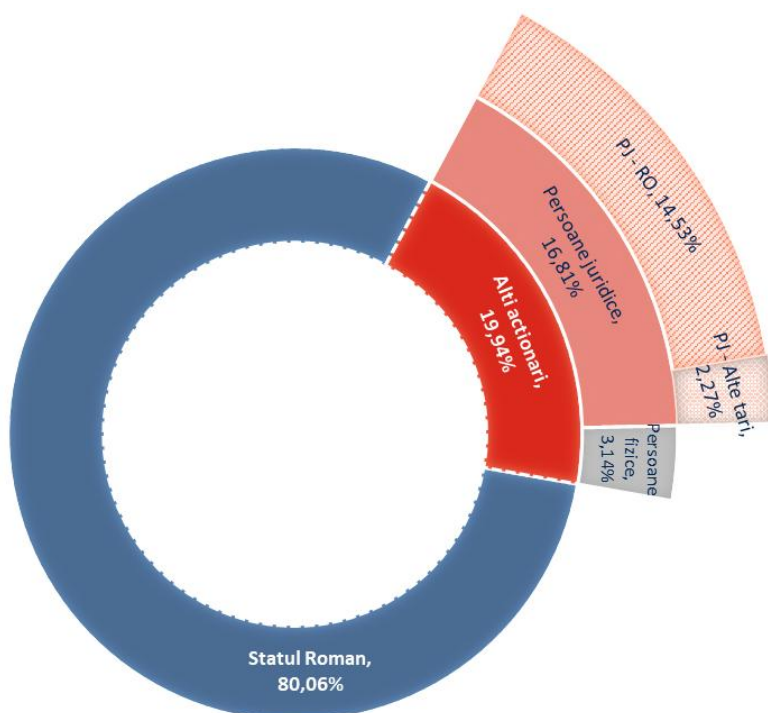
4.1. Oferta Publică Inițială a societății Hidroelectrica

În perioada 23 iunie - 4 iulie 2023 s-a derulat oferta publică inițială (IPO) având drept obiect acțiuni emise de Hidroelectrica reprezentând până la 19,94% din totalul acțiunilor emise de Societate, realizată de Fondul Proprietatea S.A., pentru care s-a înregistrat un număr total de peste 50.000 de ordine de cumpărare. În urma exercitării opțiunii de supra-alocare acordate de Fondul Proprietatea băncilor intermediare desemnate, întreaga deținere a Fondului, constând în 89.708.177 acțiuni, a fost vândută prin intermediul tranzacției derulate în cadrul Bursei de Valori București.

Prima zi de tranzacționare a fost 12 iulie 2023.

4.2. Structura acționariatului și evoluția prețului acțiunii

Structura acționariatului la data de 31 decembrie 2025



Sursa: Hidroelectrica, Depozitarul Central

Structura acționariatului la data de 31 decembrie 2025 este prezentată în tabelul de mai jos:

Aționar	Dețineri la 31 decembrie 2025	Procent dețineri din capitalul social la 31 decembrie 2025	Dețineri la 31 decembrie 2024	Procent dețineri din capitalul social la 31 decembrie 2024
Statul Român prin Ministerul Energiei	360.094.390	80,0561%	360.094.390	80,0561%
Persoane juridice	75,600,136	16,8074%	73.287.787	16,2933%
Persoane fizice	14,108,041	3,1365%	16.420.390	3,6506%
Total	449.802.567	100,0000%	449.802.567	100,0000%

Sursa: Hidroelectrica, Depozitarul Central

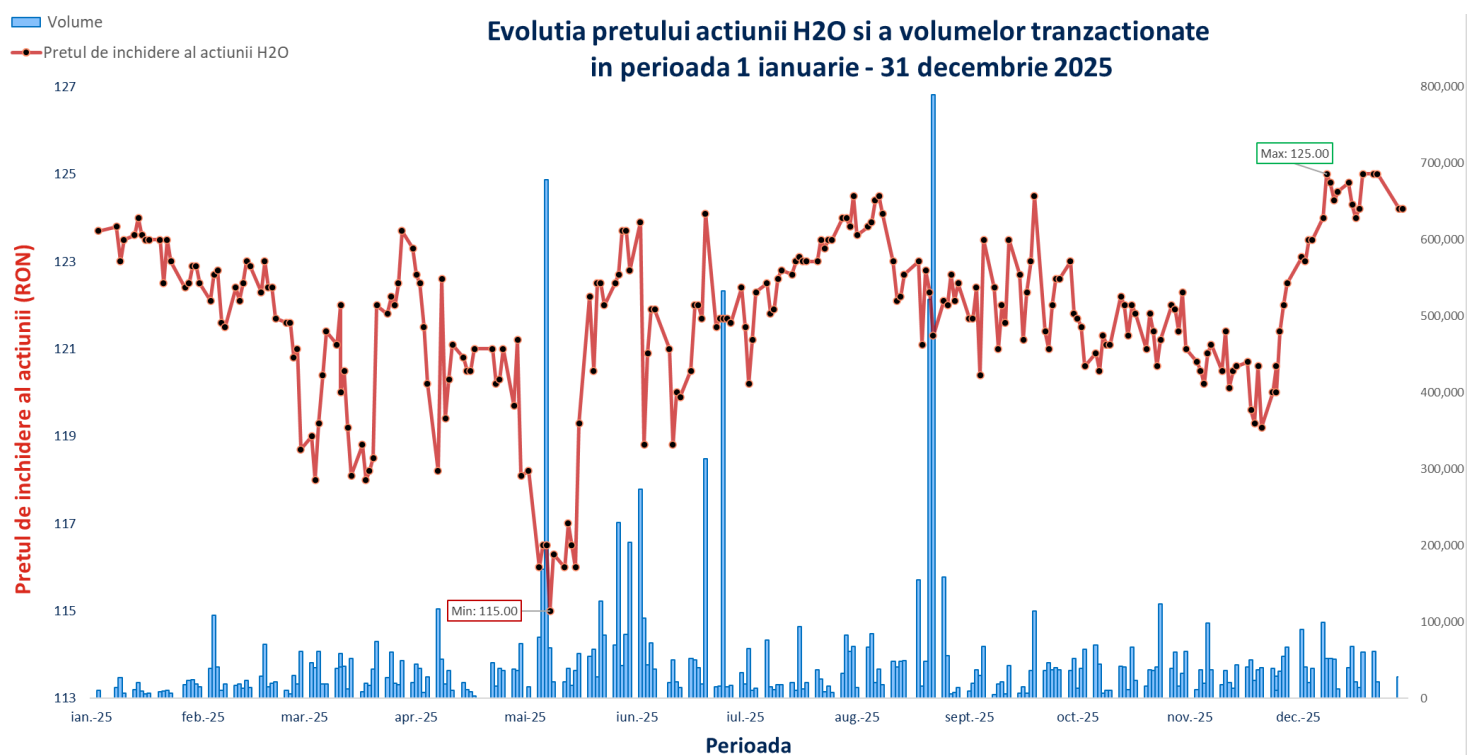
Începând cu data de 12 iulie 2023, acțiunile Hidroelectrica sunt incluse în componența unei serii de indici BVB, inclusiv în cea a indicelui BET (indicele de referință al pieței locale de capital, care reflectă evoluția celor mai tranzacționate companii de pe piața reglementată a BVB), precum și în componența indicelui BET-NG (indicele sectorial care reflectă evoluția companiilor listate pe piața reglementată a BVB care activează în domeniul energiei).

În perioada imediat următoare listării/ ofertei publice, Hidroelectrica a fost inclusă în indicii internaționali MSCI și FTSE Russell, pe baza unor mecanisme rapide de includere specifice IPO-urilor, datorită dimensiunii semnificative a companiei.

În perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2025, conform informațiilor publicate de BVB, acțiunile Hidroelectrica au înregistrat un preț minim de închidere de 115 RON/acțiune (8 mai 2025) și un preț maxim de închidere de 125 RON/acțiune (19 decembrie 2025), prețul mediu de închidere fiind de 121,72 RON/acțiune.

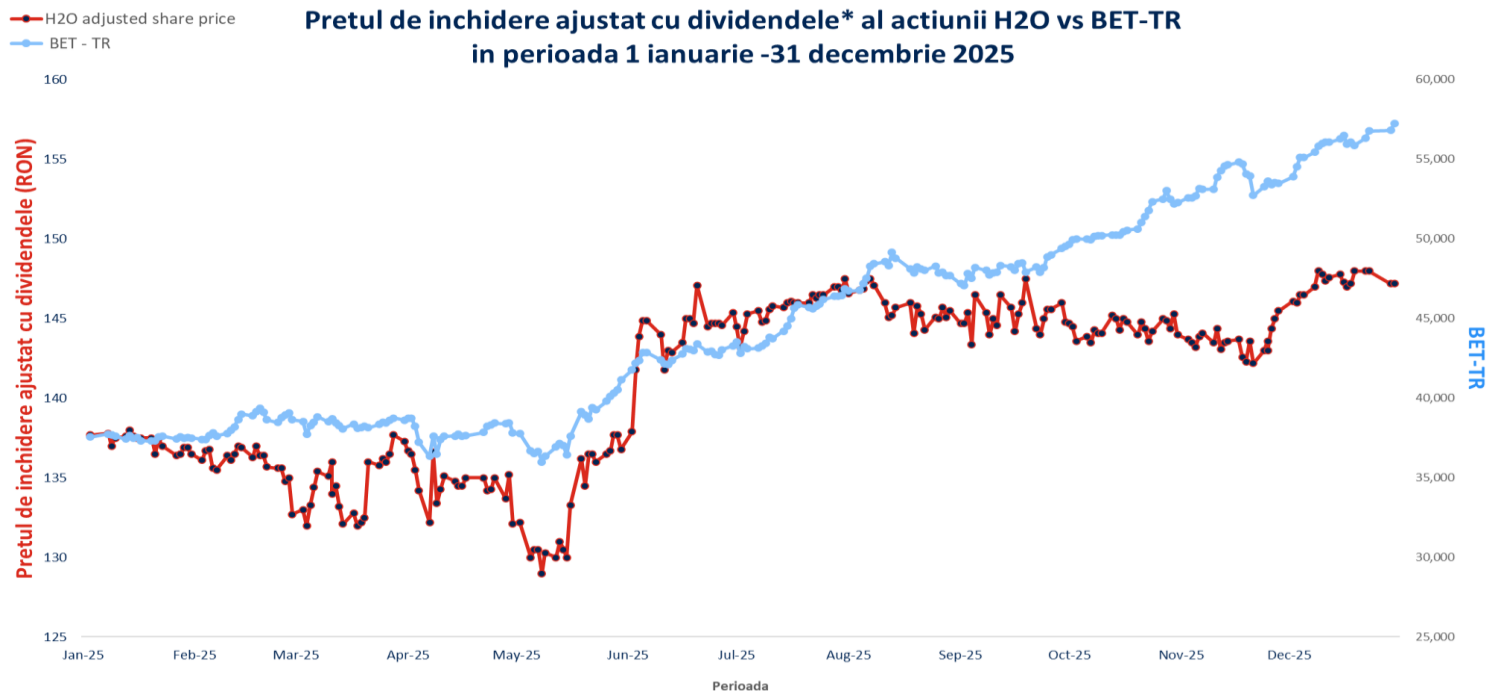
La 31 decembrie 2025, Hidroelectrica ocupa locul 2 în topul companiilor românești listate la BVB în ceea ce privește capitalizarea, înregistrând o valoare de 55,9 miliarde RON.

În cursul exercițiului financiar încheiat la 31 decembrie 2025 nu au existat tranzacții privind achiziția propriilor acțiuni de către Hidroelectrica.



Sursa: Hidroelectrica, BVB

Pretul de închidere ajustat cu dividendele* al acțiunii H2O vs BET-TR in perioada 1 ianuarie -31 decembrie 2025



*Prețul ajustat este calculat prin cumularea prețului de închidere al acțiunii H2O cu valoarea dividendului, de 13,99 RON, pentru a reflecta randamentul total, inclusiv dividendele, oferind astfel o imagine a performanței acțiunii pentru investitori.

Sursa: Hidroelectrica, BVB

În 2025, acțiunile Hidroelectrica și piața per ansamblu (BET-TR) au înregistrat evoluții preponderent negative în prima parte a anului (până în luna mai), pentru ca în a doua parte a anului, Hidroelectrica să consemneze o apreciere consistentă până în iulie la nivelul prețului ajustat, urmată de o tranzacționare laterală până în noiembrie și o recuperare importantă în decembrie, astfel că performanța prețului ajustat a fost de 9,2% per ansamblul anului 2025.

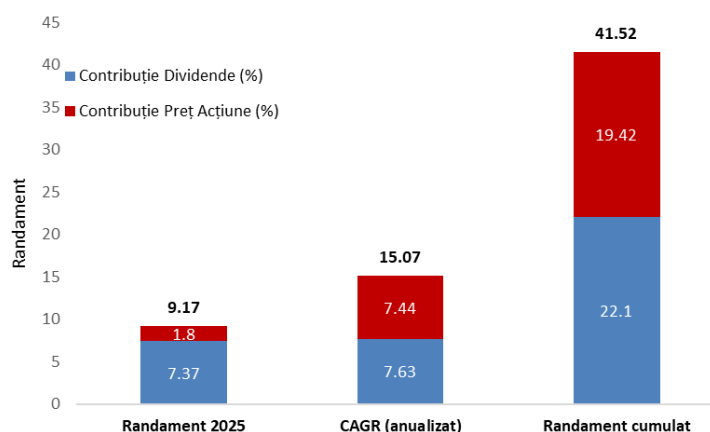
În ceea ce privește randamentul prețului ajustat al acțiunii H2O de 9,17% din 2025, acesta a rezultat dintr-un randament de 1,80% al prețului acțiunii pe BVB și dintr-un randament de 7,37% al dividendului.

La 31 decembrie 2025, randamentul anualizat al acțiunii (CAGR), incluzând dividendele, raportat la prețul de listare de 104 RON a fost 15,07%, din care 7,44% provine din aprecierea prețului acțiunii pe BVB.

La aceeași data, randamentul agregat al acțiunii (calculat prin împărțirea prețului de închidere la data de 31 decembrie 2025, inclusiv dividendele, la prețul de listare de 104 RON) a fost de 41,52%, rezultat dintr-o apreciere de 19,42% a prețului pe BVB și un randament de 22,10% din dividende.

Indicator	iul 2023-dec 2024	2025	2024	2025 vs 2024
Volum tranzacționat (nr. acțiuni)	63.879.579	12.316.507	21.819.840	-43,6%
Rulaj mediu zilnic (nr. acțiuni)	98.580	49.663	81.115	-38,8%
Valoare tranzacționată (mld. RON)	7,6	1,5	2,7	-45,3%
Preț mediu (RON)	119,73	121,52	125,49	-3,2%
Capitalizare - sfârșit perioada (mld. RON)	50,9	50,9	50	1,8%
Preț minim închidere (RON)	108	115	116	-1,1%
Preț maxim închidere (RON)	137	125	137	-8,9%
Preț închidere final perioada (RON)	124,20	124,20	122,00	1,8%
Valoare dividend(e) H2O (RON)		8,988897	13,99	-35,7%
Randament preț acțiune H2O (%)	19,4%	1,8%	-5,1%	-
Randament preț ajustat* H2O (%)	41,5%	9,2%	5,7%	-
Randament dividende** H2O(%)	22,1%	7,4%	10,9%	-32,3%
Randament dividende** BET-TR (%)	30,6%	9,1%	7,4%	22,8%

Sursa: Hidroelectrica, BVB



*Randamentul dividendului este calculat prin împărțirea valorii dividendului brut, de 8,988897 RON, la prețul de închidere de la ex-date – 3 iunie 2025, respectiv 118,8 RON.

Sursa: Hidroelectrica, BVB

În cadrul AGA din data de 29 aprilie 2025 a fost aprobată valoarea totală a dividendului brut în sumă de 4.043 milioane RON, precum și valoarea bruta a dividendului pe acțiuni de 8,988897 RON, randamentul dividendului* fiind de 7,57%.

4.3. Relația cu Investitorii

În calitate de companie listată începând din luna iulie 2023, Hidroelectrica are în structura organizatorică un serviciu dedicat comunicării cu acționarii și investitorii (Serviciul Relația cu Investitorii, “IR”), atât prin mijloacele specifice pieței de capital, cât și prin organizarea și participarea la conferințe de prezentare a performanțelor companiei.

Conform calendarului financiar, Hidroelectrica a organizat teleconferințe de prezentare a rezultatelor financiare aferente anului 2025 (luna martie 2025) trimestrelor I și III 2025 (luna mai și, respectiv, luna noiembrie 2025) și semestrului I 2025 (luna august 2025).

În cursul anului 2025, reprezentanții Hidroelectrica au participat la următoarele conferințe:

- „Conviction Equity Investors Conference 2025”, organizată de ERSTE în data de 29 ian 2025, în Londra
- „WOOD's EM-E NYC Conference” organizată de Wood&Co în perioada 3-4 aprilie 2025, în New York
- „The Finest CEElection Investor Conference 2025”, organizată de ERSTE în 26-29 mai în Varșovia
- „Frontier Investor Day” organizată de Wood&Co în data de 3 iunie 2025, în Londra
- „Romania Investor Days” organizată de Wood&Co în data de 1 octombrie 2025, în București
- „European Utilities and Energy Summit 2025” organizată de Morgan Stanley în data de 9 septembrie 2025

Totodată, la solicitarea punctuală a unor analiști, acționari sau investitori, serviciul IR organizează conferințe cu reprezentanții relevanți ai companiei, în vederea clarificării aspectelor legate de activitatea Hidroelectrica.

Creșterea transparenței și calității comunicării cu investitorii prin informare continuă se numără printre principalele obiective ale companiei. În acest sens, pe pagina de internet a societății, www.hidroelectrica.ro, secțiunea Relația cu Investitorii, se regăsesc toate informațiile necesare părților interesate în procesul de fundamentare a deciziei de investire. Conținutul secțiunilor se actualizează permanent, cu respectarea cerințelor legale, dar și a celor mai bune practici în domeniu.

De altfel, compania a obținut pentru a doua oară consecutiv punctajul maxim, 10, pentru indicatorul Vektor, care vizează promovarea implementării celor mai bune practici în relațiile cu investitorii și conformitatea cu Codul de Guvernare Corporativă al Bursei de Valori București, în acord cu așteptările

investitorilor instituționali și individuali. Acest indicator este publicat pe website-ul BVB, pe pagina emitentului.

5. Guvernanță Corporativă

Guvernanța corporativă în Hidroelectrica se desfășoară în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată și ale legislației secundare adoptate de ASF pentru aplicarea Legii nr. 24/2017, ale Codului BVB și ale Codului de Guvernanță Corporativă al BVB, precum și în conformitate cu prevederile Actului Constitutiv în vigoare și ale regulamentelor interne aplicabile.

Totodată, Hidroelectrica intră sub incidența prevederilor OUG nr. 109 din 30 noiembrie 2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, aprobată prin Legea nr. 111/2016.

Acțiunile Hidroelectrica sunt tranzacționate, începând cu data de 12 iulie 2023, pe piața reglementată administrată de BVB, categoria Premium, sub simbolul "H2O".

Hidroelectrica se aliniază cerințelor pieței de capital și celor mai bune practici din domeniul guvernanței corporative prin dezvoltarea și adaptarea în mod constant a modelului de guvernanță corporativă.

Toți deținătorii de instrumente financiare beneficiază de tratament egal, Societatea asigurându-se de o comunicare eficientă, activă și transparentă cu acționarii săi prin intermediul canalelor de comunicare reglementate (platforma BVB, platforma ASF), dar și prin publicarea tuturor documentelor relevante pe website-ul propriu, www.hidroelectrica.ro.

De asemenea, Societatea a implementat politici și proceduri care reglementează guvernanța companiei, pe care le actualizează constant, în conformitate cu prevederile Codului de Guvernanță Corporativă al BVB. Acestea pot fi consultate pe website-ul societății, www.hidroelectrica.ro, secțiunea Relația cu Investitorii – Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă, respectiv:

- Actul Constitutiv, în vigoare, aprobat în ședința AGEA din data de 22 iunie 2023
- Procedura privind Organizarea și Desfășurarea Ședințelor AGA, care prezintă în mod exhaustiv drepturile acționarilor în legătură cu AGA și facilitează participarea acționarilor la lucrările AGA și exercitarea drepturilor acestora în legătură cu AGA, inclusiv participarea prin reprezentare, prin corespondență sau prin vot electronic. De asemenea, aceasta indică setul de documente care va fi pus la dispoziția acționarilor pentru fiecare AGA, inclusiv dar fără a se limita la materiale informative cu privire la fiecare punct de pe ordinea de zi a AGA
- Angajamentul privind comunicarea cu investitorii, care stabilește cadrul prin care Hidroelectrica asigură o comunicare deschisă, transparentă și eficientă cu investitorii și alte părți interesate, respectând reglementările pieței de capital și angajamentul sau față de cele mai înalte standarde de guvernanță corporativă
- Codul Etic
- Politica privind Tranzacțiile cu Părțile Afiliate
- Politica de Responsabilitate Socială;
- Politica privind sponsorizările;
- Politica de Remunerare pentru membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului Hidroelectrica;
- Politica privind Dividendele.

5.1. Adunările Generale ale Acționarilor

Adunarea Generală a Acționarilor reprezintă principalul organ de guvernanță corporativă în cadrul Hidroelectrica, luând decizii conform competențelor definite în Actul Constitutiv.

Ședințele AGA sunt convocate de Directoratul Hidroelectrica ori de câte ori este necesar, sau de acționarii care dețin individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social, în acest caz adunarea generală a acționarilor fiind convocată de Directorat în termen de cel mult 30 de zile și întrunindu-se în termen de cel mult 60 de zile de la data primirii cererii.

AGOA se întrunește cel puțin o dată pe an, în cel mult patru luni de la încheierea exercițiului financiar.

AGOA are următoarele atribuții:

- să discute, să aprobe sau să modifice situațiile financiare anuale, pe baza rapoartelor prezentate de Directorat și de Consiliul de Supraveghere și auditorul statutar, potrivit legii;
- să repartizeze profitul și să stabilească dividendul;
- să numească și să revoce membrii Consiliului de Supraveghere;
- să numească și să revoce auditorul statutar și să stabilească durata minimă a contractului de audit;
- să fixeze limitele generale ale remunerațiilor membrilor Directoratului;
- să stabilească nivelul remunerațiilor membrilor Consiliului de Supraveghere, precum și termenii și condițiile contractului de mandat încheiat cu fiecare dintre membrii Consiliului de Supraveghere;
- să se pronunțe asupra gestiunii membrilor Directoratului și membrilor Consiliului de Supraveghere, să le evalueze performanțele și să îi descarge de gestiune, în condițiile legii;
- să hotărască în privința promovării acțiunii în răspundere contra membrilor Directoratului și Consiliului de Supraveghere, precum și a auditorilor financiari, pentru pagube pricinuite Societății de aceștia prin încălcarea îndatoririlor lor față de Societate;
- să aprobe bugetul de venituri și cheltuieli;
- să aprobe indicatorii de performanță financiari și nefinanciari rezultați din Planul de administrare;
- să aprobe rapoartele Consiliului de Supraveghere cu privire la activitatea desfășurată;
- să aprobe gajarea, închirierea sau desființarea uneia sau a mai multor unități (puncte de lucru) ale Societății;
- să îndeplinească orice alte atribuții stabilite de lege.

AGEA hotărăște următoarele:

- schimbarea formei juridice a Societății;
- schimbarea obiectului principal de activitate;
- majorarea și reducerea capitalului social al Societății sau reîntregirea lui prin emisiune de noi acțiuni, ridicarea dreptului de preferință al acționarilor la subscrierea de noi acțiuni emise de Societate și orice răscumpărare de acțiuni;
- fuziunea cu alte societăți, divizarea sau desprinderea;
- dizolvarea anticipată a Societății;
- conversia acțiunilor dintr-o categorie în alta;
- emisiunea de obligațiuni și conversia obligațiunilor dintr-o categorie în altă categorie sau în acțiuni;

- încheierea de acte de dobândire, înstrăinare, schimb sau de constituire în garanție a unor active din categoria activelor imobilizate ale Societății, a căror valoare depășește, individual sau cumulativ, pe durata unui exercițiu financiar, 20% din totalul activelor imobilizate, mai puțin creanțele;
- închirierile de active corporale, pentru o perioadă mai mare de un an, a căror valoare individuală sau cumulativă față de același cocontractant sau persoane implicate ori care acționează în mod concertat depășește 20% din valoarea totalului activelor imobilizate, mai puțin creanțele la data încheierii actului juridic;
- aprobarea constituirii sau participării la constituirea unor societăți sau a oricărui alt tip de persoane juridice cu scop lucrativ, sub rezerva avizării în prealabil de către Directorat și Consiliul de Supraveghere;
- aprobarea admiterii la tranzacționare pe o piață reglementată a oricăror instrumente financiare emise de Societate;
- încheierea de către Societate a oricărui contract, asumarea oricărei obligații sau angajament care ar putea implica cheltuieli sau asumarea oricărei alte obligații importante de către Societate, conform limitelor de competență prevăzute în Anexa nr. 1 la Actul Constitutiv;
- aprobarea documentelor finale ale tranzacțiilor aferente proceselor de fuziune/achiziții de participații/transfer de afacere/transfer de active, după derularea în prealabil a întregii proceduri, respectiv depunerea ofertelor neangajante și angajante precum și negocierea tuturor clauzelor contractuale care stau la baza finalizării tranzacției;
- orice modificări ale Actului Constitutiv sau oricare altă hotărâre pentru care este cerută aprobarea adunării generale extraordinare.

Convocarea, funcționarea, modalitatea de vot, precum și alte prevederi referitoare la AGA sunt detaliate în Actul Constitutiv al Societății și în Procedura privind Organizarea și Desfășurarea Ședințelor AGA, disponibile pe website-ul Hidroelectrica, www.hidroelectrica.ro, secțiunea Relația cu Investitorii - Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă.

Informații referitoare la Hotărârile Adunărilor Generale ale Acționarilor Hidroelectrica din anul 2025 pot fi consultate în capitolele [Evenimente cheie în 2025](#) și [Evenimente ulterioare](#).

5.2. Drepturile acționarilor

Hidroelectrica respectă și protejează drepturile și interesele legitime ale tuturor acționarilor, asigurând un tratament egal și nediscriminatoriu prin informarea permanentă în legătură cu Adunările Generale ale Acționarilor, schimbările corporative precum și cu privire la evenimentele semnificative apărute în cadrul Societății. Drepturile acționarilor minoritari sunt protejate în conformitate cu prevederile legale în vigoare și cu Actul Constitutiv. Documentele relevante necesare exercitării drepturilor legitime ale acționarilor sunt disponibile pe website-ul Hidroelectrica, www.hidroelectrica.ro, secțiunea Relația cu Investitorii.

5.3. Politica de dividende

Politica de dividende a Hidroelectrica, aprobată în cadrul AGOA din data de 22 iunie 2023, are ca scop stabilirea principiilor care guvernează distribuirea profitului net sub formă de dividende, cu respectarea prevederilor legale incidente în domeniul distribuirii profitului net, al declarării dividendelor, plății dividendelor, precum și ale Actului Constitutiv.

Fiind o societate cu capital majoritar de stat, repartizarea profitului net al Hidroelectrica trebuie să respecte prevederile OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului în entități naționale, societăți naționale și societăți cu capital integral sau majoritar de stat, precum și în regii autonome, cu modificările și completările ulterioare. Astfel, potrivit prevederilor OG nr. 64/2001, cota minimă de distribuire a dividendelor este de 50% din profitul net rămas după distribuirile prevăzute la art. 1 alin. (1) lit. a)-e) din OG nr. 64/2001.

Propunerea de distribuire a dividendelor formulată de Directorat este supusă votului AGOA, într-un mediu de piață favorabil și cu aprobarea AGOA, dividende speciale ar putea fi, de asemenea, distribuite, cu condiția ca planurile de investiții ale Societății să fie finanțate.

La propunerea ratei de distribuire a dividendelor în conformitate cu politica de dividende, Directoratul va lua în considerare următoarele:

- minimum 90% din profitul net anual distribuibil, raportat pe baza situațiilor financiare individuale anuale auditate;
- distribuirea, după unica sa apreciere, a unor dividende extraordinare din câștigul reportat al Societății, dacă acesta este utilizabil și dacă planurile de investiții ale Societății au asigurat finanțarea;
- nevoile și oportunitățile de investiții ale Hidroelectrica;
- aporturi ale elementelor nemonetare la profitul net raportat;
- resursele financiare disponibile pentru plata dividendelor, precum și gradul de îndatorare al Hidroelectrica;
- randamentul dividendelor comparabil cu cel al altor societăți cotate la bursă din industrie sau din sectoarele conexe;
- prevederile OG nr. 64/2001 și orice lege sau normă aplicabilă Hidroelectrica

Politica de dividende este disponibilă pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro, secțiunea Relația cu Investitorii – Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă – Politici și alte documente corporative (<https://www.hidroelectrica.ro/article/590fab57-1bca-e084-14b3-070d6f43d30c>).

5.3.1. Distribuirea dividendelor

Tabelul de mai jos prezintă dividendele distribuite de către Societate în anii 2025, 2024, 2023 și rata de distribuire pentru perioadele menționate:

	<i>milioane RON</i>		
	2025	2024	2023
Dividende totale distribuite către acționarii Societății	4.043	6.293	4.349
Dividende speciale distribuite din rezultatul reportat reprezentând rezerva din reevaluare amortizată, către acționarii Societății	-	-	435
Dividende normale distribuite către acționarii Societății din profitul net al anului anterior	4.043	6.293	3.914
Profit net conform situațiilor financiare individuale ale Societății întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 aferent anului anterior	4.071	6.352	4.394
Rezerva legală (5%)	-	-	40
Alte rezerve reprezentând facilități fiscale prevăzute de lege	28	59	25
Profit net rămas de repartizat	4.043	6.293	4.329
Rata de distribuire (Total Dividende/Profitul Net de repartizat)	100%	100%	100%

Sursa: Hidroelectrica

5.4. Consiliul de Supraveghere

Hidroelectrica este o societate pe acțiuni, care este organizată și funcționează în conformitate cu legile din România, fiind administrată în sistem dualist de către un Directorat aflat sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere.

Conform Actului Constitutiv în vigoare, Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri. Membrii Consiliului de Supraveghere pot avea calitatea de acționari ai Societății, dar nu pot fi membri ai Directoratului și nici nu pot cumula calitatea de membru în Consiliul de Supraveghere cu cea de salariat al Societății.

Membrii Consiliului de Supraveghere sunt neexecutivi și sunt selectați în conformitate cu prevederile legale privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice și cu prevederile actului constitutiv, fiind numiți de către Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor. Statul Român, reprezentat prin autoritatea competentă potrivit legii, nu va putea propune mai mult de 6 candidați pentru funcția de membru în Consiliul de Supraveghere.

Mandatul membrilor Consiliului de Supraveghere are o durată de 4 ani și poate fi reînnoit prin hotărâre a Adunării Generale a Acționarilor, în urma evaluării activității membrului Consiliului de Supraveghere și în condițiile îndeplinirii în mod corespunzător a atribuțiilor/obligățiilor asumate prin contractul de mandat.

Informații privind Componența Consiliului de Supraveghere, CV-urile membrilor, Comitetele consultative, atribuțiile acestora, numărul ședințelor, precum și orice alte informații relevante pot fi consultate în capitolul [Raportul Consiliului de Supraveghere](#).

5.5. Directoratul

Conducerea Societății revine în exclusivitate Directoratului. Membrii Directoratului sunt aleși de către Consiliul de Supraveghere pe o perioadă de 4 ani, selectați conform dispozițiilor legale incidente, cu posibilitatea de a fi realeși pentru perioade succesive.

Componența Directoratului la data de 1 ianuarie 2025:

Nume	Funcție	Data începerii mandat	Data încetare mandat
Karoly BORBELY*	CEO	7 noiembrie 2023	19 septembrie 2025
Bogdan Nicolae BADEA	CIO	7 noiembrie 2023	6 noiembrie 2027
Radu Ioan CONSTANTIN	CAO	7 noiembrie 2023	6 noiembrie 2027
Marian FETIȚA*	CFO	7 noiembrie 2023	19 septembrie 2025
Ianăș RĂDOI	COO	7 noiembrie 2023	6 noiembrie 2027

Sursa: Hidroelectrica

**Având în vedere hotărârea Consiliului de Supraveghere din data de 19 septembrie 2025, de încetare de comun acord a contractelor de mandat ale domnilor Karoly Borbely –CEO, respectiv Marian Fetița –CFO, ținând seama de obligațiile care decurg din Jalonul 121 (PNRR), de contextul instituit prin Decizia Comisiei Europene C(2025) 3490/28.05.2025 și de statutul Hidroelectrica de emitent listat pe o piață reglementată, în cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere a hotărât preluarea atribuțiilor CEO de către domnul Bogdan-Nicolae Badea, membru Directorat și a celor de CFO de către domnul Radu-Ioan Constantin, membru Directorat, ca efect al vacantării celor două poziții din Directorat.*

Astfel, componența Directoratului la data de 31 decembrie 2025 este următoarea:

Nume	Funcție	Data începere mandat	Data încetare mandat
Bogdan Nicolae BADEA	CEO (CIO)	7 noiembrie 2023	6 noiembrie 2027
Radu Ioan CONSTANTIN	CFO (CAO)	7 noiembrie 2023	6 noiembrie 2027
Ianăș RĂDOI	COO	7 noiembrie 2023	6 noiembrie 2027

Sursa: Hidroelectrica

Experiența profesională a membrilor Directoratului este prezentată, pe scurt, după cum urmează:

Bogdan-Nicolae BADEA este din 7 noiembrie 2023 membru în Directoratul Hidroelectrica, după ce anterior a deținut funcția de Președinte al Directoratului societății. În perioada iulie 2017-noiembrie 2023, în calitate de Președinte al directoratului Hidroelectrica a obținut rezultate excepționale pentru companie, dintre care menționăm: profit record pentru Hidroelectrica în anii 2022 (4 mld lei), 2023 (6,3 mld lei); clarificarea situației investițiilor istorice; dezvoltarea afacerilor către producția de energie eoliană prin realizarea primului M&A al unei companii de stat din energie, prin achiziția parcului eolian Crucea; intrarea companiei pe piața de furnizare, creșterea masivă și consolidarea portofoliului de clienți; implementarea începând cu anul 2018 a sistemului de salarizare bazat pe metodologia Mercer; implementarea conceptului Hidroelectrica - Societate orientată pe proiecte; recepționarea și punerea în funcțiune în perioada august 2017 – 2023 a unor proiecte de investiții (dezvoltare și re tehnologizare) având o valoare totală de peste 1,37 miliarde RON.

De asemenea, Bogdan BADEA a coordonat cu succes IPO-ul Hidroelectrica din anul 2023, considerat al treilea din lume ca importanță în perioada respectivă, demonstrând abilități excepționale de leadership și gestionare a afacerilor. Listarea companiei a marcat, de asemenea, cel mai important eveniment din istoria pieței de capital din România printr-o tranzacție record de aproximativ 2 miliarde EUR, la finalul căreia Fondul Proprietatea a vândut în totalitate participația sa de aproximativ 20% din Hidroelectrica. Listarea companiei la BVB a fost rezultatul unui proces complex în cadrul căruia Hidroelectrica a beneficiat de un transfer important de know-how în pregătirea companiei pentru listare și pentru a răspunde rigorilor de raportare specifice companiilor listate. A dobândit o experiență relevantă și vastă în domeniul energiei prin poziții cheie de conducere în companii din sector: membru în Consiliul de Supraveghere al OMV Petrom (2015-2016), membru în Consiliul de Administrație al Rompetrol Rafinare (2015), Director General BNB Renewable Consulting (2009-2013, 2014), Director Dezvoltare și Strategie Electrica S.A. (2007-2009), Președinte al Consiliului de Administrație al Electrica Bio-Heat S.A. (2008-2009), membru al Consiliului de Administrație al Enel Energie Muntenia și Enel Energie S.A. (2007-2009). În perioada 2016-2017, a condus activitatea de management de proiect în cadrul societății.

Bogdan BADEA a deținut sau deține funcții în organizații profesionale de elită dintre care amintim: Membru în consiliul director al CNR-CME -Comitetul Național Român - Consiliul Mondial al Energiei; vicepreședinte și membru în consiliul director al Institutului Național Român pentru Studiul Amenajării și Folosirii Surselor de Energie - IRE + Comitetul Român pentru EURELECTRIC; membru în consiliul director al Centrului Român al Energiei CRE; Președinte al consiliului director (Format din 5 membri) al Asociației producătorilor de energie electrică HENRO.

A dobândit o perspectivă de ansamblu valoroasă asupra economiei și a sistemului energetic național, din funcțiile de secretar de stat pentru energie în cadrul Ministerului Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii (2014-2015) și secretar de stat în cadrul Ministerul Economiei (2013-2014).

Este licențiat în inginerie și a obținut o diplomă de Masterat în 2009, în diplomația apărării, cu o teză intitulată „Globalizarea, integrarea europeană și securitatea energetică a României” de la Universitatea Lucian Blaga din Sibiu.

Radu-Ioan CONSTANTIN a fost numit în funcția de membru al Directoratului Hidroelectrica începând cu data de 7 noiembrie 2023, în urma finalizării procedurii de selecție.

Cu o dublă calificare, de inginer și economist, absolvent al Universității Politehnica București (filiera în limba germană) și Institutul Bancar Român, MBA la Academia de Studii Economice București și Universitatea Gelsenkirchen (2007-2009), și-a dezvoltat cariera profesională în cadrul companiei Hidroelectrica începând cu anul 2008.

În cei 17 ani de experiență în Hidroelectrica, a urcat treptele ierarhiei profesionale, contribuind ca manager de departament la dezvoltarea și modernizarea unor componente comerciale relevante în trading și furnizare, pentru asigurarea și reziliența poziției de lider pe piața de energie câștigată de Hidroelectrica.

A ocupat poziția de membru în comisiile pentru pregătirea și finalizarea listării la Bursă a acțiunilor H2O și de expert/martor în procesele de arbitraj internațional ICSID la Paris și Luxemburg, ca reprezentant al Ministerului Energiei și al Hidroelectrica.

Ianăș RĂDOI este membru în Directoratul Hidroelectrica începând cu data de 7 noiembrie 2023.

În perioada septembrie 2015 – noiembrie 2023, a deținut funcția de Inginer Șef Uzină Hidrocentrale Caransebeș. Principalele activități și responsabilități au vizat: asigurare management Uzină și Sucursală, coordonare, îndrumare și control pentru personalul Uzinei, coordonare procese tehnologice de producere energie electrică, mentenanță echipamentelor și construcțiilor și participare în cadrul proiectelor de dezvoltare, re tehnologizare și mentenanță.

În perioada noiembrie 2006 – august 2014, Ianăș RĂDOI a fost Șef Centrala Hidroelectrica, sucursala Hidrocentrale Caransebeș. Anterior, a deținut funcțiile de Inginer, dispecer hidroenergetic – Executiv Hidroelectrica (ianuarie 2006 - noiembrie 2006) la S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A., București și funcția de Inginer în cadrul Biroului Tehnic la Sucursala Hidrocentrale Caransebeș (august 2005 – ianuarie 2006).

Deține calificarea de inginer diplomat, la Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnică București (2005) și un Masterat în Hidraulică Tehnică și Hidroenergetică - Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnica București.

CV-urile complete ale membrilor Directoratului sunt prezentate pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro, secțiunea Despre noi – Conducere.

Principalele atribuții ale Directoratului, definite în Actul Constitutiv în vigoare:

- Elaborează și aplică strategiile și politicile Societății;
- Convoacă Adunarea Generală Ordinară sau Extraordinară a Acționarilor și pregătește documentația necesară desfășurării acestor adunări;
- Duce la îndeplinire Hotărârile Adunărilor Generale ale Acționarilor;
- Asigură gestionarea și coordonarea Societății;
- Aprobă participarea/asocierea Societății în vederea accesării de fonduri nerambursabile;

- Prezintă Adunării Generale a Acționarilor și Consiliului de Supraveghere situația economică și financiară a Societății, precum și raportul de activitate anual;
- Supune spre aprobare Adunării Generale a Acționarilor raportul cu privire la situația financiară anuală și contul de profit și pierdere pentru anul precedent, precum și proiectul bugetului de venituri și cheltuieli al societății pe anul în curs;
- Aprobă mandatele reprezentanților Societății în cadrul Adunărilor Generale ale Acționarilor/Asociațiilor societăților în care Hidroelectrica deține participații, inclusiv mandatele acordate în adunările creditorilor;
- Aprobă încheierea de către Societate a oricărui tip de acte juridice privind constituirea sau participarea în cadrul unor parteneriate sau asocieri fără scop lucrativ cu informarea Consiliului de Supraveghere;
- Exercită orice competență delegată de către Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor în temeiul legii și îndeplinește orice alte atribuții cu excepția celor prevăzute de lege în sarcina Consiliului de Supraveghere și a Adunării Generale a Acționarilor.

Potrivit informațiilor disponibile, nu există niciun acord, înțelegere sau legătură de familie între membrii Directoratului și altă persoană care să fi contribuit la numirea acestora ca administrator.

La data de 31 decembrie 2025, următorii membri ai Directoratului dețin acțiuni Hidroelectrica:

- Radu-Ioan CONSTANTIN – 32 acțiuni

Potrivit informațiilor deținute, membrii Directoratului nu au fost implicați în litigii sau proceduri administrative referitoare la activitatea lor în cadrul Societății în ultimii cinci ani și nici referitor la capacitatea lor de a-și îndeplini atribuțiile în cadrul Societății, în ultimii cinci ani.

5.6. Remunerarea membrilor Consiliului de Supraveghere și a membrilor Directoratului

Societatea consideră remunerația și motivația personalului ca fiind elemente esențiale ale strategiei sale pe termen lung, dat fiind specificul activității și piața competitivă pe care operează. În acest context, anterior listării companiei pe BVB, a fost elaborată Politica de Remunerare pentru membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului, care vine în întâmpinarea strategiei și a valorilor Societății prin oferirea unei imagini transparente asupra sistemului de compensare și asigurarea unei remunerații echitabile.

Aceasta a fost aprobată cu ocazia AGOA din data de 22 iunie 2023 și poate fi consultată pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro, secțiunea Relația cu Investitorii – Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă.

Având în vedere modificările legislative în materie de remunerație a structurilor de conducere, respectiv prevederile OUG 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare și noul Cod de Guvernanță Corporativă al Bursei de Valori București, Politica de Remunerare este în curs de revizuire, ulterior fiind supusă aprobării Adunării Generale Ordinare a Acționarilor.

Totodată, membrii Consiliului de Supraveghere și membrii Directoratului au încheiat acte adiționale la contractele de mandat, astfel încât acestea să reflecte prevederile în vigoare.

Principiile care guvernează deciziile privind remunerarea și bonusarea sunt următoarele:

- atragerea și motivarea persoanelor competente și experimentate în cadrul Consiliului și al Directoratului; asigurarea sustenabilității pe termen lung a profiturilor întreprinderii publice și a activității acesteia și generarea unei valori pe termen lung;
- remunerarea membrilor Consiliului de Supraveghere și Directoratului la niveluri competitive și cu o componentă substanțială bazată pe performanță;
- păstrarea competitivității în piața de remunerare;
- coerența remunerației prin raportare la strategia de afaceri a Societății;
- alinierea remunerației cu recomandările privind buna guvernare;
- promovarea transparenței privind remunerarea și criteriile de stabilire a acesteia;
- alinierea schemei de bonusare cu recomandările și practicile internaționale privind buna guvernare;
- păstrarea unui echilibru just între indemnizația fixă, componenta variabilă a remunerației și alte forme de bonusare în conformitate cu bunele practici privind guvernarea corporativă.

Remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere

Remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere este formată dintr-o indemnizație fixă lunară și alte beneficii, în conformitate cu bunele practici privind guvernarea corporativă.

Indemnizația fixă lunară nu poate depăși de maximum două ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de societate, la nivel de clasă, conform clasificății activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii.

Membrii Consiliului de Supraveghere pot primi și beneficii suportate de către Societate, precum: decontarea cheltuielilor legate de îndeplinirea mandatului, cu condiția ca totalul beneficiilor acordate într-un an de mandat să nu depășească valoarea a două indemnizații fixe brute lunare cuvenite membrilor Consiliului de Supraveghere, furnizarea de echipamente cu destinație suport logistic, polița de asigurare tip Directors & Officers Liability.

Membrii Consiliului de Supraveghere pot beneficia, în condițiile legii, de asistență de specialitate pentru fundamentarea/motivarea deciziilor luate în cadrul Consiliului de Supraveghere, precum și de asistență juridică în situația formulării unor acțiuni în pretenții de către un terț și îndreptată împotriva membrului Consiliului, participarea la un program de formare profesională și alte forme de bonusare pentru obiective specifice.

Remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere este stabilită de Adunarea Generală a Acționarilor.

Pana la data de 17 decembrie 2025, data punerii în acord a contractelor de mandat în vigoare cu noile prevederi ale OUG 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, membrii CS beneficiază de componenta variabilă prin aplicarea pro-rata, prin raportare la activitatea desfășurată anterior intrării în vigoare a Actului Adicional din data de 17 decembrie 2025, în funcție de gradul total de realizare a Indicatorilor-Cheie de Performanță.

Remunerația membrilor Directoratului

Societatea acordă o remunerație membrilor Directoratului compusă dintr-o componentă fixă, o componentă variabilă și alte forme de bonusare, în conformitate cu Politica de Remunerare și cu bunele practici privind guvernarea corporativă.

Indemnizația fixă lunară nu poate depăși de maximum 5 ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de societate, la nivel de clasă, conform clasificăției activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii și stabilită de Consiliul de Supraveghere în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

Componenta variabilă se acordă anual și nu poate depăși de maximum două ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de societate, la nivel de clasă, conform clasificăției activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii.

Componenta variabilă se acordă în funcție de gradul total de realizare a ICP, stabiliți conform HG 639/2023, modificată și completată, așa cum au fost negociați și aprobați. Aceasta este calculată și plătită pentru un exercițiu financiar încheiat ulterior aprobării situațiilor financiare și Raportului Anual.

Beneficiile suportate de societate, atribuite membrilor Directoratului sunt: dreptul de a-i fi rambursate cheltuielile aferente îndeplinirii mandatului, în baza documentelor justificative și în condițiile legii (inclusiv, dar fără a se limita la, hotel, transport, telefon, diurnă, protocol) și orice alte tipuri de cheltuieli legate de executarea mandatului și indiferent dacă au fost ocazionate cu deplasarea în țară sau în străinătate, cu condiția ca totalul beneficiilor acordate într-un an de mandat să nu depășească valoarea a două indemnizații fixe brute lunare cuvenite membrilor Directoratului, plata cursurilor de perfecționare și instruire efectuate de membrul Directoratului, dreptul de a fi asigurat pentru răspundere profesională, decontarea contravalorii serviciilor de asistență juridică necesare pentru acțiunile intentate împotriva sa pentru prejudicii create terților, daune-interese în cuantum egal cu toate drepturile aferente Contractului, dreptul de a folosi obiecte de inventar/mijloace fixe necesare desfășurării activității, dreptul de a beneficia de un pachet de compensații și beneficii, inclusiv servicii medicale și/sau asigurare medicală și alte forme de bonusare pentru obiective specifice.

Remunerația membrilor Directoratului este stabilită de Consiliul de Supraveghere.

În conformitate cu art. 107 din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, Hidroelectrica întocmește un Raport de Remunerare pentru membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului, aferent exercițiului financiar anterior, cu scopul de a prezenta o imagine de ansamblu a remunerațiilor și beneficiilor acordate și/ sau datorate pe parcursul ultimului exercițiu financiar, conducătorilor în mod individual, inclusiv celor nou recrutați și foștilor conducători în conformitate cu Politica de Remunerare a Societății.

Raportul este supus votului consultativ al acționarilor, în cadrul Adunării Generale Ordinare a Acționarilor și este disponibil pe website-ul companiei, secțiunea Relația cu Investitorii – Adunarea Generală a Acționarilor, începând cu data indicată în Convocator.

Raportul de Remunerare aferent anului 2024 a fost supus aprobării Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 29 aprilie 2025, fiind aprobat cu un număr de 39.119.264 voturi, reprezentând 61,059783% din voturile valabil exprimate și 8,696985 % din capitalul social.

5.7. Managementul proceselor

Hidroelectrica a implementat reglementările interne necesare care stabilesc modul de analiză și responsabilitățile privind întreținerea și dezvoltarea Sistemului de management al proceselor în conformitate cu Ordinul nr. 600/2018 emis de Secretariatul General al Guvernului privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice și cu SR EN ISO 9001:2015 Sisteme de management al calității – Cerințe. Conformitatea Sistemului de management al proceselor Hidroelectrica cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 este certificată de către SRAC prin certificatul nr. 325, și recertificată în data de 1 noiembrie 2024, valabil până la data de 31 octombrie 2027 (cu condiția vizării anuale). Obiectivele stabilite la nivel de Societate/management includ componente cu privire la dezvoltarea și întreținerea sistemului de management la nivelul fiecărui departament în parte, având la bază Politica Hidroelectrica.

5.8. Audit intern

Activitatea de audit public intern în cadrul grupului Hidroelectrica este realizată la nivelul SPEEH Hidroelectrica SA prin Departamentul Audit Public Intern, aflat în subordonarea Consiliului de Supraveghere al Societății (Comitetului de Audit) și la nivelul Hidroserv SA prin Compartimentul Audit Public Intern, având ca referință cerințele stabilite prin Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar, Legea nr. 672/2002 (actualizată) privind auditul public intern, OSGG nr. 600/2018 actualizat pentru aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice și ale standardului ISO 19011:2018 – Linii directoare privind auditarea sistemelor de management.

Activitatea de audit public intern se desfășoară în baza Planurilor Multi/Anuale de audit intern, elaborate/actualizate în funcție de evoluția riscurilor, astfel încât să asigure auditarea activităților semnificative din cadrul grupului cel puțin o dată la 4 ani. Planul Multianual de audit intern al SPEEH Hidroelectrica SA este avizat de Comitetul de Audit și aprobat de Consiliul de Supraveghere, iar cel al Hidroserv SA este aprobat de Consiliul de Administrație.

Departamentul Audit Public Intern din cadrul SPEEH Hidroelectrica SA a derulat în cursul anului 2025 misiuni de asigurare și de consiliere, având ca misiune furnizarea unei asigurări obiective și consiliere acordată membrilor conducerii Societății privind eficacitatea sistemului de management și control intern.

Astfel, misiunile de audit intern realizate în cursul anului 2025 au adresat în continuare activitățile de furnizare a energiei electrice care au înregistrat o creștere semnificativă în ponderea veniturilor companiei, activitățile privind recuperarea creanțelor cu termen de plată depășit și activitățile privind mentenanța echipamentelor. A fost realizată, de asemenea, evaluarea anuală a sistemului de control intern.

Compartimentul Audit Public Intern din cadrul Hidroserv SA a derulat în cursul anului 2025 misiuni de audit intern privind activități specifice de transporturi, contabilitate, financiare și administrarea patrimoniului.

5.9. Principalele caracteristici ale controlului intern și sistemelor de gestionare a riscurilor în relație cu procesul de raportare financiară

Procesul de raportare financiară în cadrul Hidroelectrica este realizat prin implementarea, în cadrul reglementărilor interne (Regulamentului de Organizare și Funcționare, a Regulamentului Intern, a procedurilor de sistem, respectiv a procedurilor operaționale), a instrumentelor de control intern

managerial cu următoarele obiective permanente (conform Ordinul nr. 600 din 7 mai 2018 pentru aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice):

- a) obiective cu privire la eficacitatea și eficiența funcționării cuprind obiectivele legate de scopurile Hidroelectrica și de utilizarea în condiții de economicitate, eficacitate și eficiență a resurselor, incluzând și obiectivele privind protejarea resurselor Hidroelectrica de utilizare inadecvată sau de pierderi, precum și identificarea și gestionarea pasivelor;
- b) obiective cu privire la fiabilitatea informațiilor externe și interne includ obiectivele legate de ținerea unei contabilități adecvate, de calitatea informațiilor utilizate în Hidroelectrica sau difuzate către terți, precum și de protejarea documentelor împotriva a două categorii de fraude: disimularea fraudei și distorsionarea rezultatelor;
- c) obiective cu privire la conformitatea cu legile, regulamentele și politicile interne cuprind obiectivele legate de asigurarea că activitățile entității se desfășoară în conformitate cu obligațiile impuse de legi și de regulamente, precum și cu respectarea politicilor interne.

Cadrul sistemului de control intern în societate este definit prin Regulamentul de sistem de management de sustenabilitate, aprobat de Consiliul de Supraveghere, care definește/detaliază la nivelul Consiliului de Supraveghere, Directoratului și compartimentelor funcționale modul de stabilire a obiectivelor/cerințelor/obligațiilor aplicabile societății și modul de analiză și implementare a procedurilor necesare pentru asigurarea desfășurării activităților.

Conform Regulamentului privind Harta Proceselor & Sistemul de control intern managerial Hidroelectrica, în fiecare an este realizată o evaluare a modului de funcționare a sistemului de control intern managerial, finalizată printr-un raport asupra sistemului de control intern managerial. Prin Raportul pentru anul 2025, aprobat de conducerea societății (nr. 00012335/09.02.2026), comunicat către Ministerul Energiei prin Adresa nr. 00012419/09.02.2026, s-a confirmat faptul că sistemul de control intern managerial este parțial implementat (15 dintre cele 16 standarde sunt implementate), fiind necesară finalizarea implementării tuturor procedurilor definite în Harta proceselor Hidroelectrica.

Departamentul Control Managerial Intern și CFG este responsabil cu realizarea activităților de control intern managerial și control financiar de gestiune.

Activitățile de control intern managerial se realizează în baza ordinelor de serviciu emise în urma aprobării Planului anual de control intern managerial, precum și a deciziilor Directoratului și se finalizează cu rapoarte de control intern managerial privind activitățile verificate, aprobate de Directorat, care conțin constatări, persoane responsabile și recomandări/măsuri pentru remedierea deficiențelor, acolo unde este cazul. Principalele misiuni de control intern managerial derulate în anul 2025 au vizat implementarea și/sau respectarea Standardelor de Control Intern Managerial la nivelul departamentelor Securitate, Patrimoniu, Achiziții, Trading, Juridic, Protecția Datelor Personale și Managementul Proceselor. Punctual, la nivelul întregii companii, s-a realizat implementarea *Standardului 11 – Continuitatea activității*, prin elaborarea Planului de continuitate a activității.

Activitățile de control financiar de gestiune (CFG) se realizează în baza ordinelor de serviciu emise în urma aprobării Planului anual de CFG, precum și a deciziilor Directoratului și se finalizează cu rapoarte de CFG privind activitățile verificate, aprobate de Directorat, care conțin constatări, persoane responsabile și măsuri pentru remedierea deficiențelor și recuperarea prejudiciilor, acolo unde este cazul.

Abordarea strategică bazată pe prevenție a Departamentului Inspecție, Conformitate și Prevenție în anul 2025

În cursul anului 2025, Departamentul Conformitate, Inspecție și Prevenție a acționat conform unei strategii axate pe identificarea și eliminarea proactivă a situațiilor care pot genera deficiențe, înainte ca acestea să se materializeze în probleme operaționale și/sau financiare majore.

Pe parcursul perioadei de raportare, au fost derulate șapte misiuni de inspecție și prevenție, dintre care trei au fost planificate prin Planul Anual de Inspecție și Prevenție (PAIP 2025) aprobat prin Decizia nr. 677/04.03.2025, iar patru au fost dispuse ad-hoc de către Directoratul Hidroelectrica.

O componentă esențială a activității de prevenție a reprezentat-o monitorizarea activității de furnizare, unde verificările extinse au condus la dispunerea unor măsuri cu caracter permanent. Aceste acțiuni au vizat nu doar corectarea unor abateri punctuale, ci și stabilirea unor mecanisme riguroase de control pentru a evita recurența deficiențelor și pentru a asigura acuratețea datelor ce stau la baza raportărilor financiare.

Activitatea Departamentului Conformitate, Inspecție și Prevenție din anul 2025 a reprezentat un pas important către adoptarea modelului COSO, prin integrarea celor cinci componente esențiale: mediul de control, evaluarea riscurilor, activitățile de control, informarea și comunicarea, precum și monitorizarea activităților. Accentul pus pe prevenție și pe implementarea recomandărilor rezultate din misiunile de inspecție confirmă angajamentul societății de a alinia sistemul de control intern la principiile de guvernare corporativă. Prin transformarea constatărilor în măsuri preventive concrete, Hidroelectrica își consolidează reziliența organizațională, asigurând un mediu de control stabil și transparent.

5.10. Evenimente și sponsorizări în anul 2025

Hidroelectrica, ca societate din sectorul energetic, își asumă responsabilitatea față de comunitățile în care își desfășoară activitatea și încurajează implicarea angajaților în inițiative de responsabilitate socială. Suma de 9 milioane RON reprezintă contribuția Hidroelectrica pentru sponsorizări realizate în anul 2025 și principalele proiecte au fost următoarele:

Implicare pentru un mediu mai curat – „Let’s Do It, Romania!”. În 2025, voluntarii Hidroelectrica au participat la campania națională „Let’s Do It, Romania!”, implicându-se în acțiuni de ecologizare desfășurate în zona amenajărilor Hațeg și Subcetate.

Prin această inițiativă, echipa Hidroelectrica a contribuit la protejarea mediului și la consolidarea spiritului de responsabilitate față de natură și comunitate.

Fundația Politehnica Timișoara – Hidroelectrica a sprijinit inițiativele culturale și educaționale derulate de Fundația Politehnica Timișoara, menite să promoveze dialogul dintre educație, tehnologie și inovare. Proiectele susținute au reunit comunitatea academică, studenții și publicul larg în cadrul unor evenimente dedicate schimbului de idei, dezvoltării profesionale și valorizării culturii universitare. Prin această colaborare, compania își reafirmă angajamentul față de educație și dezvoltarea viitoarelor generații de specialiști.

Asociația Ascendo – Prin parteneriatul cu Asociația Ascendo, Hidroelectrica a susținut dezvoltarea proiectelor științifice realizate de tineri cu performanțe remarcabile în domeniul tehnologiei și cercetării. Inițiativa sprijinită a vizat un proiect inovator din domeniul aeronautic, orientat spre utilizarea tehnologiei autonome pentru identificarea zonelor cu risc ridicat. Demersul reflectă importanța investițiilor în educație,

cercetare și inovație, precum și sprijinul acordat tinerilor care contribuie la dezvoltarea unor soluții cu impact real asupra societății.

Asociația Energia Inteligentă – proiectul „Case cu căldură” – Hidroelectrica a susținut proiectul „Case cu căldură”, derulat de Asociația Energia Inteligentă, o inițiativă destinată sprijinirii familiilor aflate în situații vulnerabile. Programul are ca obiectiv asigurarea resurselor necesare încălzirii locuințelor în sezonul rece, contribuind la îmbunătățirea condițiilor de trai pentru comunitățile aflate în dificultate. Prin această implicare, compania își reafirmă responsabilitatea socială și preocuparea pentru sprijinirea comunităților.

Asociația Blondie – proiectul „Împarte pentru altă parte” – Hidroelectrica a susținut proiectul „Împarte pentru altă parte”, derulat de Asociația Blondie, o inițiativă dedicată facilitării accesului pacienților români la tratamente medicale urgente în clinici din Europa. Proiectul urmărește dezvoltarea unui serviciu umanitar de ambulanță aeriană, capabil să asigure transport medical specializat pentru pacienți de toate vârstele. Prin acest parteneriat, compania contribuie la salvarea de vieți și la îmbunătățirea accesului la îngrijiri medicale esențiale.

Fundația Filantropică Metropolis – Hidroelectrica sprijină demersurile Fundației Filantropice Metropolis dedicate îmbunătățirii accesului la servicii medicale pentru copii. Proiectul susținut vizează dezvoltarea infrastructurii medicale destinate tratamentului afecțiunilor de sănătate mintală pediatrică, contribuind la crearea unui spațiu modern și sigur pentru îngrijirea pacienților. Inițiativa reflectă angajamentul companiei pentru susținerea sistemului de sănătate și pentru protejarea bunăstării copiilor.

Federația Română de Rugby – Hidroelectrica a susținut activitatea Federației Române de Rugby, contribuind la pregătirea echipei naționale pentru competiții internaționale. Sprijinul acordat vizează dezvoltarea performanței sportive și promovarea valorilor asociate rugbyului, precum disciplina, spiritul de echipă și respectul. Prin implicarea în astfel de proiecte, compania susține sportul de performanță și consolidarea imaginii României pe scena sportivă internațională.

Asociația Club Sportiv Fii Independent – Hidroelectrica a sprijinit inițiativele Asociației Club Sportiv Fii Independent dedicate incluziunii sociale și sprijinirii persoanelor cu dizabilități. Proiectul susținut constă în organizarea unor activități educaționale destinate elevilor aflați în etapa de pregătire pentru obținerea permisului de conducere, oferind informații și orientare practică. Prin această implicare, compania contribuie la promovarea egalității de șanse și la dezvoltarea autonomiei personale în rândul tinerilor.

„Moș Crăciun, eu mi-aș dori...” – solidaritate pentru copiii din comunități – În 2025, Hidroelectrica a derulat campania „Moș Crăciun, eu mi-aș dori...”, o inițiativă realizată în parteneriat cu Fundația ASSA, dedicată copiilor din comunitățile locale. Prin implicarea colegilor din companie, scrisorile primite de la copii s-au transformat în cadouri și momente de bucurie autentică. Campania a adus zâmbete copiilor din județele Neamț, Constanța și Ialomița și a reconfirmat importanța solidarității și a implicării în comunitățile în care compania își desfășoară activitatea.

Hidroelectrica, alături de studenți la Zilele Carierei 2025 – În 2025, Hidroelectrica a participat la evenimentele „Zilele Carierei” organizate de universități tehnice din România, consolidând dialogul cu mediul academic și promovând oportunitățile de carieră din sectorul energetic.

Reprezentanții companiei au interacționat cu sute de studenți, prezentând activitatea Hidroelectrica, proiectele strategice și programele de practică și angajare dedicate tinerilor specialiști.

Hidroelectrica susține inițiativele AIEE pentru formarea tinerilor specialiști – Hidroelectrica a participat la prima ediție a AIEE Energy Day, eveniment dedicat dialogului profesional și dezvoltării noii generații de specialiști în energie.

Compania s-a alăturat proiectului educațional „Dispecer pentru o zi”, oferind tinerilor oportunitatea de a descoperi responsabilitățile și procesele din spatele operării sistemelor energetice.

5.10.1. Declarația „Aplici sau Explici”

Nr Prev	Prevedere (detaliată)	Da	Parțial	Nu	Explicație
SECȚIUNEA A: ORGANELE DE CONDUCERE					
A.1. Consiliul trebuie să asigure succesul pe termen lung și durabilitatea Societății, în interesul Societății și al acționarilor săi, și ținând cont de interesele altor părți interesate. Consiliul trebuie să definească în mod clar și să facă public în integralitate rolul și responsabilitățile sale.					
A.1., 1	Consiliul trebuie să aibă un regulament intern care să formalizeze și să precizeze în mod clar rolul și responsabilitățile sale. Actul constitutiv, regulamentul intern al Consiliului și alte reglementări interne trebuie să delimiteze în mod clar rolul și competențele între Consiliu, adunarea generală a acționarilor (AGA) și conducerea executivă.	✓			Societatea este administrată în sistem dualist de Directorat și de Consiliul de Supraveghere. Structura și principiile de guvernare corporativă, precum și competențele și responsabilitățile AGA, ale Consiliului de Supraveghere și ale Directoratului sunt descrise în Actul Constitutiv, regulamentul de organizare și funcționare („ROF”) al CS și ROF al Directoratului, precum și alte proceduri interne. Actul Constitutiv poate fi consultat pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro , secțiunea <i>Guvernanta Corporativa – Documente Guvernanta Corporativa</i> .
A.1., 2	Regulamentul intern al Consiliului trebuie să includă, printre altele, atribuțiile Consiliului, precum și responsabilitățile fiduciare ale membrilor de Consiliu de a acționa în deplină cunoștință de cauză, cu bunăcredință, cu diligență și grija cuvenite și în interesul Societății, al acționarilor săi și luând în considerare interesele altor părți interesate, în conformitate cu cerințele legale.	✓			Competențele și responsabilitățile Consiliului de Supraveghere și ale Directoratului sunt descrise în Actul Constitutiv, ROF CS și ROF al Directoratului, precum și alte proceduri interne.
A.1., 3	Pentru a susține viabilitatea și succesul pe termen lung al Societății, Consiliul ar trebui: • Să supravegheze elaborarea și să aprobe strategia Societății și să se asigure că aceasta integrează și aspecte de durabilitate, inclusiv considerente sociale și de mediu (E&S) și riscurile și oportunitățile legate de climă; • Să numească și să demită directorul general și alți membri ai conducerii executive cărora le-au fost delegate responsabilități de conducere executivă (numiți “conducere executivă”) și să asigure planificarea succesiunii pentru aceștia; • Să supravegheze performanța conducerii executive, rolul conducerii executive în abordarea riscurilor și oportunităților materiale legate de durabilitate și să alinieze remunerația conducerii executive la interesele pe termen lung și durabilitatea Societății, în conformitate cu prevederile politicii de remunerare a Societății; • Să se asigure că există un cadru solid pentru controlul intern și administrarea riscurilor; • Să se asigure că Societatea dispune de proceduri	✓			Competențele și responsabilitățile Consiliului de Supraveghere și ale Directoratului sunt descrise în Actul Constitutiv, ROF CS și ROF al Directoratului, precum și alte proceduri interne.

Nr Prev	Prevedere (detaliată)	Da	Parțial	Nu	Explicație
	care să permită comunicarea eficientă cu acționarii și alte părți interesate.				
A.1., 4	Durata numirii membrilor Consiliului și ai conducerii executive trebuie stabilită în mod clar și trebuie, pe cât posibil, să promoveze stabilitatea și predictibilitatea.	✓			Conform Actului Constitutiv, membrii CS sunt numiți pe o durată de 4 ani
A.2. Consiliul trebuie să dispună de un echilibru adecvat între competențe, experiență, diversitate de gen, cunoștințe și independență pentru a-și putea îndeplini în mod eficient atribuțiile și responsabilitățile.					
A.2., 1	Consiliul trebuie să aibă cel puțin cinci membri.	✓			CS este format din șapte membri. Detalii – în Raportul Anual – capitolul Raportul Consiliului de Supraveghere
A.2., 2	Consiliul trebuie să aibă o politică privind diversitatea Consiliului și a conducerii executive și să se asigure că diversitatea în ceea ce privește genul, vârsta, experiența și competențele este încorporată în Politica de Nominalizare.		✓		Procedurile de selecție pentru membrii Consiliului de Supraveghere sunt derulate de către Ministerul Energiei, în calitate de Autoritate Publică Tutelară, în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice. În acest cadru legal, responsabilitatea inițierii și desfășurării procesului de selecție, inclusiv stabilirea criteriilor de eligibilitate și evaluare, revine Autorității Publice Tutelare, cu respectarea principiilor de transparență, competență profesională și tratament nediscriminatoriu.
A.2., 3	Consiliul trebuie să elaboreze un profil al Consiliului care să specifice caracteristicile și trăsăturile dorite ale membrilor săi, inclusiv factori precum independența, diversitatea, integritatea, competențele și experiența specifice, cunoștințele despre industrie, capacitatea și disponibilitatea de a dedica timp și efort adecvat responsabilităților Consiliului, în contextul nevoilor Consiliului și ale comitetelor sale și al exercitării de către acestea a rolului strategic și de supraveghere al Consiliului. Profilul Consiliului poate fi parte din Politica de Nominalizare.	✓			Conform prevederilor OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, Ministerul Energiei, în calitate de Autoritate Publică Tutelară emite Scrisoarea de așteptări prin care se stabilesc performanțele așteptate de la organele de administrare și conducere ale Societății, împreună cu Profilul Consiliului de Supraveghere. Aceste documente aferente selecției membrilor CS se publică pe pagina de internet a companiei, www.hidroelectrica.ro , secțiunea <i>Guvernanta Corporativa - Selectie membri structuri de conducere</i>
A.2., 4	Majoritatea membrilor Consiliului trebuie să fie neexecutivi. Cel puțin o treime din membrii Consiliului trebuie să fie independenți. Fiecare membru independent al Consiliului trebuie să prezinte o declarație privind independența sa în momentul nominalizării sale pentru alegere sau realegere, precum și atunci când apare orice modificare a statutului său, în conformitate cu criteriile de independență prevăzute în legislație și în Anexa A la Cod.	✓			Conform Actului Constitutiv, Membrii Consiliului de Supraveghere nu pot fi membri ai Directoratului.

Nr Prev	Prevedere (detaliată)	Da	Parțial	Nu	Explicație
A.2., 5	Comitetul de Nominalizare și Remunerare (sau întregul Consiliu în cazul în care nu există un Comitet de Nominalizare și Remunerare) va evalua dacă membrii Consiliului pot fi considerați independenți în temeiul factorilor avuți în vedere, examinând dacă există relații de afaceri sau alte relații personale care ar putea afecta în mod semnificativ independența și obiectivitatea membrului de Consiliu și a capacității acestuia de a acționa în interesul Societății, al acționarilor și al părților interesate.	✓			Atribuția CNR este definită în ROF al Comitetului.
A.2., 6	Funcțiile de Președinte al Consiliului și Director General este recomandabil să fie deținute de persoane diferite.	✓			Conform Actului Constitutiv, Membrii Consiliului de Supraveghere nu pot fi membri ai Directoratului.
A.2., 7	Dacă funcțiile de Președinte al Consiliului și Director General sunt deținute de aceeași persoană, este recomandabil ca Societatea să numească un VicePreședinte independent.	✓			Nu este cazul, conform Actului Constitutiv, Membrii Consiliului de Supraveghere nu pot fi membri ai Directoratului

A.3. Consiliul trebuie să se asigure că este instituită o procedură formală, riguroasă și transparentă în ceea ce privește numirea de noi membri în cadrul Consiliului.

A.3., 1	Societatea va dezvolta și publica o Politică de nominalizare a membrilor Consiliului care trebuie să definească procesele și procedurile pentru nominalizarea, alegerea sau înlocuirea unui membru al Consiliului. Politica de nominalizare, aprobată de organul de guvernare competent, va descrie modul în care Societatea primește și evaluează nominalizările din partea acționarilor (inclusiv a acționarilor minoritari) sau din partea membrilor Consiliului, inclusiv în ceea ce privește profilul Consiliului, independența și diversitatea.		✓		Conform prevederilor OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, Ministerul Energiei, în calitate de Autoritate Publică Tutelară emite Scrisoarea de așteptări prin care se stabilesc performanțele așteptate de la organele de administrare și conducere ale Societății, împreună cu Profilul Consiliului de Supraveghere. Conform Actului Constitutiv, Statul Roman, reprezentat prin autoritatea competentă potrivit legii, nu va putea propune mai mult de 6 candidați pentru funcția de membru în Consiliul de Supraveghere. Aceste documente aferente selecției membrilor CS se publică pe pagina de internet a companiei, www.hidroelectrica.ro , secțiunea <i>Guvernanta Corporativa - Selectie membri structuri de conducere</i>
A.3., 2	Consiliul, prin Comitetul de Nominalizare și Remunerare, dacă există, trebuie să monitorizeze procesul de nominalizare a candidaților pentru poziția de membru în Consiliu.		✓		Procedurile de selecție pentru membrii Consiliului de Supraveghere sunt derulate de către Ministerul Energiei, în calitate de Autoritate Publică Tutelară, în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice. În acest cadru legal, responsabilitatea inițierii și desfășurării procesului de selecție, inclusiv stabilirea criteriilor de eligibilitate și evaluare, revine Autorității Publice Tutelare, cu respectarea principiilor de transparență, competență

Nr Prev	Prevedere (detaliată)	Da	Parțial	Nu	Explicație
					profesională și tratament nediscriminatoriu. Conform Actului Constitutiv, Statul Roman, reprezentat prin autoritatea competenta potrivit legii, nu va putea propune mai mult de 6 candidati pentru functia de membru in Consiliul de Supraveghere.
A.3., 3	Societatea va informa acționarii cu privire la experiența și CV-ul candidaților la funcția de membru în Consiliu, de care aceștia au nevoie pentru a lua o decizie informată cu privire la numirea sau reînnoirea mandatului membrilor de Consiliu, inclusiv următoarele: • angajamentele și implicările profesionale ale candidaților, inclusiv funcții executive și neexecutive în societăți, autorități publice, organizații non-profit și în alte organizații; • orice conflict de interese existent sau potențial, inclusiv dacă au relații de afaceri, de familie sau de altă natură care le-ar putea afecta performanța în calitate de membru în Consiliu; • care acționar sau membru al Consiliului a propus fiecare candidat pentru poziția de membru în Consiliu.	✓			Toate informațiile referitoare la experienta și CV-urile candidatilor la funcția de membru in Consiliul de Supraveghere sunt puse la dispozitia actionarilor, pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro, secțiunea <i>Adunarea Generala a Actionarilor</i>.

A.4. Consiliul trebuie să înființeze comitete care să îl asiste în îndeplinirea responsabilităților sale cheie, în abordarea provocărilor strategice și în gestionarea problematicilor sensibile cu potențial ridicat de conflict de interese.

A.4., 1	Consiliul va înființa un Comitet de Audit pentru a-și spori capacitatea de supraveghere asupra raportării financiare, cadrului de control intern, a proceselor de audit intern și extern și a conformității cu legile și reglementările aplicabile. În cazul în care nu este obligatoriu potrivit legii sau nu este deja înființat un comitet dedicat pentru administrarea riscurilor, Comitetul de Audit va include, de asemenea, responsabilități de monitorizare a eficacității cadrului de administrare a riscurilor.	✓			CS a înființat un comitet de audit („CA”). CA include membri cu calificări adecvate funcțiilor și responsabilităților pe care le dețin în CA. Președintele CA este dna. Carmen Radu. Detalii cu privire la Comitetul de audit sunt prezentate în Raportul anual, în capitolul Raportul Consiliului de Supraveghere.
A.4., 2	Este recomandabil ca în componența Comitetului de Audit să se regăsească doar membrii neexecutivi ai Consiliului. Este de asemenea recomandabil ca majoritatea membrilor Comitetului să fie independenți, inclusiv Președintele Comitetului. Comitetul de Audit trebuie să dețină, per ansamblu, competențe relevante în domeniul în care Societatea își desfășoară activitatea. Comitetul și membrii săi trebuie să respecte cerințele legislației naționale și europene aplicabile.				CA are în componență 6 membri neexecutivi, din care 5 sunt independenți. Detalii cu privire la Comitetul de audit sunt prezentate în Raportul anual, în capitolul Raportul Consiliului de Supraveghere.

Nr Prev	Prevedere (detaliată)	Da	Parțial	Nu	Explicație
A.4., 3	Consiliul Societăților listate la Categoria Premium trebuie să înființeze un Comitet de Nominalizare și Remunerare format din membrii neexecutivi ai Consiliului. Este recomandabil ca majoritatea membrilor Comitetului să fie independenți, inclusiv Președintele Comitetului. Consiliul poate, de asemenea, să înființeze distinct un Comitet de Nominalizare, respectiv un Comitet de Remunerare, în cazul în care componența Consiliului permite acest lucru și dacă aceasta este justificată, având în vedere dimensiunea și complexitatea afacerii și structurile de guvernare ale Societății.	✓			CS a înființat un comitet de Nominalizare și Remunerare („CNR”). Președintele CNR este dl. George-Marius Toniuc. CNR are în componență 5 membri neexecutivi, din care 4 sunt independenți. Detalii cu privire la Comitetul de Nominalizare și Remunerare sunt prezentate în Raportul anual, în capitolul Raportul Consiliului de Supraveghere .
A.4., 4	În plus față de responsabilitățile sale specifice, astfel cum sunt prevăzute în prezentul Cod, Comitetul de Nominalizare și Remunerare: i. Revizuieste și recomandă Consiliului dimensiunea și componența Consiliului și conduce crearea și revizuirea continuă a profilului Consiliului; ii. Identifică persoanele calificate pentru a deveni membri ai Consiliului și ai conducerii executive, dacă ii este solicitat; evaluează candidații pentru poziții de conducere executivă; evaluează candidații propuși de acționari sau de membrii Consiliului pentru poziții de membru de Consiliu și informează AGA întocmai; iii. Face recomandări Consiliului cu privire la numirile în comitete (altele decât Comitetul de Nominalizare și Remunerare); iv. Coordonează o evaluare anuală a Consiliului, a membrilor de Consiliu și a comitetelor în conformitate cu prevederile Principiului A.5.; v. Asistă Consiliul în îndeplinirea responsabilităților sale legate de politica de remunerare a Societății; vi. Asistă Consiliul în elaborarea planurilor de succesiune pentru conducerea executivă, precum și a planurilor de succesiune în regim de urgență și a procesului de recrutare a Directorului General, după caz; vii. Supraveghează administrarea planurilor de compensare și beneficii ale Societății.	✓			<i>Referitor la punctele i. și ii.:</i> Procedurile de selecție pentru membrii Consiliului de Supraveghere sunt derulate de către Ministerul Energiei, în calitate de Autoritate Publică Tutelară, în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice. În acest cadru legal, responsabilitatea inițierii și desfășurării procesului de selecție, inclusiv stabilirea criteriilor de eligibilitate și evaluare, revine Autorității Publice Tutelare, cu respectarea principiilor de transparență, competență profesională și tratament nediscriminatoriu.
A.4., 5	Rolul și responsabilitățile comitetelor Consiliului trebuie definite în regulamente interne distincte (regulamente de funcționare) și publicate pe website-ul Societății. În cazul în care Societatea alege să nu înființeze niciunul dintre comitetele Consiliului care nu sunt cerute de lege, sarcinile și responsabilitățile corespunzătoare vor fi realizate de către Consiliu și trebuie să fie menționate în mod corespunzător în regulamentul intern al Consiliului.	✓			Rolul și atribuțiile comitetelor consultative constituite la nivelul CS sunt definite în Regulamentele aferente fiecărui comitet. Acestea pot fi consultate pe pagina de internet a companiei, www.hidroelectrica.ro , secțiunea <i>Despre noi - Conducere</i>
A.4., 6	Evaluarea independenței membrilor comitetelor, inclusiv în cazul membrilor comitetelor numiți de AGA, se realizează după aceeași procedură aplicabilă în cazul membrilor independenți ai Consiliului.	✓			Toti membrii comitetelor sunt membrii CS. În baza declarațiilor de independență depuse, 6 din 7 membri sunt independenți.

Nr Prev	Prevedere (detaliată)	Da	Parțial	Nu	Explicație
A.4., 7	Președinții Comitetului de Audit și Comitetului de Nominalizare și Remunerare nu trebuie să fie Președintele Consiliului sau al altor comitete, cu excepția cazului în care acest lucru este justificat de dimensiunea Consiliului.	✓			Președinții CA și CNR (dna. Carmen Radu, respectiv dl. Marius-George Toniuc) sunt membri diferiți de Președintele CS (dl. Silviu-Răzvan Avram).
A.5. Consiliul trebuie să instituie proceduri solide de funcționare a Consiliului, precum și mecanisme de evaluare și dezvoltare continuă a Consiliului pentru a îmbunătăți competențele membrilor de Consiliu și capacitatea acestora de a-și îndeplini în mod eficient responsabilitățile.					
A.5., 1	Președintele Consiliului este responsabil în principal pentru a se asigura că Consiliul funcționează corespunzător. Regulamentul intern al Consiliului trebuie să conțină rolul și responsabilitățile Președintelui Consiliului, iar Președintele Consiliului trebuie, cel puțin: • Să stabilească ordinea de zi a ședințelor Consiliului, să prezideze aceste ședințe și să se asigure că se întocmesc procese-verbale ale acestor ședințe; • Să se asigure că Consiliul primește informații precise, la timp, utile, succinte, pentru a permite Consiliului să ia decizii corecte; • Să se asigure că Consiliul dispune de suficient timp pentru consultare și luarea deciziilor; • Să permită funcționarea corespunzătoare a comitetelor și existența unei comunicări eficiente cu comitetele Consiliului, inclusiv rapoarte operative și pertinente ale comitetelor către întregul Consiliu; • Să se asigure că performanța Consiliului este evaluată și discutată cel puțin o dată pe an și diseminată public conform prevederii D.1., 3; • Să se asigure că Consiliul are o relație de lucru adecvată cu conducerea executivă. Directorul general și Președintele Consiliului (în cazul în care funcțiile sunt deținute de persoane diferite) se întâlnesc în mod periodic; • Să abordeze și să gestioneze disputele interne și conflictele de interese privind membrii Consiliului.	✓			Toate aspectele menționate în cerință A.5.,1 sunt prevăzute în ROF CS
A.5., 2	Consiliul trebuie să se întrunească ori de câte ori este necesar, dar nu mai puțin de șase (6) ori pe an.	✓			În cursul anului 2025 au avut loc 43 de ședințe ale CS. Detalii privind ședințele CS pot fi consultate în capitolul Raportul Consiliului de Supraveghere .
A.5., 3	Consiliul poate solicita desemnarea Secretarului General, care să asiste Consiliul în respectarea obligațiilor sale conform legii, regulamentului intern al Consiliului și altor politici. Secretarul General trebuie să fie un expert senior în cadrul Societății, însărcinat cu asistarea Consiliului și a comitetelor sale în organizarea activităților lor, pregătirea ședințelor, evaluarea anuală a performanței Consiliului și a comitetelor, precum și programele de formare a membrilor de Consiliu, dacă este nevoie.	✓			Conform ROF CS, Președintele Consiliului a desemnat doi Secretari, a căror atribuții sunt definite în Regulament.
A.5., 4	Consiliul trebuie să definească în mod clar drepturile și responsabilitățile, domeniul de autoritate și alte aspecte legate de Secretarul General.	✓			Conform ROF CS, Președintele Consiliului a desemnat doi Secretari, a căror atribuții sunt definite în Regulament.

Nr Prev	Prevedere (detaliată)	Da	Parțial	Nu	Explicație
A.5., 5	Consiliul și comitetele sale trebuie să elaboreze și să aprobe un plan anual intern de lucru care să identifice subiectele ce trebuie abordate în cursul anului înainte de sfârșitul anului precedent. Planul trebuie să țină cont de deciziile necesar a fi propuse AGA, de raportarea de către funcțiile de conducere executivă și de control intern, de frecvența necesară a întâlnirilor Consiliului și comitetelor, și trebuie să fie revizuit de Președinte cu sprijinul Secretarului General.	✓			Consiliul de Supraveghere își desfășoară activitatea conform planului de lucru intern.
A.5., 6	Consiliul trebuie să efectueze o evaluare anuală a componenței, activității și dinamicii Consiliului și a comitetelor sale, individual și per ansamblu, evaluare care trebuie să fie coordonată de Comitetul de Nominalizare și Remunerare.	✓			CS desfășoară anual un proces de evaluare a activității sale având la baza o politică de autoevaluare a cărei formă a fost aprobată de CS. Autoevaluarea este efectuată sub conducerea CNR. Pe baza chestionarelor de autoevaluare (anexă a politicii de autoevaluare) se redactează și aprobă de către CS Raportul anual de autoevaluare. Raportul acestei autoevaluări pentru anul 2025 este prezentat în Capitolul Raportul Consiliului de Supraveghere .
A.5., 7	Comitetul de Nominalizare și Remunerare trebuie să împărtășească rezultatele evaluării Consiliului cu întregul Consiliu și să stabilească acțiuni ulterioare, dacă este necesar, inclusiv planuri de dezvoltare profesională și de formare pentru Consiliu, pentru a umple lacunele.	✓			Raportul de autoevaluare aprobat de CS cuprinde acțiuni ulterioare de dezvoltare/îmbunătățire a activității.
A.5., 8	Regulamentul intern al Consiliului trebuie să impună programe de orientare (induction) pentru membrii de Consiliu nou numiți, asigurate de personalul intern al Societății. Regulamentul intern al Consiliului poate face referire la programe de formare continuă pentru membri de Consiliu, dacă este necesar. Punerea în aplicare a programelor de orientare și formare continuă pentru membrii de Consiliu (conform deciziei Consiliului) se face sub supravegherea Comitetului de Nominalizare și Remunerare, cu sprijinul Secretarului General. Pe baza rezultatelor evaluării anuale a Consiliului, Comitetul de Nominalizare și Remunerare împreună cu Președintele Consiliului vor elabora programe de dezvoltare profesională axate pe domeniile în care ar trebui construită capacitatea în rândul membrilor de Consiliu.	✓			Participarea la cursuri de formare profesională este o obligație a membrilor Consiliului de Supraveghere conform contractelor de mandat.

A.6. Conducerea executivă este responsabilă pentru managementul zilnic al Societății. Consiliul trebuie să se asigure că conducerea executivă este capabilă să conducă în mod eficient Societatea, iar componența, competența, rolurile și stimulentele conducerii executive sprijină punerea în aplicare cu succes a strategiei și planurilor Societății.

A.6., 1	Conducerea executivă trebuie să conducă Societatea și să răspundă în fața Consiliului. Împărțirea responsabilităților între Consiliu și conducerea executivă și între diferiți membri ai conducerii executive trebuie să fie clar articulată în actul constitutiv al Societății și reglementările interne ale Societății.	✓		Structura, competențele și responsabilitățile Directoratului sunt descrise în Actul Constitutiv, regulamentul de organizare și funcționare („ROF”) al Directoratului, precum și alte proceduri interne. Actul Constitutiv poate fi consultat pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro , secțiunea <i>Guvernanta Corporativa – Documente Guvernanta Corporativa</i> .
A.6., 2	Atunci când rolurile de Președinte al Consiliului și Director General sunt exercitate de aceeași persoană, responsabilitățile diferite ale Președintelui Consiliului și ale Directorului General trebuie să fie clar definite și diferențiate în actul constitutiv al Societății.	✓		Conform Actului Constitutiv, Membrii Consiliului de Supraveghere nu pot fi membri ai Directoratului.
A.6., 3	Consiliul trebuie să se asigure că conducerea executivă este formată din persoane cu cunoștințe, competențe, diversitate și experiență adecvate pentru a sprijini succesul performanței Societății și că există măsuri în vigoare care să asigure succesiunea ordonată a conducerii executive.	✓		Selecțiile derulate de Consiliul de Supraveghere pentru alegerea membrilor Directoratului se supun prevederilor OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice. În acest cadru legal, responsabilitatea inițierii și desfășurării procesului de selecție, inclusiv stabilirea criteriilor de eligibilitate și evaluare, revine Consiliului de Supraveghere, cu respectarea principiilor de transparență, competență profesională și tratament nediscriminatoriu.
A.6., 4	Consiliul, cu sprijinul Comitetului de Nominalizare și Remunerare, trebuie să evalueze anual performanța conducerii executive, eficacitatea cooperării sale cu Consiliul, inclusiv informația furnizată Consiliului.	✓		Raportul anual de evaluare a Directoratului este supus aprobării Consiliului de Supraveghere.

SECȚIUNEA B: CADRUL DE ADMINISTRARE A RISCURILOR ȘI CONTROL INTERN

B.1. Societatea trebuie să dispună de un cadru de control intern și de un cadru de administrare a riscurilor adecvate și eficiente, ținând cont de strategia sa, dimensiunea, complexitatea operațiunilor și profilul de risc, inclusiv impactul potențial de mediu și social al activităților sale.

B.1., 1	Consiliul stabilește natura și amploarea riscurilor pe care Societatea este dispusă să și le asume ca necesare pentru atingerea obiectivelor strategice ale Societății (și anume apetitul pentru risc al Societății) și trebuie să se asigure că există structuri, politici și proceduri clare care identifică, evaluează, raportează, gestionează și monitorizează riscurile semnificative și emergente, inclusiv riscurile legate de durabilitate, securitatea cibernetică și utilizarea tehnologiilor digitale. Consiliul trebuie să explice în raportul anual mecanismele și procesele instituite pentru identificarea și administrarea riscurilor.	✓		Operaționalizarea cadrului de risc management se realizează prin: 1. Guvernanta și supraveghere Comitetul de Audit și Risc, constituit la nivelul Consiliului de Supraveghere, asigură supravegherea independentă a sistemului de management al riscurilor. Comitetul se întrunește trimestrial sau la nevoie și raportează Consiliului concluziile evaluărilor efectuate. 2. Identificarea și evaluarea riscurilor Societatea menține un Registru de Riscuri actualizat periodic, conform procedurilor, care cuprinde riscurile semnificative și emergente clasificate după probabilitate, impact și viteză de materializare.

				3. Raportare și monitorizare Consiliul primește raportări periodice privind evoluția profilului de risc al Societății, inclusiv riscurile emergente identificate în intervalul de raportare. Raportările includ stadiul măsurilor de diminuare aferente riscurilor semnificative. 4. Riscuri specifice — durabilitate, cibernetică și digitalizare Societatea se află în proces de extindere formală a cadrului de management al riscurilor pentru a integra explicit și riscurile legate de durabilitate și factorii ESG. Aceste categorii sunt monitorizate operațional.
B.1., 2	Consiliul trebuie să adopte o politică formală privind administrarea riscurilor, pentru a asigura identificarea, măsurarea și raportarea corectă, completă și în timp util a riscurilor, existența unor măsuri adecvate și fezabile de control al riscurilor, precum și integrarea riscurilor E&S în cadrul de administrare a riscurilor, în vederea implementării strategiei Societății.	✓		Politica acoperă următoarele elemente: 1. Identificarea și măsurarea riscurilor 2. Raportarea corectă, completă și în timp util 3. Măsuri adecvate de control al riscurilor 4. Integrarea riscurilor de mediu și sociale (E&S)
B.1., 3	Consiliul și Comitetul de Audit trebuie să înțeleagă schimbările emergente legate de tehnologia informației și inteligența artificială, astfel încât să atenueze riscurile de securitate cibernetică. Pe agenda Consiliului trebuie să se acorde timp riscurilor și oportunităților IA și securității cibernetică, pentru a asigura înțelegerea protecției cibernetică.	✓		Consiliul și Comitetul de Audit primesc briefing-uri periodice din partea managementului executiv privind evoluția peisajului de amenințări cibernetică, stadiul măsurilor de protecție implementate și incidentele relevante înregistrate în perioada de raportare. Aceste briefing-uri asigură un flux continuu de informații relevante către nivelul de supraveghere.
B.1., 4	Este recomandabil ca Societatea să înființeze o funcție de administrare a riscurilor responsabilă pentru asigurarea identificării corecte, complete și în timp util a riscurilor, asigurându-se că sunt instituite măsuri adecvate și fezabile de control al riscurilor și monitorizarea procedurilor de administrare a riscurilor. Funcția de administrare a riscurilor, prin Ofițerul de Administrare a Riscurilor (CRO), dacă există, trebuie să aibă comunicare directă și raportare funcțională către Consiliu și Comitetul de Audit (dacă nu există un Comitet de Risc dedicat).	✓		Structura organizatorică a Societății include un departament dedicat gestionării riscurilor – Departamentul Risk Management.
B.1., 5	Consiliul, asistat de Comitetul de Audit, trebuie să evalueze cel puțin anual adecvarea și eficacitatea cadrului de administrare a riscurilor și control intern al Societății (inclusiv controalele operaționale și de conformitate) și să facă recomandări relevante. Evaluarea trebuie să ia în considerare eficacitatea și sfera de aplicare a funcției de audit intern, caracterul adecvat al administrării riscurilor și al conformității, rapoartele de control intern, dacă acestea sunt cerute de legislația aplicabilă, adresate Comitetului de Audit al Consiliului, capacitatea de reacție și eficacitatea conducerii în tratarea deficiențelor sau punctelor slabe identificate în materie de control intern și transmiterea rapoartelor relevante către Consiliu.	✓		Departamentul Risk Management întocmește un raport anual privind activitatea de risc management care cuprinde evaluarea sistemului de gestiune a riscului, care este prezentat Comitetului de gestionare a riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere.

B.1., 6	Consiliul trebuie să dezvolte și să pună la dispoziție pe website-ul Societății, cu titlu gratuit, un mecanism de avertizare (whistleblowing) care să permită angajaților și altor părți interesate să facă dezvăluiri cu privire la presupuse încălcări sau nereguli conform legislației aplicabile în vigoare.	✓		Prin Codul Etic Hidroelectrica, document aprobat și actualizat de Consiliul de Supraveghere, este implementat, mecanism de avertizare (whistleblowing) care permite angajaților și altor părți interesate să facă dezvăluiri cu privire la presupuse încălcări sau nereguli conform legislației aplicabile în vigoare (comportament.etic@hidroelectrica.ro).

B.2. Comitetul de Audit trebuie să asiste Consiliul în asigurarea integrității raportării financiare și nefinanciare, stabilirea unui cadru eficient de administrare a riscurilor și control intern, precum și menținerea unei relații adecvate cu auditorii externi ai Societății.

B.2., 1	În plus față de responsabilitățile sale menționate în legislație și în alte părți ale Codului, Comitetul de Audit trebuie: • Să revizuiască controalele interne și cadrul de administrare a riscurilor în Societate; • Să monitorizeze elaborarea și aplicarea politicilor Societății privind conflictele de interese și tranzacțiile cu părțile afiliate; • Să asigure independența și să revizuiască eficacitatea funcției de audit intern a Societății și să înainteze recomandări Consiliului; • Să supravegheze funcția de audit intern; • Să supravegheze pregătirea rapoartelor legate de durabilitate și informațiile incluse în acestea, cu excepția cazului în care această sarcină este atribuită unui alt comitet; • Să supravegheze cadrul pentru asigurarea conformității Societății cu cerințele legale și de reglementare aplicabile, precum și cu reglementările interne ale Societății (precum procedurile de raportare a încălcărilor legii sau ale Codului de conduită al Societății), cu excepția cazului în care această sarcină este atribuită unui alt comitet.	✓		Evaluarea sistemului de control intern managerial (care include și sistemul de gestiune a riscurilor) se realizează complet la nivelul Societății într-un interval de 3 ani, în care este evaluat, pe rând, în primul an executivul și 3 sucursale, iar ulterior în anii 2 și 3 executivul și restul sucursalelor. Anul 2025 a reprezentat al doilea an dintr-un ciclu de recertificare ISO (se realizează o dată la trei ani, corelată cu cerințele pentru certificarea ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 și ISO 37001) în care au fost evaluate Compartimentele Funcționale din cadrul Executivului și sucursalele Bistrița și Porțile de Fier. În urma acestor evaluări a fost emis Raportul de audit intern privind statusul implementării Sistemului de control intern managerial/ISO, înregistrat cu nr. 123139/12.11.2025 care a fost prezentat în cadrul Comitetului de audit din data de 13 octombrie 2025 și aprobat de CS prin Hotărârea nr. 134/13.11.2025. Activitatea de audit public intern la nivelul Societății se desfășoară prin structura proprie de audit, respectându-se astfel cerința stabilită prin Legea nr. 672/2002, privind auditul public intern - art. 10 alin (1), republicată cu modificările și completările ulterioare. Având în vedere cerințele Strategiei Naționale Anticorupție și ale ISO 37001 Sisteme de management anti-mită Cerințe cu ghid de utilizare, Departamentul Audit Public Intern, aflat în subordinea Comitetului de audit, realizează anual evaluarea sistemului de monitorizare și prevenire a corupției și emite un raport de audit, avizat de Comitetul de Audit și aprobat de Consiliul de Supraveghere.

				Departamentul de Audit Public Intern a întocmit în data de 10 septembrie 2025 un raport care include concluziile în legătură cu conflictele de interese, raport analizat și avizat în ședința Comitetului de Audit din data de 13 octombrie 2025 și aprobat de CS prin Hotărârea nr. 134/13.11.2025.
B.2., 2	Ori de câte ori Codul menționează revizuri sau analize care trebuie efectuate de către Comitetul de Audit, acestea trebuie să fie urmate de rapoarte periodice (cel puțin anuale) sau ad-hoc care să fie prezentate Consiliului.	✓		Pentru fiecare ședință a Comitetului de Audit, este elaborat un Raport al Comitetului de audit, care cuprinde, dacă este cazul, propuneri de măsuri, termene și responsabili în vederea îndeplinirii anumitor cerințe sau eliminării anumitor deficiențe. După aprobarea măsurilor de către CS, responsabilii stabiliți informează CS modul de îndeplinire a acestora. Departamentul Audit Public Intern realizează un raport care urmărește stadiul implementării recomandărilor incluse în rapoartele de audit intern, avizate de Comitetul de audit și aprobate de CS. Departamentul Audit Public Intern, elaborează Raportul anual al activității de audit intern în cadrul Societății, în care este prezentat cadrul de funcționare al funcției de audit intern. Raportul este analizat, evaluat și avizat într-o ședință a Comitetului de audit și ulterior aprobat de CS. Fiecare raport de audit intern, rezultat în urma derulării misiunilor de audit intern, este prezentat Comitetului de audit, care după analiza acestuia, îl avizează și îl transmite CS pentru aprobare.
B.2., 3	Comitetul de Audit trebuie să monitorizeze independența și obiectivitatea auditorului extern. Comitetul ar trebui să aprobe o politică privind furnizarea serviciilor non-audit permise de către auditorul extern, în conformitate cu cerințele legale, și să asigure implementarea acestei politici. Constatările Comitetului cu privire la independența auditorului extern trebuie făcute publice în raportul anual.	✓		Conform ROF CS actualizat, Comitetul de audit, monitorizează independența și obiectivitatea auditorului extern. Furnizarea serviciilor non - audit permise de către auditorul extern se poate realiza doar cu aprobarea Consiliului de Supraveghere, în baza recomandării Comitetului de audit, având ca referință LEGE nr. 162 din 6 iulie 2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și REGULAMENTUL (UE) NR. 537/2014 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI din 16 aprilie 2014 privind cerințe specifice referitoare la auditul statutar al entităților de interes public. Urmează ca în perioada următoare să fie finalizată și implementată politica/procedura privind furnizarea serviciilor non audit permise de către auditorul extern.

B.2., 4	Comitetul de Audit trebuie să discute planul anual de lucru cu auditorul extern, acoperind sfera și materialitatea activităților care urmează să fie auditate. Comitetul de Audit trebuie să se întâlnească cu auditorul extern ori de câte ori este necesar pentru a discuta problemele identificate și pentru a monitoriza calitatea serviciilor furnizate.	✓		Conform ROF CS actualizat, Comitetul de Audit discuta planul anual de lucru cu auditorul extern, acoperind sfera și materialitatea activităților care urmează să fie auditate. Comitetul de Audit se întâlnește cu auditorul extern ori de câte ori este necesar pentru a discuta problemele identificate și pentru a monitoriza calitatea serviciilor furnizate, dar cel puțin de două ori pe an cu ocazia întocmirii rezultatelor semestriale și anuale, când se asigură de diseminarea acestora către acționari și publicul larg.

B.3. Consiliul trebuie să asigure independența funcției de audit intern. Funcția de audit intern a Societății trebuie să ofere asigurare independentă și obiectivă cu privire la eficacitatea cadrului de administrare a riscurilor și control intern.

B.3., 1	Consiliul trebuie să se asigure ca auditul intern are autoritatea, resursele și procedurile adecvate pentru a asista Consiliul în asigurarea eficacității și eficienței cadrului de administrare a riscurilor și de control intern al Societății.	✓		Auditul intern este realizat, conform Organigramei și ROF Hidroelectrica prin Departamentul Audit Public Intern, nivel care îi asigură autoritatea necesară la nivelul companiei. Conform Legii nr. 672 din 19 decembrie 2002 (*republicată*) privind auditul public intern, resursele și procedurile specifice se asigură în baza evaluărilor multianuale, reflectate prin Planurile multi/anuale de audit public intern, aprobate de Consiliul de Supraveghere (pentru anul 2025 Planul anual a fost aprobat prin Hotărârea nr 90/30.10.2024
B.3., 2	Pentru a asigura îndeplinirea funcțiilor de bază ale auditului intern, responsabilul de această funcție trebuie să fie numit și să raporteze funcțional direct Consiliului, prin intermediul Comitetului de Audit, care are sarcina de a aproba numirea și demiterea acestuia. Acest lucru nu aduce atingere raportării administrative către Directorul General și schimbului de informații cu conducerea executivă a Societății, în conformitate cu cerințele legale și standardele profesionale.	✓		Activitatea de audit public intern la nivelul Societății se desfășoară prin Departamentul Audit Public Intern, subordonat funcțional Consiliului de Supraveghere / Comitetului de Audit, conform Organigramei și ROF, respectându-se astfel cerința stabilită prin Legea nr. 672/2002, privind auditul public intern - art. 10 alin (1), republicată cu modificările și completările ulterioare, prin Regulamentul BVB și prin Standardele Internaționale de audit intern.
B.3., 3	Funcția de audit intern trebuie instituită în conformitate cu cerințele legale aplicabile și cu standardele industriei (de ex, ale Institute of Internal Auditors). Autoritatea de audit intern, componența, remunerarea, bugetul anual, procedurile de lucru și alte aspecte relevante vor fi reglementate într-un regulament intern de audit intern, aprobat de către Consiliu, ca urmare a recomandării Comitetului de Audit.	✓		Activitatea de audit public intern la nivelul Societății se desfășoară prin Departamentul Audit Public Intern, subordonat funcțional Consiliului de Supraveghere / Comitetului de Audit, conform Organigramei și ROF, respectându-se astfel cerința stabilită prin Legea nr. 672/2002, privind auditul public intern - art. 10 alin (1), republicată cu modificările și completările ulterioare, prin Regulamentul BVB și prin Standardele Internaționale de audit intern.

B.3., 4	Comitetul de Audit trebuie să convină asupra unui plan anual de lucru privind auditul intern împreună cu auditorul intern, să primească rapoarte de audit intern, actualizări privind aspectele-cheie ale auditului, să monitorizeze punerea în aplicare a recomandărilor de audit intern și să ofere orientările necesare.	✓		Conform procedurilor specifice de audit public intern, planul anual de audit se stabilește conform cerințelor legale menționate anterior, de către managerul departamentului audit public intern, cu consultarea prealabilă a Comitetului de Audit. Planul anual de audit se aproba prin Hotărâre a Consiliului de Supraveghere, iar derularea acestuia este raportată periodic și anual.

C: PERFORMANȚĂ, MOTIVAȚIE ȘI RECOMPENSĂ

C.1. Membrii Consiliului trebuie să primească o remunerație corespunzătoare volumului și importanței atribuțiilor și responsabilităților lor, mai degrabă decât performanței conducerii sau a Societății. Structura și cuantumul remunerației pentru membrul de Consiliu trebuie să permită Societății să atragă, să păstreze și să motiveze membrii de Consiliu competenți și calificați.

C.1., 1	Membrii de Consiliu trebuie să primească o remunerație, conform Politicii de remunerare a Societății. Membrii care fac parte și din comitetele Consiliului trebuie să primească remunerații suplimentare pentru această activitate. Dar, în niciun caz, remunerația nu va fi legată de numărul de ședințe ale Consiliului sau ale Comitetului.	✓		Conform prevederilor OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere este formată dintr-o indemnizație fixă lunară și alte beneficii. Indemnizația fixă lunară nu poate depăși de maximum două ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de societate, la nivel de clasă, conform clasificării activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii.

C.2. Consiliul trebuie să se asigure că există o politică și o procedură formală și transparentă pentru stabilirea remunerației conducerii executive, care să fie aliniată cu interesele pe termen lung ale Societății și cu strategia Societății. Această politică va fi prezentată AGA, cu titlu de aprobare, în conformitate cu cerințele legale.

C.2., 1	Consiliul trebuie să stabilească remunerația anuală a conducerii executive, pe baza recomandărilor Comitetului de Nominalizare și Remunerare și în conformitate cu Politica de remunerare a Societății. Politica de remunerare trebuie să fie elaborată în conformitate cu cerințele legale relevante.	✓		Conform prevederilor OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, membrii Directoratului beneficiază de o remunerație compusă dintr-o indemnizație fixă lunară, o indemnizație variabilă și alte beneficii. Indemnizația fixă lunară nu poate depăși de maximum 5 ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de societate, la nivel de clasă, conform clasificării activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii și stabilită de Consiliul de Supraveghere în conformitate cu prevederile legale în vigoare. Componenta variabilă se acordă anual și nu poate depăși de maximum două ori

				media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de societate, la nivel de clasă, conform clasificății activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii.
C.2., 2	Nivelurile de remunerare pentru membrii conducerii executive și indicatorii-cheie de performanță luați în considerare la stabilirea părții variabile (bazate pe performanță) a remunerației trebuie să fie stabilite în prealabil și să fie măsurabile și adecvate în raport cu strategia agreată și cu apetitul pentru risc, cu mediul economic în care Societatea își desfășoară activitatea, precum și cu remunerarea și condițiile angajaților din cadrul Societății. În special, acestea ar trebui să includă indicatori referitori la performanța nefinanciară și obiective de durabilitate adecvate.	✓		Conform prevederilor OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, gradul total de realizare poate fi: i. sub așteptări, în situația în care gradul total de realizare a ICP este de până la 85%; ii. conform așteptărilor, în situația în care gradul total de realizare a ICP este cuprins între 85% și 100%; iii. peste așteptări, în situația în care gradul total de realizare a ICP este de peste 100%. Ponderile ICP, care însumate reprezintă o cotă procentuală de 100%, se stabilesc conform modelului de mai jos: a) 50-75% ICP financiari; b) 25-50% ICP nefinanciari – operaționali.
C.2., 3	Acțiunile Societății și/sau opțiunile de cumpărare de acțiuni trebuie să reprezinte o parte semnificativă (de ex, nu mai puțin de 10%) din remunerația variabilă totală a membrului conducerii executive.		✓	Nu se aplica

D: RAPORTAREA ȘI RELAȚIA CU INVESTITORII

D.1. Societatea trebuie să asigure comunicarea adecvată cu acționarii, investitorii, autoritățile de reglementare și alte părți interesate și să stabilească sisteme adecvate pentru raportarea financiară și de durabilitate.

D.1., 1	Societatea trebuie să se asigure că furnizează informații financiare și operaționale exacte, complete și în timp util, inclusiv rapoarte trimestriale, semestriale și anuale, precum și rapoarte curente. Societățile trebuie să se asigure că toate informațiile relevante sunt ușor accesibile investitorilor, inclusiv prin intermediul site-ului web al Societății și al altor surse de informare publică, după caz.	✓		Informațiile relevante investitorilor, inclusiv raportările periodice, sunt publicate conform Calendarului Financiar și sunt disponibile pe website-ul companiei, www.hidroelectrica.ro , secțiunea <i>Relația cu Investitorii</i> .
D.1., 2	Este recomandabil ca Societatea să aibă o funcție de relația cu investitorii (IR) și trebuie să numească o persoană dedicată responsabilă de funcția de IR. Datele de contact ale persoanei sau persoanelor responsabile cu funcția de IR vor fi disponibile pe website-ul Societății. Funcția de IR va raporta direct Directorului General/Directorului Financiar, subliniind importanța sa în ierarhia Societății și accentuând rolul său central în gestionarea și comunicarea angajamentelor și statutului Societății pe piața de capital. Societatea trebuie să organizeze cursuri de	✓		Societatea are în componența organizatorică un Serviciu dedicat relației cu investitorii, care se subordonează Președintelui Directoratului, prin Departamentul M&A și Relația cu Investitorii.

	inițiere și instruire periodică, dacă este necesar, pentru funcția de IR, adaptate nevoilor și responsabilităților specifice ale acesteia.			
D.1., 3	Societatea trebuie să includă pe site-ul său web o secțiune dedicată Relației cu Investitorii, cu toate informațiile relevante de interes pentru investitori, disponibile atât în limba română, cât și în limba engleză.	✓		Pe website-ului Societatii, există o secțiune dedicată acestei activități, <i>Relația cu Investitorii</i> , care conține toate documentele relevante, în Limba Română și în Limba Engleză.
D.1., 3	Societatea trebuie să includă în secțiunea dedicată Relației cu Investitorii: • Principalele reglementări corporative: actul constitutiv actualizat, procedurile AGA, regulamentul intern al Consiliului și regulamentele interne ale comitetelor Consiliului;	✓		Actul Constitutiv și Procedura privind Organizarea și Desfășurarea Sedintelor AGA sunt disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii – Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă</i> . Regulamentele CS și ale comitetelor sunt disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Despre noi – Conducere</i> .
D.1., 3	Societatea trebuie să includă în secțiunea dedicată Relației cu Investitorii: • Lista membrilor actuali ai Consiliului, ai comitetelor Consiliului și ai Conducerii executive, cu menționarea statutului lor de independență actualizat, CV-urile profesionale (conținând cel puțin: numele, prenumele, genul, naționalitatea, vârsta; experiența profesională pe ani, funcția și societatea; studiile, domeniu de studiu și instituția academică sau profesională care acordă diploma), alte angajamente profesionale, inclusiv funcții executive și neexecutive în consilii de administrație în societăți, organizații non-profit și instituții de stat; relația cu acționarii care dețin cel puțin 5% din drepturile de vot/acțiunile emise de Societate; durata numirii membrilor Consiliului, a comitetelor și a conducerii executive, precizând data de la care au fost numiți;	✓		Disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Despre noi – Conducere</i> .
D.1., 3	Societatea trebuie să includă în secțiunea dedicată Relației cu Investitorii: • Rapoarte curente și periodice (rapoarte trimestriale, semestriale și anuale);	✓		Disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii – Rezultate și Rapoarte</i> .
D.1., 3	Societatea trebuie să includă în secțiunea dedicată Relației cu Investitorii: • Informații referitoare la AGA: ordinea de zi, materialele suport și hotărârile luate; procedura pentru desfășurarea AGA; Politica de Nominalizare, împreună cu CV-urile profesionale (conținând cel puțin: numele, prenumele, genul, naționalitatea, vârsta; experiența profesională pe ani, funcția și societatea; studiile, domeniu de studiu și instituția academică sau profesională care acordă diploma), precum și orice altă informație precizată la A.3., 3; canalele de comunicare prin care acționarii pot adresa întrebări Societății; răspunsurile la întrebările acționarilor legate de ordinea de zi; declarațiile de independență ale candidaților la Consiliu și evaluările făcute de Comitetul de Nominalizare și Remunerare/Consiliu pentru candidați, inclusiv	✓		Disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii – Adunarea Generală a Acționarilor</i> .

	privind respectarea criteriilor de independență de către aceștia;				
D.1., 3	Societatea trebuie să includă în secțiunea dedicată Relației cu Investitorii: • Informații privind evaluarea Consiliului, realizată conform prevederii A.5., 7 inclusiv criteriile și procesul de evaluare, precum și un rezumat al rezultatelor evaluării și al acțiunilor care au fost sau vor fi întreprinse ca rezultat al evaluării;	✓			Informații privind evaluarea anuală CS sunt incluse în capitolul Raportul Consiliului de Supraveghere .
D.1., 3	Societatea trebuie să includă în secțiunea dedicată Relației cu Investitorii: • Informații despre evenimentele corporative, cum ar fi plata dividendelor și a altor distribuții către acționari sau alte evenimente care conduc la dobândirea sau limitarea drepturilor unui acționar, inclusiv termenele și principiile aplicate unor astfel de operațiuni. Aceste informații trebuie publicate într-un interval de timp care să permită investitorilor să ia decizii de investiții;	✓			Disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii</i> .
D.1., 3	Societatea trebuie să includă în secțiunea dedicată Relației cu Investitorii: • Politicile corporative, printre care Codul de conduită, Politica de dividende, Politica de remunerare, Politica de prognoză, Politica de comunicare cu investitorii, Politica de responsabilitate socială (CSR) / sponsorizare, Politica pentru tranzacțiile cu părți afiliate, Politica pentru diversitate, echitate și incluziune și Politica de whistleblowing (dacă nu este deja parte a Codului de Conduită);		✓		Disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii – Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă</i> .
D.1., 4	Societatea trebuie să organizeze cel puțin două întâlniri / conferințe telefonice cu analiști și investitori în fiecare an. Informațiile prezentate cu aceste ocazii trebuie publicate în secțiunea IR a website-ului Societății la momentul întâlnirilor/teleconferințelor.	✓			Societatea organizează teleconferințe cu analiștii și investitorii pentru fiecare raportare financiară, minim 4 teleconferințe/an. Informațiile aferente, precum și datele de conectare sunt disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii – Rezultate și Rapoarte</i> .
D.1., 5	Societatea trebuie să dezvăluie aspectele non-financiare și de durabilitate semnificative și raportabile, cu accent pe problemele de mediu, sociale și de guvernanță (ESG) ale afacerii și operațiunilor sale, în conformitate cu standardul recunoscut de raportare a durabilității. Declarațiile de durabilitate ale Societății vor fi publicate pe website-ul său.	✓			Declarația de Durabilitate face parte integrantă din Raportul Anual și se publică pe website-ul companiei la data convocării Adunării Generale Anuale a Acționarilor.
D.1., 6	Societatea trebuie să aibă o politică CSR/sponsorizare pentru a ghida activitatea în domeniul susținerii activităților CSR și sponsorizării.	✓			Disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii – Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă</i> .

D.2. Societatea trebuie să asigure tratamentul corect și echitabil al tuturor acționarilor, precum și disponibilitatea mijloacelor și informațiilor necesare pentru a le permite acționarilor să își exercite drepturile în raport cu Societatea.

D.2., 1	Societatea trebuie să aibă o politică de dividende ca un set de direcții pe care Societatea intenționează să le urmeze în ceea ce privește distribuirea profitului net.	✓			Disponibile pe website-ul Societății, secțiunea <i>Relația cu Investitorii – Guvernanță Corporativă – Documente Guvernanță Corporativă</i> .

D.2., 2	Procedura pentru desfășurarea AGA nu trebuie să restricționeze participarea acționarilor la AGA și exercitarea drepturilor acestora. Modificările procedurii pentru desfășurarea AGA trebuie să intre în vigoare, cel mai devreme, de la următoarea AGA.	✓			Societatea a adoptat Procedura privind organizarea și Desfășurarea Ședințelor AGA, prin care acționarii au posibilitatea să participe în cadrul ședințelor prin toate mijloacele legale, inclusiv prin intermediul mijloacelor electronice, prin platforma eVote.
D.2., 3	Auditorii externi trebuie să participe la AGA în care le sunt prezentate rapoartele, pentru a răspunde la întrebările acționarilor.	✓			Auditorul financiar extern va fi prezent la adunarea generală a acționarilor în care vor fi aprobate situațiile financiare și prezentate rapoartele de audit aferente acestora.
D.2., 4	Consiliul trebuie să prezinte la AGA anuală un rezumat al evaluării caracterului adecvat și al eficacității cadrului de administrare a riscurilor și control intern, conform informațiilor incidente incluse în raportul anual.	✓			-
D.2., 5	Societatea trebuie să stimuleze angajamentul față de acționari și investitori prin: • Încurajarea participării active a acționarilor la Adunările Generale ale Acționarilor, inclusiv asigurarea condițiilor pentru participarea virtuală; • Organizarea de informări și actualizări periodice pentru investitori, în special în timpul evenimentelor corporative semnificative; • Stabilirea canalelor prin care acționarii să ofere feedback și să pună întrebări, asigurându-se că răspunsurile sunt oferite la timp și cuprinzătoare.	✓			Acționarii Societății au posibilitatea de a participa în cadrul Adunărilor Generale ale Acționarilor prin intermediul platformei de vot electronic, eVote. Acționarii sunt informați cu privire la noutățile relevante prin intermediul canalelor oficiale și prin lista de distribuție. De asemenea, acționarii pot adresa întrebări în cadrul ședințelor AGOA, sau pe adresa de email ir@hidroelectrica.ro .
D.2., 6	Orice profesionist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la AGA la invitația prealabilă a Președintelui Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot participa, de asemenea, la AGA, cu excepția cazului în care Președintele decide altfel.	✓			Jurnaliștii acreditați pot să participe la adunarea generală a acționarilor cu condiția ca Președintele Directoratului să aprobe prezența acestora.

E: DURABILITATE SI PARTILE INTERESATE

E.1. Societatea trebuie să integreze aspectele de durabilitate în strategia sa și să atenueze orice impact material negativ social și de mediu al operațiunilor sale, în măsura în care este posibil.

E.1., 1	Consiliul trebuie să se asigure că durabilitatea, considerentele de mediu și sociale sunt integrate în strategia și operațiunile Societății, în administrarea riscurilor și în practicile de remunerare și supraveghează această integrare. Un comitet specializat în materie de durabilitate sau unul dintre comitetele permanente ale Consiliului asistă Consiliul în îndeplinirea acestor sarcini.	✓			Aspectele de durabilitate sunt integrate în strategia și modelul de afaceri al Societății, inclusiv prin Planul de Administrare 2023–2027 și Strategia de sustenabilitate. La nivelul Consiliului de Supraveghere funcționează Comitetul de Guvernanță și Sustenabilitate, care monitorizează implementarea strategiei ESG, analiza impacturilor, riscurilor și oportunităților (IRO) și integrarea acestora în procesele decizionale și de management al riscurilor.

E.1., 2	Consiliul trebuie să se asigure că operațiunile Societății se derulează în conformitate cu standardele naționale și internaționale de E&S și că politicile E&S ale Societății sunt în concordanță cu obiectivele sale pe termen lung. În special, Societatea trebuie să dețină documente interne referitoare la responsabilitățile sale pe aspecte de mediu și sociale, precum și politici și proceduri care îi permit să identifice factorii semnificativi și să evalueze impactul asupra activităților Societății.	✓			Societatea desfășoară activități în conformitate cu standardele naționale și internaționale de mediu și sociale, inclusiv cerințele ESRS, legislația UE și standardele ISO relevante (ex. ISO 14001, ISO 45001). Există politici și proceduri interne care permit identificarea și evaluarea impacturilor asupra mediului și societății, inclusiv prin analiza de dublă materialitate și prin sistemul de management integrat.
E.1., 3	Ori de câte ori o decizie care urmează să fie luată de Consiliu are un potențial impact semnificativ și negativ în sfera E&S, Consiliul trebuie să primească de la conducerea executivă (i) o analiză a modului în care această decizie este aliniată cu obiectivele de durabilitate ale Societății și cu politicile E&S sau (ii) propunerea de măsuri de atenuare a impactului negativ E&S.	✓			Impacturile de mediu și sociale sunt analizate în cadrul proceselor interne, în special prin analiza de dublă materialitate și în cadrul procedurilor de reglementare și avizare. Rezultatele acestei analize sunt integrate progresiv în strategia de afaceri și în procesele decizionale. Integrarea completă a impacturilor ESG în toate procesele decizionale și în sistemul de management al riscurilor este în curs de consolidare.
E.2. Societatea trebuie să aibă un proces de identificare a părților interesate afectate de operațiunile Societății. Consiliul trebuie să ia în considerare interesele părților interesate și să se asigure că există o comunicare activă între Societate și părțile interesate.					
E.2., 1	Consiliul trebuie să se asigure că există un proces formal de identificare a părților interesate ale Societății, inclusiv investitori, creditori, clienți, angajați și furnizori, precum și abordări specifice pentru implicarea părților interesate prioritare.	✓			Societatea are un proces structurat de identificare și implicare a părților interesate, inclusiv angajați, investitori, clienți, furnizori, autorități, comunități locale și ONG-uri. Acest proces este realizat în special prin analiza de dublă materialitate, care include consultarea directă a stakeholderilor (ex. chestionare, workshop-uri, interviuri) și integrarea rezultatelor în strategia de sustenabilitate și în modelul de afaceri.
E.3. Consiliul trebuie să adopte un Cod de conduită (Cod de etică) cu un domeniu de aplicare adecvat, care să includă principii directoare care să reflecte angajamentul Societății față de etică, integritate și calitatea performanței.					
E.3., 1	Consiliul trebuie să elaboreze o declarație de scop și o declarație de viziune, precum și să articuleze valorile Societății, astfel încât întreaga organizație să înțeleagă direcția strategică a Societății.	✓			Societatea are definite direcții strategice și principii de funcționare prin documente interne relevante, inclusiv Planul de Administrare 2023–2027 și Strategia de sustenabilitate, care reflectă viziunea, obiectivele și valorile organizației. Acestea sunt completate de politici și angajamente asumate la nivel de grup (ex. principiile UN Global Compact, obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU și Codul de Guvernanță Corporativă al BVB), care promovează etica, integritatea și responsabilitatea în desfășurarea activităților. Aceste elemente sunt comunicate la nivel organizațional și contribuie la alinierea angajaților la direcția strategică a Societății.

E.3., 2	Consiliul trebuie să adopte un Cod de Conduită pentru membrii Consiliului, conducerea executivă și angajații Societății, cu dispoziții clare menite să prevină și să sancționeze fraudă și mită. Consiliul nu trebuie să permită nicio derogare de la cerințele de etică pentru niciun membru al Consiliului, al conducerii executive sau angajat.	✓		Societatea a adoptat un Cod de conduită (Cod de etică) aplicabil membrilor organelor de conducere, managementului executiv și angajaților, care stabilește principiile de integritate, etică profesională și conformare legală. Codul include prevederi privind prevenirea și combaterea corupției, fraudei și mitei, precum și reguli de conduită în relațiile de afaceri. Respectarea Codului de conduită este obligatorie la nivelul întregii organizații, iar încălcarea prevederilor acestuia este supusă măsurilor disciplinare conform reglementărilor interne. Societatea promovează o cultură organizațională bazată pe etică și nu tolerează abateri de la principiile stabilite.
E.3., 3	Consiliul trebuie să se asigure că politicile din Codul de Conduită sunt integrate în practicile Societății și încorporate în procesul de integrare în Societate al noilor angajați. Consiliul trebuie să asigure punerea în aplicare și monitorizarea eficientă a respectării Codului de Conduită și să îl revizuiască periodic.	✓		Principiile și politicile prevăzute în Codul de conduită sunt reflectate în practicile curente ale Societății și sunt susținute prin politici interne, proceduri operaționale și programe de instruire a angajaților. Societatea desfășoară activități de formare și conștientizare în domeniul eticii, conformării și sustenabilității, inclusiv pentru personalul existent. Implementarea și respectarea principiilor de conduită sunt monitorizate prin mecanisme interne de control și guvernanță, inclusiv prin procese de audit intern și conformare. Politicile interne sunt supuse proceselor de actualizare și îmbunătățire continuă, în funcție de evoluțiile cadrului de reglementare, ale practicilor interne ale practicilor interne și ale cerințelor de conformare.

6. Date operaționale

6.1. Segmente operaționale

6.1.1. Activitatea de Producere de energie electrică

Gestionarea rezervelor de energie din marile acumulări

Gestionarea rezervei energetice s-a făcut în condiții de hidraulicitate deficitară pentru toată perioada anului 2025. Principalele obiective privind gestionarea rezervelor au fost încadrarea în programele convenite lunar cu ANAR și posibilitatea încadrării în programul de iarnă aprobat prin HG1222/02.10.2024 și HG916/30.10.2025.

Producția brută de energie a Grupului Hidroelectrica pentru anul 2025 a fost de 12.215 GWh, cu 2.009 GWh mai puțin față de anul precedent, când energia produsă a fost de 14.224 GWh.

Situația amenajărilor cap de cascadă

	Grad de umplere la volum util (%)	Volum util total (milioane mc)	Rezervă energetică (GWh)
2025	66,14%	1.723,94	2.099,27
2024	56,49%	1.472,31	1.858,63

Sursa: Hidroelectrica

Coeficient de disponibilitate (%) al hidroagregatelor cu $P_i > 10$ MW pentru anul 2025

	2025	2024
SH CLUJ	55,19%	87.92%
SH CURTEA DE ARGEȘ	68,39%	86.71%
SH HAȚEG	87,42%	89.57%
SH PORȚILE DE FIER	86,96%	85.91%
SH RÂMNICU VÂLCEA	91,75%	91.78%
SH SEBEȘ	91,46%	92.85%
Total HIDROELECTRICA	85,67%	90.54%

Sursa: Hidroelectrica

Puterea disponibilă și asigurată

	Puterea instalată	Reduceri permanente	Puterea disponibilă	Puterea asigurată
2025	6,2	0,2	6	5
2024	6,2	0,2	6	5,1

*Raportarea este pentru CHE cu $P_i > 4$ MW aflate în licență de exploatare comercial

Sursa: Hidroelectrica

6.1.2. Activitatea de Trading - Vânzarea angro a energiei electrice

În anul 2025, tranzacționarea energiei electrice pe piața angro a înregistrat o dinamică descendentă care a reflectat atât diminuarea producției disponibile (în contextul celui mai deficitar an hidrologic înregistrat în ultimii 30 ani), cât și implementarea unei strategii prudente de management al portofoliului, orientate către securizarea obligațiilor din portofoliul de retail.

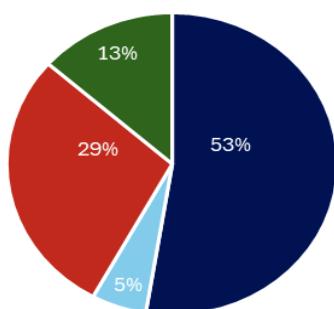
Pe termen scurt, energia electrică a fost tranzacționată pe PZU în scopul optimizării programului de funcționare și pentru a gestiona eficient abaterile de la prognozele hidrologice. Pentru anul 2025, cantitatea totală vândută pe acest segment a reprezentat 29% din totalul cantității livrate în anul 2025 pe piața angro.

De asemenea, Hidroelectrica a tranzacționat forward în mod transparent și concurențial energia electrică disponibilă la vânzare, atât prin intermediul platformelor administrate de cei doi operatori de piață (OPCOM și BRM), cât și prin intermediul contractelor bilaterale direct negociate (ND).

Pe fondul unei hidraulicități extrem de deficitare, echipa de trading a monitorizat în permanență oportunitățile de achiziție din piață în vederea optimizării și protejării resursei primare. În același timp, prin analiza de specialitate a ofertelor profilate de vânzare transmise de către parteneri, s-a asigurat un suport tehnic esențial în vederea reducerii costului de achiziție pentru acoperirea obligațiilor contractuale din retail.

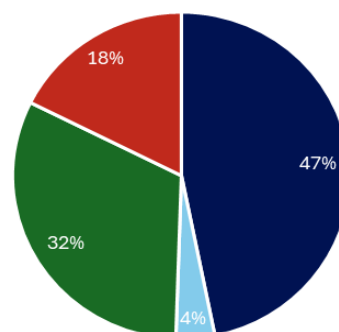
Structura vânzărilor de energie electrică pe piața angro efectuate în anul 2025 este prezentată în graficele de mai jos:

Structura cantitativa a vanzarilor in anul 2025



■ Piete centralizate ■ Negociere Directa ■ PZU+PI ■ PE+Dez

Structura valorica a vanzarilor in anul 2025



■ Piete centralizate ■ Negociere Directa ■ PZU+PI ■ PE+Dez

Sursa: Hidroelectrica

6.1.3. Activitatea de Furnizare a Energiei Electrice

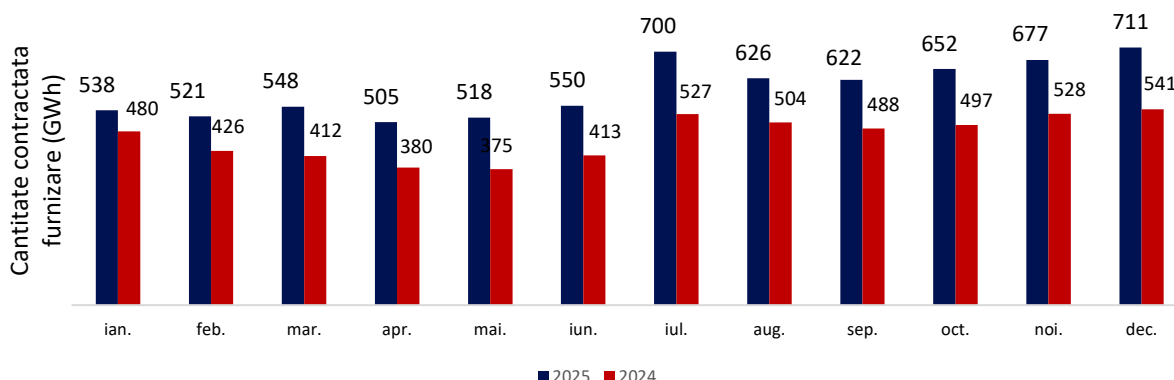
Hidroelectrica desfășoară activitatea de furnizare a energiei electrice în baza Licenței de furnizare nr. 2215/2020, actualizată prin Decizia ANRE nr. 718/06.06.2020, cu valabilitate de 10 ani. În acest context, Departamentul Furnizare își desfășoară activitatea reflectând respectarea drepturilor și obligațiilor menționate în licență.

Furnizarea de energie electrică include procesele de ofertare, contractare, facturare, încasare, informarea clienților, preluare și rezolvare reclamații/sesizări/cereri privind natura serviciilor prestate, recuperare creanțe. Toate aceste procese se aliniază la prevederile legale primare și ale A.N.R.E.

În prezent, activitatea de furnizare trece printr-un proces de creștere și transformare semnificativă, de îmbunătățire a performanțelor operaționale, într-o perioadă în care piața de energie a trecut, la rândul ei, prin modificări semnificative.

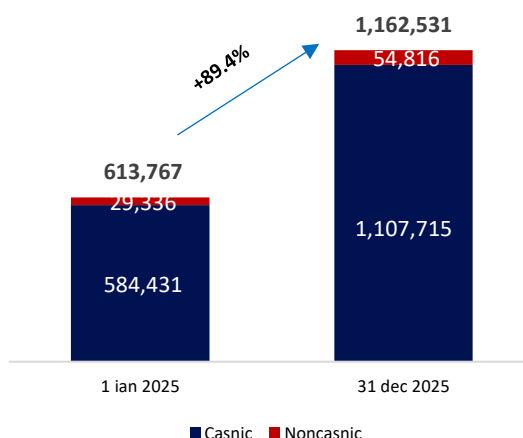
Creșterea cantității de energie electrică

Cantitățile lunare contractate pentru anul 2025 au avut o creștere semnificativă, acest lucru datorându-se preluării în portofoliu a unor clienți cu un consum lunar important de energie electrică și a unui număr mare de clienți casnici.



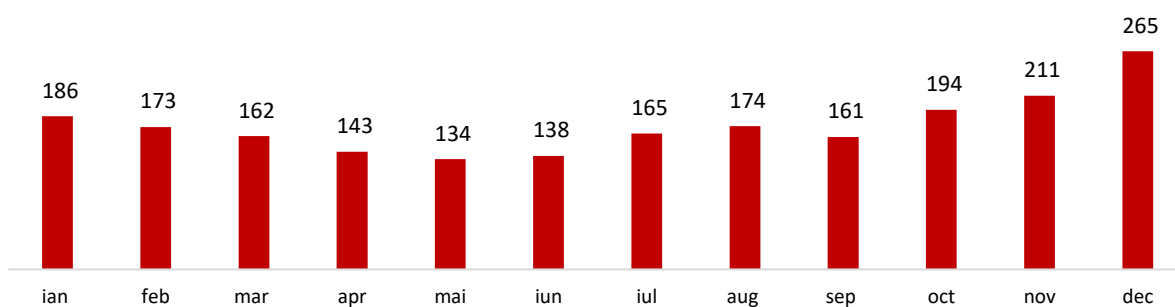
Sursa: Hidroelectrica

Evoluția Numărului de Locuri de Consum înregistrate la data de 31 decembrie 2025 comparativ cu data de 1 ianuarie 2025 este prezentată astfel:



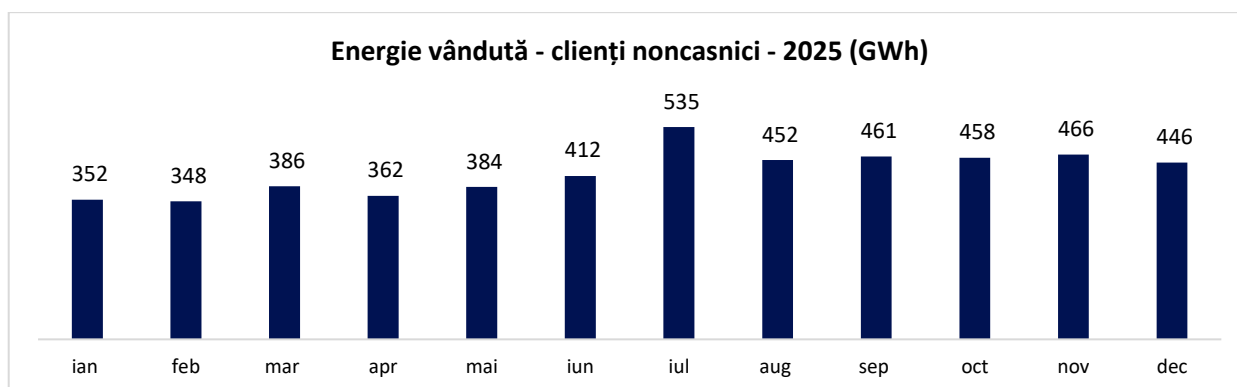
Sursa: Hidroelectrica

Energie vândută - clienți casnici - 2025 (GWh)



Sursa: Hidroelectrica

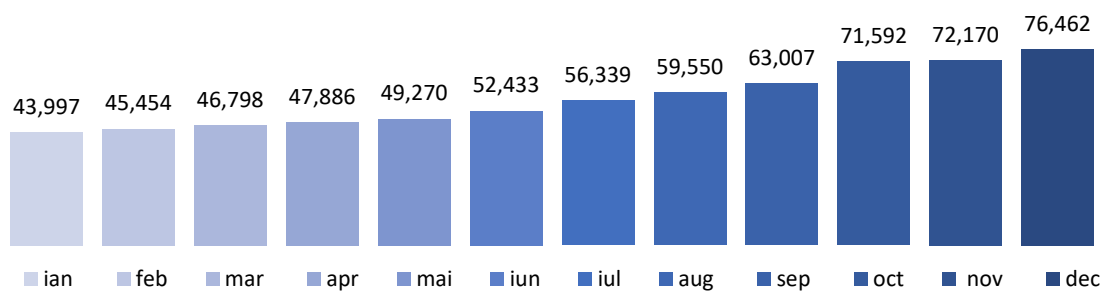
Energie vândută - clienți noncasnici - 2025 (GWh)



Sursa: Hidroelectrica

Numărul prosumatorilor a crescut exponențial datorită implementării sistemului de contractare automatizat din portalul de contractare.

Evoluția nr. de prosumatori - 2025



Sursa: Hidroelectrica

6.2. Activitatea de Mentenanță

Activitatea de mentenanță - echipamente

În anul 2025, au fost programate a se executa servicii/ lucrări de mentenanță la echipamentele și instalațiile din amenajările hidroenergetice și cele aferente parcului eolian Crucea în valoare de 454 milioane RON. Valoarea programată a corespuns unui număr de 5.225 lucrări tip de mentenanță planificată la care se adaugă lucrările de mentenanță cu caracter neplanificat (corectiv).

Valoarea contractată a fost 447 milioane RON, corespunzătoare unui număr de 5.184 lucrări tip de mentenanță planificată și mentenanță cu caracter neplanificat (corectiv), fiind decontate servicii/ lucrări de mentenanță la echipamente în valoare de 386,6 milioane RON, corespunzătoare unui număr de 4.962 lucrări tip de mentenanță planificată și mentenanță cu caracter neplanificat (corectiv).

Principalul furnizor de servicii de mentenanță echipamente al Societății este Societatea de Servicii Hidroenergetice „Hidroserv” S.A. în calitate de întreprindere afiliată. Valoarea contractată cu SSH Hidroserv a fost de 350 milioane RON, fiind decontată valoarea de 307 milioane RON.

Serviciile/lucrările de mentenanță cu caracter neplanificat (corectiv) decontate în anul 2025, atât cu Hidroserv cât și cu alți executanți, au fost în valoare de 56,45 milioane RON (din care 29,76 milioane RON servicii/ lucrări suplimentare la lucrările tip planificate) din total valoare de 386,6 milioane RON decontată în anul 2025.

De menționat este faptul că, până la data de 31 decembrie 2025, au fost executate toate lucrările de mentenanță necesare funcționării în condiții de siguranță a instalațiilor și echipamentelor din amenajările hidroenergetice.

Realizări mentenanță echipamente în anul 2025 – stadiu fizic, comparativ cu anul 2024

Sucursala	2025				2024			
	Număr lucrări estimate	Număr lucrări contractate	Număr lucrări realizate	Procent realizare	Număr lucrări estimate	Număr lucrări contractate	Număr lucrări realizate	Procent realizare
PORTILE DE FIER	768	763	741	96,48%	768	762	733	95,44%
HATEG	445	445	439	98,65%	585	578	565	96,58%
BISTRITA	356	355	353	99,16%	410	406	406	99,02%
CURTEA DE ARGES	1.129	1.121	1.039	92,03%	1.224	1.222	1.125	91,91%
RAMNICU VALCEA	1.180	1161	1097	92,97%	1.019	979	894	87,73%
CLUJ	605	604	590	97,52%	690	679	645	93,48%
SEBES	537	531	499	92,92%	530	528	520	98,11%
WIND	203	202	202	99,51%	197	161	159	80,71%
EXECUTIV	2	2	2	100,00%	3	3	3	100,00%
TOTAL	5.225	5.184	4.962	94,97%	5.426	5.318	5.050	93,07%

Sursa: Hidroelectrica

Realizări valorice mentenanță echipamente în anul 2025, comparativ cu anul 2024

milioane RON

Sucursală	2025						2024					
	Valoare lucrări estimate		Valoare lucrări contractate		Valoare lucrări realizate		Valoare lucrări estimate		Valoare lucrări contractate		Valoare lucrări realizate	
	TOTAL	Din care HIDRO SERV	TOTAL	Din care HIDRO SERV	TOTAL	Din care HIDRO SERV	TOTAL	Din care HIDRO SERV	TOTAL	Din care HIDRO SERV	TOTAL	Din care HIDRO SERV
PORTILE DE FIER	125,76	98,62	122,98	98,27	102,81	85,19	100,45	86,36	99,79	86,32	91,83	76,21
HATEG	49,44	37,25	48,97	37,18	39,93	32,93	34,17	32,46	33,24	32,3	26,74	25,91
BISTRITA	45,22	36,79	44,94	36,79	41,77	33,76	37,2	32,68	36,67	32,68	33,86	30,12
CURTEA DE ARGES	66,95	48,11	66,88	48,09	53,14	35,98	39,86	37,58	38,83	37,56	32,39	31,54
RAMNICU VALCEA	67,89	59,78	65,51	58,70	60,88	54,78	78,79	66,61	75,62	65,71	63,15	54,27
CLUJ	31,99	31,69	32,01	31,69	28,31	28,01	38,11	36,99	36,8	36,06	30,77	30,08
SEBES	41,97	39,79	41,11	39,58	38,02	36,60	36,35	31,56	36,03	31,56	29,98	25,53
WIND	24,91	-	24,80	-	21,75	-	22,63	0	21,27	0	15,03	0
EXECUTIV	0,006	-	0,006	-	0,006	-	0,008	0	0,007	0	0,007	0
TOTAL	454,12	352,02	447,21	350,29	386,60	307,26	387,56	324,24	378,25	322,18	323,76	273,66

Sursa: Hidroelectrica

În anul 2025 au fost programate lucrări de mentenanță la un număr de 78 hidroagregate, fiind contractate toate lucrările tip programate. La 31 decembrie 2025 au fost finalizate 64 de lucrări tip de mentenanță la hidroagregate, 13 fiind în curs de execuție, 1 lucrare tip la hidroagregate a fost reprogramată în anul 2026. Astfel, din totalul de 386,6 milioane RON de lucrări mentenanță echipamente realizate în 2025, 145 milioane RON (a se vedea tabelul următor) reprezintă mentenanța aferentă lucrărilor realizate la hidroagregate.

Realizări fizic/valoric lucrări de mentenanță la hidroagregate în anul 2025 comparativ cu anul 2024

milioane RON

SUCURSALA	Mentenanță la Hidroagregate – 2025						Mentenanță la Hidroagregate – 2024					
	ESTIMATE		CONTRACTAT		REALIZAT		ESTIMATE		CONTRACTAT		REALIZAT	
	Număr	Valoare	Număr	Valoare	Număr	Valoare*	Număr	Valoare	Număr	Valoare	Număr	Valoare*
PORTILE DE FIER	16	47,52	16	47,38	16	41,59	20	44,64	20	44,68	17	18,55
HATEG	9	22,93	9	22,93	9	17,51	11	9,36	11	9,36	11	8,93
BISTRITA	15	17,87	15	17,87	15	17,52	14	13,83	14	13,83	13	8,50
CURTEA DE ARGES	7	30,37	7	30,37	6	31,06	12	9,67	12	9,67	11	6,46
RAMNICU VALCEA	18	18,40	18	18,38	18	19,00	24	24,68	24	24,68	21	17,28
CLUJ	5	8,19	5	8,19	5	5,75	5	13,11	5	12,79	3	4,61
SEBES	8	11,76	8	11,76	8	12,66	8	15,10	8	15,1	6	4,3
TOTAL	78	157,04	78	156,88	77	145,08	94	130,39	94	130,11	82	68,63

* valoarea realizată conține inclusiv lucrările suplimentare efectuate, decontate din fonduri de mentenanță corectivă

Sursa: Hidroelectrica

6.3. Activitatea de mentenanță - construcții și urmărirea comportării construcțiilor hidroenergetice („UCCH”)

Pentru anul 2025, a fost întocmit programul de mentenanță construcții, în valoare de 86,06 milioane RON, executate cu terți, fiind programate un număr de 275 lucrări de mentenanță cu terți. La data de 31 decembrie 2025, au fost contractate lucrări cu terți în valoare de 77,40 milioane RON, fiind realizate lucrări de mentenanță construcții cu terți în valoare de 57,50 milioane RON.

Din punct de vedere al lucrărilor cu capitalizare (CAPEX), până la 31 decembrie 2025 au fost realizate lucrări în valoare de 31,64 milioane RON, reprezentând 79,11% din lucrările cu capitalizare estimate.

Lucrările de mentenanță construcții realizate în anul 2025, comparativ cu anul 2024

Stadiu fizic

Nr. Crt.	Sucursala	Cumulat 2025				Cumulat 2024			
		Număr lucrări estimate conform PAM 2025	Număr lucrări contractate	Număr lucrări realizate	Procent realizare 2025	Număr lucrări estimate conform PAM 2024	Număr lucrări contractate	Număr lucrări realizate	Procent realizare 2024
1	PORTILE DE FIER	42	41	38	90,48%	32	32	32	100,00%
2	HATEG	34	32	31	91,18%	36	36	36	100,00%
3	BISTRITA	17	14	14	82,35%	28	28	28	100,00%
4	CURTEA DE ARGES	41	40	37	90,24%	40	39	34	85,00%
5	RAMNICU VALCEA	83	79	77	92,77%	15	15	14	93,33%
6	CLUJ	20	18	12	60,00%	29	26	24	82,76%
7	SEBES	34	31	25	73,53%	42	39	35	83,33%
8	WIND	4	3	3	75,00%	6	2	2	33,33%
TOTAL		275	258	237	86,18%	228	217	205	89,91%

Sursa: Hidroelectrica

Realizări valorice

Nr. Crt.	Sucursala	Cumulat 2025				Cumulat 2024			
		Valoare lucrări estimate PAM 2025	Valoare lucrări contractate	Valoare lucrări realizate	Procent realizare 2025	Valoare lucrări estimate PAM 2024	Valoare lucrări contractate	Valoare lucrări realizate	Procent realizare 2024
1	PORTILE DE FIER	12,12	11,29	10,16	83,81%	24,68	22,86	17,74	71,88%
2	HATEG	18,89	17,80	17,11	90,59%	15,29	15,19	10,63	69,52%
3	BISTRITA	9,62	8,72	3,16	32,87%	7,8	7,47	7,27	93,21%
4	CURTEA DE ARGES	14,78	14,40	8,81	59,56%	6,54	6,15	5,84	89,30%
5	RAMNICU VALCEA	18,66	14,81	12,73	68,21%	6,28	5,02	3,83	60,99%
6	CLUJ	5,60	5,01	1,75	31,31%	2,48	1,28	0,74	29,84%
7	SEBES	5,42	5,18	3,60	66,39%	5,98	5,74	5,57	93,14%
8	WIND	0,96	0,19	0,18	18,65%	0,89	0,28	0,23	25,84%
TOTAL		86,06	77,40	57,50	66,81%	69,94	63,99	51,86	74,15%

Sursa: Hidroelectrica

6.4. Activitatea de Investiții

Strategia Investițională a S.P.E.E.H. Hidroelectrica SA cuprinde proiecte hidroenergetice aflate în derulare, proiecte noi de diversificare a portofoliului de afaceri și proiecte de re tehnologizare și modernizare a structurilor, instalațiilor/sistemelor, ansamblurilor/subansamblelor, echipamentelor și componentelor capacităților de producție a energiei electrice, încadrate în categoria mijloace fixe.

Hidroelectrica și-a afirmat în ultimii ani intenția de a-și păstra interesele în zona energiei regenerabile, păstrarea etichetei de companie verde 100% aflându-se în centrul valorilor societății.

În acest spirit, toate proiectele de dezvoltare au ca punct de convergență tehnologiile ecologice și sustenabile de producție. Acestea, deși sunt în bună parte destinate zonei hidro și amenajării potențialului hidrografic național, nu se limitează aici. Societatea este interesată de investiții în parcuri eoliene onshore și offshore, parcuri fotovoltaice, producția de hidrogen prin hidroliză.

Hidroelectrica înțelege prioritățile SEN, precum și nevoia urgentă de a adăuga noi capacități în infrastructura energetică națională și este dispusă să mobilizeze resursele în acest sens. În acest sens, societatea și-a propus și face eforturi susținute pentru finalizarea obiectivelor de investiții aflate în diverse stadii de execuție și care ar pune într-un termen relativ scurt un plus de energie semnificativ în SEN.

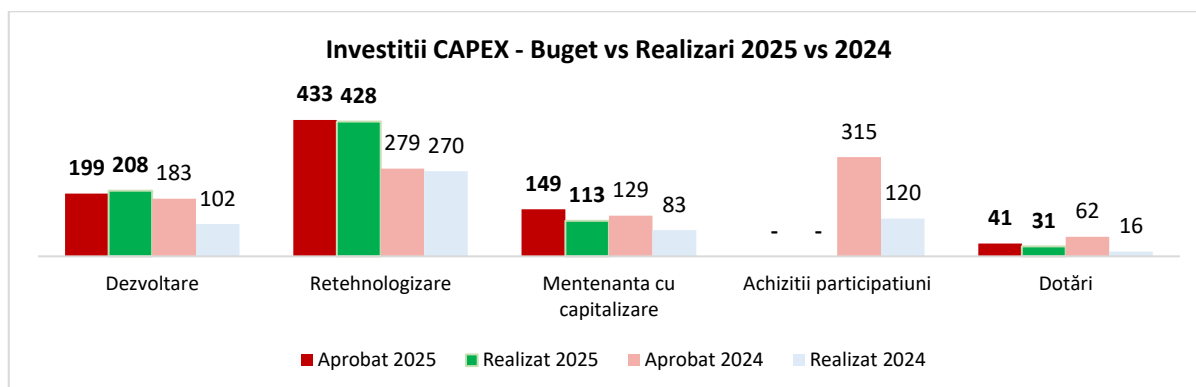
Programul de investiții pentru 2025 a fost realizat în proporție de 95% raportat la bugetul alocat, comparația cu anul precedent este prezentată în următorul tabel:

<i>milioane RON</i>						
Activitate	Aprobat 2025	Realizat 2025	Grad de realizare 2025 (%)	Aprobat 2024	Realizat 2024	Grad de realizare 2024 (%)
Dezvoltare	199	208	105%	183	102	56%
Retehnologizare	433	428	99%	279	270	97%
Mentenanță cu capitalizare echipamente	108	81	75%	74	51	69%
Mentenanță cu capitalizare construcții hidrotehnice	40	32	79%	43	32	74%
Mentenanță cu capitalizare lucrări reabilitare construcții administrative	1	1	83%	12	0.70	6%
Achiziții participațiuni	0	0	-	315	120	38%
Dotări	41	31	77%	62	16	26%
TOTAL	822	781	95%	968	591	61%

**Gradul de realizare reprezintă raportarea valorilor realizate la cele alocate*

Sursa: Hidroelectrica

Investițiile CAPEX totale au crescut în 2025 față de 2024 de la 591 milioane RON la 781 milioane RON. Semnificative ca realizări față de bugetul alocat sunt investițiile în proiecte de re tehnologizare și modernizare - pentru care bugetul alocat și realizările au crescut cu peste 150 milioane RON, precum și investițiile în proiecte de dezvoltare.



Sursa: Hidroelectrica

Variația procentuală a realizărilor pe proiecte de investiții la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 se prezintă astfel:

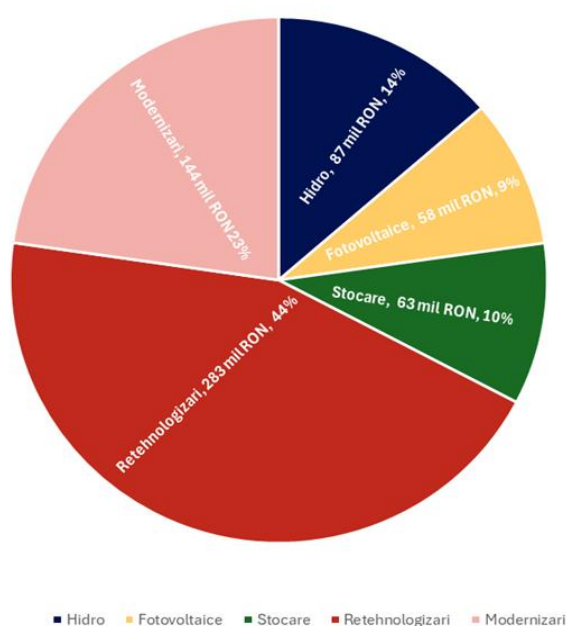
	2025	2024	Variație
	milioane RON	milioane RON	%
Investiții în Proiecte de dezvoltare	208	102	103%
Investiții în Retehnologizare	428	270	58%
Investiții în Menținanță	113	83	37%
Dotări și utilaje independente	31	16	97%
Alte investiții de capital	0	120	-100%
TOTAL INVESTIȚII	781	591	32%

Sursa: Hidroelectrica

Investițiile prezentate mai sus au fost finanțate integral din surse proprii.

În anul 2025 s-au realizat **investiții în proiecte de dezvoltare și rețehnologizare/modernizare** în valoare totală de 636 milioane RON. Portofoliul cuprinde investiții în proiecte de dezvoltare hidro, fotovoltaice, capacități de stocare, rețehnologizări și modernizări.

Categorii de investiții realizate în 2025 (mil RON)



Sursa: Hidroelectrica

Au fost executate prin contracte încheiate cu cele două filiale Hidroelectrica - Hidroserv și UCMH Reșița SRL 24% din totalul investițiilor în lucrări de construcții-montaj, livrări echipamente sau alte cheltuieli cu proiectele de investiții în dezvoltare și re tehnologizare/modernizare, respectiv 107 milioane de RON din 444 milioane RON (valorile nu includ avansuri).

Dinamica execuției investiționale a fost puternic influențată de factori externi companiei, în principal procedurali, administrativi și legislativi, care nu reflectă capacitatea operațională a Hidroelectrica, ci contextul de reglementare și complexitatea proiectelor strategice aflate în derulare.

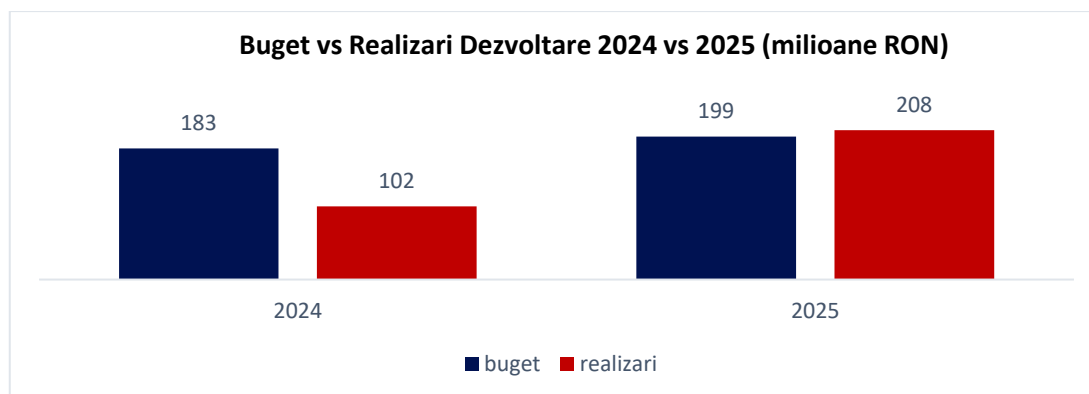
Investițiile în dezvoltare, re tehnologizare și modernizare sunt afectate de întârzieri în derularea lor, suspendarea sau chiar sistarea unora, cauzate în mare parte de constrângeri și condiționări independente de efortul managerilor de proiect sau a responsabililor de contract, cum ar fi:

- Proceduri de achiziție anulate din lipsă de ofertanți, din motiv de ofertare peste valoarea alocată prin devizul general aprobat sau oferte care depășesc termenele stabilite privind puneri în funcțiune;
- Extinderea duratei procedurilor de achiziție din cauza etapelor suplimentare de verificare ex-ante derulate de A.N.A.P., fapt care a determinat decalarea semnării contractelor, dar care asigură, pe termen mediu, o execuție conformă și transparentă;
- Contractanții aflați în insolvență sau faliment și lipsa unui proiectant general duc la dificultăți în derularea contractelor conform graficelor, și lipsa de răspunsuri la cereri de ofertare;
- Soluționare nefavorabilă a unor litigii aflate pe rolul instanțelor de judecată și sistarea unor lucrări prin ordonanță prezidențială, situații aflate în curs de soluționare juridică.
- Întârzierea sau suspendarea defrișărilor, ceea ce generează disfuncționalități în lanț privind continuarea lucrărilor;
- Întârzieri în emiterea acordurilor de mediu pentru unele obiective majore, care au impus replanificări și ajustări de calendar fără însă a afecta angajamentul privind finalizarea acestor proiecte de investiții
- Suspendarea sau anularea acordurilor de mediu pentru unele obiective majore (ex: AHE Răstolița, AHE Livezeni–Bumbești);
- Lipsa Hotărârilor de guvern privind exproprierile de terenuri;
- Suprapunere cu alte proiecte de infrastructură rutieră sau ferată;
- Restricții în ceea ce privește racordarea la SEN;

În ciuda acestor constrângeri, planul investițional își păstrează integritatea și perspectivele de realizare, iar măsurile de remediere adoptate (reeșalonări, relansări de proceduri, actualizări de documentații tehnice și intensificarea dialogului cu autoritățile) au permis accelerarea ritmului de execuție în trimestrul IV 2025 și va continua și în anul 2026.

6.4.1. Activitatea în proiecte de dezvoltare

În anul 2025, realizările investiționale în proiectele de dezvoltare reprezintă un total de 208 milioane RON, respectiv o variație procentuală de + 103% fata de anul precedent.



Sursa: Hidroelectrica

Investiții în curs: În anul 2025, au fost derulate un număr de 9 proiecte, cu investiții totale de peste 86 milioane RON:

- **AHE Pașcani** – proiect în derulare, contracte subsecvente în grafic (lucrări Acumulare, CHE Pașcani, racordare CHE la SEN, echipamente baraj), fără constrângeri sau condiționări semnificative, care să pericliteze data finalizării proiectului;
- **CHE Vânători** – contract în derulare, conform grafic;
- **AHE Răstolița** – proiect constrâns din cauza: soluționării nefavorabile a litigiilor aflate pe rolul instanțelor de judecată (defrișare și scoatere din fond forestier), Hidroconstrucția SA - antreprenor general – în insolvență, lipsă proiectant general (ISPH Project Development SA în faliment). Sunt în derulare lucrări necondiționate de defrișare și scoatere din fond forestier. Până la soluționarea litigiilor data finalizării proiectului/punerii în funcțiune rămâne incertă.
- **AHE Surduc-Siriu** – contracte în derulare pentru lucrări de construcții și echipamente Baraj Surduc, nod de presiune și aducțiune; lipsă ofertare pentru echipamente CHE Nehoiașu II și stație 110 kV – ceea ce ar putea genera întârzieri pe proiect; constrângeri: în funcție de soluționarea acțiunilor în instanță cu Asociația Declic privind Autorizația de continuare lucrări de construire;
- **AHE Cerna-Belareca** – proiect în derulare, au fost obținute certificat de urbanism, Acord de Mediu, Aviz gospodărire ape. În curs: demersuri pentru racordare SEN, obținere terenuri și achiziție lucrări construcții și montaj (cereri de oferte neangajante);
- **AHE Bistra-Poiana Mărului** – proiect în derulare, rest de executat pentru căderea Ruieni și Râul Alb. În curs: procedura de pregătire achiziție pentru realizarea documentațiilor cadastrale de expropriere (Obținerea Certificatului de Urbanism este condiționată de finalizarea exproprierilor) și demersuri pentru obținere HG de actualizare indicatori tehnico-economici;
- **Complex hidrotehnic și energetic Cerna- Motru - Tismana etapa a II-a** – Pana la 31 decembrie 2025 în curs: emitere Acord de Mediu (obținut în martie 2026), actualizarea Studiu de Fezabilitate conform soluție stabilită prin Acordul de Mediu, precum și etapele preliminară necesare negocierii contractului de execuție a restului de executat ;
- **AHE a râului Jiu pe sectorul Livezeni-Bumbești** – proiect în derulare, s-a obținut Aviz gospodărire ape, s-au elaborat documentații EA, SEICA, RIM. În derulare contracte de: expertiză tehnică echipamente și construcții, racordare SEN CHE Dumitra, întocmire documentație cadastrală de intabulare coridor de expropriere pentru racordare la SEN a CHE Dumitra și MHC Livezeni. Dependențele critice provin din: litigii privind suspendarea și anularea Acordului de Mediu; obținerea autorizațiilor de construire (CJ

Gorj, CJ Hunedoara, Primăria Aninoasa); finalizarea negocierii pentru restul de executat; intabularea terenurilor expropriate prin hotărâri judecătorești și scoatere din fond forestier teren aferent stație 110 kV;

- **AHE a râului Olt defileu pe sectorul Cornetu Avrig (Lotrioara-Câineni-Racovița)** – în derulare contracte servicii SEICA, EA, RIM. Proiectul este în actualizare și reanalizare cost beneficiu, având în vedere ofertele primite și multitudinea de condiționări și constrângeri: imposibilitatea obținerii Autorizației de construire în lipsa Acordului de Mediu și în lipsa HG expropriere; contractarea/negocierea lucrărilor rest de executat este condiționat de revizuirea Acordul de Mediu și emitere HG expropriere; Proiectul este situat parțial pe teritoriul a 5 arii protejate; Suprapunere proiect cu Autostrada A1 (Lotrioara și Câineni), podurile de cale ferată aval canal fugă CHE Racovița condiționează finalizarea lucrărilor la tronson II canal fugă; Proiectant general în faliment, antreprenor general în insolvență; Racordare SEN: restricții de evacuare putere defileu Valea Oltului, astfel soluțiile de racordare SEN și evacuare la întreaga putere sunt foarte costisitoare și rămân doar în sarcina Hidroelectrica.

Investițiile noi, în proiecte de energie fotovoltaică și stocare de energie, derulate în 2025 au depășit 121 milioane RON. Hidroelectrica continuă transformarea structurală a portofoliului său de producție, orientat spre tehnologii complementare de obținere energie verde și reziliente în fața variabilității hidrologice datorate încălzirii globale. Aceste proiecte marchează încă o etapă în tranziția Hidroelectrica de la un model bazat preponderent pe hidroenergie către un portofoliu extins la tehnologii noi de obținere energie verde, fiind hibrid, flexibil și adaptabil, răspunzând atât obiectivului de diversificare tehnologică, cât și nevoii de atenuare a riscurilor sistemice – în special cel hidrologic.

- **CEF Tudor Vladimirescu** – proiect în derulare. A fost actualizat devizul general și indicatorii tehnico-economici, s-a semnat contractul de racordare SEN conform ATR obținut. În prezent sunt în curs demersuri pentru obținere Autorizație de construire și atribuire semnarea contractului la cheie (CNSC - în curs de soluționare contestație) . Pi 45,94MW, Em 59,21GWh/an
- **Parc fotovoltaic Țara Hațegului-județul Hunedoara** – proiect în derulare, contract semnat, în derulare conform grafic. Putere instalată 8,9MW, Em 11,83GWh/an
- **Sistem flotant panouri fotovoltaice -proiect pilot Nufărul** - proiect în derulare. A fost obținută Autorizația de construire. Au fost semnate și se află în curs de execuție, conform grafic: Contract servicii proiectare și execuție lucrări (în etapa de proiectare), Contract servicii monitorizare mediu, Contract de racordare, Contract servicii monitorizare biodiversitate/mediu. Putere instalată 10MW, Em 13,48 GWh/an
- **Valorificarea potențialului fotovoltaic în cadrul centralelor de producere a energiei electrice amplasate pe sectorul mijlociu și inferior al râului Olt – ROOFTOP** – proiect în derulare; A fost actualizat devizul general și indicatorii tehnico-economici. În derulare contract de execuție, conform grafic. Sistemul fotovoltaic constă în panouri fotovoltaice de 620 W, invertoare tip 100 kW și optimizare de energie, cu o putere instalată în panouri de: 2.955,58 kW, iar energia produsă va fi de: 3.710,87 MWh/an. Proiectul este o premieră pentru companie, fiind primul proiect de amplasare panouri fotovoltaice din cadrul Hidroelectrica.
- **Instalație de stocare cu baterii de acumulatori la CHE Porțile de Fier II** - În procedura de achiziție; în așteptare soluționare contestație depusă la CNSC La punerea în funcțiune estimată în H1 2027 se va realiza o capacitate de stocare de 256 MWh
- **Instalație de stocare cu tehnologie Li-ion în Parcul Eolian Crucea NORD** – proiect în derulare. S-a obținut autorizația de construire, în derulare contract la cheie, conform grafic. După punerea în funcțiune a instalației de stocare, puterea nominală a instalației va fi de 36 MW, cu o capacitate nominală de stocare (energie) de 72 MWh, începând cu luna aprilie 2026.

Activitate preinvestițională în obiective de dezvoltare

Se derulează servicii de proiectare a documentațiilor fază Studiu de fezabilitate, pentru obiective de investiții propuse în cadrul Strategiei Investiționale a Hidroelectrica, prin mărirea capacității de producere

în fotovoltaic și adăugarea de capacități de stocare a energiei în baterii la CHE sector Olt inferior cu o capacitate de producere de 100 MWp, și capacitate de stocare de 200MW/800MWh (CHE: Ipotești, Drăgănești, Frunzaru, Rusănești, Izbiceni).

Se afla în derulare realizarea de Note Conceptuale, Teme de proiectare, Studiu de fezabilitate pentru instalarea de capacități stocare baterii la centralele de pe cursul râurilor, cu o capacitate totală aproximativă de 2000 MWh (CHE: Subcetate, Bretea, Retezat, Ruieni).

Integrarea sistemelor de stocare și a surselor solare în infrastructura existentă consolidează poziția Hidroelectrica ca furnizor de energie 100% verde, dar și ca operator capabil să asigure continuitatea și siguranța alimentării cu energie electrică precum și a funcționării sigure și stabile a Sistemului Energetic Național, indiferent de condițiile naturale sau de volatilitatea pieței.

Asigurarea terenurilor pentru investiții reprezintă un capitol extrem de important al proiectelor de dezvoltare, fie ca este vorba de închirieri de terenuri, redări sau scoateri în sau din circuitul agricol sau silvic, intabulări sau exproprieri.

Chirii. Negocierile chiriilor cu proprietarii terenurilor ocupate temporar de obiective de investiții au fost consemnate în procese verbale de negociere și efectuate plățile pentru terenurile ocupate temporar la AHE Cornetu – Avrig, AHE Surduc Siriu și AHE Răstolița.

Redări în circuitul agricol sau silvic. Au fost demarate acțiuni de redare către proprietarii de drept ai terenurilor ocupate temporar la obiectivele de investiții AHE Surduc Siriu și CHE Făgăraș.

Intabulări. Au fost încheiate procedurile de atribuire a contractelor de prestări servicii de intabulare coridoare de expropriere și realizare a documentațiilor cadastrale individuale pentru clarificarea regimului juridic al imobilelor din coridoarele de expropriere și acordarea despăgubirilor aprobate prin Hotărârile Guvernului nr. 1138/2024, nr. 1364/2024 și nr. 3/2025.

Exproprieri. Au fost actualizate valorile despăgubirilor pentru imobilele situate în coridorul de expropriere al AHE Pașcani, AHE a râului Olt defileu pe sectorul Cornetu – Avrig și AHE a râului Siret pe sectorul Cosmești - Movileni. CHE Movileni. Rapoartele actualizate la nivelul anului 2025 și documentațiile coridorului de expropriere au fost transmise Ministerului Energiei în vederea promovării actelor normative prevăzute de Legea nr. 255/2010.

Pentru finalizarea lucrărilor la AHE Răstolița au fost adoptate de către Guvernul României Hotărârile:

- HG nr. 3/2025, pentru suplimentarea sumei prevăzute ca justă despăgubire, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 900/2017 privind aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurilor de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere situat pe amplasamentul lucrării de utilitate publică de interes național „Amenajarea Hidroenergetică Răstolița”, precum și pentru completarea anexei nr. 2 la Hotărârea Guvernului nr. 900/2017.
- HG nr. 327/03.04.2025, privind aprobarea scoaterii definitive din fondul forestier național a terenului în suprafață de 37,5263 ha, de către Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” — S.A., pentru realizarea lucrării de utilitate publică de interes național „Amenajarea Hidroenergetică Răstolița”, publicat în MONITORUL OFICIAL AL ROMÂNIEI, PARTEA I, Nr. 314/9.IV.2025.

În cursul anului 2025 au fost plătite despăgubiri proprietarilor sau moștenitorilor acestora în valoare totală de 9.2 milioane RON, pentru imobilele expropriate prin Decizii de expropriere.

Scoateri terenuri din fond forestier sau agricol:

- **AHE Răstolița.** În baza documentației de transmitere a terenurilor silvice incluse în coridorul lucrării conform HG 900/2017, OS Răstolița a emis fișele silvice avizate la Direcția Silvică Mureș, RNP Romsilva

a avizat favorabil scoaterea definitivă din fondul forestier a terenurilor silvice necesare AHE Răstolița (Aviz nr. 334/2019) și documentația a fost depusă la Garda Forestieră Brașov pentru emitere aviz. Garda Forestieră Brașov a emis un aviz favorabil pentru obținerea Acordului de mediu în vederea defrișării suprafețelor necesare lucrărilor iar APM Mureș a emis Acordul de mediu nr. 6/28.10.2024 pentru etapa I de punere în funcțiune CHE Răstolița la minim energetic sens în care a Guvernul României a adoptat Hotărârea nr. 3/2025.

- **CEF Tudor Vladimirescu.** Planul topografic cu suprafețele solicitate pentru scoaterea definitivă sau temporară din circuitul agricol a terenurilor situate în amplasamentul proiectului Centralei Electrice Fotovoltaice Tudor Vladimirescu, din județul Brăila a fost recepționat prin proces verbal nr. 1745 din 10/11/2025 de către OCPI Brăila.

Se continuă demersurile pentru obținerea Certificatelor de atestare a drepturilor de proprietate a terenurilor. Începând din 2001 și până la sfârșitul anului 2025, Hidroelectrica SA a obținut un număr total de 703 de astfel de certificate, pentru o suprafață totală de 2.473, 45 ha, terenuri evaluate, la data obținerii certificatelor, la valoarea de 112,5 milioane RON.

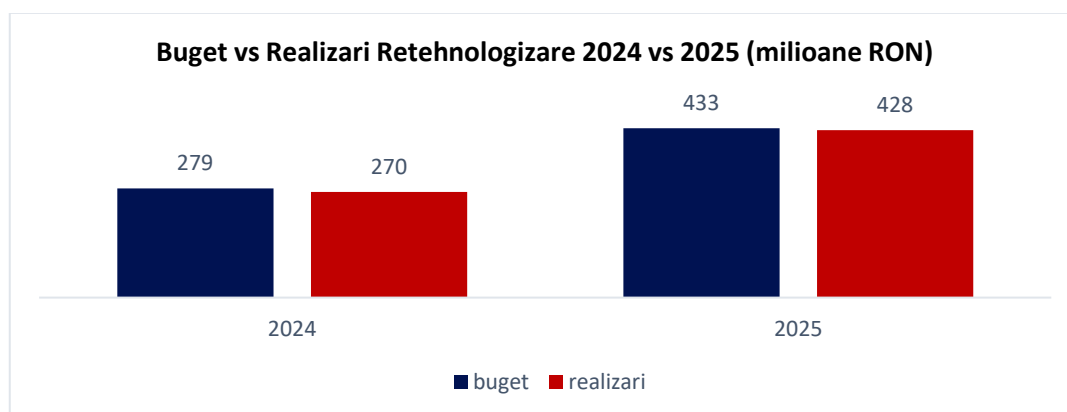
În anul 2025 au fost obținute Certificate de atestare a drepturilor de proprietate pentru o suprafață de 4,62 ha, în valoare de 4 milioane RON, pentru MHC Baru Mare – Captare și Bazin compensator (0,13 ha) și Nod hidrotehnic Porțile de Fier I (4,49 ha).

6.4.2. Activitatea de re tehnologizare

Activitatea de re tehnologizare se desfășoară în conformitate cu Strategia de Rete tehnologizare definită și avizată, care este în concordanță cu Strategia Investițională a Hidroelectrica, și vizează îndeplinirea programului de promovare și derulare a proiectelor de modernizare și re tehnologizare a obiectivelor hidroenergetice. Aceasta se concretizează prin pregătirea și promovarea proiectelor de re tehnologizare și modernizare pentru centrale, hidroagregate, instalații și stații aferente acestora, precum și în continuarea celor aflate în derulare, în diverse stadii investiționale (achiziții, proiectare, execuție, recepții, urmărire în perioada de garanție etc).

Programul de investiții, dotări și surse de finanțare pentru perioada 2025-2027 cuprinde un număr de 28 de proiecte de re tehnologizare și modernizare, dintre care 16 proiecte au alocate sume în CAPEX în anul 2025.

Investițiile în proiecte re tehnologizare și modernizare în anul 2025 au fost de cca 428 milioane RON, o variație procentuală de +58% comparativ cu anul 2024.



Sursa: Hidroelectrica

Realizări bugetare

Toate cele 16 proiecte de re tehnologizare si modernizare derulate în anul 2025 au depășit un grad de realizare de 90% din bugetul alocat pentru lucrări programate pentru anul 2025, astfel:

- Retehnologizare CHE Stejaru – 99,87%
- Retehnologizare AHE Vidraru – 96,52%
- Retehnologizare CHE Mărișelu – 100%
- Retehnologizare stații de pompare de mare putere Petrimanu, Lotru Aval, Jidoaia – 99,99%
- Modernizare CHE Vaduri: HA nr. 2, Stația 110kV și Echipamente Mecanice și Electrice Centrală și Baraj – 100%
- Modernizări la HA2 CHE Remeți, inclusiv a Stației de 110 kV, instalațiilor generale aferente centralei, nodului de presiune și Barajului Drăgan – 92,16%
- Modernizare HA2 CHE Arcești – 99,82%
- Modernizare stație 110 kV CHE Stânca – 100%
- Modernizare stație 110/20/0,6 kV la SHEN Porțile de Fier - Ostrovul Mare – 99,99%
- Modernizare stații electrice 110 kV, 20kV si 6,3 kV din CHE Tg Jiu si din CHE Vădeni – 99,78%
- Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferenta barajului deversor SHEN Porțile de Fier I – 98,51%
- Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferenta barajului deversor CHE Gogoșu Porțile de Fier II - 99,84%
- Lucrări de reabilitare a ecluzei române din cadrul SHEN Porțile de Fier I – 100%
- Modernizare SCADA DHE Olt – 100%
- Modernizare instalație de acționare VIR CHE Porțile de Fier I – 97,56%
- Modernizare instalații de automatizare, protecții, servicii generale și securitate centrale hidroelectrice Olt Superior – 100%

Proiecte finalizate

În anul 2025 au fost finalizate 5 proiecte de modernizare / re tehnologizare:

- Modernizare stație 110 kV CHE Stânca;
- Modernizare stație 110/20/0,6 kV la SHEN Porțile de Fier - Ostrovul Mare
- Modernizare stații electrice 110 kV, 20kV si 6,3 kV din CHE Tg Jiu și din CHE Vădeni
- Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferentă barajului deversor SHEN Porțile de Fier I
- Reabilitare construcție metalică, piese mecanice și sistem etanșare vană plană 6x6/31,5m cap amonte mal stâng ecluză Porțile de Fier I din cadrul obiectivului de investiții Lucrări de reabilitare a ecluzei române din cadrul SHEN Porțile de Fier I

Obiective de investiții noi sau reaprobat

Au fost aprobate noi obiective de investiții:

- Retehnologizare CHE Gogoșu
- Modernizare stație de pompe Vadu - CHE Hațeg

De asemenea au fost aprobați noi indicatori tehnico-economici rezultați în urma actualizării Devizelor generale, determinat de anulara procedurilor de atribuire derulate și pentru care nu au fost depuse oferte sau ofertele depuse au depășit bugetul achiziției:

- Retehnologizare CHE Râul-Mare Retezat
- Retehnologizare stația 6,3kV CHE Vânători
- Modernizare stații electrice de: 110 kV CHE Golești, CHE Merișani, CHE Băiculești; 6,3 și 110 kV CHE Budeasa

- Modernizare Stații pompare în spatele digurilor 8 buc (Bratia, Topolog, Olanu, Bistrița, Teslui, Teslui-Fărcașele, Olteț, Poganu)

Proceduri de atribuire

Principalele proiecte aflate în derulare sau în diverse etape ale procedurilor de atribuire sunt:

Proceduri de atribuire finalizate

În cursul anului 2025 în procesul de achiziție a lucrărilor pentru realizarea obiectelor de investiții au fost finalizate 5 proceduri de atribuire, fiind semnate contracte astfel:

- Modernizare SCADA DHE Olt: contract semnat cu Asocieria S.C. ENEVO Group S.R.L. și SC EXIMPROD Engineering S.R.L., la prețul contractului de 60,7 mil RON, lucrările urmând să fie realizate în 24 de luni, conform graficului de execuție
- Retehnologizare CHE Stejaru - Nod Presiune: contract semnat cu Electromontaj S.A., la prețul contractului de 15,95 mil euro, lucrările urmând să fie realizate în 34 de luni, conform graficului de execuție
- Retehnologizare CHE Stejaru - HA1÷4: contract semnat cu S.S.H. Hidroserv S.A., la prețul contractului de 97,49 mil euro, lucrările urmând să fie realizate în 66 de luni, conform graficului de execuție
- Retehnologizare stații de pompare de mare putere Petrimanu, Lotru Aval, Jidoaia: contract semnat cu Electromontaj S.A., la prețul contractului de 97,88 mil euro, lucrările urmând să fie realizate în 64 de luni, conform graficului de execuție.

În cadrul contractelor semnate au fost acordate avansuri în valoare totală de 202 mil RON.

Proceduri de atribuire în derulare / anulate / reluate

- Retehnologizare CHE Retezat: procedură de atribuire prin negociere competitivă anulată – doi candidați calificați în etapa de elaborare a propunerilor tehnice și financiare, o singură ofertă depusă cu valoare peste bugetul procedurii / procedură de atribuire reluată prin licitație deschisă – o ofertă depusă aflată în analiză (etapa DUAЕ și analiză ofertă tehnică)
- Retehnologizare CHE Brădișor: procedură de atribuire prin negociere competitivă anulată – doi candidați calificați în etapa de elaborare a propunerilor tehnice și financiare, o singură ofertă depusă cu valoare peste bugetul procedurii;
- Retehnologizare CHE Mărișelu: procedură de atribuire prin licitație deschisă anulată – nu au fost depuse oferte;
- Montajul și punerea în funcțiune a hidroagregatului nr. 1 și a instalațiilor lui auxiliare din U.H.E. Porțile de Fier II: procedură de atribuire anulată – o singură ofertă depusă cu valoare peste bugetul procedurii / procedură de atribuire reluată prin licitație deschisă, având termen de depunere a ofertelor la începutul anului 2026;
- Reabilitare ansambluri coliere aferente Unității Tehnice Poartă Buscată de Serviciu de la Cap Aval Ecluză română Porțile de Fier 1 din cadrul obiectivului de investiții Lucrări de reabilitare a ecluzei romane din cadrul SHEN Porțile de Fier I: procedură de atribuire în derulare – o ofertă depusă, în analiză;
- Stația 6,3kV CHE Vânători: procedură de atribuire prin licitație deschisă anulată – nu au fost depuse oferte / procedură reluată în aceleași condiții și anulată din lipsă de oferte;
- Modernizarea stațiilor de 110 kV CHE Moroieni, 6,3 kV și 110 kV CHE Dobrești, 6,3 kV și 20 kV CHE Scropoasa: procedură de atribuire prin licitație deschisă anulată din lipsă de oferte
- Modernizare stații electrice de: 110 kV CHE Golești, CHE Merișani, CHE Băiculești; 6,3 și 110 kV CHE Budeasa: procedură de atribuire prin licitație deschisă anulată din lipsă de oferte / în pregătire reluarea achiziției;
- Modernizare stație 20 kV CHE Gilău I: procedură de atribuire prin licitație deschisă anulată din lipsă de oferte/în pregătire reluarea achiziției;

Activitate preinvestițională

Se derulează serviciile de proiectare a documentațiilor fază Studiu de fezabilitate, în cadrul contractelor de servicii de proiectare semnate, pentru obiectivele de investiții propuse, astfel:

- Retehnologizare Centrale Hidroelectrice pe sector Oești-Noaptea – etapa de elaborare SF în derulare
- Sistem inteligent de comanda control pentru cascada CHE Subcetate, CHE Plopi si CHE Bretea – etapa de elaborare SF în derulare
- Modernizare stație de pompe Vadu – obiectiv de investiții aprobat în baza Studiului de fezabilitate elaborate
- Modernizare stație de pompe Gâlceag – etapa de elaborare SF în derulare
- Proceduri de atribuire servicii de proiectare:
- Modernizare în vederea creșterii disponibilității și gradului de siguranță în exploatare a hidroagregatelor din CHE Porțile de Fier I: procedura de atribuire (ET+SF) – anulată și reluată doar pentru ET (o ofertă depusă – în analiză)

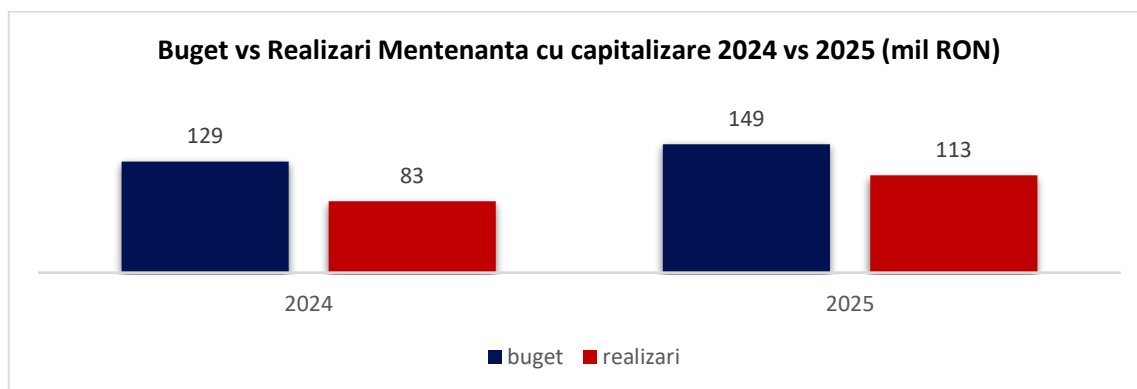
În anul 2025 investiții în valoare de 47,24 mil RON au fost constituite ca mijloace fixe, urmare a Proceselor verbale de recepții la terminarea lucrărilor sau punere în funcțiune echipamente, înregistrate conform prevederilor contractuale:

Sucursala	Proiect de investiții – Obiectiv PIF	Valoare mijloc fix milioane RON
Porțile de Fier	Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferentă barajului deversor SHEN Porțile de Fier II - Camp Deversor 5	5,01
Porțile de Fier	Reabilitare construcție metalică, piese mecanice și sistem etanșare vană plană 6x6/31,5 m, cap amonte, mal stâng - Ecluza română Porțile de Fier I	1,25
Porțile de Fier	Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferentă barajului deversor SHEN Porțile de Fier I - Camp Deversor 12	13,84
Porțile de Fier	Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferentă barajului deversor SHEN Porțile de Fier I - Camp Deversor 4	4,76
Porțile de Fier	Lucrări de modernizare a Stației 110/20/6 kV Porțile de Fier II (Ostrovul Mare) – Celule 110kV AT	5,80
Bistrița	Modernizare Stație de 110 kV CHE Stanca (stație 110kW, transformator 12-25MVA, Centrala Hidroelectrică, Instalație legare la pământ, centrală)	8,62
Bistrița	Retehnologizare CHE Stejaru (stație 110kW – parțial)	4,56
Cluj	Modernizare HA2 CHE Remeți (Pod rulant 100/32 tf -12m, Instalație de manevrare batardou aspirator A1-4,2*2,7/6,5)	3,40
Total mijloace fixe din investiții în curs (retehnologizare/modernizare) 2025:		47,24

Sursa: Hidroelectrica

6.4.3. Activitatea de mentenanță cu capitalizare

În anul 2025, investițiile în mentenanță cu capitalizare construcții hidro, echipamente și construcții administrative sunt în valoare totală de 113 milioane RON, în creștere cu 37% față de anul 2024.



Sursa: Hidroelectrica

Investițiile în lucrări de Mentenanță cu capitalizare - construcții hidrotehnice realizate în anul 2025, în valoare de 31,6 milioane RON, reprezintă un număr de 26 lucrări finalizate, dintr-un număr total de 30 lucrări în curs de mentenanță construcții hidrotehnice.

Lucrările de intervenții la construcții au caracter complex și intră integral sub incidența Legii 10/1995 privind calitatea în construcții și necesită efectuarea unor expertize, proiecte tehnice, obținerea de avize și autorizații, precum și realizarea lucrărilor de către firme atestate pentru execuția de lucrări de construcții.

Investițiile în lucrări de Mentenanță cu capitalizare – echipamente realizate în anul 2025 au depășit valoarea de 80 milioane RON, cu o variație procentuală de +58% față de realizările anului 2024.

În același timp, Departamentul Mentenanță și Construcții Hidrotehnice are în portofoliu proiectul de investiții *Reabilitare structurală (construcție metalică, piese mecanice, etanșări și piese înglobate), instalații aferente (încălzire corp stavilă, încălzire ghidaje și de ungere), protecție anticorozivă stavile dublu cârlig Baraj deversor PF I* cu termen de finalizare contractual în 2031. În anul 2025 au fost realizate lucrări de 5.3 milioane RON. Proiectul este în derulare conform graficului de execuție asumat.

Investițiile în lucrări Mentenanță cu capitalizare - reabilitare construcții administrative cu capitalizare, realizate în anul 2025 au fost în valoare de 1 milion RON, cu o variație procentuală de +56% față de anul 2024. Lucrările de mentenanță cu capitalizare construcții administrative au fost realizate în sucursalele Curtea de Argeș, Hațeg și Sebeș și reprezintă 3 lucrări dintr-un număr total de 4 lucrări programate, astfel:

- Curtea de Argeș: Lucrări de împrejmuire a perimetrului „Statuii lui Prometeu”;
- Hațeg: Lucrări de reabilitare parcare (înlocuire pavaj și trasare parcare);
- Sebeș: Instalare echipamente de climatizare sediu SH Sebeș (chiller și ventiloconvectoare).

Dotări și utilaje independente

Pe lângă proiectele de investiții în dezvoltare, re tehnologizare, modernizare și mentenanță cu capitalizare, Programul investițional al Hidroelectrica SA pentru anul 2025 a inclus și investiții în achiziții de Dotări și Utilaje independente în valoare totală de peste 31 milioane RON, în creștere cu 97% față de anul 2024.

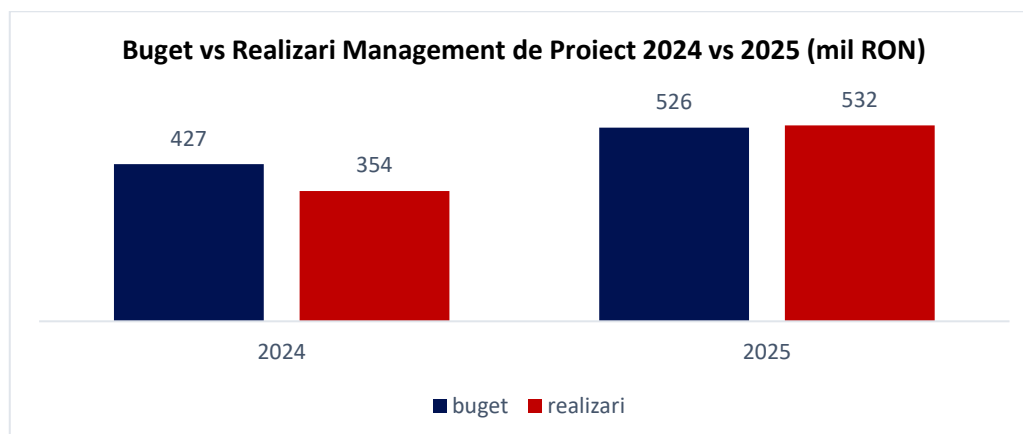
6.5. Management de Proiect

Departamentul Management de Proiect al Hidroelectrica asigură gestionarea profesionistă a proiectelor complexe prin intermediul echipei de specialiști din cadrul Serviciului Managementului Programelor și Proiectelor. Aceștia coordonează proiectele de investiții strategice ale companiei, utilizând metodologii specifice de management de proiect, furnizează expertiza necesară pentru administrarea riguroasă a programelor complexe, fiind compus din manageri de proiect dedicați atingerii obiectivelor strategice ale portofoliului investițional.

În anul 2025, Managementul de Proiect a gestionat 22 proiecte, din care 9 proiecte de dezvoltare și 13 proiecte de re tehnologizare/modernizare și anume:

- Amenajarea Hidroenergetică Pașcani pe râul Siret
- Amenajarea Hidroenergetică Surduc-Siriu
- Amenajarea Hidroenergetică Răstolița
- Amenajarea Hidroenergetică Cerna - Belareca
- Amenajarea Hidroenergetică Bistra - Poiana Mărului
- Amenajarea Hidroenergetică a râului Jiu pe sector Livezeni - Bumbești
- Amenajarea Hidroenergetică a râului Olt defileu pe sectorul Cornetu-Avrig. Lotrioara, Căineni, Racovița
- Instalație de stocare cu tehnologie Li-ion în Parcul Eolian Crucea NORD
- Sistem de securitate electronică pentru rețeaua unităților SPEEH Hidroelectrica
- Re tehnologizare Centrala hidroelectrică Stejaru
- Re tehnologizare Amenajarea Hidroelectrică Vidraru
- Re tehnologizare CHE Râul Mare Retezat
- Re tehnologizare stații de pompare de mare putere Petrimanu, Lotru Aval, Jidoaia
- Montajul și punerea în funcțiune a hidroagregatului 1 și a instalațiilor lui auxiliare din U.H.E. Porțile de Fier II
- Modernizare CHE Vaduri: HA nr. 2, Stația 110kV și Echipamente Mecanice și Electrice Centrala și Baraj
- Modernizări la HA2 CHE Remeți, inclusiv a Stației de 110 kV, instalațiilor generale aferente centralei, nodului de presiune și Barajului Drăgan
- Modernizare HA2 CHE Arcești și înlocuirea sistemului de automatizare și monitorizare aferent HA1
- Modernizare stație 110 kV Centrala hidroelectrică Stâncă
- Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferentă barajului deversor SHEN Porțile de Fier I
- Lucrări de modernizare instalații electrice aferente echipamentelor hidromecanice și instalație de acționare hidraulică aferentă barajului deversor CHE Gogoșu
- Modernizare instalații de automatizare, protecții, servicii generale și securitate centrale hidroelectrice Olt Superior
- Re tehnologizare CHE Gogoșu

Față de 2024, în anul 2025 portofoliul proiectelor coordonate de Departamentul Management de proiect a crescut de la 14 la 22 de proiecte, realizările situându-se la valoarea de 532 milioane RON, reprezentând 83% din totalul investițiilor în proiecte de dezvoltare și re tehnologizare/modernizare realizate, cu o variație procentuală de +109% față de anul precedent.



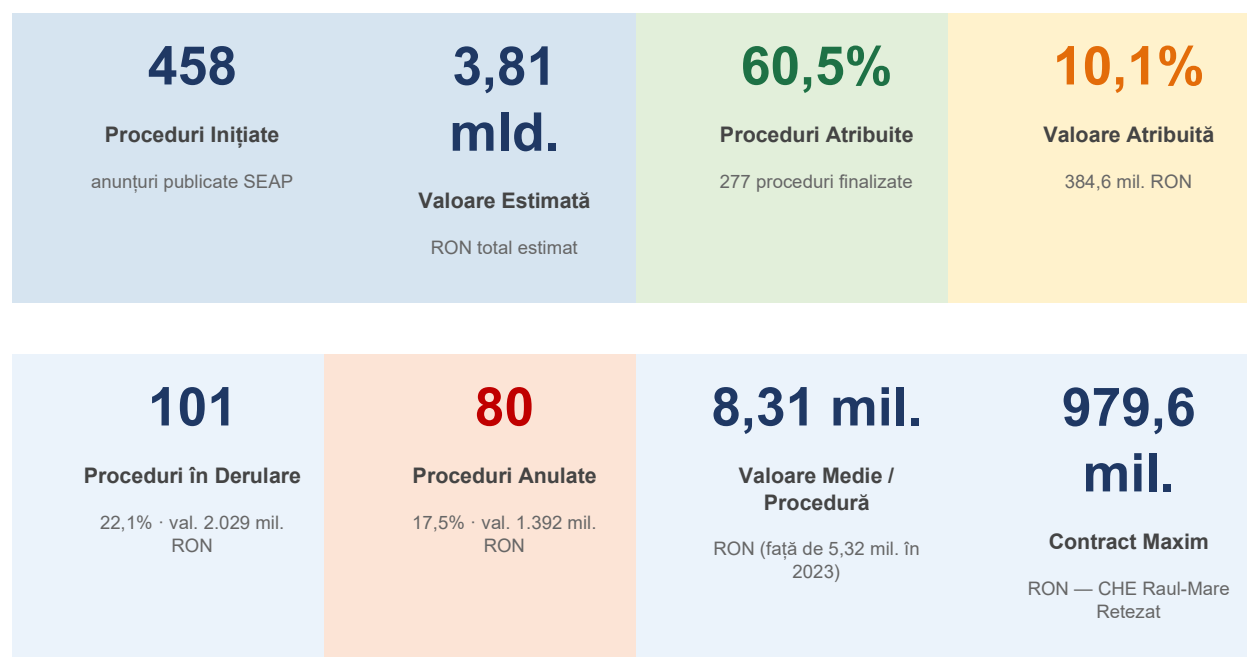
Sursa: Hidroelectrica

6.6. Achiziții

Activitatea de achiziții la nivelul Grupului Hidroelectrica se derulează în conformitate cu prevederile legale în vigoare, precum și procedurile și regulamentele proprii, după caz, urmărindu-se acoperirea necesităților de bunuri, servicii și lucrări pentru desfășurarea în bune condiții a activităților Grupului.

Hidroelectrica respectă legislația achizițiilor sectoriale, în principal Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale și HG nr. 394/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului sectorial/acordului-cadru din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale.

Portofoliu general — indicatori cheie



6.7. Fuziuni și Achiziții („M&A”)

Unul din pilonii strategici ai Hidroelectrica este reprezentat de creșterea diversificată, prin care se urmărește accesul companiei la noi segmente de business și tehnologii în sectorul energetic. Diversificarea afacerii vizează creșterea producției și furnizării de energie verde, noi surse de venituri și profit pentru acționari, precum și creșterea adaptabilității companiei la noile realități ale pieței de energie.

Compania își propune diversificarea portofoliului existent de active prin dezvoltarea de noi capacități de producție din surse solare și eoliene. Una din modalitățile de implementare a acestei strategii este identificarea și valorificarea oportunităților de achiziție (M&A) din piața, de proiecte mature și de înaltă calitate, cu soluții eficiente de conectare la rețea și o producție cu randament ridicat, proiecte aflate la stadiul RTB („gata de construire”) sau la COD („la cheie”).

Mixarea surselor hidro deținute cu alte capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare, eoliene, alături de soluțiile de stocare a energiei electrice, generează o serie de sinergii pentru activitatea companiei, printre care optimizarea capacităților de producție existente și dezvoltarea portofoliului de furnizare.

Hidroelectrica țintește achiziția de proiecte de capacități de producție din surse regenerabile de minimum 500 MW, cu punere în funcțiune până în anul 2027. Bugetul de investiții prin M&A și parteneriate pentru următorii 3 ani se ridică la 2,1 miliarde de RON.

Compania dispune de o poziție flexibilă a bilanțului, cu o bună capacitate de finanțare, ce creează un avantaj semnificativ pentru achiziția de astfel de proiecte. Prin utilizarea levierului financiar se creează premisele creșterii randamentului capitalurilor proprii.

6.8. Resurse Umane

Activitatea de resurse umane se desfășoară în concordanță cu Planul de Management al Societății și are ca obiective menținerea și dezvoltarea expertizei profesionale prin dezvoltarea abilităților tehnice și ingineresti, în special pentru posturile cheie, atragerea și păstrarea unei forțe de muncă înalt calificată, optimizarea și eficientizarea structurii organizatorice a societății creșterea capitalului uman și formarea/pregătirea continuă a salariaților, introducerea unui sistem integrat de managementul performanței pentru angajați și îmbunătățirea măsurilor de identificare a talentelor, încurajarea feedback-ului, promovarea succesorilor, evaluare și recompensare a angajaților.

Pentru realizarea obiectivelor enumerate mai sus, în anul 2025 societatea a întreprins acțiuni în următoarele direcții:

Optimizarea și eficientizarea structurii organizatorice

Începând cu luna iunie 2025 s-au derulat acțiuni în vederea modificării și optimizării structurii organizatorice a societății, acestea fiind suspendate începând cu luna octombrie 2025, ca urmare a modificărilor intervenite în structura Directoratului Hidroelectrica.

Începând cu 22 iulie 2025 a fost modificată structura organizatorică a Hidroelectrica prin reînființarea Direcției Financiare și a postului de Director Direcție, în subordinea Directoratului, în vederea punerii în aplicare a unei sentințe judecătorești. Structura organizatorică a Hidroelectrica în vigoare cuprinde un număr de 3.900 de posturi din care 724 în Executiv și 3.176 în sucursale.

Modificări ale CCM și negocieri cu sindicatul

În anul 2025 s-au desfășurat întâlniri de negociere cu Sindicatul Hidroelectrica Hidrosind în urma cărora s-a încheiat Actul Adițional nr. 1 și Actul Adițional nr. 2 la CCM Hidroelectrica pe anii 2024-2026.

De asemenea, în anul 2025 s-au desfășurat întâlniri de negociere în cadrul Comisiei Mixte Administrație-Sindicat, în urma cărora comisia a aprobat acordarea de ajutoare medicale și ajutoare pentru salariați sinistrați.

Gradul de sindicalizare al angajaților în cadrul grupului Hidroelectrica este de peste 82% și se prezintă astfel pe societățile din cadrul grupului:

Societatea	Procentul de salariați membri de sindicat
Hidroelectrica	87,5%
Hidroserv	78,6%
UCMH	46,1%

Sursa: Hidroelectrica

Evoluția numărului de personal

La 31 decembrie 2025, numărul efectiv de angajați la nivel de Grup era de 5.302, iar la nivelul Hidroelectrica era de 3.601 angajați.

La 31 decembrie 2024, numărul efectiv de angajați la nivel de Grup era de 5.236, iar la nivelul Hidroelectrica era de 3.582 angajați.

Structura personalului

Numărul de salariați ai grupului:

	Numărul de angajați la 31 decembrie 2025	Numărul de angajați la 31 decembrie 2024
Hidroelectrica	3.601	3.582
Hidroserv	1.289	1.210
UCMH	412	444
Total	5.302	5.236

Sursa: Hidroelectrica

Distribuția pe sexe a salariaților grupului:

Gen	Numărul de angajați la 31 decembrie 2025	Numărul de angajați la 31 decembrie 2024
Feminin	824	796
Masculin	4.478	4.440
Total	5.302	5.236

Sursa: Hidroelectrica

Distribuția pe vârste a salariaților grupului

	Structura personalului Grupului la 31 decembrie 2025		Structura personalului Grupului la 31 decembrie 2024	
Grupe de vârstă	Nr. angajați	Pondere	Nr. Angajați	Pondere
<30 ani	320	6.04%	265	5,06%
30 – 50 ani	2.296	43.30%	2.109	40,28%
>50 ani	2.686	50.66%	2.862	54,66%
Total	5.302	100%	5.236	100%

Sursa: Hidroelectrica

Asigurarea cu personal calificat a societății

În anul 2025 în cadrul Hidroelectrica s-au desfășurat și finalizat un număr de 439 recrutări (concursuri/interviuri/probe practice) pentru un număr de 612 posturi. Rata de ocupare a posturilor în urma acestor procese de recrutare a fost de aproximativ 67,81%, iar numărul mediu de candidați pe post a fost de 2,14.

Implementarea unor programe de responsabilitate socială menite să atragă tinerii spre meseria de hidroenergetician (acordarea de burse private de studii, organizarea de concursuri profesionale)

În anul 2025 s-a continuat desfășurarea programelor de responsabilitate socială, astfel:

- Acordare de burse private de studii, Hidroelectrica susținând un număr de 18 bursieri și derulând un program de selecție de bursieri pentru 34 de locuri.
- Implicare în organizarea stagiilor de practică pentru studenți, având încheiate cu instituțiile de învățământ superior convenții pentru un număr de peste 800 de locuri de practică.
- Internship, societatea având prevăzut în Planul de formare al anului 2026 un număr de 50 de programe
- Începând cu luna noiembrie, Hidroelectrica face parte din Consorțiul pentru Învățământ Dual Integrat - Centrul de Expertiză în Regiunea București-Ilfov și susține financiar un număr de 15 studenți și masteranzi din cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București.

În anul 2025, Hidroelectrica a participat la o serie de evenimente organizate de instituțiile tehnice de învățământ superior din București cat si din tara, cu scopul identificării viitorilor specialiști și promovarea, în rândul acestora, a imaginii societății, și a programelor de colaborare pe care le propune studenților.

Dezvoltarea resursei umane (formare profesională și instruire)

Activitățile de formare/dezvoltare a salariaților, desfășurate prin instruirii interne și externe pentru inițiere, perfecționare, calificare, recalificare, autorizare și reautorizare au drept scop asigurarea și adaptarea nivelului de pregătire profesională a salariaților la nevoile societății și la evoluția pieței.

Hidroelectrica a derulat în anul 2025 cursuri de formare profesională externă, conform Planului de formare profesională, anexa la Contractul Colectiv de Muncă al Societății, adresate tuturor categoriilor de personal, însumând un număr de 2799 de salariați.

Concursul profesional „Trofeul Energeticianului”

Concursul profesional "Trofeul Energeticianului" are ca scop stimularea interesului și preocupării salariaților pentru creșterea măiestriei profesionale și continua perfecționare a pregătirii proprii, precum și promovarea culturii organizaționale și îmbunătățirea imaginii societății participanți fiind salariați din întreg grupul Hidroelectrica.

6.9. Transformare Digitală și Inovare

În anul 2025, Departamentul Transformare Digitală și Inovare a continuat procesul de modernizare a infrastructurii tehnologice, având ca obiectiv creșterea eficienței operaționale, digitalizarea proceselor interne și consolidarea securității cibernetice. Activitatea departamentului a fost orientată spre dezvoltarea unor servicii digitale stabile și scalabile, adaptate cerințelor actuale ale industriei energetice și nevoilor operaționale ale companiei.

Un proiect strategic realizat în cursul anului a fost migrarea sistemului SAP din infrastructura on-premise în cloud. Această etapă a avut rolul de a crește disponibilitatea platformelor critice de business, de a îmbunătăți capacitatea de scalare a sistemului și de a asigura o reziliență mai bună a serviciilor informatice utilizate în procesele operaționale ale companiei.

Un alt proiect important a fost implementarea unui sistem DMS pentru registratura electronică. Acest sistem digitalizează fluxurile documentare interne, asigură trasabilitatea documentelor și automatizează procesele de avizare și aprobare. Prin această inițiativă s-a redus volumul documentelor gestionate în format fizic și s-a îmbunătățit controlul asupra circuitului informațional din cadrul organizației.

În cadrul strategiei de modernizare și digitalizare a infrastructurii operaționale, Departamentul Transformare Digitală și Inovare (DTDI) a achiziționat tehnologii avansate menite să consolideze capacitatea de comunicație, monitorizare și administrare a activelor companiei. În acest context, au fost achiziționate terminale de comunicații prin satelit Starlink, destinate asigurării conectivității în zone izolate sau fără acoperire a rețelelor terestre, precum și telefoane mobile prin satelit Thuraya, utilizate pentru menținerea comunicațiilor operative în situații critice sau în condiții de teren dificile, fiind utilizate în mod special pentru menținerea legăturii operative și transmiterea informațiilor în și din teren.

Totodată, DTDI a integrat în activitățile operaționale drone aeriene specializate, utilizate pentru inspectarea instalațiilor, monitorizarea liniilor de înaltă tensiune și realizarea activităților de cartografiere și topografiere a infrastructurii și activelor companiei.

Pentru respectarea cerințelor legislative privind securitatea cibernetică, compania a continuat implementarea unor sisteme dedicate protecției infrastructurii informatice. Au fost dezvoltate mecanisme pentru managementul identităților, monitorizarea amenințărilor și răspunsul la incidente de securitate, în conformitate cu reglementările naționale și cerințele directivelor europene din domeniul securității rețelelor și sistemelor informatice.

În paralel, au fost dezvoltate aplicații interne destinate automatizării unor procese operaționale și administrative. Aceste soluții au fost adaptate nevoilor specifice ale companiei și au contribuit la creșterea eficienței activităților interne, reducând dependența de aplicații externe și optimizând fluxurile de lucru.

Adoptarea acestor tehnologii contribuie la creșterea rezilienței operaționale, la îmbunătățirea capacității de monitorizare și analiză a infrastructurii, precum și la optimizarea proceselor de mentenanță, planificare și management al activelor, susținând totodată obiectivele strategice ale companiei privind eficiența operațională și transformarea digitală.

6.10. Active corporale

6.10.1. Amplasarea și caracteristicile principalelor capacități de producție

Societatea are șapte sucursale hidroelectrice:

- SH Bistrița,
- SH Cluj,
- SH Curtea de Argeș,
- SH Hațeg,
- SH Porțile de Fier,
- SH Râmnicu Vâlcea,
- SH Sebeș,

și o sucursală ce administrează parcul eolian Crucea, cele mai importante pentru Grup din punct de vedere al capacităților acestora de producție a energiei și ponderilor în producția de energie totală a Grupului fiind Porțile de Fier și Râmnicu Vâlcea.

SH Porțile de Fier

Sistemul Hidroenergetic și de Navigație Porțile de Fier I

Sistemul Hidroenergetic și de Navigație („S.H.E.N.”) Porțile de Fier I se găsește amplasat pe Dunăre la km 943 și a fost proiectat și executat în colaborare cu partea sârbă.

Construcția Sistemului Porțile de Fier I a început la data de 7 septembrie 1964, odată cu inaugurarea oficială a șantierului. Obiectivul este simetric față de axa Dunării și este compus din două centrale hidroelectrice cu câte șase hidroegregate cu turbine Kaplan de mare capacitate, două ecluze cu dimensiuni de 310 m x 34 m (câte una pentru fiecare parte) și un baraj deversor cu 14 câmpuri deversoare (câte 7 pentru fiecare parte). Primul obiectiv pus în funcțiune pe partea română a fost ecluza, la data de 14 august 1969.

Prin dimensiunile și puterea lor instalată, agregatele din centrale au fost cele mai mari de acest tip din lume. La fel, prin dimensiunile sasurilor și prin cădere, ecluzele de la Porțile de Fier I se înscriu în lista celor mai mari construcții de acest gen din lume.

Atât la centrală cât și la ecluză s-au derulat, în ultimii 15 ani, programe de re tehnologizare care au dus la creșterea puterii instalate de la 175 la 194,4 MW pe fiecare agregat din centrală, creșterea performanțelor tehnice ale echipamentelor și instalațiilor, precum și creșterea siguranței în exploatare.

Centrala Hidroelectrică de la Porțile de Fier I are, după re tehnologizare, o producție de energie electrică anuală de proiect de 5,241 GWh în anul mediu hidrologic, ceea ce reprezintă circa 10% din producția la nivel național. În plus, centrala asigură aproape jumătate din serviciile tehnologice de sistem din România.

Sistemul Hidroenergetic și de Navigație Porțile de Fier II

Sistemul Hidroenergetic și de Navigație Porțile de Fier II se găsește amplasat pe Dunăre la km 853, în zona insulei românești Ostrovul Mare și a fost și el proiectat și executat în colaborare cu partea sârbă. Construcția Sistemului Porțile de Fier II a început în anul 1977.

Obiectivul are o configurație asimetrică, Dunărea fiind barată în două fronturi (cel principal pe brațul principal al Dunării și cel de-al doilea de pe brațul Gogoșu). Obiectivul este compus dintr-o centrală de bază cu 16 agregate de tip bulb (câte 8 pentru fiecare parte pusă în funcțiune în perioada 1984 – 1986), două centrale suplimentare (funcționale din 1994, cea românească, respectiv din 2000, cea sârbească), trei

ecluze (două pe partea română și una pe partea sârbă) și două baraje deversoare (cel românesc pe brațul Gogoșu, cel sârbesc în frontul principal de barare).

Partea română a centralei de bază este la ultimul agregat din program de re tehnologizare, puterea instalată crescând de la 216 Mw înainte de re tehnologizare la 251,2 Mw după re tehnologizare.

Centrala suplimentară română, situată pe brațul secundar al Dunării, are în dotare 2 hidroagregate de tip bulb, identice ca dispoziție interioară și soluții constructive cu cele din centrala de bază, are o putere instalată de 54 MW. Centrala Gogoșu, ale cărei hidroagregate vor fi re tehnologizate va atinge după re tehnologizare o putere instalată de 62,8 MW.

Principalii parametri ai centralelor hidroelectrice din Amenajarea Dunării sunt prezentați mai jos:

- Sistemul Hidroenergetic și de Navigație Porțile de Fier I: $P_i = 6 \times 194,4$ MW, turbine Kaplan, producție medie (GWh/an) = 5241;
- Sistemul Hidroenergetic și de Navigație Porțile de Fier II (centrala de bază): $P_i = 8 \times 31,4$, turbine bulb, producție medie (GWh/an) = 1240;
- Sistemul Hidroenergetic și de Navigație Porțile de Fier II – Gogoșu (centrala suplimentară): $P_i = 2 \times 27$, turbine bulb, producție medie (GWh/an) = 84.

Centrala Hidroelectrică Tismana

Cel mai mare obiectiv hidroenergetic ca putere instalată din cadrul U.H.E. Targu Jiu, sucursala Porțile de Fier este centrala hidroelectrică Tismana, o centrala subterană echipată cu două hidroagregate cu o putere totală instalată de 106 MW și o producție medie anuală de energie de 262 GWh.

Amenajarea hidroenergetică a râului Lotru

Amenajarea potențialului hidroenergetic al râului Lotru s-a realizat între anii 1965–1985 și are o importanță deosebită deoarece, prin cei 160 de kilometri de galerii de aducțiune și printr-un sistem complex de captări și derivații, concentrează debitele din bazinele limitrofe într-o singură acumulare, Vidra.

Potențialul mediu anual al bazinului Lotru este de 1.243 GWh, valorificarea energetică a debitelor acumulate în lacul Vidra realizându-se în trei trepte de cădere situate între cotele 1289 m și 300 m, în centralele Ciunget, Malaia și Brădișor.

Principalele elemente ale amenajării hidroenergetice Lotru sunt:

- 3 hidrocentrale (Ciunget, Malaia, Brădișor) cu o putere instalată totală de 643 MW;
- 3 stații de pompaj energetic (Petrimanu, Jidoaia, Lotru-Aval) cu o putere instalată totală de 61,5 MW;
- 7 baraje, dintre care 5 baraje din beton în arc (Petrimanu, Galbenu, Jidoaia, Lotru-Aval, Bradisor) cu înălțimi cuprinse între 42 și 62 m, un baraj de anrocamente (Vidra) și un baraj din materiale locale (Malaia);
- 82 captări secundare cu o rețea de galerii de 160 km.

Amenajarea hidroenergetică a râului Olt – sector mijlociu și sector inferior

Potențialul hidroenergetic al râului Olt este evaluat la 1,9 GW, ceea ce reprezintă 17% din potențialul râurilor interioare. Debitul instalat în hidrocentrale crește progresiv din amonte spre aval, ajungând pe sectorul mijlociu la 330 mc/s și pe sectorul inferior la 500 mc/s.

Pe sectorul mijlociu al Oltului sunt amplasate 12 hidrocentrale tip centrală-baraj, echipate cu turbine Kaplan (Cornetu, Gura Lotrului, Turnu, Călimănești, Daești, Râmnicu Vâlcea, Răureni, Govora, Babeni, Ionesti,

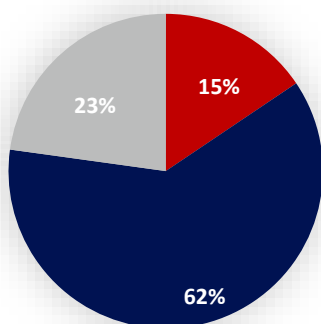
Zavideni, Drăgășani), o microhidrocentrală și 4 stații de pompaj în spatele digului, având o putere totală instalată de 501,9 MW și o producție de energie electrică de proiect de 1.475,32 GWh/an.

Pe sectorul inferior al Oltului sunt amplasate 8 hidrocentrale din care 2 hidrocentrale echipate cu turbine Kaplan (Strejești și Arcești) și o hidrocentrală echipată cu 2 turbine Bulb. Celelalte cinci hidrocentrale de pe Oltul Inferior (Ipotesti, Drăgănești, Frunzaru, Rusănești și Izbiceni) sunt identice din punct de vedere constructiv, fiind echipate fiecare cu câte patru hidroagregate tip Bulb reversibil de 13,25 MW fiecare.

6.10.2. Gradul de uzură al capacităților de producție

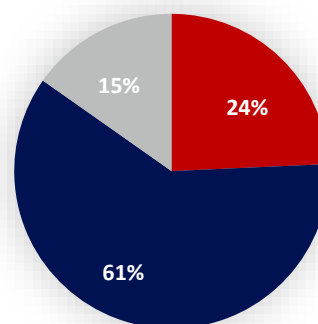
Hidroelectrica are în exploatare, la momentul actual, un număr de 420 hidroagregate, care pot fi structurate după vârsta medie de la punere în funcțiune, respectiv de la retehnologizare, conform figurilor următoare:

Vârsta medie - putere instalată



■ putere instalată înainte de 1976 inclusiv
■ putere instalată din 1976 până în 2006 inclusiv
■ putere instalată după 2006

Vârsta medie - număr agregate



■ nr. agregate PIF înainte de 1976 inclusiv
■ nr. agregate PIF din 1976 până în 2006 inclusiv
■ nr. agregate PIF după 2006

Sursa: Hidroelectrica

Se poate observa că puterea instalată la hidroagregate noi sau retehnologizate în ultimii 20 de ani reprezintă circa 23% din totalul puterii instalate hidro.

Se constată că majoritatea hidroagregatelor (61%) au fost instalate în perioada 1976-2006 (au vârsta între 20 și 50 ani de la punerea în funcțiune), 15% fiind puse în funcțiune respectiv retehnologizate după anul 2006 iar 24% sunt puse în funcțiune înainte de 1976.

6.10.3. Dreptul de proprietate asupra activelor corporale

În noiembrie 1998 a fost emisă Legea nr. 213/1998 care reglementează statutul domeniului public. Această lege prevede că dreptul de proprietate asupra bunurilor din domeniul public aparține statului sau autorităților locale, care pot închiria bunurile aflate în proprietate publică. În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și ale Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) a închiriat Societății amenajările hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurile pe care se află acestea. Astfel, în decembrie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 171/27.12.2004 între Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) (concedent) și Societate (concesionar) pentru activele hidroenergetice aflate în patrimoniul public la 31 decembrie 2003.

Principalele clauze ale contractului de concesiune și modificărilor sale ulterioare sunt următoarele:

- Statul, prin Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei), deține dreptul de proprietate asupra activelor de domeniul public care fac obiectul contractului;
- Societatea are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani de la data semnării (perioada poate fi prelungită în conformitate cu prevederile legii concesiunilor, cu jumătate din perioada inițială, prin acordul comun al părților), în scopul exploatării, reabilitării, modernizării, re tehnologizării, precum și construcției de noi amenajări hidroenergetice, conform programelor de investiții;
- Societatea plătește o redevență anuală de 1/1000 din veniturile anuale din producția de energie electrică și servicii de sistem produse în hidrocentrale;
- La încetarea contractului, anumite active care au fost utilizate de concesionar în derularea concesiunii vor fi restituite concedentului, după cum este explicat mai jos;
- Societatea are obligația de a utiliza activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și ale licenței de funcționare.

Contractul de concesiune prevede următoarele tipuri de active:

- Bunuri de retur – active din domeniul public care aparțin concedentului și care sunt restituite concedentului cu titlu deplin, gratuit și libere de orice sarcini, la încetarea contractului de concesiune. Bunurile de retur sunt active din domeniul public cum ar fi baraje, diguri, ecluze, care fac obiectul concesiunii/leasingului, precum și cele rezultate din investiții/modernizări ale acestor active efectuate de Societate în perioada contractului de concesiune. Societatea amortizează aceste investiții/modernizări pe durata minimă dintre perioada rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.
- Bunuri de preluare – activele care aparțin concesionarului și sunt utilizate de concesionar în perioada concesiunii și care sunt similare ca natură cu activele din domeniul public de mai sus (amenajări de terenuri, construcții, instalații speciale și echipamente tehnologice), asupra cărora, la încetarea contractului de concesiune, concedentul are opțiunea de preluare în schimbul unei plăți egale cu „valoarea contabilă actualizată” la data preluării. În interpretarea Societății, „valoarea contabilă actualizată” este valoarea contabilă netă la data preluării și, având în vedere că Societatea utilizează modelul reevaluării, această valoare va fi valoarea reevaluată la acea dată. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.
- Bunuri proprii – active care, la încetarea contractului de concesiune, rămân în proprietatea concesionarului. Bunurile proprii sunt activele (construcții, instalații speciale, echipamente tehnologice, aparate de măsură și control, mijloace de transport, mobilier, echipamente de birou, echipamente de protecție și alte imobilizări corporale) care aparțin concesionarului și sunt utilizate de acesta în perioada concesiunii, cu excepția bunurilor de preluare. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.

7. Rezultate Financiare pentru anul 2025

7.1.Indicatori Financieri

A. Indicatori financiari calculați pe baza situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU

milioane RON				
Indicatori	2025	2024	Variație (%)	2023
Venituri	9.619	9.123	5%	12.160
EBITDA	4.646	5.503	-16%	8.016
Profit din exploatare	3.719	4.588	-19%	7.200
Profit net	3.370	4.128	-18%	6.365
Rezultatul per acțiune (RON)	7,49	9,18	-18%	14,17

Sursa: Hidroelectrica

Indicatori	Mod de calcul	2025	2024	2023
Indicatorul lichidității curente	Active curente/Datorii curente	4,49	6,69	7,50
Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat/Capital propriu x 100	1,28	1,66	1,84
Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat/Capital angajat x 100	1,27	1,64	1,80
Viteza de rotație a debitelor-clienți	Sold mediu clienți/Cifra de afaceri x 365	63,22	93,65	66,02
Viteza de rotație a activelor imobilizate	Cifra de afaceri/Active imobilizate	0,48	0,46	0,58

Sursa: Hidroelectrica

Datoria Netă/(Numerar) Ajustat

milioane RON				
	2025	2024	Variație (%)	2023
Împrumuturi bancare	213	301	-29%	394
Datorii aferente contractelor de leasing	72	79	-10%	66
Numerar și echivalente de numerar	(1.188)	(1.582)	-25%	(408)
Investiții pe termen scurt (Investiții în depozite)	(3.732)	(3.476)	7%	(4.349)
Datoria Netă/(Numerar) Ajustat	(4.635)	(4.677)	-1%	(4.297)
EBITDA Ajustată	4.746	5.517	-14%	8.253
Raportul Datoria netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată	(0.98)	(0,85)	15%	(0,52)

Sursa: Hidroelectrica

B. Indicatori financiari calculați pe baza situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016

milioane RON				
Indicatori	2025	2024	Variație (%)	2023
Venituri	9.619	9.123	5%	12.160
EBITDA	4.646	5.503	-16%	8.016
Profit din exploatare	3.719	4.588	-19%	7.200
Profit net	3.370	4.128	-18%	6.365
Rezultatul per acțiune (RON)	7,49	9,18	-18%	14,17

Sursa: Hidroelectrica

Indicatori	Mod de calcul	2025	2024	2023
Indicatorul lichidității curente	Active curente/Datorii curente	4,49	6,69	7,50
Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat/Capital propriu x 100	1,28	1,66	1,83
Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat/Capital angajat x 100	1,27	1,63	1,83
Viteza de rotație a debitelor-clienți	Sold mediu clienți/Cifra de afaceri x 365	63,22	93,66	66,01
Viteza de rotație a activelor imobilizate	Cifra de afaceri/Active imobilizate	0,48	0,46	0,58

Sursa: Hidroelectrica

Datoria Netă/(Numerar) Ajustat

	2025	2024	Variație (%)	2023
Împrumuturi bancare	213	301	-29%	394
Datorii aferente contractelor de leasing	72	79	-10%	66
Numerar și echivalente de numerar	(1.188)	(1.582)	-25%	(408)
Investiții pe termen scurt (Investiții în depozite)	(3.732)	(3.476)	7%	(4.349)
Datoria Netă/(Numerar) Ajustat	(4.635)	(4.677)	-1%	(4.297)
EBITDA Ajustată	4.746	5.517	-14%	8.253
Raportul Datoria netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată	(0,98)	(0,85)	15%	(0,52)

Sursa: Hidroelectrica

C. Indicatori financiari calculați pe baza situațiilor financiare individuale întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016

Indicatori	2025	2024	Variație (%)	2023
Venituri	9.623	9.123	5%	12.159
EBITDA	4.604	5.433	-15%	7.996
Profit din exploatare	3.686	4.527	-19%	7.178
Profit net	3.338	4.072	-18%	6.352
Rezultatul per acțiune (RON)	7,42	9,05	-18%	14,14

Sursa: Hidroelectrica

Indicatori	Mod de calcul	2025	2024	2023
Indicatorul lichidității curente	Active curente/Datorii curente	4,23	6,41	7,46
Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat/Capital propriu x 100	1,29	1,67	1,84
Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat/Capital angajat x 100	1,27	1,64	1,80
Viteza de rotație a debitelor-clienți	Sold mediu clienți/Cifra de afaceri x 365	63,16	93,62	65,96
Viteza de rotație a activelor imobilizate	Cifra de afaceri/Active imobilizate	0,48	0,45	0,58

Sursa: Hidroelectrica

Datoria Netă/(Numerar) Ajustat

	2025	2024	Variație (%)	2023
Împrumuturi bancare	213	301	-29%	394
Datorii aferente contractelor de leasing	72	79	-10%	66
Numerar și echivalente de numerar	(816)	(1.357)	-40%	(378)
Investiții pe termen scurt (Investiții în depozite)	(3.732)	(3.476)	7%	(4.349)
Datoria Netă/(Numerar) Ajustat	(4.263)	(4.452)	-4%	(4.268)
EBITDA Ajustată	4.703	5.473	-14%	8.225
Raportul Datoria netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată	(0,91)	(0,81)	11%	(0,52)

Sursa: Hidroelectrica

7.2. Detalierea veniturilor

A. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU

		2025	2024	Variație (%)	2023
Energia produsă și vândută (netă)	GWh	11.847	13.864	-15%	17.639
Achiziție energie electrică	GWh	2.209	802	175%	1.699
Total energie vândută	GWh	14.056	14.666	-4%	19.338
<i>Cantitate energie electrică – angro</i>	<i>GWh</i>	<i>6.347</i>	<i>8.185</i>	<i>-22%</i>	<i>12.325</i>
Preț mediu angro	RON / MWh	548	476	15%	493
Venituri piețe angro	milioane RON	3.476	3.894	-11%	6.078
<i>Cantitate energie electrică Furnizare</i>	<i>GWh</i>	<i>7.244</i>	<i>5.572</i>	<i>30%</i>	<i>6.046</i>
Preț mediu furnizare (fără costuri transferate - ex pass through)	RON / MWh	481	418	15%	568
Venituri din Furnizare	milioane RON	3.485	2.329	50%	3.434
Costuri transferate (pass through)	milioane RON	1.998	1.501	33%	1.498
<i>Cantitate Echilibrare</i>	<i>GWh</i>	<i>186</i>	<i>511</i>	<i>-64%</i>	<i>433</i>
Preț mediu Echilibrare	RON / MWh	1.438	1.689	15	1.310
Venituri din Echilibrare	milioane RON	267	863	-69%	567
Venituri din servicii de sistem (STS)	milioane RON	248	303	-18%	334
Alte venituri din contracte cu clienții, din care:	milioane RON	145	233	-38%	249
Venituri din dezechilibre pozitive*	milioane RON	(13)	(263)	-95%	99
Venituri din servicii de reducere de putere	milioane RON	56	416	-87%	87
Redistribuirea veniturilor suplimentare	milioane RON	51	78	-35%	63
Venituri	milioane RON	9.619	9.123	5%	12.160

* Cantitatea aferentă dezechilibrelor pozitive înregistrate în anul 2025 este de 278 GWh (2024: 399 GWh, 2023: 533 GWh)

Sursa: Hidroelectrica

Energia produsă și vândută (netă)

Energia produsă și vândută (producția netă) a înregistrat o scădere de aproximativ 15% în anul 2025 comparativ cu anul 2024, în perioada ianuarie-decembrie 2025 această cantitate fiind de 11.847 GWh. După un început de an marcat de o reducere accentuată a producției, pe fondul condițiilor hidrologice nefavorabile, respectiv o perioadă de secetă hidrologică severă, cu un debit mediu al Dunării în trimestrul I din 2025 de doar 4.257 mc/s, în scădere cu aproximativ 40% față de perioada similară a anului 2024, societatea a reușit o recuperare semnificativă în T3-T4, susținută în special de achiziții de energie și de atenuarea scăderii producției, respectiv o creștere a producției în T4 datorita condițiilor hidrologice favorabile.

Venituri piețe angro

În perioada ianuarie-decembrie 2025, prețul mediu de vânzare pe segmentul angro a înregistrat o creștere semnificativă de aproximativ 15% comparativ cu perioada similară din anul anterior. Această creștere a fost preponderent din tranzacționarea pe piețele forward, urmare a eliminării mecanismului reglementat MACEE începând cu data de 1 ianuarie 2025. Tranzacționarea pe piețele forward a permis companiei să

obțină prețuri mai bune pentru energia electrică vândută, contribuind astfel la atenuarea impactului hidrologiei scăzute asupra veniturilor pe segmentul angro. Pe termen scurt, raportat în special la trimestrul I al anului 2025, diminuarea cantităților disponibile la vânzare a limitat capacitatea companiei de a valorifica pe deplin majorarea veniturilor pe piața angro.

Cu toate acestea, Hidroelectrica s-a adaptat rapid prin optimizarea mixului producție – trading, ceea ce a avut un impact semnificativ în creșterea prețului mediu de vânzare, asigurând protejarea marjei comerciale într-o perioadă cu volume reduse. Această abordare a compensat deficitul din T1, conducând la o diminuare cu 22% a veniturilor aferente segmentului de piața angro față de aceeași perioadă a anului 2024, comparativ cu 53% în T1.

Venituri din Furnizare către clienți finali

Veniturile realizate din activitatea de furnizare energie electrică au crescut cu 50%, la 3.485 milioane RON venituri realizate în anul 2025, de la 2.329 milioane RON venituri realizate în anul 2024.

Această evoluție reflectă atât o creștere a bazei de clienți, cât și eficiența ajustării politicii comerciale în condiții concurențiale dificile. Creșterea veniturilor a fost generată de un volum mai mare de energie electrică furnizată consumatorilor finali (30%), coroborată cu o creștere a prețului mediu al tarifelor de furnizare cu 15%, rezultat al unei adaptări comerciale la contextul pieței și menținerea competitivității.

Pe fondul scăderii producției proprii, extinderea segmentului de furnizare constituie o re poziționare strategică: compania trece de la un profil “*asset-centric*” (marje mari, volatilitate hidrologică) la unul “*client-centric*” (stabilitate a veniturilor, dar expunere mai mare la risc de piață și operațional și integrare cu activitatea de trading). Semnificația strategică a unei astfel de evoluții provine din:

- diversificarea riscului hidrologic: o pondere mai mare a furnizării coroborată cu achiziții RES crescute, atunci când prețul este unul benefic, atenuază dependența de hidrologie și sezonalitate. Veniturile devin mai puțin corelate cu hidrologia, dar mai expuse la prețul de achiziție și la eficiența activității de trading.
- ancorare comercială: un portofoliu mai mare de clienți (casnici și non-casnici) înseamnă cerere recurentă și putere de negociere pe termen lung, facilitând contractarea forward și optimizarea costului mediu al energiei.
- platformă pentru integrarea RES: furnizarea creează cerere care poate fi acoperită strategic prin achiziții și/sau dezvoltări de noi capacități de producție, reducând structural riscul de preț și expunerea la piața spot. Volatilitatea accentuată a pieței de energie electrică, care a generat fluctuații semnificative în nivelul tarifelor aplicabile consumatorilor finali.

Un alt factor relevant îl constituie modificarea cadrului fiscal aplicabil producătorilor de energie, prin eliminarea plafonului valoric de la care se aplică impozitul pe veniturile suplimentare, ceea ce a contribuit indirect la relaxarea presiunii asupra prețurilor din lanțul de furnizare.

Venituri din Echilibrare

Veniturile din Echilibrare au scăzut cu 69%, la 267 milioane RON înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2025, de la 863 milioane RON înregistrate în anul 2024 determinată în principal de reducerea cu 64% a volumului vândut pe Piața de Echilibrare în 2025 comparativ cu 2024. Scăderea este direct proporțională

cu evoluția pieței de echilibrare din Romania care cantitativ a avut o scădere de 53% în primele 11 luni ale anului 2025 (conform datelor publicate de ANRE) de la 1.493 GWh în 2024 la 797 GWh în anul 2025.

Alte venituri din contracte cu clienții

Alte venituri din contracte cu clienții au scăzut cu 38%, la 145 milioane RON în anul 2025, de la 231 milioane RON în anul 2024.

Evoluția acestor venituri este influențată de comportamentul celorlalți participanți din piața de energie electrică în ceea ce privește gestionarea dezechilibrelor. Creșterea prețurilor înregistrate pe piața pentru dezechilibrele pozitive a avut ca rezultat creșterea veniturilor din dezechilibre pozitive la nivel de Grup în primele șase luni ale anului 2025 cu 230 milioane RON față de aceeași perioadă a anului 2024. În același timp, serviciile de reducere de putere înregistrate în segmentul de producere au scăzut cu 315 milioane RON față de aceeași perioadă a anului 2024.

B. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

		2025	2024	Variație (%)	2023
Energia produsă și vândută (netă)	GWh	11.847	13.864	-15%	17.639
Achiziție energie electrică	GWh	2.209	802	175%	1.699
Total energie vândută	GWh	14.056	14.666	-4%	19.338
<i>Cantitate energie electrică – angro</i>	<i>GWh</i>	<i>6.347</i>	<i>8.185</i>	<i>-22%</i>	<i>12.325</i>
Preț mediu angro	RON / MWh	548	476	15%	493
Venituri piețe angro	milioane RON	3.476	3.894	-11%	6.078
<i>Cantitate energie electrică Furnizare</i>	<i>GWh</i>	<i>7.244</i>	<i>5.572</i>	<i>30%</i>	<i>6.046</i>
Preț mediu furnizare (fără costuri transferate - ex pass through)	RON / MWh	481	418	15%	568
Venituri din Furnizare	milioane RON	3.485	2.329	50%	3.434
Costuri transferate (pass through)	milioane RON	1.998	1.501	33%	1.498
<i>Cantitate Echilibrare</i>	<i>GWh</i>	<i>186</i>	<i>511</i>	<i>-64%</i>	<i>433</i>
Preț mediu Echilibrare	RON / MWh	1.438	1.689	15	1.310
Venituri din Echilibrare	milioane RON	267	863	-69%	567
Venituri din servicii de sistem (STS)	milioane RON	248	303	-18%	334
Alte venituri din contracte cu clienții, din care:	milioane RON	145	233	-38%	249
Venituri din dezechilibre pozitive*	milioane RON	(13)	(263)	-95%	99
Venituri din servicii de reducere de putere	milioane RON	56	416	-87%	87
Redistribuirea veniturilor suplimentare	milioane RON	51	78	-35%	63
Venituri	milioane RON	9.619	9.123	5%	12.160

Sursa: Hidroelectrica

C. Conform situațiilor financiare individuale întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

		2025	2024	Variație (%)	2023
Energia produsă și vândută (netă)	GWh	11.847	13.864	-15%	17.639
Achiziție energie electrică	GWh	2.209	802	175%	1.699
Total energie vândută	GWh	14.056	14.666	-4%	19.338
Cantitate energie electrică – angro	GWh	6.347	8.185	-22%	12.325
Preț mediu angro	RON / MWh	548	476	15%	493
Venituri piețe angro	milioane RON	3.476	3.894	-11%	6.078
Cantitate energie electrică Furnizare	GWh	7.244	5.572	30%	6.046
Preț mediu furnizare (fără costuri transferate - ex pass through)	RON / MWh	481	418	15%	568
Venituri din Furnizare	milioane RON	3.485	2.330	50%	3.434
Costuri transferate (pass through)	milioane RON	1.999	1.502	33%	1.498
Cantitate Echilibrare	GWh	186	511	-64%	433
Preț mediu Echilibrare	RON / MWh	1.438	1.689	15	1.310
Venituri din Echilibrare	milioane RON	267	863	-69%	567
Venituri din servicii de sistem (STS)	milioane RON	248	303	-18%	334
Alte venituri din contracte cu clientii, din care:	milioane RON	145	231	-37%	248
Venituri din dezechilibre pozitive*	milioane RON	(13)	(263)	-95%	99
Venituri din servicii de reducere de putere	milioane RON	56	416	-87%	87
Redistribuirea veniturilor suplimentare	milioane RON	51	78	-35%	63
Venituri	milioane RON	9.619	9.123	5%	12.159

Sursa: Hidroelectrica

7.3.Cheltuieli Operaționale

A. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU

	2025	2024	Variație	2023
<i>Detalierea costurilor</i>	<i>milioane RON</i>	<i>milioane RON</i>	<i>(%)</i>	<i>milioane RON</i>
Apă uzinată	445	518	-14%	639
Beneficiile angajaților	1.020	885	15%	717
Transport și distribuție de energie electrică	1.635	1.228	33%	1.208
Energie electrică achiziționată	911	209	336%	456
Cheltuieli cu certificatele verzi	354	274	30%	297
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	883	905	-2%	799
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale și necorporale, net	99	39	152%	237
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	37	79	-53%	80
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	112	92	21%	85
Taxa pentru producătorii de energie electrică	123	235	-48%	225
Alte cheltuieli de exploatare	408	307	33%	251
Venituri din producția de imobilizări în regie proprie	(86)	(49)	75%	-

Sursa: Hidroelectrica

Apa uzinată

Cheltuielile cu apa uzinată au scăzut cu 14% la 445 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2025 de la 518 milioane RON în anul 2024. Această scădere a fost determinată de diminuarea cantității de energie electrică produsă în anul 2025 față de anul 2024, ca urmare a condițiilor hidrologice nefavorabile.

Beneficiile angajaților

Cheltuielile cu beneficiile salariaților s-au majorat cu 15% la 1.020 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2025, de la 885 milioane RON în anul 2024. Această creștere reflectă în principal majorările salariale rezultate din negocierile cu sindicatul salariaților, aplicabile începând cu luna iulie 2024, respectiv mai 2025, precum și creșterea cu 3% al numărului efectiv de salariați ai Grupului (creștere generată în principal de achiziția UCM Reșița în luna martie 2024).

Transport și distribuție de energie electrică

Cheltuielile de transport și distribuție de energie electrică au crescut cu 33%, la 1.635 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2025, de la 1.228 milioane RON în anul 2024. Această creștere este determinată de creșterea cu 30% a volumului de energie furnizat și de majorările succesive ale tarifelor reglementate în cursul anului 2025.

Energie electrică achiziționată

Energia electrică achiziționată a crescut cu 336% în anul 2025, la 911 milioane RON, de la 209 milioane RON în aceeași perioadă a anului 2024. Această evoluție se datorează, în principal, producției de energie scăzută, creșterii cantității de energie electrică necesară segmentului de furnizare.

Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale, net

Pierderile din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale au crescut la 99 milioane RON la 31 decembrie 2025, de la 39 milioane RON in anul încheiat la 31 decembrie 2024. Aceasta majorare se datorează în principal modificării ipotezelor utilizate, si anume folosirea fluxurilor de numerar viitoare pentru principalele proiecte, prin estimarea cheltuielilor de exploatare specifice fiecărui proiect.

B. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

	2025	2024	Variație	2023
<i>Detalierea costurilor</i>	<i>milioane RON</i>	<i>milioane RON</i>	<i>(%)</i>	<i>milioane RON</i>
Apă uzinată	445	518	-14%	639
Beneficiile angajaților	1.200	866	18%	728
Transport și distribuție de energie electrică	1.635	1.228	33%	1.208
Energie electrică achiziționată	911	209	336%	456
Cheltuieli cu certificatele verzi	354	274	30%	297
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	883	905	-2%	799
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale și necorporale, net	99	39	152%	237
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	32	66	-51%	80
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	112	92	21%	85
Taxa pentru producătorii de energie electrică	123	235	-48%	225
Alte cheltuieli de exploatare	408	326	25%	240
Venituri din producția de imobilizări în regie proprie	(86)	(49)	75%	-

Sursa: Hidroelectrica

C. Conform situațiilor financiare individuale întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

	2025	2024	Variație	2023
<i>Detalierea costurilor</i>	<i>milioane RON</i>	<i>milioane RON</i>	<i>(%)</i>	<i>milioane RON</i>
Apă uzinată	445	518	-14%	639
Beneficiile angajaților	778	677	15%	605
Transport și distribuție de energie electrică	1.635	1.228	33%	1.208
Energie electrică achiziționată	911	209	336%	456
Cheltuieli cu certificatele verzi	354	274	30%	297
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	872	896	-3%	795
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale și necorporale, net	99	39	152%	236
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	32	68	-52%	80
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	341	303	12%	246
Taxa pentru producătorii de energie electrică	123	235	-48%	225
Alte cheltuieli de exploatare	381	298	28%	229

Sursa: Hidroelectrica

7.4. Fluxuri de numerar

A. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU

	2025	2024	Variație	2023
	milioane RON	milioane RON	%	milioane RON
Numerar net din activitatea de exploatare	4.300	6.353	-33%	5.425
Numerar net din activitatea de investiții	(549)	1.207	-147%	(1.229)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(4.144)	(6.386)	-35%	(4.448)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(394)	1.174	-134%	(253)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	1.582	408	288%	661
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	1.188	1.582	-25%	408

Sursa: Hidroelectrica

Numerar net din activitatea de exploatare

Numerarul net din activitatea de exploatare a fost în sumă de 4.300 milioane RON în anul 2025, comparativ cu 6.353 milioane RON în anul 2024. Această reducere se datorează în principal creșterii soldului creanțelor comerciale la 31 decembrie 2025 și este influențată negativ de diminuarea profitului net în anul 2025 comparativ cu anul 2024, rezultând astfel o descreștere de 33% a numerarului net din activitatea de exploatare în anul 2025 comparativ cu anul 2024.

Numerar net din activitatea de investiții

Numerarul net din activitatea de investiții a fost în sumă de (549) milioane RON în anul 2025, comparativ cu 1.207 milioane RON în anul 2024. Această descreștere a fost determinată în principal de creșterea investițiilor în achiziția de imobilizări corporale și necorporale precum și a plasamentelor în depozite, cu scop de maximizare a randamentului disponibilităților.

Numerar net utilizat în activitatea de finanțare

Numerarul net utilizat în activitatea de finanțare a fost în sumă de 4.144 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2025, comparativ cu 6.386 milioane RON în anul 2024. Această reducere este datorată dividendelor plătite în anul 2025, ca urmare a performanțelor financiare înregistrate în exercițiul financiar 2024.

B. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

	2025	2024	Variație	2023
	milioane RON	milioane RON	%	milioane RON
Numerar net din activitatea de exploatare	4.300	6.353	-32%	5.425
Numerar net din activitatea de investiții	(545)	1.207	-145%	(1.229)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(4.144)	(6.386)	-35%	(4.448)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(394)	1.174	-134%	(253)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	1.582	408	288%	661
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	1.188	1.582	-25%	408

Sursa: Hidroelectrica

C. Conform situațiilor financiare individuale întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

	2025	2024	Variație	2023
	milioane RON	milioane RON	%	milioane RON
Numerar net din activitatea de exploatare	4.058	6.335	-36%	5.407
Numerar net din activitatea de investiții	(459)	1.030	-145%	(1.224)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(4.140)	(6.386)	-35%	(4.447)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(540)	979	-155%	(263)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	1.357	378	259%	642
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	816	1.357	-40%	378

Sursa: Hidroelectrica

7.5. Poziția financiară

A. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU

milioane RON	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Variație %	31 decembrie 2023
Active				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	19.428	19.848	2%	20.427
Imobilizări necorporale	35	22	59%	6
Numerar restricționat	23	-	100%	-
Investiții în obligațiuni corporative	-	-	-	353
Alte active imobilizate	373	277	35%	284
Total active imobilizate	19.859	20.148	1%	21.069
Active circulante				
Stocuri	123	94	31%	71
Creanțe comerciale	1.697	1.634	4%	3.048
Investiții în depozite și obligațiuni corporative	3.731	3.476	7%	4.349
Numerar și echivalente de numerar	1.187	1.582	-25%	408
Numerar restricționat	31	21	48%	101
Alte active circulante	65	22	195%	63
Total active circulante	6.834	6.829	0%	8.040
Total active	26.692	26.977	-1%	29.109
Capitaluri proprii și datorii				
Capitaluri proprii				
Capital social	5.527	5.527	0%	5.527
Rezerva din reevaluare	11.084	11.549	-4%	12.039
Alte rezerve	1.030	1.026	0%	1.024
Rezultat reportat	4.539	4.749	-4%	6.432
Total capitaluri proprii	22.180	22.851	-3%	25.021
Datorii				
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi bancare	118	208	-43%	300
Datorii aferente contractelor de leasing	62	70	-11%	61
Venituri în avans	192	202	-5%	177

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Variație %	31 decembrie 2023
<i>milioane RON</i>				
Datorii privind impozitul amânat	1.397	1.460	-4%	1.504
Datorii privind impozitul pe profit curent	8	8	0%	-
Beneficiile angajaților	140	129	9%	128
Provizioane	1.009	944	7%	837
Alte datorii	58	53	9%	8
Total datorii pe termen lung	2.984	3.074	-3%	3.016
Datorii curente				
Împrumuturi bancare	96	93	3%	93
Datorii aferente contractelor de leasing	11	9	22%	5
Datorii comerciale	778	430	81%	408
Datorii aferente contractelor cu clienții	49	98	-50%	42
Datorii privind impozitul pe profit curent	182	60	203%	145
Venituri în avans	7	6	17%	6
Beneficiile angajaților	156	147	6%	100
Provizioane	104	82	27%	165
Taxa pentru producătorii de energie electrică		2	-100%	1
Alte datorii	146	125	17%	107
Total datorii curente	1.529	1.052	45%	1.072
Total datorii	4.513	4.125	9%	4.087
Total capitaluri proprii și datorii	26.693	26.977	-1%	29.109

Sursa: Hidroelectrica

Alte active imobilizate

Alte active imobilizate aflate în sold la 31 decembrie 2025 au crescut cu 35% la 373 milioane RON, de la 277 milioane RON la 31 decembrie 2024, creșterea fiind determinată în principal de avansurile plătite pentru re tehnologizările CHE Stejaru, CHE Vidraru și stații de pompe Lotru.

Creanțe comerciale

Soldul creanțelor comerciale au crescut cu 4%, la 1.698 milioane RON la 31 decembrie 2025 de la 1.634 milioane RON la 31 decembrie 2024. Creșterea este determinată de particularitățile trimestrului IV în emiterea facturilor precum și a zilelor nebancare din luna decembrie.

Investiții în depozite

Soldul investițiilor în depozite a crescut cu 7%, la 3.731 milioane RON la 31 decembrie 2025 de la 3.476 milioane RON la 31 decembrie 2024. Această creștere a fost cauzată în principal de constituirea de depozite pe termen mai mare de 3 luni, și prezentarea acestora ca și investiții în depozite în raport cu cele cu o scadență mai mică care sunt prezentate ca numerar și echivalente de numerar.

Împrumuturi bancare – porțiunea pe termen lung

Soldul împrumuturilor bancare a scăzut cu 43% la 118 milioane RON la 31 decembrie 2025 de la 208 milioane RON la 31 decembrie 2024. Această scădere se datorează rambursărilor de împrumuturi în euro în sumă de 89 milioane echivalent RON în anul 2025.

Provizioane

Soldul provizioanelor pe termen lung a crescut cu 7% la 1.009 milioane RON la 31 decembrie 2025 de la 944 milioane RON la 31 decembrie 2024. Această creștere a fost cauzată în principal de actualizarea provizioanelor pentru abandon în anul 2025.

Alte datorii pe termen lung

Soldul altor datorii pe termen lung nu au înregistrat modificări semnificative în decursul perioadei, soldul acestora reprezentând garanții constituite de Asocieria Hidroconstrucția SA și Romelectro SA (constructori utilizați pentru proiectul de investiții Bumbesti-Livezeni) în garanție în conturile bancare, ca urmare a neprelungirii scrisorilor de garanție.

Datorii comerciale

Soldul datoriilor comerciale a crescut cu 81%, la 778 milioane RON la 31 decembrie 2025, de la 430 milioane RON la 31 decembrie 2024. Această creștere este determinată, în principal, de creșterea datoriilor către furnizorii de imobilizări (107 mil RON Electromontaj și Prime Bateries), al datoriilor acumulate către prosumatori (creștere cu 44 mil lei față de 31 decembrie 2024), a achizițiilor mai mari de energie efectuate în luna decembrie 2025 comparativ cu decembrie 2024 și care nu au fost achitate până la 31 decembrie 2025. Un alt motiv al creșterii datoriilor cu furnizorii este creșterea achizițiilor în ultima parte a lunii decembrie 2025 pentru care furnizorii nu au emis facturi până la 31 decembrie 2025, fiind reflectate în furnizori - facturi de primit.

Datorii privind impozitul pe profit curent

Soldul datoriilor privind impozitul pe profit curent a crescut cu 217% la 190 milioane RON la 31 decembrie 2025 de la 60 milioane RON la 31 decembrie 2024. Această creștere a fost cauzată în principal de rezultatele mult mai bune obținute în trimestrul IV 2025 comparativ cu reducerea profitului brut în anul trimestrul IV 2024.

Beneficiile angajaților

Soldul beneficiilor angajaților pe termen scurt a crescut cu 6% la 156 milioane RON la 31 decembrie 2025 de la 147 milioane RON la 31 decembrie 2024. Aceasta creștere este, în principal, consecința majorărilor salariale și creșterii numărului efectiv de salariați ai Grupului.

Provizioane

Soldul provizioanelor pe termen scurt a crescut cu 27% la 104 milioane RON la 31 decembrie 2025 de la 82 milioane RON la 31 decembrie 2024. Această creștere a fost generată, în principal, de creșterea porțiunii curente a provizioanelor pentru litigii, pe baza estimărilor managementului, a valorii și datelor anticipate de soluționare a acestora.

B. Conform situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

<i>milioane RON</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Variație %	31 decembrie 2023
Active				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	19.399	19.816	2%	20.393
Imobilizări necorporale	67	54	59%	39
Numerar restricționat	23	-	100%	-
Investiții în obligațiuni corporative	-	-	-	353
Alte active imobilizate	374	68	35%	284
Total active imobilizate	19.863	19.938	1%	21.069
Active circulante				
Stocuri	124	94	32%	71
Creanțe comerciale	1.698	1.634	4%	3.048
Investiții în depozite și titluri de stat	3.732	3.476	7%	4.349
Numerar și echivalente de numerar	1.188	1.582	-25%	408
Numerar restricționat	32	21	52%	101
Alte active circulante	65	232	172%	63
Total active circulante	6.839	7.039	0%	8.040
Total active	26.702	26.977	-1%	29.109
Capitaluri proprii și datorii				
Capitaluri proprii				
Capital social	4.498	4.498	0%	4.498
Ajustarea la inflație a capitalului social	1.029	1.029	0%	1.029
Patrimoniul public	45	45	0%	45
Rezerva din reevaluare	11.111	11.580	-4%	12.077
Alte rezerve	1.030	1.026	0%	1.024
Rezultat reportat	4.512	4.718	-4%	6.394
Total capitaluri proprii	22.225	22.896	-3%	25.067
Datorii				
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi bancare	118	208	-43%	300
Datorii aferente contractelor de leasing	62	70	-12%	61
Venituri în avans	147	157	-6%	132
Datorii privind impozitul pe profit curent	8	8	-4%	-
Datorii privind impozitul amânat	1.397	1.460	9%	1.504
Beneficiile angajaților	140	129	7%	128
Provizioane	1.009	944	9%	837
Datorii comerciale	15	-	100%	-
Alte datorii	58	53	10%	8
Total datorii pe termen lung	2.953	3.029	-2%	2.971
Datorii curente				
Împrumuturi bancare	95	93	2%	93
Datorii aferente contractelor de leasing	10	9	10%	5
Datorii comerciale	777	430	81%	408
Datorii aferente contractelor cu clienții	48	98	-51%	42
Datorii privind impozitul pe profit curent	181	60	199%	145
Venituri în avans	6	6	-9%	6
Beneficiile angajaților	113	105	8%	76
Provizioane	147	125	17%	189

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Variație %	31 decembrie 2023
<i>milioane RON</i>				
Taxa pentru producătorii de energie electrică	-	2	-100%	1
Alte datorii	146	124	18%	107
Total datorii curente	1.523	1.052	45%	1.072
Total datorii	4.477	4.081	10%	4.043
Total capitaluri proprii și datorii	26.702	26.977	-1%	29.109

Sursa: Hidroelectrica

C. Conform situațiilor financiare individuale întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Variație %	31 decembrie 2023
<i>milioane RON</i>				
Active				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	19.293	19.686	2%	20.324
Imobilizări necorporale	48	36	59%	39
Investiții în filiale	315	315	0%	71
Numerar restricționat	23	-	100%	-
Investiții în obligațiuni corporative	-	-	-	353
Alte active imobilizate	472	67	35%	281
Total active imobilizate	20.152	20.105	1%	21.067
Active circulante				
Stocuri	70	69	2%	61
Creanțe comerciale	1.698	1.633	4%	3.047
Investiții în depozite și titluri de stat	3.732	3.476	7%	4.349
Numerar și echivalente de numerar	816	1.357	-40%	378
Numerar restricționat	33	21	55%	101
Alte active circulante	58	230	167%	61
Total active circulante	6.406	6.785	-3%	7.998
Total active	26.558	26.890	-1%	29.065
Capitaluri proprii și datorii				
Capitaluri proprii				
Capital social	4.498	4.498	0%	4.498
Ajustarea la inflație a capitalului social	1.029	1.029	0%	1.029
Patrimoniu public	45	45	0%	45
Rezerva din reevaluare	11.089	11.555	-4%	12.048
Alte rezerve	1.018	1.018	0%	1.018
Rezultat reportat	4.432	4.671	-4%	6.399
Total capitaluri proprii	22.111	22.816	-3%	25.037
Datorii				
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi bancare	118	208	-43%	300
Datorii aferente contractelor de leasing	62	70	-12%	61
Venituri în avans	147	156	-6%	131
Datorii privind impozitul pe profit curent	8	8	-4%	-
Datorii privind impozitul amânat	1.394	1.456	8%	1.498

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Variație %	31 decembrie 2023
<i>milioane RON</i>				
Beneficiile angajaților	126	116	7%	121
Provizioane	1.009	944	9%	837
Datorii comerciale	15	1	100%	
Alte datorii	55	55	0%	7
Total datorii pe termen lung	2.933	3.014	-3%	2.956
Datorii curente				
Împrumuturi bancare	95	93	2%	93
Datorii aferente contractelor de leasing	10	9	10%	5
Datorii comerciale	819	475	72%	427
Datorii aferente contractelor cu clientii	48	98	-51%	42
Datorii privind impozitul pe profit curent	175	57	209%	145
Venituri în avans	6	6	-9%	6
Beneficiile angajaților	87	80	9%	62
Provizioane	146	124	18%	187
Taxa pentru producătorii de energie electrică	-	2	-100%	1
Alte datorii	127	115	11%	104
Total datorii curente	1.515	1.059	45%	1.072
Total datorii	4.447	4.073	43%	4.028
Total capitaluri proprii și datorii	26.558	26.890	-1%	29.065

Sursa: Hidroelectrica

8. Litigii

Litigii cu autoritățile fiscale

Expunere potențială: 64 milioane RON la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroelectrica

Dosar nr. 638/2/2024 și dosar nr. 1962/2/2024

Obiectul dosarului: Anularea Deciziei de impunere nr. A-DAF 6890/11.05.2023

În anul 2022, taxa pentru producătorii de energie electrică a fost subiectul unor frecvente modificări în ceea ce privește modul de calcul. Una dintre modificări a fost instituită prin Legea nr. 357/2022, care a fost publicată la 16 decembrie 2022. Societatea a aplicat prevederile legii începând cu 16 decembrie 2022.

Societatea a făcut obiectul unor controale fiscale privind taxa pentru producătorii de energie electrică de către Direcția Generală Antifraudă Fiscală a ANAF. Conform procesului verbal întocmit în data de 11 aprilie 2023, organele fiscale au aplicat modificările introduse de lege retroactiv începând cu 1 septembrie 2022 și, prin urmare, au calculat impozit suplimentar în valoare de 62 milioane RON.

În data de 28 aprilie 2023 Societatea a primit o decizie de impunere pentru suma de 62 milioane RON. Grupul a contestat Decizia de impunere, această contestație fiind respinsă de către Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor din cadrul Ministerului Finanțelor.

Societatea a argumentat prin cererea de chemare în judecată că modificările succesive ale actelor normative cu privire la metodologia de calcul a taxei pentru producătorii de energie electrică nu pot avea aplicabilitate decât pentru viitor, începând cu data publicării modificării actelor normative și nu retroactiv, așa cum au considerat autoritățile fiscale.

În data de 17 decembrie 2024 instanța a pronunțat o hotărâre favorabilă Hidroelectrica prin care a anulat decizia de soluționare a contestației și decizia de impunere și a dispus restituirea către reclamantă a sumei de 62 milioane RON.

În data de 7 august 2023 Societatea a primit o decizie referitoare la obligații-accesorii în sumă de 1,6 milioane RON în conformitate cu Decizia de impunere menționată anterior. Grupul a contestat și această decizie, constituindu-se dosarul nr. 1962/2/2024. Acesta este suspendat până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 638/2/2024. În raport cu hotărârea pronunțată în Dosarul 638/2/2024, Grupul apreciază că și litigiul care face obiectul Dosarului 1962/2/2024 va fi soluționat favorabil.

Litigii cu Hidroconstrucția SA

1. Expunere potențială: 99 milioane RON la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstrucția SA

Dosar nr. 12257/3/2022

Obiectul dosarului: Rezilierea Contractului nr. 672/1989 privind Amenajarea hidroenergetică complexă a râului Olt pe sectorul Făgăraș-Hoghiz; daune-interese.

Hidroconstrucția SA a formulat pretenții în sumă de 99 milioane RON constând în profituri nerealizate ca urmare a suspendării de către Hidroelectrica a lucrărilor de construcții aferente proiectului de investiții

Făgăraș Hoghiz. De asemenea, Hidroconstrucția a solicitat instanței să dispună rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023, instanța a pronunțat o hotărâre în favoarea Societății, prin care a respins pretențiile Hidroconstrucția ca inadmisibile. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstrucția SA.

La data de 12 octombrie 2023, instanța de apel a anulat sentința primei instanțe și a dispus judecare pe fond a cauzei. La data de 14 decembrie 2023, instanța de apel a dispus efectuarea unei expertize de specialitate, următorul termen de judecată fiind la 10 aprilie 2025.

În baza analizei juridice asupra pretențiilor formulate de către Hidroconstrucția, Conducerea consideră cererea de chemare în judecată neîntemeiată. Pe baza aspectelor prezentate, Conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

2. Expunere potențială: 33 milioane RON la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstrucția SA

Dosar nr. 44443/3/2016, în prezent dosar nr. 11314/3/2021

Obiectul dosarului: Pretenții - contravaloarea costurilor generate de sistarea lucrărilor de construcție aferente unor proiecte de investiții în curs de execuție

Hidroconstrucția SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcții efectuate înaintea intrării în insolvență a Hidroelectrica. Grupul susține că astfel de pretenții nu au temei, având în vedere procesul de insolvență al Hidroelectrica și faptul că reclamanta și-a pierdut dreptul la pretenții, deoarece nu le-a înregistrat în tabelul creditorilor.

În martie 2018, prima instanță a respins pretențiile Hidroconstrucția SA. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstrucția SA. Grupul a contestat, de asemenea, hotărârea, deoarece prevedea taxe administrative în sarcina Hidroelectrica.

În aprilie 2019, Curtea de Apel a trimis cauza primei instanțe pentru rejudecare. Dosarul a fost redeschis de prima instanță (dosarul nr. 11314/3/2021).

În aprilie 2022, instanța a dispus întocmirea unui raport de expertiză în construcții hidrotehnice și a unui raport de expertiză contabilă de către experți independenți. În prezent, rapoartele de expertiză sunt în curs de întocmire, următorul termen fiind 1 aprilie 2025.

Pe baza hotărârii inițiale a primei instanțe, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

Litigii privind investițiile complexe

NR CRT.	OBIECTIV INVESTII	NUMARUL DOSARULUI	OBIECTUL DOSARULUI	INSTANTA DE JUDECATA	URMATORUL TERMEN DE JUDECATA	PARTI IN DOSAR	
						PARAT	RECLAMANT
1	AHE LIVEZENI BUMBEȘTI	Dosarul nr. 40314/3/2013**	Contractul de execuție nr. 21DI/26.01.2004 privind realizarea obiectivului de investiții Amenajarea hidroenergetica a râului Jiu pe sectorul Livezeni-Bumbești	Curtea de Apel București	08.05.2026	Hidroelectrica S.A.	Asocierea Romelectro S.A., Hidroconstrucția S.A. si ISPH Project Development S.A.
		Dosarul nr. 653/33/2025	Suspendare acord de mediu nr. 2/17.06.2025 până la pronunțarea instanței de fond în dosarul nr.805/33/2025	Curtea de Apel Cluj	Amânare pronunțare 20.03.2026	MMAP Hidroelectrica SA	Asociația Bankwatch Romania-Filiala Cluj
		Dosar nr. 805/33/2025	Anulare acord de mediu nr. 2/17.06.2025	Curtea de Apel Alba Iulia	18.03.2026	MMAP Hidroelectrica SA	Asociația Bankwatch Romania- Filiala Cluj
		Dosarul nr. 958/33/2025	Suspendare acord de mediu nr. 2/17.06.2025 până la soluționarea definitivă a dosarului nr.805/33/2025	Curtea de Apel Cluj	16.03.2026	MMAP Hidroelectrica S.A.	Asociația Bankwatch Romania- Filiala Cluj
		Dosarul nr. 1004/42/2025	Suspendare si anulare acord de mediu nr. 2/17.06.2025	Curtea de Apel Ploiești	Termen de judecată: încă nu a fost fixat	MMAP Hidroelectrica S.A.	Asociația Ecolegal
		Dosarul nr.72/1/2026	Cerere de strămutare dosar 958/33/2025	ICCJ	12.02.2026- admite cererea de strămutare si strămută judecarea cauzei la Curtea de Apel Alba Iulia	Asociația Bankwatch Romania- Filiala Cluj, MMAP	Hidroelectrica SA

NR CRT.	OBIECTIV INVESTII	NUMARUL DOSARULUI	OBIECTUL DOSARULUI	INSTANTA DE JUDECATA	URMATORUL TERMEN DE JUDECATA	PARTI IN DOSAR	
						PARAT	RECLAMANT
2	AHE RĂSTOLIȚA	Dosarul nr. 476/289/2023	Anulare titlu de proprietate nr. 12968/28.10.2022 emis in favoarea lui Banffy Josika Imre Laszlo	Judecătoria Reghin	Instanța a dispus suspendarea dosarului până la judecarea definitivă a dosarului nr. 3584/289/2020, (NB: dosarul 3584/289/2020 face obiectul prezentului Raport)	Banffy Eva Maria Rozalia Helena Johana Banffy Josika Imre laszlo Comisia Locala pentru Stabilirea Dreptului de Proprietate privata asupra terenurilor Răstolița Comisia locala pentru stabilirea dreptului de proprietate privata asupra terenurilor Vătava Comisia județeană pentru stabilirea dreptului de proprietate privata asupra terenurilor Mureș	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr.5945/2/2022	Anularea in parte a HG nr.1284/2007 si HG nr.1143/2007	Curtea de Apel București	La data de 12.06.2025 , Curtea de Apel București a respins acțiunea promovata de Hidroelectrica. Așteptam comunicarea sentinței Curții de Apel București, in vederea formulării cererii de recurs. Hotărârea nu a fost comunicata pana in prezent.	Guvernul României prin Secretariatul General al Guvernului intervenient: MMAP	Hidroelectrica S.A.

NR CRT.	OBIECTIV INVESTII	NUMARUL DOSARULUI	OBIECTUL DOSARULUI	INSTANTA DE JUDECATA	URMATORUL TERMEN DE JUDECATA	PARTI IN DOSAR	
						PARAT	RECLAMANT
		Dosarul nr. 3584/289/2020	Anulare Proces verbal de punere in posesie emis in favoarea lui Banffy Josika Imre Laszlo	Tribunalul Mureș	S-a formulat apel la data de 22.08.2025 , stabilindu-se termen de judecata 22.09.2026 .	Banffy Josika Imre Laszlo Comisia locala pentru stabilirea dreptului de proprietate privata asupra terenurilor Răstolița Comisia locala pentru stabilirea dreptului de proprietate privata asupra terenurilor Vătava Comisia județeană pentru stabilirea dreptului de proprietate privata asupra terenurilor Mureș Primarul comunei Răstolița	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 454/117/2025	Anulare Acord de mediu nr. 6/2024 emis pentru AHE Răstolița	Tribunalul Cluj	19.05.2026	Agenția de protecția mediului Mureș Hidroelectrica S.A. Administrația Parcul Național Călimani Agenția Națională pentru arii naturale protejate Administrația Națională Apele Române- Administrația Bazinală de apă Mureș	Asociația Declic, Asociația Bankwatch România-Filiala Cluj
		Dosarul nr. 365/33/2025	Suspendare efecte HG nr.327/2025 privind	Curtea de Apel Cluj	La termenul de judecată din	Guvernul României	Asociația Declic

NR CRT.	OBIECTIV INVESTII	NUMARUL DOSARULUI	OBIECTUL DOSARULUI	INSTANTA DE JUDECATA	URMATORUL TERMEN DE JUDECATA	PARTI IN DOSAR	
						PARAT	RECLAMANT
			aprobarea scoaterii definitive din fondul forestier național a terenului în suprafață de 37,5263 ha, de către Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale "Hidroelectrica" - S.A., pentru realizarea lucrării de utilitate publică de interes național "Amenajarea Hidroenergetică Răstolița"		11.08.2025 instanța a dispus suspendarea cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului nr.552/33/2025.	MMAP Intervenient accesoriu: Hidroelectrica	
		Dosarul nr. 2176/117/2025	Constatarea caducității Autorizației de construire nr.304/1990 și a inexistenței Anexei nr.6703/1997, oprirea definitivă a lucrărilor la AHE Răstolița.	Tribunalul Cluj	02.04.2026	Președintele CJ Mureș UAT Mureș Hidroelectrica SA	Asociația Declic, Asociația Bankwatch România-Filiala Cluj
		Dosarul nr. 552/33/2025	1. Suspendarea HG nr.327/2025 până la soluționarea definitivă a dosarului întemeiată pe dispozițiile art.15 din Legea nr.554/2004; 2. Cererea de anulare a HG nr.327/2025; 3. Obligarea Hidroelectrica la restabilirea situației anterioare, respectiv la reîmpădurirea suprafeței defrișate pe propria cheltuială, precum și luarea tuturor măsurilor tehnice și administrative necesare pentru readucerea terenului afectat la starea sa naturală anterioară	Curtea de Apel Cluj	La data de 05.12.2025 s-a dispus suspendarea cauzei pana la soluționarea definitiva a dosarului nr. 454/117/2025 având ca obiect anulare acord de mediu emis pentru Răstolița	Guvernul României MMAP Hidroelectrica SA	Asociația Declic, Asociația Bankwatch România-Filiala Cluj

NR CRT.	OBIECTIV INVESTII	NUMARUL DOSARULUI	OBIECTUL DOSARULUI	INSTANTA DE JUDECATA	URMATORUL TERMEN DE JUDECATA	PARTI IN DOSAR	
						PARAT	RECLAMANT
		Dosarul nr.552/33/2025/a1	Recurs împotriva hotărârii de suspendare a efectelor HG nr.327/2025	ICCJ	20.05.2026	Guvernul României MMAP Hidroelectrica SA	Asociația Declic Asociația Bankwatch România-Filiala Cluj
		Dosarul 97/33/2026	Cerere de revizuire împotriva Deciziei nr. 972/2025, pronunțată în dosarul 3053/117/2025, prin care a fost respinsă cererea de emitere a unei ordonanțe președințiale de oprire a lucrărilor "rest de executat" la Amenajarea Hidroenergetică Răstolița până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 2176/117/2025	Curtea de Apel Cluj	30.03.2026	Președintele CJ Mureș UAT Mureș Hidroelectrica SA	Asociația Declic Asociația Bankwatch România-Filiala Cluj
		Dosar nr. 277/1/2026	Cerere strămutare dosar 97/33/2026	ICCJ	24.03.2026	Asociația Declic Asociația Bankwatch România-Filiala Cluj, Președintele CJ Mureș, UAT Mures, Ministerul Energiei	Hidroelectrica SA
3	AHE COSMEȘTI-MOVILENI	Dosarul nr. 17808/3/2019*	Anularea in parte a Autorizației de gospodărire a apelor nr. 223/11.09.2018 privind „Amenajarea Hidroenergetica Movileni-Lacul de acumulare Movileni”, județul Vrancea, si înlăturării din Capitolul „Titularul autorizației este obligat” a obligației privind : (i). Pct. 8 : „Sa ia măsuri de asigurare a igienizării suprafeței	Curtea de Apel București	La data de 19.01.2026 instanța a respins cererea de chemare in judecata formulata de Hidroelectrica prin care am solicitat anularea obligației de igienizare luciu de apa. Cu recurs în termen	ABA Siret	Hidroelectrica S.A.

NR CRT.	OBIECTIV INVESTII	NUMARUL DOSARULUI	OBIECTUL DOSARULUI	INSTANTA DE JUDECATA	URMATORUL TERMEN DE JUDECATA	PARTI IN DOSAR	
						PARAT	RECLAMANT
			lucii de apa și de curățire de plutitori prin colectarea și transportul acestora în locuri special amenajate.”.		de 15 zile de la comunicare. Hotărârea nu a fost încă redactată și comunicată părților		
4	AHE SURDUC SIRIU	Dosarul nr. 3757/117/2022	Refuz soluționare cerere emitere autorizație demolare lucrări	Tribunalul Cluj	A fost formulat recurs la data de 23.12.2025, dosarul urmând a fi transmis spre soluționare Curții de Apel Cluj.	Președintele CJ Covasna Județul Covasna prin Președintele CJ Covasna Hidroelectrica SA	Asociația Declic
		Dosarul nr. 4715/117/2025	Ordonanță președințială sistare lucrări AHE Surduc Siriu	Tribunalul Cluj	18.03.2026	Președintele CJ Covasna Județul Covasna prin Președintele CJ Covasna Hidroelectrica S.A. Primarul Comunei Zagon	Asociația Declic
		Dosarul nr. 158/117/2026	Constatarea inexistenței/anularea/constatarea caducității Autorizației de construire nr. 73/01.07.2024 și oprirea lucrărilor până la intrarea în legalitate	Tribunalul Cluj	Termen de judecată: încă nu a fost fixat	Președintele CJ Buzău Județul Buzău prin Președintele CJ Buzău Hidroelectrica SA	Asociația Declic
		Dosarul nr. 209/117/2026	Suspendarea efectelor Autorizației de construire nr. 73/01.07.2024 pana la soluționarea definitiva a dosarului nr. 158/117/2026; în subsidiar, oprirea lucrărilor de aducțiune Surduc Nechoiasu pana la soluționarea dosarului nr. 158/117/2026	Tribunalul Cluj	26.03.2026	Președintele CJ Buzău Județul Buzău prin Președintele CJ Buzău Hidroelectrica SA	Asociația Declic

NR CRT.	OBIECTIV INVESTII	NUMARUL DOSARULUI	OBIECTUL DOSARULUI	INSTANTA DE JUDECATA	URMATORUL TERMEN DE JUDECATA	PARTI IN DOSAR	
						PARAT	RECLAMANT
5	AHE CERNĂ - BELARECA	Dosarul nr. 6710/208/2025	Revendicare imobiliară	Judecătoria Caransebeș	17.09.2026 ora 11	Vișescu Ion Vișescu Ioana	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 6711/208/2025	Revendicare imobiliară	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	Sorescu Lazar Sorescu Veronica	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 6712/208/2025	Revendicare imobiliară	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	Caniceanu Daniela Caniceanu Grigore	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 7077/208/2025	Acțiune în constatare	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	UAT Comuna Cornereva	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 7078/208/2025	Revendicare imobiliară	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	Rădoi Ana Iustina	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 7079/208/2025	Revendicare imobiliară	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	Bugărin Ana	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 7080/208/2025	Revendicare imobiliară	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	Rădoi Ion	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 7081/208/2025	Revendicare imobiliară	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	Marcu Ana	Hidroelectrica S.A.
		Dosarul nr. 7082/208/2025	Acțiune în constatare	Judecătoria Caransebeș	Termen: încă nu a fost fixat	ANAR Statul Român Ministerul Finanțelor Publice	Hidroelectrica S.A.

Sursa: Hidroelectrica

9. Managementul Riscurilor

Context geopolitic si economic global

În 2025–2026, riscul economic este dominat de incertitudine geopolitică, reconfigurări de lanțuri de aprovizionare și volatilitate pe piețele de materii prime/energie. FMI proiectează încetinirea graduală a creșterii globale în 2025–2026, ceea ce amplifică riscul de cerere și presiunea pe disciplina de plată în economie. (IMF WEO, oct. 2025).

Romania: context macro, fiscal si financiar

INS indică o creștere anuală modestă a PIB în 2025, cu deteriorare spre final de an în termeni trimestriali; în paralel, BNR descrie un mediu extern cu incertitudine ridicată și o redresare globală lentă/inegală. Implicația pentru companie este creșterea riscului de contrapartidă și de neîncasare în segmentele sensibile la șocuri macro. (INS; BNR – Raport asupra inflației, nov. 2025).

Sector energetic: Europa și Romania

La nivel european, ENTSO-E arată pentru iarna 2025–2026 o adecvare în general favorabilă, dar subliniază riscuri în scenarii adverse (frig + indisponibilități) și o tendință structurală de creștere RES și scădere a ponderii convenționalului. Acest mix crește importanța flexibilității și a echilibrării. (ENTSO-E WOR 2025–2026).

În România, rolul hidro rămâne critic pentru servicii de sistem și acoperirea vârfurilor, însă dependența de hidrologie și de regimul de precipitații face ca riscul fizic climatic să fie direct transferat în riscul de piață (preț/volum) și în riscul de furnizare (necesar de achiziții).

Hidroelectrica: transmiterea riscurilor macro în riscuri concrete de companie

Pentru Hidroelectrica, canalele principale de transmitere sunt:

- (i) hidrologie care influențează producția cu efecte vizibile în achiziția de energie din piață;
- (ii) reglementare/legislație cu implicare asupra costurilor de conformare și constrângeri operaționale;
- (iii) geopolitic, duce la o volatilitate a preturilor/credit și risc de insolvență în lanțul economic.

Indicatorii operaționali preliminarî pentru 2025 confirmă sensibilitatea la hidrologie: producția netă a scăzut față de 2024, iar achizițiile din piață au crescut semnificativ pentru acoperirea portofoliului de furnizare. (BVB – Indicatori operaționali 2025, feb. 2026).

Această secțiune contextualizează riscurile detaliate mai jos: fiecare risc este tratat din perspectiva cauzelor (macro/sector/operațional), a efectelor și a măsurilor de control cu impact măsurabil.

Perspective 2026 – riscuri emergente și programe de tartare

Riscuri emergente (2026):

- Persistența/creșterea riscului hidrologic (seceta) și impact asupra producției, achizițiilor și marjelor.
- Creșterea intensității atacurilor cibernetice asupra sectorului energetic (inclusiv lanț de furnizori) și amplificarea riscului de compromitere a identității digitale.
- Presiune crescută de conformitate (protecția datelor, protecția consumatorului, cerințe de transparență/raportare) și risc reputațional asociat.

Masuri strategice recomandate (2026):

- Program IAM & cyber hygiene: MFA obligatoriu, recertificare periodica a accesului, management licențe/endpoint security, backup testat și exerciții de răspuns.
- Program de calitate a datelor și conformitate: controale end-to-end pe facturare/raportare, DPIA/registre GDPR, audit intern tematic și remediere.
- Program de reziliență la variabilitatea producției: scenarii hidrologice, optimizarea portofoliului, investiții/integrare în capacități de echilibrare și flexibilitate.
- Risc de continuitate operațională la indisponibilitate majoră de centrale (avarie neprevăzută, fortuită) — cu scenarii de impact pe obligațiile de furnizare și PPA.
- Risc de aprovizionare (supply chain) pentru echipamente critice (transformatoare, turbine, piese de schimb greu de procurat) — relevant în contextul tensiunilor geopolitice și al termenelor lungi de livrare.
- Risc reglementar privind schimbarea mecanismelor de piață (plafonare preturi, taxe noi, modificări OUG) — cu impact direct pe cash-flow și predictibilitate financiară.

Perspective de viitor – sectorul energetic și Hidroelectrica (2026–2030)

Analiza riscurilor prezente nu poate fi disociată de contextul transformărilor structurale pe care sectorul energetic european și românesc le traversează. Orizontul 2026–2030 este marcat de trei forte concomitente: accelerarea tranziției energetice impuse de Fit for 55 și REPowerEU, volatilitatea crescută a prețurilor în urma restructurării fluxurilor de gaze naturale post-2022, și presiunea crescândă a evenimentelor climatice extreme asupra resurselor hidrologice. Pentru Hidroelectrica, aceste forte generează atât oportunități semnificative, cât și riscuri noi care trebuie integrate proactiv în cadrul ERM.

Contextul sectorial european: tranziție, securitate energetică și decarbonizare

Uniunea Europeană își menține obiectivul de 42,5% energie din surse regenerabile până în 2030 (Directiva RED III, revizuită 2023), cu o țintă indicativă de 45%. În acest cadru, hidro-energia flexibilă devine un “activ strategic” de echilibrare, cu un rol amplificat pe măsură ce ponderea eolianului și fotovoltaicului intermitent crește. IEA estimează în Electricity 2025 că cererea globală de energie electrică va crește cu circa 4% anual până în 2026, alimentată în principal de AI/centre de date, electrificarea transportului și a încălzirii. În România, PNIESC revizuit (2024–2025) vizează instalarea a 5 GW fotovoltaic și 3 GW eolian nou până în 2030, ceea ce va intensifica nevoia de flexibilitate și stocare – nisa în care Hidroelectrica deține avantaj competitiv intrinsec.

Pe piețele angro, prețurile spot și forward rămân volatile în contextul reconfigurării surselor de aprovizionare cu gaze, al intervențiilor reglementate (price cap, CfD) din mai multe state membre, și al ciclicității hidrologice. Studiile ACER 2024–2025 indică o posibilă convergență parțială a prețurilor în zona 60–90 EUR/MWh ca nivel de echilibru pe termen mediu, cu episoade de volatilitate extreme asociate valurilor de căldură și secetelor. În acest context, strategia de hedging și managementul portofoliului contractual devin factori critici de performanță financiară.

Riscuri și oportunități specifice pentru Hidroelectrica

Hidroelectrica intră în orizontul 2026–2030 cu o poziție competitivă solidă – cel mai mare producător de energie electrică din România, cu un parc de producție complet amortizat și costuri variabile structural reduse – dar și cu vulnerabilități structurale care trebuie adresate strategic:

- Risc hidrologic amplificat: Schimbările climatice modifică distribuția sezonieră a precipitațiilor și topirea zăpezilor, cu impact direct asupra debitelor bazinale. Scenariile IPCC AR6 pentru bazinul Carpatic indică o creștere a frecvenței perioadelor de secetă hidrologică și o compresie a sezonului de viitură.

Hidroelectrica trebuie să își actualizeze modelele de prognoza hidrologica si sa calibreze limitele de risc de producție în consecință.

- Oportunitate de pompe-acumulare si BESS: Tehnologia pompelor reversibile (PSH) si sistemele de stocare prin baterii (BESS) reprezintă vectorul de creștere cu cel mai ridicat potențial. Propunerea de Regulament privind Piața de Electricitate (2024) si mecanismul de capacitate din Romania (în implementare) creează cadrul economic pentru a remunera flexibilitatea. Investiția în noi capacități PSH (ex. proiectul Tarnița–Lăpușești) ar putea deveni bancabilă în orizontul 2027–2029 dacă mecanismul de capacitate este calibrat corespunzător.
- Riscul de reglementare si plafonare: Intervențiile temporare de tip windfall tax si plafonarea preturilor (OUG 27/2022 si succesoarele sale) au redus predictibilitatea veniturilor. Deși masurile din 2022–2024 au fost parțial relaxate, riscul re-activării lor în perioade de preț ridicat rămâne semnificativ și trebuie inclus ca scenariu explicit in planificarea financiara pe termen mediu.
- Tranziția digitala și securitatea cibernetică: Integrarea SCADA/OT cu sistemele IT corporative, adopția cloud și implementarea soluțiilor predictive de mentenanță (AI/ML) expun infrastructura critica la un perimetru de atac extins. Directiva NIS2 (transpusa prin Legea 58/2023) impune un standard de securitate si de guvernanta a incidentelor aliniat cu nivelul de risc sistemic al unui operator de infrastructura critica de tip “essential entity”.
- Riscul de capital uman si succesiune: Deficitul de specialiști în hidro-energetică, automatica si securitate cibernetica se accentuează la nivel național. In contextul planurilor de modernizare și al cerințelor de conformitate NIS2/GDPR, atragerea și retenția competențelor critice devine un risc operațional de prim rang, care necesită programe structurate de succession planning si parteneriate academice.

Direcții strategice recomandate pentru orizontul 2026–2030

În lumina contextului sectorial si a vulnerabilităților identificate în prezentul raport, următoarele direcții strategice sunt recomandate spre dezbateră la nivelul Directoratului și Consiliului de Supraveghere:

- Actualizarea apetitului de risc și a cadrului ERM pentru a reflecta explicit dimensiunile climatice, cibernetică și de conformitate NIS2, cu indicatori de monitorizare trimestrială raportați către Consiliu.
- Dezvoltarea unui program de investiții în flexibilitate și stocare, cu prioritizarea proiectelor PSH si a serviciilor de sistem (reglaj primar/secundar), valorificând mecanismul de capacitate și fondurile europene (FRR, CEF Energy).
- Implementarea unui cadru integrat de securitate cibernetica OT/IT conform NIS2, cu numirea formala a unui CISO cu autoritate transversala, buget dedicat si raportare directa catre Directorat.
- Consolidarea capabilităților de prognoză hidrologică printr-un parteneriat cu INHGA și adopția modelelor climatice de înaltă rezoluție pentru planificarea operațională pe orizont 3–5 ani.
- Elaborarea unui plan de conformitate GDPR+NIS2 cu ținte clare, audit extern în T1 2026 și măsuri de remediere finalizate până în T3 2026, inclusiv actualizarea DPIA pentru sistemele SCADA cu date personale.

Hidroelectrica se află într-un moment de inflexiune strategica: avantajele competitive istorice – infrastructura hidro integral amortizata, costuri de producție reduse, poziție dominantă pe piața de echilibrare – rămân valabile, dar devin insuficiente în absența unei adaptări active la noua arhitectură a pieței de energie și la cerințele de conformitate crescute. Companiile de utilitate care vor performa în deceniul 2026–2035 vor fi cele care combină excelenta operațională tradițională cu reziliență cibernetică, agilitate în fața schimbărilor climatice și capacitate de a mobiliza finanțare pentru tranziția la un mix energetic flexibil. Managementul riscurilor, așa cum este construit în prezentul raport, reprezintă infrastructura de decizie necesară pentru a naviga această tranziție în mod controlat și transparent față de toți stakeholderii.

10. Evenimente ulterioare

În data de 23 decembrie 2025, **Directoratul Hidroelectrica a convocat AGEA pentru data de 27 ianuarie 2026**. Toate punctele pe ordinea de zi au fost aprobate la data ședinței de către acționarii societății, cu majoritatea voturilor exprimate. Mai multe informații privind punctele pe ordinea de zi a ședinței, supuse aprobării, pot fi consultate la capitolul [Evenimente cheie](#).

În data de 22 ianuarie 2026 a fost publicat Calendarul financiar 2026.

În data de 19 februarie 2026 Hidroelectrica anunța semnarea contractului pentru realizarea la cheie a proiectului „Parc fotovoltaic Tara Hațegului”, un nou pas strategic în direcția diversificării portofoliului de producție și consolidării poziției companiei pe piața energiei regenerabile.

Contractul, în valoare de 24 milioane RON fără TVA, a fost atribuit în urma unei proceduri de licitație deschisă, la care au fost depuse patru oferte. În urma evaluării acestora, a fost declarată câștigătoare oferta depusă de asocierea ELECTRO-ALFA INTERNATIONAL S.A. și GENERAL ME.EL ELECTRIC S.R.L., în care ELECTRO-ALFA INTERNATIONAL S.A. are calitatea de lider de asociere. Proiectul prevede dezvoltarea unui parc fotovoltaic cu o putere instalată de 8,9 MWp și cu o producție medie estimată la aproximativ 11 GWh/an. Investiția va contribui la creșterea capacității de producție din surse regenerabile, la reducerea emisiilor de carbon și la susținerea obiectivelor naționale și europene privind tranziția energetică.

Proiectul va fi realizat la cheie și va include activități de proiectare, furnizare echipamente, execuție lucrări, testare, punere în funcțiune și asistență tehnică pe perioada de garanție. Durata contractului este de 12 luni din care 2 luni va fi etapa de proiectare și 10 luni va dura execuția.

În data de 26 februarie 2026 au fost publicate Rezultatele financiare preliminare 2025.

11. Declarația privind Durabilitatea

Cuprins

<u>PREZENTĂRI DE INFORMATII CU CARACTER GENERAL</u>	148
<u>SCHIMBĂRILE CLIMATICE</u>	175
<u>TAXONOMIA UE</u>	192
<u>BIODIVERSITATEA ȘI ECOSISTEMELE</u>	199
<u>FORTA DE MUNCĂ PROPRIE</u>	220
<u>COMUNITĂȚILE AFECTATE</u>	242
<u>CONSUMATORII ȘI UTILIZATORII FINALI</u>	249
<u>CONDUITA PROFESIONALĂ</u>	264
<u>ANEXE</u>	280

PREZENTĂRI DE INFORMAȚII CU CARACTER GENERAL

ESRS 2

Bazele întocmirii

Baza generală pentru întocmirea declarației privind sustenabilitatea

BP-1

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A., (denumită în continuare „Hidroelectrica SA” sau „Societatea”) și filialele pe care le deține integral - Societatea de Servicii Hidroenergetice Hidroserv SA (denumită în continuare „Hidroserv”) și Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice SRL (denumită în continuare „UCMH”) - alcătuiesc Grupul Hidroelectrica (denumit în continuare „Grupul”). Activitatea entităților Grupului se desfășoară în România.

Prezenta Declarație de Durabilitate (Raport de Sustenabilitate) este întocmită în conformitate cu Standardele Europene de Raportare a Sustenabilității (ESRS), așa cum sunt prevăzute în Anexa 1 la Regulamentul Delegat (UE) 2023/2772 din 31 iulie 2023, care completează Directiva 2013/34/UE a Parlamentului European și a Consiliului, transpusă în legislația locală prin Ordinul Ministerului de Finanțe nr. 85/2025. Anul 2025 reprezintă al doilea an de raportare al Grupului Hidroelectrica realizat în conformitate cu cerințele ESRS.

Declarația de Sustenabilitate a fost întocmită pe bază consolidată, acoperind perioada de raportare 1 ianuarie – 31 decembrie 2025, aliniată cu perioada de raportare financiară.

Perimetrul de consolidare al Declarației de Sustenabilitate este același cu cel al situațiilor financiare consolidate.

Declarația de Sustenabilitate nu se limitează doar la operațiunile proprii ale Grupului, ci include și informații relevante din lanțul valoric, atât din amonte, cât și din aval. Analiza de dublă materialitate a cuprins evaluarea impacturilor, riscurilor și oportunităților asociate operațiunilor proprii, produselor și serviciilor, precum și relațiilor de afaceri ale Grupului. Politicile, acțiunile și țintele de sustenabilitate acoperă operațiunile proprii.

Grupul nu a utilizat exceptarea de la prezentarea informațiilor privind evoluțiile iminente sau aspectele în curs de negociere, conform prevederilor articolului 19a alineatul (3) și articolului 29a alineatul (3) din Directiva 2013/34/UE.

Grupul nu a utilizat opțiunea de a omite o anumită informație care corespunde proprietății intelectuale, know-how-ului sau rezultatelor inovării.

Prezentări de informații în legătură cu circumstanțe specifice

BP-2

Pentru întocmirea Declarației de Sustenabilitate, Grupul a utilizat orizonturile de timp pe termen scurt, mediu sau lung, așa cum sunt definite în cadrul ESRS 1 secțiunea 6.4 astfel: orizontul de timp pe termen scurt este considerat un an, cel pe termen mediu până la 5 ani, iar cel pe termen lung peste 5 ani.

În ceea ce privește sursele utilizate pentru estimări și incertitudinea rezultatelor, Grupul Hidroelectrica recunoaște incertitudinile asociate estimărilor, în special în ce privește incertitudinile inerente semnificative referitoare la determinarea emisiilor de gaze cu efect de seră generate atât de incertitudini științifice, cât și de estimare, cum ar fi cele referitoare la factorii de emisii, care sunt utilizați în modelele matematice de estimare a emisiilor. Acolo unde a fost cazul, au fost prezentate ipotezele și raționamentele utilizate pentru efectuarea estimărilor în determinarea indicatorilor cantitativi.

Pentru prezentarea indicatorilor de mediu prezentați în ESRS E1 – Schimbările climatice, au fost utilizate metodologiile prevăzute de cadrul legislativ național aplicabil și de cerințele standardelor ESRS.

Pentru prezentarea datelor referitoare la emisiile de gaze cu efect de seră, toate ipotezele, aproximările și raționamentele utilizate în situațiile în care nu au fost disponibile date directe sunt descrise în mod detaliat în capitolul ESRS E1 – Schimbările climatice și sunt conforme cu metodologia GHG Protocol.

Datele comparative prezentate sunt aferente anului 2024, primul an de raportare conform ESRS, care este considerat an de referință.

În ceea ce privește aspectele de mediu, calitate, precum și sănătatea și securitatea în muncă, la nivelul fiecărei entități din cadrul Grupului, au fost adoptate politici specifice Sistemului de Management Integrat.

Prezentarea informațiilor suplimentare care decurg din alte acte legislative este inclusă în raport acolo unde este relevant, iar trimerile către documente suplimentare sau standarde tematice sunt menționate pentru a asigura un context complet.

Standardele aplicabile și legislația specifică domeniului de activitate al Grupului sunt prezentate în textul raportului, acolo unde este cazul, inclusiv prin trimerile către documente suplimentare sau trimerile către informații prezentate în alte standarde tematice.

Pentru anul 2025 au fost raportate cerințele aplicabile pentru al doilea an de raportare, aplicarea dispozițiilor de implementare graduală, conform Anexei C a ESRS 1 care stabilește cerințele de raportare introduse treptat. Deși Actul Delegat „Quick-fix” prevede amânarea raportării anumitor informații pentru unele standarde, Grupul a inclus în prezentul raport toate datele prezentate în anul de referință 2024.

În conformitate cu lista cerințelor de prezentare a informațiilor care fac obiectul introducerii treptate (phase-in) și cu prevederile Actului delegat „Quick-fix”, cerințele aferente ESRS S1-7, S1-11, S1-13, S1-15 și E1-9 nu au fost raportate pentru perioada curentă.

Modificări în elaborarea sau prezentarea informațiilor privind durabilitatea

Pentru S1-16 Indicatori privind remunerația (diferența de remunerare și remunerația totală), compania a revizuit modul de calcul iar indicatorii aferenți perioadei de raportare 2024 au fost recalculați.

Pentru E1-6 Indicatori privind Emisiile brute de GES de categoriile 1, 2, 3 și emisiile totale de GES, compania a revizuit modul de calcul pentru Scop 3 categoriile 3.3 și 3.9 iar indicatorii aferenți perioadei de raportare 2024 au fost recalculați.

Rolul organelor de administrație, de conducere și de supraveghere

GOV-1

Hidroelectrica SA este administrată într-un sistem dualist, de către un Directorat format din 5 membri cu funcții executive, sub supravegherea Consiliului de Supraveghere, format din 7 membri. Membrii Consiliului de Supraveghere sunt numiți de Adunarea Generală a Acționarilor pentru un mandat de patru ani, iar membrii Directoratului sunt numiți de Consiliul de Supraveghere pentru un mandat de patru ani.

În cadrul Consiliului de Supraveghere funcționează Comitetul de Guvernare și Sustenabilitate, cu rol consultativ și de monitorizare a aspectelor de guvernare corporativă și sustenabilitate, inclusiv a implementării strategiei ESG și a procesului de raportare nefinanciară.

Planul de Administrare al Hidroelectrica pentru perioada 2023 - 2027 reflectă direcțiile strategice ale societății, reprezentând cadrul de implementare a strategiei și a obiectivelor asumate. Acesta are ca piloni principali: resursa umană, eficiența și performanța financiară și operațională, rentabilitatea investițională, angajamentul față de standardele de mediu, sustenabilitate și guvernare corporativă.

În data de 09.05.2024, în B.P.I. nr. 8661, a fost publicat Raportul privind propunerea de închidere a proceduri prevăzute de Legea nr. 85/2014, întocmit de Administratorul judiciar și înregistrat sub nr. 659, în cadrul căruia s-a reținut că S.S.H. Hidroserv S.A. nu înregistrează datorii curente și nu deține creanțe curente scadente neachitate, fiind astfel îndeplinite cumulativ condițiile prevăzute de art. 175 alin. (1) din Legea nr. 85/2014 pentru închiderea procedurii de insolvență.

În data de 25.06.2025 prin Sentința civilă nr.3742, Tribunalul București a dispus închiderea procedurii insolvenței, în temeiul art. 175 alin. (1) din Legea nr. 85/2014, constatând îndeplinirea în proporție de 100% a obligațiilor asumate de S.S.H. Hidroserv S.A. prin Planul de reorganizare, cu consecința descărcării de gestiune a Administratorului Judiciar și reinsertia în activitatea de afaceri.

În aceste considerente, după închiderea procedurii de insolvență, S.S.H. Hidroserv S.A. a demarat un proces complex de reinsertie în activitatea de afaceri, axat pe reluarea graduală a operațiunilor comerciale, consolidarea relațiilor contractuale cu partenerii tradiționali și recăștigarea capacității de execuție în domeniile sale specifice de activitate. Etapa post-insolvență a fost marcată de o dinamică intensă a proceselor administrative, financiare și operaționale, menite să restabilească funcționalitatea deplină a societății și să asigure conformitatea acesteia cu cerințele aplicabile întreprinderilor publice guvernate de O.U.G. nr. 109/2011.

După ieșirea din insolvență, structura organelor de administrare și conducere ale Hidroserv S.A. este următoarea:

- Adunarea Generală a Acționarilor (AGA) - organul de conducere care decide asupra activității acesteia și asupra politicii sale economice;
- Consiliul de Administrație (CA) – exercită competența generală de administrare, cu excepția atribuțiilor rezervate AGA conform prevederilor Actului Constitutiv sau prin lege;
- Directorul General, numit de Consiliul de Administrație, asigură conducerea executivă și aplică strategia și politicile stabilite de Consiliul de administrație.

Structura de conducere a filialei UCMH SRL este:

- Asociatul Unic (Hidroelectrica S.A.), care exercită atribuțiile Adunării Generale și reprezintă principalul organ decizional;
- Administratorii, care asigură administrarea și reprezentarea societății, conform Actului Constitutiv;
- Directorul General, care coordonează activitățile operaționale și de producție, în baza contractului de mandat.

Componența și diversitatea membrilor Directoratului și Consiliului de Supraveghere

Numărul membrilor cu funcții executive în Directorat la 31.12.2025	3
Numărul membrilor cu funcții neexecutive (membri ai Consiliului de Supraveghere) la 31.12.2025	7
Procentul în funcție de gen (Directoratul și Consiliului de Supraveghere) (se calculează ca raport între membrii de sex feminin /masculin în total membri) la 31.12.2025	20% persoane de gen feminin, 80% persoane de gen masculin
Procentul membrilor independenți ai Consiliului de Supraveghere conform Cod BVB	86%

În cursul anului 2025, componența Directoratului a variat. Până la data de 19 septembrie 2025, Directoratul a fost format din 5 membri, ulterior funcționând în componență de 3 membri. Valorile prezentate în tabel reflectă situația la data de 31.12.2025.

Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere ai Hidroelectrica SA sunt selectați în conformitate cu prevederile legale privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice. Membrii neexecutivi sunt desemnați pe baza experienței lor în domenii cheie, cum ar fi managementul strategic al companiilor de utilități, sustenabilitatea, reglementările de mediu și finanțele, în timp ce membrii executivi sunt selectați în baza experienței lor în spațiul economic al României (fiecare cu minim 15 ani de experiență), în ariile de hidroenergie și tehnologii regenerabile, coordonarea proiectelor de modernizare și gestionarea riscurilor operaționale și de mediu. CV-urile membrilor Directoratului și Consiliului de Supraveghere pot fi accesate pe [website-ul companiei, secțiunea Conducere](#).

Având în vedere natura serviciilor oferite, cât și cota de piață înregistrată în domeniul principal de activitate, precum și faptul că Hidroelectrica SA este listată la Bursa de Valori, interacțiunea cu părțile interesate sau actori cheie precum autoritățile publice este periodică (raportare, obținerea de autorizații etc.).

Conform reglementărilor în vigoare, Grupul Hidroelectrica respectă principiul reprezentării angajaților la nivelul organelor de conducere și supraveghere, angajații fiind reprezentați prin intermediul comitetelor consultative, cât și prin sindicat, care participă la negocierile privind condițiile de muncă și protecția drepturilor angajaților.

Conform modelului de funcționare al Grupului, organele de conducere și structurile de management din cadrul entităților au atribuții și responsabilități în domeniul sustenabilității, stabilite prin Regulamentele de Organizare Internă. Conducerea acestora este responsabilă de aprobarea și implementarea obiectivelor prevăzute în Strategia de sustenabilitate.

La nivelul Consiliului de Supraveghere sunt constituite comitete cu rol consultativ – aceste comitete și rolul lor sunt descrise în capitolul „Raportul Consiliului de Supraveghere din Raportul Anual”.

Directoratul are responsabilitatea de a aproba Rezultatul analizei de dublă materialitate și Raportul de Sustenabilitate, parte din Raportul anual; acesta este supus aprobării Adunării Generale a Acționarilor (AGA), odată cu aprobarea situațiilor financiare anuale. Directoratul și Consiliul de Supraveghere sunt responsabili cu identificarea impacturilor, riscurilor și oportunităților de mediu, sociale și de guvernare și pentru întocmirea de strategii, politici, acțiuni și ținte pentru a adresa impacturile, riscurile și oportunitățile identificate.

Ca urmare a efectuării Analizei de dublă materialitate, realizată în conformitate cu cerințele standardelor ESRS, au fost identificate impacturile, riscurile și oportunitățile (IRO) materiale. Acestea sunt avute în vedere în procesele interne de gestionare a riscurilor ale Grupului. Deși Grupul s-a angajat anul trecut în stabilirea de ținte pentru temele materiale în 2025, și s-au făcut progrese în pregătirea unor abordări

strategice, s-a decis amânarea adoptării de ținte. În funcție de evoluția cadrului de reglementare volatil aplicabil sectorului de Energie și de finalizarea modificărilor standardelor ESRS, Grupul va analiza oportunitatea stabilirii sau adaptării țăintelor asociate temelor materiale identificate. Performanța aferentă acestor ținte, în măsura în care vor fi definite va fi raportată anual în Raportul de sustenabilitate.

Supravegherea impacturilor de mediu, sociale și de guvernanță este integrată în procesele interne ale Hidroelectrica SA, prin:

- **Controale și proceduri specifice:** Hidroelectrica SA aplică, prin Procedura - Administrarea Registrului Riscului, controale interne pentru a evalua și gestiona riscurile, prin Departamentul de Audit Intern. Controalele nu se aplică deocamdată riscurilor de sustenabilitate deoarece încă nu au fost adăugate în registru.
- **Linii de raportare:** Responsabilii desemnați din departamentele de mediu, juridic, resurse umane, financiar, dezvoltare precum și membri ai consiliului de administrație, vor raporta anual către Directorat cu privire la progresul în atingerea țăintelor de sustenabilitate.

Hidroelectrica SA își asigură accesul la expertiză în domeniul sustenabilității prin următoarele mecanisme:

- **Formare continuă:** Membrii Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere participă la programe de instruire organizate pe teme de sustenabilitate, inclusiv legislația de mediu și dezvoltarea durabilă.
- **Activități de instruire desfășurate:** În anul 2024, membrii Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere au fost instruiți cu privire la aspecte de sustenabilitate în contextul CSRD în cadrul unei sesiuni de training extern. De asemenea, angajați ai Hidroelectrica SA împreună cu reprezentanți ai Hidroserv și UCMH, au fost instruiți printr-o serie de workshop-uri care au abordat temele materiale ale Grupului Hidroelectrica: precum Taxonomia UE, schimbările climatice, mediul și biodiversitatea, tematica socială și guvernanță corporativă. Aceștia au contribuit la consultările interne de analiza a dublei materialități și la stabilirea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative, precum și la raportarea politicilor, acțiunilor și măsurilor aferente.
- **Consultanță externă:** Societatea colaborează cu experți din domeniul sustenabilității pentru a asigura integrarea celor mai bune practici în activitățile sale.

În plus, Hidroelectrica SA colaborează cu universități, instituții de cercetare și organizații internaționale, în vederea monitorizării evoluțiilor relevante din domeniul energiei regenerabile și al sustenabilității. Aceste colaborări includ participarea la programe de formare, conferințe și workshop-uri atât la nivel național, cât și internațional.

Dintre acestea, se menționează Centrul de cercetare-dezvoltare-inovare Hidroelectrica în domeniul energiilor regenerabile, cooperarea bilaterală a Hidroelectrica cu SINTEF Networking, pentru schimb, partajare și transfer de cunoștințe, tehnologie, experiență și practici în domeniul producerii de energie electrică în hidrocentrale; implementarea proiectului Digital Twin în Hidroelectrica; implementarea proiectului Asset Health and Monitoring Center Hidroelectrica. Prin colaborarea cu diverse entități din sectorul energetic, instituții de cercetare și ONG-uri, Societatea promovează direcția unei economii cu emisii reduse de carbon. Dintre aceste colaborări, se menționează cooperarea bilaterală Hidroelectrica – SINTEF Energi AS, unul dintre cele mai mari institute de cercetare independentă din Europa și parteneriatul cu Universitatea Politehnică din București – Facultatea de Energetică.

Informațiile furnizate organelor de administrație, de conducere și de supraveghere ale Grupului și aspectele de durabilitate abordate de acestea

GOV-2

Directoratul, împreună cu Consiliul de Supraveghere, analizează anual Raportul de Sustenabilitate, în care se evidențiază progresul privind prioritățile strategice și obiectivele stabilite prin Strategia de Sustenabilitate aprobată în anul 2023.

La nivelul Consiliului de Supraveghere funcționează Comitetul de Guvernanță și Sustenabilitate, care sprijină Consiliul în monitorizarea aspectelor legate de sustenabilitate, inclusiv analiza impacturilor, riscurilor și oportunităților relevante și integrarea acestora în strategia de afaceri a companiei. Consiliul de Supraveghere, cu sprijinul acestui comitet, supraveghează strategia de afaceri a Hidroelectrica, inclusiv integrarea strategiei de sustenabilitate după adoptarea acesteia, precum și deciziile privind tranzacțiile majore și procesele de gestionare a riscurilor asociate.

În anul 2025, Strategia de Sustenabilitate a fost supusă unui proces de actualizare astfel încât să cuprindă într-o măsură mai detaliată temele identificate ca fiind materiale în contextul raportării ESRS. Deși Grupul s-a angajat anul trecut în stabilirea de ținte pentru temele materiale în 2025, și s-au făcut progrese în pregătirea unor abordări strategice, s-a decis amânarea adoptării de ținte. În funcție de evoluția cadrului de reglementare volatil aplicabil sectorului de Energie și de finalizarea modificărilor standardelor ESRS, Grupul va analiza oportunitatea stabilirii sau adaptării țăintelor asociate temelor materiale identificate.

Hidroelectrica SA se asigură că organele de conducere și supraveghere sunt informate anual, fie de câte ori este nevoie, despre impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative ale activităților sale.

O listă cu impacturile, riscurile și oportunitățile (IRO) materiale identificate în anul curent ca urmare a Analizei de dublă materialitate și responsabilitățile asociate a fost definită în anul 2025, odată cu acțiunile pentru actualizarea Strategiei de Sustenabilitate existente, astfel încât să fie coordonate și monitorizate la nivel decizional. Includerea IRO în Strategie va conduce la luarea în considerare a IRO-urilor în procesul de stabilire a strategiei consolidate a Grupului și a deciziilor majore, pentru a fi integrate în analiza tranzacțiilor importante și a proceselor de gestionare a riscurilor, având în vedere atât aspectele financiare, cât și cele de mediu și sociale.

Entitățile Hidroserv și UCMH urmează direcțiile strategice ale Grupului Hidroelectrica, iar procedurile pentru furnizarea informațiilor sunt similare cu cele ale Hidroelectrica SA, fără a exista diferențe specifice. Informațiile relevante sunt furnizate organelor de administrație, conducere și supraveghere ale Grupului, incluzând aspectele de durabilitate abordate de acestea.

Integrarea performanței legate de sustenabilitate în sistemele de stimulente

GOV-3

La nivelul Grupului Hidroelectrica a fost elaborată Politica de remunerare pentru membrii Consiliului de Supraveghere și Directoratului Hidroelectrica SA, aprobată prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor nr. 17 din 22 iunie 2023.

Cadrul legal care guvernează politica de remunerare include mai multe legi și reglementări, cum ar fi Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice și Legea nr. 31/1990 a societăților comerciale. Politica este supusă aprobării Adunării Generale a Acționarilor și este revizuită cel puțin o dată la patru ani. Dacă acționarii nu aprobă o nouă politică de remunerare, cea existentă rămâne în vigoare până la aprobarea unei versiuni revizuite. Procesul de revizuire ia în considerare

feedback-ul acționarilor și urmărește evitarea conflictelor de interese, asigurând conformitatea cu legile aplicabile și reglementările interne.

Remunerația membrilor Directoratului și Consiliului de Supraveghere include o componentă fixă și o componentă variabilă, după cum este detaliat în *Nota 33 – Părți afiliate* din Situațiile financiare consolidate și în Raportul de Remunerare.

Modul de calcul al valorii componente variabile a remunerației membrilor Directoratului și Consiliului de Supraveghere depinde de gradul de îndeplinire a indicatorilor cheie de performanță stabiliți în contractele de mandat. Pentru anul financiar 2025, atât membrii Directoratului, cât și membrii Consiliului de Supraveghere au avut ca obiectiv de performanță de sustenabilitate măsurarea amprente de carbon scop 1, 2 și 3 (care a fost realizată și prezentată în cadrul acestui raport) și care are o pondere de 4% din total indicatori. Pentru anul 2025 indicatorii cheie de performanță ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere nu au inclus ținte de reducere a emisiilor. Un alt indicator de performanță legat de sustenabilitate, este numărul de ore de formare profesională. Detalii despre indicatorii de performanță și ponderile acestora în determinarea remunerației variabile a conducerii se regăsesc pe site-ul societății la secțiunea Despre noi, Conducere, Forma contract mandat CS și Directorat, inclusiv acte adiționale ce includ indicatorii de performanță. (<https://www.hidroelectrica.ro/article/11>)

În cadrul Hidroelectrica SA, aprobarea și actualizarea indicatorilor de performanță și a condițiilor schemelor de stimulente se realizează la nivelul Adunării Generale Ordinare a Acționarilor (AGOA) în conformitate cu reglementările interne și legislația aplicabilă.

În prezent, pentru cele două entități membre ale grupului, Hidroserv și UCMH, nu există implementate stimulente legate de sustenabilitate în remunerarea membrilor conducerii.

Sisteme de management și control al riscurilor

Declarație privind procesul de diligență

GOV-4

În îndeplinirea misiunii sale într-un mod sustenabil, precum și în vederea creșterii performanțelor companiei, Hidroelectrica SA își asumă identificarea și respectarea legilor și reglementărilor aplicabile specifice societăților deținute majoritar de statul român, a cerințelor societăților listate la Bursa de Valori București și a celor specifice standardelor ISO pentru care societatea deține certificări. A fost asumată [Politica Hidroelectrica](#) ce include obiectivele de dezvoltare durabilă emise de UN (The United Nations's 17 Sustainable Development Goals), Principiile Global Compact emise de Națiunile Unite (UN Global Compact 10 Principles), Codul de Guvernanță Corporativă al Bursei de Valori București și cerințele specifice standardelor ISO pentru care Societatea deține certificări.

Procesul de due diligence este integrat în structura de guvernanță și în activitățile operaționale, astfel:

- a) **Integrarea due diligence-ului în guvernanță, strategie și modelul de afaceri**
În urma identificării IRO materiale, Consiliul de Supraveghere se va asigura că acestea sunt integrate în strategia de afaceri și implementate de către Directorat.
- b) **Integrarea due diligence-ului în procesul de achiziții:** Societatea aplică legislația achizițiilor publice, Societatea solicită furnizorilor săi contractuali să respecte Codul de Etică al Societății.
Detalii suplimentare: Capitolul Guvernanță - G1

- c) **Implicarea părților interesate afectate:** Hidroelectrica SA menține un dialog continuu și o colaborare activă cu angajații, acționarii, furnizorii și comunitățile locale.
Detalii suplimentare se regăsesc mai sus, în secțiunea de materialitate și în capitolele S1 – Forța de muncă proprie, S3 – Comunitățile afectate, S4 – Utilizatori și consumatori finali.
- d) **Identificarea și evaluarea impacturilor adverse**
Evaluarea de dublă materialitate (DMA) identifică impacturile adverse semnificative în operațiunile proprii și în lanțul valoric. De asemenea, se derulează evaluări sistematice ale impacturilor, screeninguri de risc și evaluări ale codului de conduită în lanțul valoric.
Detalii suplimentare: General ESRS 2, G1.
- e) **Luarea măsurilor pentru a aborda impacturile adverse**
Compania implementează măsuri pentru reducerea impactului negativ al activităților sale așa cum sunt ele descrise în detaliu, pentru fiecare temă materială identificată în fiecare capitol.¹
- f) **Monitorizarea eficienței acestor măsuri și comunicarea progresului**
Societatea raportează anual principalii indicatori, eficiența măsurilor și progresul obținut în raportul anual.

Hidroserv și UCMH, ca membri ai Grupului Hidroelectrica, urmează direcțiile strategice ale Grupului. Aceste entități asigură conformitatea cu reglementările relevante și colaborează cu părțile interesate pentru a identifica și gestiona impacturile.

Gestionarea riscurilor și controalele interne referitoare la raportarea privind durabilitatea

GOV-5

Grupul Hidroelectrica are în vedere integrarea riscurilor asociate raportării de sustenabilitate în sistemul intern existent de gestionare a riscurilor, în vederea unei abordări integrate, având la bază experiența acumulată în cadrul raportărilor ESRS aferente anilor 2024 și 2025. Implementarea acestei integrări va fi analizată în funcție de clarificarea cadrului de reglementare aplicabil și de evaluarea riscurilor relevante. Pentru raportarea de sustenabilitate aferentă anului 2025, a fost menținut procesul prin care datele necesare sunt solicitate direct de la contribuitorii relevanți din cadrul Grupului, acestea fiind ulterior verificate intern de către membrii din Comisia de sustenabilitate pentru reducerea riscului de erori în raportare. În situații specifice, sunt implicați consultanți externi pentru a sprijini asigurarea corectitudinii și completitudinii informațiilor colectate.

Deținătorii de date din fiecare departament vizat sunt responsabili cu pregătirea informațiilor aferente. Directoratul și Consiliul de Supraveghere sunt responsabili pentru informațiile prezentate în Raportul de Sustenabilitate, acesta fiind supus aceluiași proceduri de aprobare ca și situațiile financiare.

Compania, modelul de afaceri și implicarea părților interesate

Strategia, modelul de afaceri și lanțul valoric

SBM-1

Grupul Hidroelectrica are o strategie de afaceri cu accent pe eficiența operațională și creștere diversificată a activităților de producere a energiei verzi, cu prudență financiară.

¹ Pentru anumite teme materiale, compania nu a implementat încă măsuri sau planuri de acțiune dedicate, aliniate integral cerințelor ESRS, informațiile prezentate reflectând acțiunile și practicile existente la momentul raportării.

Obiectivele generale ale Grupului în domeniul sustenabilității vizează dezvoltarea activității de producere a energiei verzi prin creștere diversificată. Strategia de sustenabilitate cuprinde, de asemenea, obiective pe următorii piloni ESG pentru Hidroelectrica SA:



Principalele grupe de produse și servicii (outputuri) ale Grupului sunt:

- Vânzarea angro de energie electrică produsă în hidrocentrale și din resurse eoliene;
- Furnizarea de energie electrică utilizatorului final (retail);
- Realizarea de servicii de sistem pentru Sistemul Energetic Național.

La finalul anului 2025 Grupul avea un număr total de 5.303 angajați.

Veniturile totale aferente anului financiar 2025, astfel cum sunt incluse în situațiile financiare consolidate IFRS-EU ale Grupului Hidroelectrica, sunt prezentate în tabelul de mai jos:

	2025 (mil RON)
Vânzarea angro a energiei electrice	3.864
Furnizare de energie electrică consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul)	5.504
Servicii de sistem	248
Alte venituri din contracte cu clienții	3
Total	9.619

Grupul Hidroelectrica nu a beneficiat de vreo excepție acordată entităților dintr-un stat membru al Uniunii Europene care să permită scutirea de la divulgarea informațiilor conform articolului 18, paragraful 1, subpunctul (a) din Directiva 2013/34/UE.

În ceea ce privește inputurile, Grupul se concentrează pe colectarea, dezvoltarea și securizarea resurselor necesare pentru producerea de energie electrică din surse hidroelectrice și eoliene. Aceasta include utilizarea eficientă a resurselor naturale, precum apa, și implementarea tehnologiilor avansate pentru modernizarea/ retehnologizarea capacităților de producție.

În segmentul din amonte, Grupul colaborează cu furnizori de echipamente și servicii tehnice necesare pentru întreținerea și modernizarea capacităților de producție. Principalii furnizori sunt de pe piața din România, dar și europeană, în principal de echipamente și servicii.

De asemenea, Grupul asigură prin forțe proprii o parte din lucrările de întreținere și reparații și modernizări ale activelor prin filiala Hidroserv, precum și producția și reparația echipamentelor hidromecanice și hidroenergetice, dezvoltarea și implementarea de soluții tehnice pentru optimizarea funcționării instalațiilor hidroenergetice prin filiala UCMH.

În segmentul din aval, Grupul Hidroelectrica deservește o gamă diversă de grupuri de clienți, inclusiv consumatori industriali, distribuitori și furnizori de energie și clienți casnici, Societatea operând pe toată piața din România.

La nivelul Grupului Hidroelectrica, impactul asupra mediului provine în principal din activitățile suport și produsele secundare (mentenanță, reparații, construcții, lucrări), mai degrabă decât din produsul principal – energia verde produsă. Prin urmare, țintele de sustenabilitate vor viza în mod prioritar aceste activități, având în vedere că producția de energie electrică din surse regenerabile are un impact minim asupra mediului. Adoptarea unor ținte de sustenabilitate a fost amânată deoarece compania și-a dorit ca asumarea unor angajamente pe termen lung să fie corelată cu versiunea finală a standardelor de raportare ESRS simplificate ca urmare a adoptării [Omnibus](#) în proces de revizuire și aprobare.

Interesele și punctele de vedere ale părților interesate

SBM-2

Colaborarea Grupului Hidroelectrica cu părțile interesate implică interacțiuni și consultări diverse cu investitori, syndicate, angajați, clienți, comunități locale, precum și autorități și reglementatori. Aceasta include întâlniri periodice cu investitorii, **negocieri cu syndicatele pentru condiții de muncă echitabile, canale de comunicare internă pentru feedback-ul angajaților** și colectarea de opinii de la clienți pentru îmbunătățirea serviciilor. Astfel, interesele, punctele de vedere și drepturile persoanelor din cadrul forței de muncă proprii, punctele de vedere și drepturile consumatorilor și ale utilizatorilor finali, inclusiv respectarea drepturilor omului, sunt notate și contribuie la strategia și la modelul de afaceri al Grupului.

Grupul Hidroelectrica participă, în conformitate cu cadrul legal aplicabil, la dezbaterile publice organizate de autoritățile competente de mediu în cadrul procedurilor de reglementare (ex. obținerea acordului de mediu), în care sunt implicate comunitățile locale și alte părți interesate. În acest context, punctele de vedere, observațiile și preocupările exprimate de comunități sunt analizate de autoritățile competente ca parte a procesului decizional.

De asemenea, reprezentanții Grupului participă la ședințele Comitetelor de Analiză Tehnică (CAT) organizate de autoritățile de mediu, alături de instituțiile publice relevante (ex. autorități de mediu, autorități din domeniul energetic, dezvoltării, transporturilor, administratori de arii naturale protejate etc.), în vederea analizării documentațiilor tehnice și asigurării conformității proiectelor cu cerințele legale și de reglementare. Cerințele părților interesate, precum și cerințele legale și de reglementare aplicabile sunt integrate în procesele, activitățile și în strategia grupului, iar prin ansamblul activităților de consultare se urmărește nu numai îndeplinirea acestor cerințe, ci și menținerea unei relații de colaborare cu părțile interesate. Procesul de dubla materialitate a inclus o analiză a intereselor stakeholderilor cheie, prin consultarea acestora, iar strategia de sustenabilitate pregătită va fi bazată pe IROs rezultate din analiza materialității și integrată în strategia de afaceri după adoptare. Nu sunt planificați alți pași, ulterior adoptării.

Organele de administrație, de conducere și supraveghere sunt informate despre opiniile și interesele părților interesate, în cadrul prezentării rezultatelor analizei de dubla materialitate supusă aprobării.

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri

SBM-3

Informații cu privire la impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative identificate de Grupul Hidroelectrica sunt prevăzute în fiecare capitol tematic ESRS și în capitolul următor - Analiza de dubla materialitate IRO-1.

Impactul, riscurile și oportunitățile legate de aspecte de mediu, social și guvernare au fost identificate și evaluate în 2024 ca parte a procesului de analiză de dubla materialitate, în cadrul unui workshop intern și

a consultării altor surse relevante, ca de exemplu autorizațiile necesare pentru funcționarea corespunzătoare a amplasamentelor.

Riscurile ESG identificate în cadrul analizei de dublă materialitate au fost analizate și vor fi integrate în Registrul de riscuri și în cadrul intern de reglementare al Grupului, după adoptarea standardelor ESRS finale aflate la momentul raportării în proces de revizuire și aprobare și reevaluarea ulterioară a acestor riscuri. După integrarea acestor riscuri Grupul va dezvolta un plan de acțiuni concrete și ținte specifice.

Până în prezent nu a fost realizată o cuantificare detaliată a efectelor financiare anticipate în termeni monetari pe termen mediu și lung. Analiza de reziliență la schimbările climatice efectuată este prezentată în capitolul E1.

Grupul Hidroelectrica își propune să își bazeze strategia și modelul de afaceri pe principii de reziliență, cu intenția de a dezvolta capacitatea de a gestiona impacturile și riscurile semnificative și de a valorifica oportunitățile care pot apărea.

Procesul de gestionare a impacturilor, riscurilor și oportunităților (IRO) urmează să fie integrat în strategia de afaceri, pentru a facilita alinierea priorităților de sustenabilitate cu obiectivele generale de dezvoltare. Finanțarea inițiativelor și măsurilor specifice pentru implementarea acestei strategii este realizată în principal din surse proprii, utilizând veniturile generate de operațiunile curente ale grupului.

Analiza de dubla materialitate ajută la prioritizarea riscurilor în procesul de revizuire anuală. Analiza a inclus atât impacturile și dependențele directe și indirecte ale Grupului Hidroelectrica, cât și riscurile și oportunitățile din lanțul valoric din amonte și din aval, precum și propriile operațiuni. Legătura dintre impacturile identificate și riscurile și oportunitățile asociate (IRO) sunt prezentate pentru fiecare temă/sub-temă conform ESRS, însă până în prezent nu a fost realizată o cuantificare detaliată a efectelor financiare anticipate în termeni monetari. Societatea a evaluat nivelul impactului și a stabilit măsuri specifice de diminuare și gestionare a riscurilor, iar eficiența acestor măsuri se analizează la finalul anului, în raport cu incidentele de risc manifestate în perioada de referință, în măsura în care au fost identificate incidente.

Riscurile și oportunitățile materiale identificate anterior nu au avut un impact semnificativ asupra poziției financiare curente ale Grupului la nivelul anului 2025, sau a performanței financiare și a fluxurilor de numerar, având în vedere măsurile de control implementate.

Analiza de dublă materialitate

Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative

IRO-1

Analiza de dublă materialitate

Analiza de dublă materialitate a fost realizată pentru prima dată în anul 2024 de către o echipă internă, în asistența unui consultant de specialitate și aprobată de către Directorat iar procesul este prezentat mai jos.

Pentru perioada de raportare curentă, procesul de dublă materialitate a fost reevaluat intern, în cadrul unui workshop intern în urma căruia s-a concluzionat că nu au intervenit schimbări majore de natură să necesite reluarea întregului proces, respectiv, nu au apărut categorii noi de stakeholderi, iar conform rezultatelor finale ale analizei de dublă materialitate, în 2025 au apărut următoarele schimbări în rezultatele materialității:

- S1: Impact negativ potențial generat de riscul de accident la locul de munca - impact potențial dacă măsurile de securitate și instruirea nu sunt implementate corespunzător în activitățile de zi cu zi. Astfel, crește riscul de accidente, vătămări și afectează sănătatea pe termen lung a angajaților.
- S3: Impactul negativ potențial indirect – Posibile întreruperi temporare în alimentarea cu apă potabilă brută a unor beneficiari care extrag apa din amenajările hidroenergetice exploatate de Hidroelectrica, acești beneficiari având responsabilitatea alimentării cu apă potabilă a comunităților inclusiv în situații excepționale și inclusiv responsabilitatea asigurării sursei de rezervă.
- S4: Impactul pozitiv nu mai este material
- G1: Protecția avertizorilor: Impact pozitiv: compania poate dezvolta mecanisme de protecție a avertizorilor care au un impact pozitiv în prevenirea timpurie a potențialelor incidentelor legate de integritate, contribuind la construcția unui mediu de lucru integru.

Analiza de dublă materialitate realizată în 2024 și reconfirmată în 2025

În procesul de analiză, Societatea a respectat principiile fundamentale ale analizei de dublă materialitate, adică a analizat:

- Materialitatea impacturilor pozitive și negative pe termen scurt, mediu și lung pe care Grupul Hidroelectrica le are sau le poate avea asupra mediului și socialului. Au fost luate în considerare atât impacturile actuale, cât și cele potențiale.
- Materialitatea financiară, pentru a determina cum aspectele de sustenabilitate pot influența performanța financiară și fluxurile de numerar viitoare ale Grupului pe termen scurt, mediu și lung.

În conformitate cu ESRS 1, pentru a evalua impacturile, Grupul a ținut cont de trei parametri: scala (amplimea) impactului, scopul (extinderea/domeniul de aplicare) impactului și caracterul iremediabil al impactului (pentru impacturile negative), respectiv probabilitatea (pentru impacturile potențiale). Pentru fiecare din aceste parametri au fost acordate scoruri astfel:

- Între -5 pentru impact negativ major și + 5 pentru impact pozitiv major,
- Între 1 pentru impacturi cu extindere la scara mică asupra populației și ecosistemului, cu costuri economice neglijabile și 5 pentru impacturi cu extindere la scară majoră asupra populației și ecosistemului vast, cu costuri economice ridicate;
- Între 1 pentru impacturi cu posibilitate de remediere foarte mare și 5 pentru impacturi cu posibilitate de remediere foarte mică;
- Între 1 pentru impacturi cu probabilitate de apariție foarte mică (o singură dată în următorii 10 ani) și 5 pentru impacturi cu probabilitate de apariție foarte mare (în mai puțin de 1 an).

În ceea ce privește scorurile pentru evaluarea efectelor financiare ale riscurilor și oportunităților ce pot influența performanța financiară și fluxurile de numerar viitoare ale Grupului, acestea au fost stabilite astfel:

Scor	Explicații
0	Nu există impact financiar
1	Impact financiar minim (sub 0,1 % din cifra de afaceri)
2	Impact financiar moderat (peste 0,1 %, dar sub 0,7% din cifra de afaceri)
3	Impact financiar semnificativ (peste 0,7 % dar sub 2,0 % din cifra de afaceri)
4	Impact financiar mare (peste 2,0 % dar sub 3,0% din cifra de afaceri)
5	Impact financiar foarte mare (peste 3,0 % din cifra de afaceri)

De asemenea, au fost analizate și criteriile calitative, cum ar fi localizarea impacturilor în lanțul valoric al Grupului (în amonte, la nivelul activităților proprii ale Grupului sau în aval), orizontul de timp (respectiv termen scurt, mediu sau lung), iar în cazul unui impact negativ potențial asupra drepturilor omului, conform ESRS, gravitatea impactului (determinată de scală, scop și caracterul iremediabil) prevalează asupra probabilității acestuia.

În baza scorurilor acordate, au fost stabilite praguri cantitative pentru a determina impacturile, riscurile și oportunitățile relevante/materiale, iar criteriile calitative au oferit context pentru interpretarea rezultatelor.

Procesul de analiză a dublei materialități a inclus:

- Acoperirea tuturor activităților desfășurate de Grup descrise în secțiunea BP-1 și a inclus și lanțul valoric din amonte și din aval;
- Identificarea părților interesate relevante, interne și externe;
- Efectuarea unei consultări interne, în cadrul unui workshop, cu reprezentanții managementului aferent fiecărui departament relevant, în cadrul căruia:
 - Reprezentanții sunt consultați pentru fiecare temă potențial materială din ESRS, cu privire la impactul Grupului asupra aspectelor de mediu, sociale și de guvernare, precum și a evaluării efectelor potențiale financiare asupra Grupului ca urmare a potențialelor riscuri și oportunități determinate de aspectele de sustenabilitate. A fost analizată natura impacturilor actuale și potențiale, negative și pozitive, pe termen scurt, mediu și lung generate asupra aspectelor de mediu, sociale și de guvernare. Au fost analizate și potențialele efecte financiare, iar probabilitatea de apariție și magnitudinea potențială a efectelor financiare contribuie la evaluarea semnificației riscurilor și oportunităților din cadrul Grupului;
 - Ipotezele utilizate în cadrul analizei se bazează pe informațiile disponibile participanților la workshop, precum și pe cele obținute din surse de presă și studii literare relevante. În mod particular, pentru a evalua impactul asupra lanțului valoric, analiza s-a concentrat pe aceste surse de date, inclusiv prin maparea impacturilor pe lanțul valoric identificate de alți operatori din industrie și studiile menționate. Acestea s-au discutat în cadrul workshopului pentru a decide aplicabilitatea acestora la entitățile Grupului;
 - Evaluarea semnificației s-a bazat de asemenea pe contribuțiile angajaților Grupului Hidroelectrica care au responsabilități cu privire la protecția mediului, sănătate și securitate în muncă, responsabilitate socială, resurse umane, diversitate și incluziune, conformitate cu prevederile legate și managementul riscului, financiar;
- Distribuirea unui chestionar către reprezentanți din toate categoriile de părți interesate. În urma încheierii sesiunii de realizare a sondajului, s-a constatat că au fost recepționate 391 de răspunsuri, din care 275 au fost transmise de angajații proprii, iar 116 de răspunsuri au fost transmise de celelalte categorii de părți interesate.
- Analiza dublei materialități realizată pentru alți operatori din industrie (*peers analysis*);
- Evaluarea documentelor strategice întocmite de grup;
- Benchmarking asupra tendințelor globale din literatura de specialitate, a temelor materiale identificate de agențiile de rating ESG pentru industria din care face parte Grupul Hidroelectrica, precum și date colectate referitoare la istoricul Grupului Hidroelectrica sau alte surse relevante după caz;
- Interviu cu reprezentanții Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere în cadrul cărora au fost prezentate rezultatele analizelor pentru confirmare, în urma cărora conducerea a aprobat rezultatul evaluării de materialitate.



Tema	Temele de sustenabilitate - Raport de Sustenabilitate 2025 („RS”)			
	Temă	Subtemă	Sub-subteme	Explicații
ESRS E1	Schimbări climatice	Atenuarea schimbărilor climatice Adaptarea la schimbările climatice Energie	—	Temă materială - abordată în E1
ESRS E2	Poluare	Poluarea aerului	—	Activitatea grupului nu implică impact direct asupra poluării aerului.
		Poluarea apei	—	Activitatea grupului nu implică impact direct asupra poluării apei.
		Poluarea solului	—	Activitatea grupului nu implică impact direct asupra poluării solului.
		Poluarea organismelor vii și a resurselor alimentare	—	Activitatea grupului nu implică impact direct asupra organismelor vii sau resurselor alimentare.
		Substanțele care prezintă motive de îngrijorare	—	În urma analizei efectuate, nu au fost identificate utilizări sau generări de substanțe care prezintă motive de îngrijorare deosebită – respectiv substanțe considerate foarte periculoase.
		Substanțele care prezintă motive de îngrijorare deosebită	—	În urma analizei efectuate, nu au fost identificate utilizări sau generări de substanțe care prezintă motive de îngrijorare deosebită – respectiv substanțe considerate foarte periculoase.
ESRS E3	Resursele de apă și cele marine	Resurse de apă	Consumul de apă	Consumul de apă nu este semnificativ.
			Prelevările de apă	Prelevările de apă sunt minimale în cadrul activității Grupului.
			Deversarea apelor	Nu este cazul, întrucât nu există deversări în ape de suprafață.
		Resursele marine	Deversarea apelor în oceane Extracția și utilizarea resurselor marine	Nu este cazul, nu se utilizează apă din surse marine și nu se evacuează apă în oceane.
ESRS E4	Biodiversitatea și ecosistemele	Factorii determinanți ai impactului direct asupra	Schimbările climatice	Temă materială - abordată în E4
			Schimbarea destinației terenurilor și schimbarea destinației mării	Temă materială - abordată în E4

Tema	Temele de sustenabilitate - Raport de Sustenabilitate 2025 („RS”)			
	Temă	Subtemă	Sub-subteme	Explicații
		declinului biodiversității	Exploatarea directă	Nu se desfășoară activități de exploatare a biodiversității sau a ecosistemelor.
			Speciile alogene invazive	Nu este cazul în zonele unde operează grupul Hidroelectrică.
			Poluare	Nu a reieșit material
		Impactul asupra stării speciilor	Dimensiunea populației speciei	Temă materială - abordată în E4
			Riscul global de extincție a speciilor	Temă materială - abordată în E4
		Impactul asupra stării și capacității de extindere a ecosistemelor	Degradarea solurilor	Nu a reieșit material
			Deșertificarea	Nu a reieșit material
			Sigilarea solului / impermeabilizarea	Nu a reieșit material
		Impactul și dependența de serviciile ecosistemice	—	Nu a reieșit material
ESRS E5	Economie circulară	Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor	—	Nu a reieșit material
		Ieșirile de resurse legate de produse și servicii	—	Nu a reieșit material
		Deșeurile	—	Deșeurile rezultate din operațiuni nu sunt semnificative.
ESRS S1	Forța de muncă proprie	Condiții de muncă	Locuri de muncă sigure	Temă materială - abordată în S1
			Timpul de lucru	Temă materială - abordată în S1
			Salarii adecvate	Temă materială - abordată în S1
			Dialog social	Temă materială - abordată în S1
			Libertatea de asociere, existența comitetelor de întreprindere și drepturile de informare, consultare și participare ale lucrătorilor	Temă materială - abordată în S1
			Negocierea colectivă, inclusiv proporția	Temă materială - abordată în S1

Tema	Temele de sustenabilitate - Raport de Sustenabilitate 2025 („RS”)			
	Temă	Subtemă	Sub-subteme	Explicații
			lucrătorilor care fac obiectul contractelor colective de muncă	
			Echilibru între viața profesională și cea privată	Temă materială - abordată în S1
			Sănătatea și siguranța	Temă materială - abordată în S1
		Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți	Egalitatea de gen și plata egală pentru muncă de valoare egală	Temă materială - abordată în S1
			Formare și dezvoltarea competențelor	Temă materială - abordată în S1
			Ocuparea forței de muncă și incluziunea persoanelor cu dizabilități	Temă materială - abordată în S1
			Măsuri împotriva violenței și a hărțuirii la locul de muncă	Temă materială - abordată în S1
			Diversitatea	Temă materială - abordată în S1
		Alte drepturi legate de muncă	Munca copiilor	Nu a reieșit material
			Muncă forțată	Nu a reieșit material
			Locuințe adecvate	Nu a reieșit material
			Confidențialitatea	Temă materială - abordată în S1
ESRS S2	Lucrătorii din lanțul valoric - furnizori	Condiții de muncă	Locuri de muncă sigure	Nu a reieșit material
			Timpul de lucru	Nu a reieșit material
			Salarii adecvate	Nu a reieșit material
			Dialog social	Nu a reieșit material
			Libertatea de asociere, inclusiv existența comitetelor de întreprindere	Nu a reieșit material
			Negocierea colectivă	Nu a reieșit material
			Echilibru între viața profesională și cea privată	Nu a reieșit material

Tema	Temele de sustenabilitate - Raport de Sustenabilitate 2025 („RS”)			
	Temă	Subtemă	Sub-subteme	Explicații
		Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți	Sănătatea și siguranța	Nu a reieșit material
			Egalitatea de gen și plata egală pentru muncă de valoare egală	Nu a reieșit material
			Formare și dezvoltarea competențelor	Nu a reieșit material
			Ocuparea forței de muncă și incluziunea persoanelor cu dizabilități	Nu a reieșit material
			Măsuri împotriva violenței și a hărțuirii la locul de muncă	Nu a reieșit material
			Diversitatea	Nu a reieșit material
		Alte drepturi legate de muncă	Munca copiilor	Nu a reieșit material
			Muncă forțată	Nu a reieșit material
			Locuința adecvată	Nu a reieșit material
			Confidențialitatea	Nu a reieșit material
ESRS S3	Comunitățile afectate	Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților	Locuințe adecvate	Temă materială - abordată în S3
			Hrană adecvată	Nu a reieșit material
			Apa și salubritatea	Nu a reieșit material
			Impacturi legate de soluri	Nu a reieșit material
			Impacturi legate de securitate	Temă materială - abordată în S3
		Drepturile civile și politice ale comunităților	Libertatea de exprimare	Temă materială - abordată în S3
			Libertatea de întrunire	Temă materială - abordată în S3
			Impactul asupra apărătorilor drepturilor omului	Temă materială - abordată în S3
		Drepturile populațiilor indigene	Consimțământ liber, prealabil și în cunoștință de cauză	Nu este cazul – nu face obiectul activității. Nu se regăsesc populații indigene în România
			Autodeterminarea Drepturile culturale	

Tema	Temele de sustenabilitate - Raport de Sustenabilitate 2025 („RS”)			
	Temă	Subtemă	Sub-subteme	Explicații
ESRS S4	Consumatorii și utilizatorii finali	Impacturile legate de informare pentru consumatori și/sau utilizatorii finali	Confidențialitatea	Temă materială - abordată în S4
			Libertatea de exprimare	Temă materială - abordată în S4
			Accesul la informații (de calitate)	Temă materială - abordată în S4
		Siguranța personală a consumatorilor și/sau a utilizatorilor finali	Sănătatea și siguranța	Nu este cazul – nu face obiectul activității.
			Securitatea unei persoane	Nu este cazul – nu face obiectul activității.
			Protecția copilului	Nu este cazul – activitatea nu implică interacțiunea cu copiii.
		Incluziunea socială a consumatorilor și/sau a utilizatorilor finali	Nediscriminarea	Nu a reieșit material
			Accesul la produse și servicii	Nu a reieșit material
			Practici de comercializare responsabile	Nu a reieșit material
ESRS G1	Conduita profesională	Cultură corporativă	—	Temă materială - abordată în G1
		Protecția avertizorilor	—	Nu a reieșit material
		Bunăstarea animalelor	—	Nu este cazul. Grupul nu efectuează experimente pe animale.
		Angajamentul politic și de activitățile de lobby	—	Nu a reieșit material
		Gestionarea relațiilor cu furnizorii, inclusiv practicile de plată	—	Temă materială - abordată în G1
		Corupția și mita	Prevenirea și depistarea, inclusiv formarea	Temă materială - abordată în G1
			Incidente	Temă materială - abordată în G1
Sub-temă suplimentară		Securitatea		Temă materială - abordată în G1

Tema	Temele de sustenabilitate - Raport de Sustenabilitate 2025 („RS”)			
	Temă	Subtemă	Sub-subteme	Explicații
(parte din capitolul Guvernanță)		cibernetică		

De asemenea, procesul de analiză de dublă materialitate a implicat consultarea părților interesate. Conform procedurii interne, consultarea părților interesate este efectuată minimum o dată la 3 ani sau anual pentru grupe de părți interesate noi identificate în cadrul procesului de analiză a dublei materialități.

Pentru anul de raportare a sustenabilității 2024, au fost consultate următoarele categorii de părți interesate, parte a procesului de analiză de dublă materialitate:

- Angajați
- Management
- Acționari
- Sindicate
- Instituții financiare
- Clienți
- Consultanți externi
- Administrații publice și Comunități
- Furnizori
- Media
- Asociații industriale/profesionale
- Autorități de reglementare
- ONG-uri

Pentru consultarea părților interesate în cadrul analizei de dublă materialitate, Grupul Hidroelectrica a distribuit un formular prin care a consultat opinia acestora asupra potențialelor teme materiale din sferile de mediu, social și guvernanță.

Prioritizarea impacturilor se realizează prin evaluarea detaliată a magnitudinii și probabilității fiecărui impact. Impacturile identificate sunt corelate direct cu riscurile și oportunitățile, care sunt apoi clasificate în funcție de relevanța lor strategică.

Riscurile și oportunitățile identificate au fost analizate în procesul de analiză a dublei materialități pentru a înțelege dacă acestea reies din dependențe sau din impacturi. Evaluarea a inclus și aspecte calitative precum analiza continuării utilizării resurselor, dependența de resurse și relațiile critice din cadrul lanțului valoric și alte efecte asupra fluxurilor de numerar viitoare.

Procesul de identificare, evaluare și gestionare a impacturilor și riscurilor nu este integrat în totalitate în procesul general de gestionare a riscurilor la nivelul Grupului Hidroelectrica. Integrarea acestuia este analizată în contextul dezvoltării continue a cadrului intern de management al riscurilor și al evoluției cerințelor aplicabile ale standardelor ESRS. Riscurile identificate în conformitate cu cerințele ESRS sunt avute în vedere în procesele interne de gestionare a riscurilor ale Hidroelectrica SA și ale entităților afiliate. Procedurile de control intern aferente Registrului de Riscuri includ verificări periodice și audituri interne, în scopul asigurării conformității. De asemenea, procesul de identificare, evaluare și gestionare a oportunităților nu este, în prezent, integrat în totalitate la nivelul organizației.

În tabelul de mai jos, sunt prezentate temele, subtemele și sub-subtemele care au fost revalidate ca fiind materiale și o justificare succintă cu privire la temele care nu sunt materiale și care nu au fost luate în considerare în conținutul raportului.

A fost identificată o sub-temă suplimentară – Securitatea cibernetică, ce va fi abordată în capitolul Guvernanță, având în vedere importanța sa atât pentru societate (din perspectiva angajaților și a clienților), cât și pentru securitatea energetică națională.

În tabelul următor sunt prezentate impacturile, riscurile și oportunitățile identificate și evaluate drept materiale în cadrul analizei de dublă materialitate:

Subtemă	Impact	Lanț valoric	Actual/ Potențial	Orizont de timp	Risc/Oportunitate (R/O)	Fizic/ Tranziție	Actual/ Potențial	Orizont de timp
ESRS E1 Atenuarea schimbărilor climatice	Hidroelectrica SA: Prin natura sa, produce energie electrică cu emisii scăzute de carbon, ceea ce contribuie pozitiv la atenuarea schimbărilor climatice. Impactul pozitiv propriu-zis este însăși producerea de energie verde care reprezintă activitatea principală a companiei.	Amonte, Operațiuni proprii	Actual	Actual	Grupul Hidroelectrica Risc financiar: Nealinierea la traiectoriile UE de reducere a emisiilor, în cazul în care investițiile viitoare nu sunt în producție cu emisii scăzute sau zero, poate avea un efect negativ asupra veniturilor și costurilor. Costurile de aliniere ulterioară pot fi substanțial mai mari, iar lipsa investițiilor poate reduce veniturile rezultate din reducerea producției.	De tranziție	Actual	Actual
	Hidroserv: Prin întreținerea eficientă a instalațiilor, contribuie la maximizarea producției de energie regenerabilă pentru ca prin întreținerea eficientă a instalațiilor, se contribuie la maximizarea producției de energie verde și protecția mediului și a climei. UCMH: Furnizarea de soluții tehnologice, în speță generatoare electrice și alte echipamente pentru hidrocentrale, sprijină producția de energie curată.				Grupul Hidroelectrica Oportunitate: Creșterea cererii pentru energie regenerabilă oferă Hidroelectrica posibilitatea de a atrage investiții în diversificarea surselor de energie regenerabile (solar/eolian), și de creștere a veniturilor.	De tranziție	Actual	Actual
ESRS E1 Adaptarea la schimbări climatice	Impact negativ: Schimbările climatice sunt asociate cu pierderi operaționale sau fluctuații mari anuale cauzate de fenomene climatice legate de disponibilitatea apei pentru producție la hidrocentrale.	Operațiuni proprii	Actual	Actual	Grupul Hidroelectrica Risc financiar: 1. Scăderea resurselor de apă din cauza secetelor prelungite, care ar reduce producția hidrocentralelor, și deci scăderea veniturilor generate din vânzarea de energie electrică. 2. Infrastructura expusă la evenimente extreme (inundații, alunecări de teren) poate	De tranziție	Actual	Actual

					duce la costuri mari de reparații și întreruperi ale producției.			
ESRS E1 Energie	Hidroelectrica SA: Impact pozitiv rezultat din faptul că Hidroelectrica furnizează energie curată și regenerabilă, fără emisii poluante. Este flexibilă și contribuie la stabilitatea rețelei electrice. Oferă energie mai ieftină pe termen lung și sprijină dezvoltarea economică locală. Hidroserv: Prin întreținerea și reparația eficientă a centralelor, Hidroserv asigură funcționarea optimă și reduce potențialele întreruperi ale producției. UCMH: Contribuie la modernizarea infrastructurii energetice	Operațiuni proprii, în aval	Actual	Actual	Grupul Hidroelectrica Risc financiar asociat cu dependența de apa pentru producția de energie poate face ca Hidroelectrica să fie vulnerabilă în perioade de secetă sau schimbări climatice extreme. Costurile de investiții întârziate pot fi substanțial mai mari, iar lipsa investițiilor poate reduce veniturile rezultate din reducerea producției.	De tranziție	Actual	Actual
					Grupul Hidroelectrica Oportunitate: Diversificarea mixtului energetic cu integrarea surselor de energie solară și eoliană poate reduce riscurile și crește capacitatea de producție, rezultând într-o creștere a veniturilor.	De tranziție	Actual	Actual
ESRS E4 Factorii determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității	-	-	-	-	Risc financiar: Acest risc ar putea produce efecte doar cu privire la eventuale întârzieri în finalizarea proiectelor în construcție. În prezent, nu există proiecte noi și ne referim strict la proiectele în curs de dezvoltare, care însumează aprox. 200 MW capacitate nouă instalată, (comparat cu capacitatea totală în funcțiune de aprox. 6300 MW). Întârzierile sunt asociate cu costuri suplimentare pe proiectele de investiții.	De tranziție	Potențial	Mediu, Lung
ESRS E4 Impactul asupra caracteristicilor speciilor	Impact negativ potențial:	Operațiuni proprii, Amonte (doar UCMH)	Potențial	Mediu, Lung	Riscuri financiare 1. Potențiale riscuri de reglementare (ex. debitele ecologice) ar putea genera riscuri financiare în sensul reducerii producției de	De tranziție	Potențial	Mediu, Lung

	1. Hidroenergie: Neasigurarea debitului de servitute în aval ar putea influența bunăstarea speciilor acvatice. 2. Energie eoliană: Există un impact potențial asupra avifaunei de la centralele eoliene, cu mențiunea că acestea au fost construite recent, în conformitate cu Directivele Europene cu evaluarea strictă asupra mediului și biodiversității, în principal evitarea căilor de migrare a păsărilor. 3. Alte activități de producție: Activitățile de producție echipamente ale UCMH pot afecta biodiversitatea dacă se ia în considerare întreg lanțul valoric (de la extracția metalelor, folosite în procesul de producție)				energie electrică și a veniturilor precum și eventuale lucrări de investiții cu costuri asociate. 2. Alte activități de producție echipamente: Risc de neconformare cu actele de reglementare (avize, acorduri, autorizații), care se reflectă în costuri pentru amenzi.			
ESRS S1 Condițiile de lucru	Impactul pozitiv generat de valorile promovate de grup se manifestă prin respectarea drepturilor angajaților și susținerea unor condiții de lucru sigure. De asemenea, implicarea activă a liderilor de sindicat asigură o comunicare continuă și eficientă cu angajații, contribuind astfel la bunăstarea generală a acestora.	Operațiuni proprii	Actual	Actual	-	-	-	-
ESRS S1 Condițiile de lucru	Impact negativ potențial generat de riscul de accident la locul de muncă - impact potențial dacă măsurile de securitate și instruirea nu sunt implementate corespunzător în activitățile de zi cu zi. Astfel, crește riscul de accidente, vătămări și afectează sănătatea pe termen lung a angajaților.	Operațiuni proprii	Potențial	Scurt, Mediu, Lung	-	-	-	-

ESRS S1 Oportunități și tratament egal pentru toți	Impact pozitiv - Grupul Hidroelectrica recrutează angajați de toate genurile (masculin, feminin, etc), echitatea de gen este gestionată cu atenție în practicile de angajare, promovare și retenție, crescând atractivitatea forței de muncă, retenția și performanța.	Operațiuni proprii	Actual	Actual	-	-	-	-
ESRS S1 Alte drepturi legate de munca angajaților proprii	Impact pozitiv - Grupul Hidroelectrica prin existența politicilor interne de angajare, promovare și retenție revizuite și îmbunătățite periodic, crește atractivitatea forței de muncă, retenția și performanța.	Operațiuni proprii	Actual	Actual	-	-	-	-
ESRS S3 Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților în care operăm – Locuințe adecvate	Impact pozitiv, prin furnizare de energie la prețuri accesibile. În plus, amenajările hidroenergetice au rol în atenuarea undelor de viitură, alimentarea cu apă a localităților, irigații, pisciculturi, navigație prin ecluzare, recreere și turism, stimularea economiei locale (locuri de muncă și conectivitate rutieră).	Operațiuni proprii	Actual	Actual	Oportunitate: Hidroelectrica SA poate investi în dezvoltarea unor proiecte sustenabile de care să beneficieze direct comunitățile locale, cum ar fi educația, sănătatea sau formarea profesională. De asemenea, poate colabora cu autoritățile locale pentru a sprijini păstrarea identității culturale și protecția patrimoniului. Reputația locală atrage angajați performanți și crește retenția lor, care reduc costurile de recrutare și instruire.	N/A	Actual	Actual
	Impactul negativ potențial indirect – Posibile întreruperi temporare în alimentarea cu apă potabilă brută a unor beneficiari care extrag apa din amenajările hidroenergetice exploatate de Hidroelectrica, acești beneficiari având responsabilitatea alimentării cu apă potabilă a comunităților inclusiv în situații excepționale și inclusiv responsabilitatea asigurării sursei de rezervă.	Operațiuni proprii	Actual	Actual	-	-	-	-

ESRS S3 Drepturile civile și politice ale comunităților în care operăm – Impact legat de securitatea comunității	Impact pozitiv, proiectele și activitățile Hidroelectrica se supun procedurilor de obținere a actelor de reglementare de mediu cu consultare publică, respectând toate drepturile civile și politice ale comunităților în care operează.	Operațiuni proprii	Actual	Actual	-	-	-	-
ESRS S4 Impacturi legate de informare	Impact negativ, în cazul în care societatea nu reușește să livreze conform așteptărilor clienților legate de transparență, informarea publicului și conștientizare a beneficiilor energiei regenerabile.	Operațiuni proprii	Actual	Actual	Risc financiar potențial generat de pierderea unor consumatori finali și implicit a veniturilor aferente, dacă nu se implementează îmbunătățirea proceselor aplicabile pe segmentul de furnizare al Hidroelectrica.	Fizic	Actual	Actual
ESRS G1 Cultura organizațională	Impact pozitiv prin prisma dezvoltării unei culturi organizaționale echitabile și sănătoase și elaborarea codurilor de etică pentru companiile Grupului Hidroelectrica	Operațiuni proprii, Amonte	Actual	Actual	Oportunitate: îmbunătățirea proceselor și procedurilor interne în vederea asigurării unui management eficient al activității societății, precum și asigurarea remunerației echitabile, asigurarea condițiilor de muncă, contribuie la execuția planului de dezvoltare a societății, implicit la stabilitatea financiară.	N/A	Actual	Actual
ESRS G1 Protecția avertizorilor	Impact pozitiv: compania poate dezvolta mecanisme de protecție a avertizorilor care au un impact pozitiv în prevenirea timpurie a potențialelor incidentelor legate de integritate, contribuind la construcția unui mediu de lucru integru.	Operațiuni proprii, Amonte	Potențial	Mediu, Lung	-	-	-	-
ESRS G1 Gestionarea relațiilor cu	Impact potențial negativ moderat dacă nu sunt respectate procedurile interne în relația cu furnizorii, inclusiv dacă nu sunt efectuate plățile în timp util.	Operațiuni proprii, Amonte	Potențial	Lung	-	-	-	-

furnizorii, inclusiv practicile de plată	Impact potențial negativ asupra relației cu furnizorii și a stabilității lanțului de aprovizionare. Impact potențial negativ asupra puterii de negociere și a timpului de finalizare a lucrărilor.							
ESRS G1 Corupția și darea de mită	Impact negativ moderat dacă nu sunt respectate codurile și procedurile interne cu privire la corupția și darea de mită cu efecte asupra mediului / societății legate de reducerea încrederii în instituții, distorsionarea competiției și perpetuarea inegalităților sociale.	Operațiuni proprii, Amonte	Potențial	Lung	-	-	-	-
Subiect adițional – Securitate digitală Protecția datelor informatice	Impact potențial negativ moderat în caz de incidente sau accidente legate de securitatea datelor informatice. Expunerea datelor personale implică riscuri majore de securitate și financiare, principalele pericole fiind furtul de identitate, fraudele financiare și exploatarea informațiilor în scopuri infracționale.	Operațiuni proprii	Potențial	Mediu, Lung	Riscul financiar este legat de securitatea datelor tehnice - servicii esențiale în producția de energie electrică. În cazul unor incidente pot fi afectate atât veniturile cât și costurile de remediere. Riscul de compromitere a datelor clienților ca urmare a atacurilor cibernetice, au suplimentar efecte financiare și reputaționale, cu costuri suplimentare legate de potențiale litigii, sau venituri reduse cauzate de degradarea reputației.	De tranziție	Potențial	Mediu, Lung

Cerințe de prezentare de informații din ESRS acoperite în raport

Cerințe de prezentare de informații din ESRS acoperite de declarația privind durabilitatea a întreprinderii

IRO-2

Informații cu privire la impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative ale Grupului Hidroelectrica sunt prevăzute în fiecare capitol dedicat temelor ESRS.

De asemenea, un tabel detaliat care include cerințele de prezentare se regăsește în Anexa 2 din Regulamentul privind indicii de referință și Legea Climei, evidențiază în secțiunea MDR-T punctele de date care decurg din aceste acte legislative ale UE pentru a asigura o raportare conformă.

Lista cerințelor de prezentare aferente acestui raport sunt incluse în tabelul care se regăsește în Anexa 1. Cerințe minime de prezentare de informații privind politicile și acțiunile

Politici adoptate pentru gestionarea aspectelor de sustenabilitate semnificative

MDR-P

Politicile și acțiunile aferente temelor materiale sunt prezentate în secțiunile raportului ESRS E1, S1, S3, S4 și G1. În situațiile în care nu există politici adoptate sau acțiuni formalizate la nivelul documentelor interne, Grupul a precizat acest aspect și, acolo unde este cazul, a indicat un interval pentru adoptarea acestora.

Acțiuni și resurse privind aspectele de durabilitate semnificative

MDR-A

Acțiunile necesare pentru fiecare temă materială sunt prezentate în secțiunile raportului ESRS E1, S1, S3, S4, și G1.

În anul 2025, acțiunile de sustenabilitate ale Hidroelectrica SA s-au bazat pe îndeplinirea Planului Strategic de Sustenabilitate adoptat în anul 2023 și axat pe 22 de inițiative, care pot fi regăsite în Raportul de Sustenabilitate 2023, în dreptul temelor materiale identificate. În anul 2025, Hidroelectrica SA nu a revizuit Planul Strategic de Sustenabilitate pentru a-l alinia la cerințele standardului ESRS și la IRO-urile materiale identificate deoarece s-a decis așteptarea intrării în vigoare a standardelor ESRS revizuite, și luarea deciziilor pe baza cerințelor acestora. Planul Strategic de Sustenabilitate se estimează că va fi revizuit după revizuirea standardelor ESRS în prezent în proces de revizuire și aprobare.

Indicatori și ținte

Indicatori privind aspectele de durabilitate semnificative

MDR-M

Indicatorii și țintele privind aspectele de sustenabilitate semnificative sunt prezentate în secțiunile raportului (ESRS E1, S1, S3, S4, și G1), aceștia fiind alocați pentru fiecare temă materială. În cazul în care nu există indicatori și ținte formalizate la nivelul documentelor interne, Grupul a precizat acest aspect și, acolo unde este cazul, a indicat un interval de timp estimat pentru adoptarea acestora.

Urmărirea eficacității politicilor și a acțiunilor prin intermediul Țintelor

MDR-T

Indicatorii pentru fiecare temă materială sunt prezentați în secțiunile raportului ESRS E1, E4, S1, S3, S4, și G1. Țintele de sustenabilitate adoptate în anul 2023 vor fi actualizate în conformitate cu IRO-urile materiale identificate ca urmare a analizei de dublă materialitate și vor fi aliniate standardului ESRS revizuit, după adoptarea acestuia. Grupul a precizat acest aspect și, acolo unde este cazul, va indica un interval de timp estimat pentru adoptarea acestora

Punctele de date care decurg din alte acte legislative ale UE se regăsesc în tabelul din Anexa 1.

SCHIMBĂRILE CLIMATICE

ESRS E1

Orientare strategică și concepte pentru protecția climei

Schimbările climatice au potențialul de a genera riscuri cu efecte atât pe termen scurt (acute), cât și pe termen lung (cronice) pentru numeroase industrii. În cazul Grupului Hidroelectrica, aceste riscuri se manifestă, în principal, prin modificări ale regimului precipitațiilor, valuri de căldură, perioade prelungite de secetă, incendii, furtuni, inundații și alte fenomene meteorologice extreme, precum și prin variații ale disponibilității resurselor de apă. Aceste evoluții pot influența activitățile Grupului și necesită măsuri de gestionare adecvate. Grupul Hidroelectrica integrează considerentele de protecție a mediului în desfășurarea activităților sale, în conformitate cu cadrul de reglementare aplicabil și cu politicile interne adoptate. Hidroelectrica SA produce energie electrică din surse regenerabile și urmărește limitarea impactului asupra mediului, precum și îmbunătățirea performanței de mediu, în conformitate cu actele de reglementare și obiectivele strategice ale Grupului.

În contextul schimbărilor climatice, au fost identificate și o serie de măsuri potențiale, precum dezvoltarea programelor de investiții în unitățile de producere a energiei în vederea menținerii sau îmbunătățirii eficienței producției de energie electrică din hidrocentrale, precum și evaluarea nevoilor de investiții în noi capacități de producție din alte surse regenerabile, inclusiv solar și eolian pentru menținerea nivelului de producție, precum și baterii de stocare.

Planul de tranziție pentru atenuarea schimbărilor climatice

ESRS E1-1

Deși planul de tranziție nu este încă finalizat, aflându-se în formă draft, având în vedere domeniul său de activitate, respectiv producerea de energie electrică din surse regenerabile, Grupul Hidroelectrica contribuie la tranziția către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon și la obiectivele Uniunii Europene privind neutralitatea climatică până în anul 2050. La nivelul anului de raportare 2025, Grupul Hidroelectrica deține un Plan de Acțiuni inclus în [Strategia de Sustenabilitate 2023-2030 aprobată în 2023](#). În contextul evoluției cerințelor de raportare ESRS, Grupul analizează necesitatea alinierii și actualizării acestui plan și a strategiei asociate, în funcție de modificările aplicabile ale standardelor. De asemenea, în cursul anului 2025, Grupul Hidroelectrica a pregătit în draft un Plan de tranziție pentru

atenuarea schimbărilor climatice, care descrie direcțiile generale de acțiune în vederea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și susținerii tranziției energetice.

Anumite demersuri strategice și componente ale Planului de tranziție au fost elaborate în anul 2025, însă, cu toate acestea, se are în vedere o reevaluare a acestora în următoarea perioadă și aprobarea planului. “Elaborarea planului de tranziție pentru atenuarea schimbărilor climatice este o măsură de combatere a riscurilor legate de disponibilitatea apei în viitor și alte riscuri de tranziție semnificative”

Planul de tranziție elaborat în draft include o serie de masuri existente și planificate prezentate mai jos în cadrul analizei de reziliență.

Grupul Hidroelectrica nu face obiectul excluderilor prevăzute în Cadrul de Referință al Uniunii Europene aliniat la Acordul de la Paris, în conformitate cu criteriile de excludere stabilite la art. 12 alin. (1) lit. (d)–(g) și art. 12 alin. (2) din Regulamentul privind Standardele de Referință Climatică (Regulamentul Delegat (UE) 2020/1818).

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri

ESRS 2 SBM-3, IRO-1

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative asociate schimbărilor climatice sunt prezentate în tabelul de mai jos, astfel cum au fost identificate și evaluate în cadrul analizei de dublă materialitate, descrisă în Secțiunea ESRS 2 – IRO 1. Evaluarea riscurilor climatice și studiul de vulnerabilitate climatică, inclusiv analiza pe scenarii de încălzire globală, au fost realizate în anul 2025, conform calendarului prevăzut de Strategia de Sustenabilitate 2023-2030.

Subtemă	Impact	Risc/Oportunitate (R/O)
ESRS E1 Atenuarea schimbărilor climatice	Hidroelectrica SA: Prin natura sa, produce energie electrică cu emisii scăzute de carbon, ceea ce contribuie pozitiv la atenuarea schimbărilor climatice. Impactul pozitiv propriu-zis este însăși producerea de energie verde care reprezintă activitatea principală a companiei. Hidroserv: Prin întreținerea eficientă a instalațiilor, contribuie la maximizarea producției de energie regenerabilă pentru ca prin întreținerea eficientă a instalațiilor, se contribuie la maximizarea producției de energie verde și protecția mediului și a climei. UCMH: Furnizarea de soluții tehnologice, în speță generatoare electrice și alte echipamente pentru hidrocentrale, sprijină producția de energie curată.	Grupul Hidroelectrica Risc financiar: Nealinierea la traiectoriile UE de reducere a emisiilor, în cazul în care investițiile viitoare nu sunt în producție cu emisii scăzute sau zero, poate avea un efect negativ asupra veniturilor și costurilor. Costurile de aliniere ulterioară pot fi substanțial mai mari, iar lipsa investițiilor poate reduce veniturile rezultate din reducerea producției.
		Grupul Hidroelectrica Oportunitate: Creșterea cererii pentru energie regenerabilă oferă Hidroelectrica posibilitatea de a atrage investiții în diversificarea surselor de energie regenerabilă (solar/eolian), și de creștere a veniturilor.
ESRS E1 Adaptarea la schimbări climatice	Impact negativ: Schimbările climatice sunt asociate cu pierderi operaționale sau fluctuații mari anuale cauzate de fenomene climatice legate de disponibilitatea apei pentru producție la hidrocentrale.	Grupul Hidroelectrica Risc financiar: 1. Scăderea resurselor de apă din cauza secetelor prelungite, care ar reduce producția hidrocentralelor, și deci scăderea veniturilor generate din vânzarea de energie electrică. 2. Infrastructura expusă la evenimente extreme (inundații, alunecări de teren)

		poate duce la costuri mari de reparații și întreruperi ale producției.
ESRS E1 Energie	Hidroelectrica SA: Impact pozitiv rezultat din faptul că Hidroelectrica furnizează energie curată și regenerabilă, fără emisii poluante. Este flexibilă și contribuie la stabilitatea rețelei electrice. Oferă energie mai ieftină pe termen lung și sprijină dezvoltarea economică locală. Hidroserv: Prin întreținerea și reparația eficientă a centralelor, Hidroserv asigură funcționarea optimă și reduce potențialele întreruperi ale producției. UCMH: Contribuie la modernizarea infrastructurii energetice	Grupul Hidroelectrica Risc financiar asociat cu dependența de apa pentru producția de energie poate face ca Hidroelectrica să fie vulnerabilă în perioade de secetă sau schimbări climatice extreme. Costurile de investiții întârziate pot fi substanțial mai mari, iar lipsa investițiilor poate reduce veniturile rezultate din reducerea producției.
		Grupul Hidroelectrica Oportunitate: Diversificarea mixtului energetic cu integrarea surselor de energie solară și eoliană poate reduce riscurile și crește capacitatea de producție, rezultând într-o creștere a veniturilor.

Grupul Hidroelectrica a realizat un studiu conform criteriilor prevăzute în Apendicele A din Regulamentul delegat (UE) 2021/2139 al Comisiei din 4 iunie 2021 de completare a Regulamentului (UE) 2020/852 al Parlamentului European și al Consiliului prin stabilirea criteriilor tehnice de examinare pentru a determina condițiile în care o activitate economică se califică drept activitate care contribuie în mod substanțial la atenuarea schimbărilor climatice sau la adaptarea la schimbările climatice și pentru a stabili dacă activitatea economică aduce prejudicii semnificative vreunui dintre celelalte obiective de mediu. În urma studiului, Grupul a evaluat impactul schimbărilor climatice asupra operațiunilor sale, inclusiv analiza de reziliență a strategiei și a modelului de afaceri, luând în considerare diferite scenarii climatice, inclusiv scenarii climatice cu emisii ridicate, respectiv scenariu climatic în concordanță cu limitarea încălzirii globale la 1,5 grade Celsius și va dezvolta o Strategie și un Plan de acțiune actualizate, după cum este precizat în capitolul *Planul de tranziție pentru atenuarea schimbărilor climatice* de mai sus. Analiza producției din ultimii 25 de ani a indicat că, în condiții de secetă severă, producția de energie electrică poate înregistra o scădere de până la 24,42% comparativ cu media perioadei analizate. Acest rezultat evidențiază importanța gestionării resurselor de apă și a evaluării opțiunilor de diversificare a surselor de energie.

Riscurile climatice au fost considerate și la stabilirea direcțiilor strategice ale companiei legate de diversificarea surselor de energie, optimizare pentru fiecare sucursală, fiind analizate activ în conturarea angajamentelor, și acțiunilor relevante.

Hidroelectrica își adaptează modelul de afaceri la schimbările climatice pe termen scurt, mediu și lung în principal prin asigurarea accesului continuu la fonduri pentru diversificare, pentru modernizarea activelor existente și modificarea portofoliului de produse și servicii, investițiile fiind bugetate anual.

Analiza rezilienței, efectuată în perioada septembrie-decembrie 2025, se bazează pe riscurile nete din analiza scenariilor climatice, arată că Hidroelectrica poate aborda în mod adecvat riscurile identificate în diferite scenarii climatice și își poate menține reziliența. Riscurile nete reprezintă riscurile rămase după luarea în considerare a factorilor de atenuare, cum ar fi implementarea măsurilor de reducere a riscurilor. Impacturile potențiale rezultate sunt reflectate pentru anii 2030, 2040 și 2050, acoperind atât riscurile de tranziție, cât și pe cele fizice. Pentru riscurile brute materiale de tranziție identificate, măsurile principale de atenuare adecvate sunt incluse în strategia de afaceri a Hidroelectrica. Aceste măsuri, în principal de diversificare a sursei de energie regenerabilă sau de stocare, sunt concepute

pentru a reduce atât probabilitatea apariției, cât și magnitudinea impacturilor potențiale, consolidând astfel reziliența companiei.

Analiza include toate sucursalele Hidroelectrica SA, dar nu include subsidiarele Hidroserv și UCMH, deoarece riscul semnificativ de disponibilitate a resurselor în funcție de schimbările climatice este aplicabil Hidroelectrica SA, scopul fiind de a analiza reziliența la acest risc semnificativ. Obiectivul principal este înțelegerea situației viitoare legată de factorii de risc climatic care pot perturba activitatea Hidroelectrica, incertitudinile fiind legate de modelele climatice IPCC.

Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității a fost realizată pentru locațiile și activitățile Hidroelectrica, incluzând centrale hidroenergetice, microhidrocentrale, parcuri eoliene și fotovoltaice. Astfel, au fost cuprinse un număr de 183 de centrale hidroenergetice și microhidrocentrale (CHE și MHC), localizate pe teritoriul României și organizate în cadrul a 7 sucursale ale Hidroelectrica: Bistrița (28 de centrale), Curtea de Argeș (44 de centrale), Cluj (23 de centrale), Hațeg (30 de centrale), Porțile de Fier (11 centrale), Râmnicu Vâlcea (24 de centrale) și Sebeș (23 de centrale). Acestea includ atât centrale situate pe firul apei, cât și centrale cu acumulare. Prin centrale cu acumulare înțelegem acele centrale cap de cascadă care uzinează debitul dintr-un lac de acumulare mare, precum și centralele aval de acestea, care nu beneficiază de aport semnificativ din alte bazine hidrografice. În ceea ce privește parcurile eoliene, acestea sunt localizate pe teritoriul județului Constanța.

În cadrul Regulamentului delegat (UE) 2021/2139 al Comisiei, care completează Regulamentul privind taxonomia UE și stabilește criteriile tehnice de examinare pentru activitățile economice cu impact climatic, sunt definite o serie de riscuri climatice relevante, preluate și în Directiva ESRS, în standardul ESRS E1 – Schimbările climatice. Aceste riscuri sunt clasificate în două mari categorii: riscuri climatice acute, asociate cu evenimente extreme (precum inundații, furtuni, valuri de căldură), și riscuri climatice cronice, asociate cu modificări graduale ale parametrilor climatici (precum creșterea temperaturii medii, scăderea precipitațiilor sau modificarea regimului hidrologic). În plus, riscurile sunt grupate în funcție de factorul climatic principal: temperatură, vânt, apă, respectiv masa solidă. Aceste categorii de fenomene de risc au fost utilizate, fiind evaluat potențialul lor în raport cu activitățile desfășurate.

- Riscurile cronice legate de temperatură sunt: Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare), Stresul termic, Variabilitatea temperaturii și Topirea permafrostului
- Riscurile acute legate de temperatură sunt Canicula, Valurile de frig / îngheț și Incendiile forestiere.
- Riscurile cronice legate de vânt se referă la schimbarea regimului vânturilor.
- Riscurile acute legate de vânt includ fenomene precum Ciclon / Uragan / Taifun, Tornadă, respectiv Furtuni (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip).
- Riscurile cronice legate de ape se referă la: Schimbarea regimului precipitațiilor și a tiparelor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață), Variabilitatea precipitațiilor sau hidrologică, Stresul hidric, Acidifierea oceanelor, Intruziunea salină și Creșterea nivelului mării.
- Riscurile acute legate de apă cuprind Seceta, Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă / gheață), Inundații (costieră, fluvială, pluvială sau subterană) și Golirea bruscă a lacurilor glaciare.

A fost efectuată o sortare preliminară al celor 28 de riscuri din ESRS. Astfel, doar riscurile semnificative au făcut obiectul unei analize detaliate pentru care vor fi evidențiate măsurile stabilite.

Analiza riscurilor de tranziție efectuată în cadrul scenariului cu emisii nete zero (NZE) de 1,5°C indică faptul că Hidroelectrica se confruntă cu unele riscuri nete de tranziție relevante. Cel mai semnificativ risc constă în potențialele creșteri ale costurilor de investiții în diversificare. Acestea sunt în același timp și oportunități de ocupare a capacității rețelei de transport înaintea competitorilor, energia

electrică din panouri fotovoltaice produsă poate fi mixată cu cea din hidroenergie anterior introducerii în rețeaua de transport pe acordurile de livrare existente.

- Riscuri de conformare legală: Costuri aferente modificării legislației de mediu și /sau opoziția stakeholderilor sau Respectarea reglementărilor de folosire a apei
- Riscuri tehnologice: Disponibilitate inconsistentă a surselor regenerabile pentru producerea de hidroenergie, Disponibilitate inconsistentă a surselor regenerabile pentru producerea de energie eoliană, Creșterea timpului de nefuncționare și a costurilor de întreținere ale hidrocentralelor, Creșterea costurilor prin investiții în baterii pentru stocare, Investiții nereușite în alte surse de energie
- Risc de piață: Dezavantaj competitiv din cauza reglementărilor ESG asimetrice legate de intensitatea carbonului., Avantaj competitiv al competitorilor datorită capacității de stocare
- Risc reputațional: Costuri asociate cu litigiile de greenwashing, Imaginea Hidroelectrică afectată de neîndeplinirea obiectivelor și angajamentelor privind producția de energie regenerabilă

Ca parte a analizei **riscurilor fizice**, au fost identificate toate riscurile brute relevante pentru fiecare amplasament și au fost definite măsurile de adaptare corespunzătoare. Pe baza acestor măsuri de adaptare (cum ar fi pregătirea pentru inundații și diversificarea surselor sau îmbunătățirile infrastructurii pentru stocarea și transportul energiei electrice), evaluările inițiale ale riscurilor brute au fost ajustate, iar **riscurile nete de tranziție** rezultate au fost evaluate. Acest lucru demonstrează că impactul potențial al anumitor riscuri materiale poate fi redus, iar riscurile nete reflectă expunerea reziduală a fiecărui amplasament după eforturile de adaptare.

Măsurile existente și planificate

Riscurile sunt reduse prin măsurile de reziliență implementate în fiecare Sucursală – prin optimizarea uzinării apei și la nivel central prin investiții în diversificare. Monitorizarea continuă și analiza actualizată a datelor rămân esențiale pentru a aborda natura dinamică a schimbărilor climatice, aplicabilă Hidroelectrică. Planurile anuale de producție se realizează pe baza mediilor istorice ale debitelor, iar bugetele de întreținere ale hidrocentralelor sunt concepute de așa natură încât să acopere evenimentele meteorologice precum viiturile.

Optimizarea producției de energie se realizează folosind sistemul SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), care permite monitorizarea în timp real a parametrilor de funcționare, controlul automatizat al echipamentelor și instalațiilor, precum și colectarea și transmiterea datelor operaționale către dispecerat și management, ținând cont de condițiile hidrologice, restricțiile impuse și dinamica pieței energetice.

Hidroelectrică dispune de planuri și regulamente de exploatare pentru diferite situații de funcționare precum starea normală, condiții de secetă sau inundații. Astfel, în perioadele de secetă severă, se optimizează utilizarea apei din lacuri pentru a menține producția de energie la un nivel optim și a valorifica la maxim resursa de apă. Dintre măsurile întreprinse la nivelul Hidroelectrică pentru gestionarea eficientă a riscurilor climatice menționăm monitorizarea continuă a datelor hidrologice și meteorologice, precum debitele în amonte și la centrală, temperaturile zilnice, nivelurile lacurilor și precipitațiile, cu măsurători realizate la fiecare hidrocentrală și prognoze primite de la Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA). Datele sunt transmise zilnic către Administrația Națională Apele Române (ANAR), iar în cazul în care se anunță viituri, lacurile de acumulare sunt golite preventiv pentru a preveni inundațiile și pentru optimizarea valorificării resursei de apă. Există planuri de apărare și sisteme de alarmare a populației, iar lucrările de protecție riverană și structurile proiectate pentru debite extreme asigură siguranța exploatarei.

Gestionarea riscurilor climatice implică o colaborare strânsă cu autoritățile. Respectarea debitelor minime ecologice este stabilită în cadrul autorizațiilor de gospodărire a apei, acolo unde este aplicabil, cu respectarea legislației în vigoare care acordă prioritate consumului uman de apă și energie.

Hidroelectrica, o companie tradițional producătoare de hidroenergie, a început diversificarea surselor de energie regenerabilă, încă din anul 2021 prin achiziția centralei eoliene Crucea Nord aflată în județul Constanța, având o capacitate instalată de 108 MW, adăugată în portofoliul Hidroelectrica - Sucursala Wind prin fuziune începând cu anul 2023.

De asemenea, sunt realizate investiții în baterii de stocare a energiei, cu scopul de a atenua impactul financiar prin optimizarea introducerii de energie în sistemul de transport.

Investițiile în energie regenerabilă includ proiecte privind instalarea de panouri fotovoltaice pe suprafețele lacustre și pe toate centralele de pe râul Olt.

Conform Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. planifică dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi. Transelectrica investește în capacitatea de transport, asigurând corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani.

O serie de măsuri sunt de asemenea prevăzute la nivel de bazin hidrografic Planul național de management actualizat aferent porțiunii din bazinul hidrografic internațional al fluviului Dunărea care este cuprinsă în teritoriul României (2021), care demonstrează preocuparea la nivel de bazin hidrografic pentru adaptarea la schimbările climatice legate de disponibilitatea apei.

Evaluarea calitativă a riscurilor de tranziție și înainte și după măsuri duce la concluzia că, în cazul Hidroelectrica, cel mai semnificativ risc este legat de deficitul de apă viitor, care este principala resursă necesară, cu un potențial efect brut semnificativ asupra veniturilor pe lângă plafonarea prețurilor care poate contribui de asemenea. Măsurile implementate sau preconizate vor menține toate aceste riscuri la un nivel scăzut sau mediu.

În anul 2025, Grupul Hidroelectrica a realizat o evaluare a amprente de carbon corporativă (CCF) care include Scopurile 1, 2, 3, utilizând GHG Protocol, metodologie recunoscută la nivel internațional. Rezultatele acestei evaluări sprijină monitorizarea emisiilor și identificarea oportunităților de îmbunătățire. Informații suplimentare sunt prezentate în secțiunea ESRS E1-6.

Politici adoptate pentru gestionarea schimbărilor climatice

ESRS E1-2

La nivel de Grup, nu s-a formulat o politică separată dedicată schimbărilor climatice, impacturilor, riscurilor, oportunităților legate de climă deoarece încă nu a fost finalizată strategia de sustenabilitate în baza materialității actualizate.

Acțiuni și resurse privind schimbările climatice

ESRS E1-3

Grupul Hidroelectrica implementează acțiuni și utilizează resurse operaționale, resurse umane, financiare, tehnice și logistice, în vederea gestionării riscurilor și impacturilor asociate schimbărilor climatice. În ceea ce privește riscurile fizice, precum secetele prelungite și evenimentele climatice

extreme (inundații, alunecări de teren), Grupul dispune de infrastructuri și soluții tehnice care contribuie la adaptarea activităților sale, inclusiv baraje și acumulări pentru stocarea apei. Activitățile operaționale includ, de asemenea, măsuri de control și atenuare a undelor de viitură pentru tranzitarea debitelor ridicate prin obiectivele hidroenergetice aflate în administrare, precum și activități specifice de ecluzare pentru asigurarea navigației pe fluviul Dunărea. Hidroelectrică SA desfășoară, totodată, activități de regularizare a debitelor, protecție împotriva inundațiilor și asigurare a debitelor ecologice, în conformitate cu actele de reglementare aplicabile.

În plus, Grupul Hidroelectrică analizează opțiuni de diversificare a mixului energetic prin surse regenerabile complementare, precum energia solară și eoliană, care pot contribui la reducerea expunerii la riscurile asociate dependenței de resursele de apă, în funcție de cadrul strategic și de reglementare aplicabil.

Premergător Planului "Net Zero emisii GES", au fost stabilite două acțiuni principale, în acord cu obiectivul Societății de a fi un lider local și regional în producerea de "energie verde" și în sprijinirea tranziției către o economie eficientă energetic, bazată pe energie regenerabilă. Acestea sunt:

- (i) creșterea și diversificarea producției de energie electrică din surse regenerabile, prin dezvoltarea sau achiziția de noi capacități de producere a energiei și
- (ii) re tehnologizarea/ modernizarea capacităților de producție existente.

Acțiunile desfășurate în 2025 includ studii de fezabilitate, proiectarea investițiilor de energie verde constând în parcuri fotovoltaice și proiecte de re tehnologizare a barajelor.

Ținte legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea

ESRS E1-4

Pentru anul de raportare 2025 Grupul Hidroelectrică a realizat calculul emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), în conformitate cu metodologia *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard* (GHG Protocol)².

Anul 2025 reprezintă al doilea an de raportare al grupului realizat în conformitate cu cerințele ESRS, iar anul 2024 a fost stabilit ca an de referință pentru raportarea emisiilor de GES. Țintele privind reducerea emisiilor de GES (emisii directe – Scop 1 și 2 și emisii indirecte – Scop 3) urmează să fie definite în anul de raportare următor, odată cu definitivarea **Strategiei de Sustenabilitate**.

Planul de tranziție - Planul „net Zero emisii GES”, în cursul anului 2025 a fost pregătit un draft, acesta adresând emisiile directe din producția de energie și alinierea la traiectoria UE pentru sector, dar încă nu au fost definitive ținte legate de atenuarea și adaptarea la schimbările climatice și nici bugete de resurse alocate în acest sens. Țintele referitoare la emisiile Scop 2 se vor stabili ulterior și monitoriza conform criteriului "bazate pe piață". Planul de tranziție aflat în formă draft nu a fost încă aprobat.

Energie și emisii

Consum de energie și mixul energetic

ESRS E1-5

În anul 2025, consumul de energie la **nivelul Grupului Hidroelectrică** a fost de **383.113MWh**, consumul de energie electrică provenită din surse regenerabile (generată intern) a fost de **368.009MWh**, iar

² <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>

consumul de energie provenind din surse fosile a fost de **15.102MWh**, incluzând atât energia termică cât și gazele naturale.

În tabelul de mai jos este prezentat consumul total de energie pentru anul 2025 la **nivelul Grupului Hidroelectrica**.

Consumul de energie și mixtul energetic	Anul 2024	Anul 2025*
(1) Consumul de combustibil din cărbune și produse pe bază de cărbune (MWh)	-	-
(2) Consumul de combustibil din țiței și produse petroliere (MWh)*	8.749	8.508
(3) Consumul de combustibil din gaze naturale (MWh)	7.273	6.574
(4) Consumul de combustibil din alte surse fosile (MWh)	-	-
(5) Consumul de energie electrică, căldură, abur și agent răcire achiziționate sau obținute din surse fosile (MWh)	73	19,93
(6) Consumul total de energie din surse fosile (MWh) (calculat ca suma rândurilor 1-5)	16.095	15.102
Pondere surselor fosile în consumul total de energie (%)	4,3%	3,94%
(7) Consumul din surse nucleare (MWh)	-	2,74
Pondere consumului din surse nucleare în consumul total de energie (%)	0%	0%
(8) Consumul de combustibil din surse regenerabile, inclusiv biomasă (cuprinzând inclusiv deșeuri industriale și municipale de origine biologică, biogaz, hidrogen din surse regenerabile etc.) (MWh)	-	-
(9) Consumul de energie electrică, căldură, abur și răcire achiziționate sau obținute din surse regenerabile (MWh)	-	8,66
(10) Consumul de energie regenerabilă produsă intern, care nu provine din combustibili (MWh)	362.178	368.000
(11) Consumul total de energie din surse regenerabile (MWh) (calculat ca suma rândurilor 8-10)	362.178	368.009
Pondere surselor regenerabile în consumul total de energie (%)	95,7%	96,06%
Consumul total de energie (MWh) (calculat ca suma rândurilor 6, 7 și 11)	378.273	383.113

*2025 este al doilea an de raportare la nivel de grup, ESRS.

Pentru electricitate, alocarea energiei achiziționate și consumate pe fiecare tip de sursă este efectuată în baza etichetei energetice, ultima disponibilă și publicată la momentul raportului, cea din 2024.

*Pentru transformarea volumului de combustibil în MWh, a fost folosit factorul [DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting, and Digest of UK Energy Statistics \(DUKE\)](#)

Intensitatea energetică per venit net	2024	2025	% N / N-1
Consumul total de energie din activitățile din sectoarele economice cu impact climatic ridicat per venit net din activități în sectoarele cu impact climatic ridicat (MWh/milioane RON)	41,46	39.83	-4%
Consumul total de energie din activitățile din sectoarele economice cu impact ridicat asupra climei (MWh)	378.273	383.113	1%

Intensitatea energetică per venit net	2024	2025	% N / N-1
Venituri nete din activități din sectoarele economice cu impact ridicat asupra climei utilizate pentru calcularea intensității energetice (milioane RON)	9.123	9.619	5%
Venituri nete din alte activități din sectoarele economice cu impact ridicat asupra climei (unitate monetară)	0	0	0
Total venituri nete (situații financiare-venit din exploatare) (milioane RON)	9.123	9.619	5%

Calculul consumurilor nu a fost validat de un organism extern, altul decât furnizorul asigurării.

Corelarea intensității energetice pe baza venitului net cu informații de raportare financiară

Venituri nete din activități din sectoarele cu impact ridicat asupra climei utilizate pentru calcularea intensității energetice* (milioane RON)	9.619
Venituri nete (altele)	0
Total venituri nete** (situații financiare) (milioane RON)	9.619

* „Sectoare climatice cu impact ridicat” înseamnă sectoarele enumerate în secțiunile A-H și în secțiunea L din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 1893/2006 al Parlamentului European și al Consiliului

**Venituri conform Situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU

Veniturile Grupului sunt obținute din producția și furnizarea de energie electrică, care sunt sectoare climatice cu impact ridicat conform secțiunilor A-H și L din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 1893/2006 al Parlamentului European și al Consiliului.

	2024	2025
Producția de energie electrică din surse neregenerabile (GWh)	0	0
Producția de energie electrică din surse regenerabile* (GWh)	14.224	12.215
Cantitate energie electrică Furnizare (GWh)	5.572	7.244

*include autoconsum

Datele referitoare la energie nu au făcut obiectul unei verificări de către un alt organism extern, în afara furnizorului de asigurare.

Emisiile brute de GES Scop 1, 2, 3 și emisiile totale de GES

ESRS E1-6

Metodologiile, ipotezele semnificative și factorii de emisie utilizați pentru calcularea sau măsurarea emisiilor de GES

Pentru calculul emisiilor de CO₂e (CO₂ echivalent) au fost utilizate:

- Instrumente de calcul conform Standardului GHG Protocol
- Factori de emisie acceptați: Utilizați pentru surse de emisii intersectoriale și specifice sectorului, cu posibilitatea de adaptare la locații specifice. În cazul în care nu a existat un factor de emisii specific, s-a utilizat cel mai apropiat factor disponibil, în funcție de cheltuieli sau cantități, prin accesarea bazelor de date DEFRA și DENZ 2025.

Pentru calculul emisiilor de CO₂ Grupul Hidroelectrica a utilizat instrumente de calcul conform Standardului GHG Protocol, care sunt disponibile pe site-ul GHG Protocol.

În metodologia de calcul au fost utilizați factori locali sau factori DEFRA/DENZ³ din baze de date publice utilizate la nivel internațional. GHG Protocol recunoaște factorii de conversie pentru raportarea companiilor elaborați de Guvernul Regatului Unit (DEFRA/DENZ) și îi include ca sursă recomandată în instrumentele sale de calcul.

Aceste instrumente includ utilizarea unor formule care facilitează calculul emisiilor pe baza datelor de activitate și a factorilor de emisie specifici. De exemplu, pentru emisiile din surse staționare și mobile, s-au folosit factori de emisie acceptați pe scară largă, exprimați în unități precum kilograme de CO₂ per unitate de combustibil consumat. Acești factori sunt selectați pentru a reflecta condițiile locale, cum ar fi tipul de combustibil utilizat. În plus, metodele de măsurare directă sau prin bilanț de masă au fost aplicate pentru a asigura contabilizarea emisiilor, luând în considerare sursele semnificative de emisii din cadrul activităților Grupului. De asemenea, aceste instrumente ajută la determinarea emisiilor din transportul angajaților sau din achiziția de bunuri și servicii.

Evaluarea semnificației urmează criteriile stabilite de GHG Protocol pentru identificarea activităților relevante în Scopul 3, pe baza următoarelor aspecte:

- **Dimensiune:** Activitățile care contribuie semnificativ la emisiile totale anticipate ale companiei.
- **Influență:** Activitățile pentru care există potențial de reducere a emisiilor, care ar putea fi implementate sau influențate de companie.
- **Risc:** Activitățile care contribuie la expunerea companiei la riscuri (de exemplu, riscuri legate de schimbările climatice, riscuri financiare, de reglementare, riscuri asociate lanțului de aprovizionare, produselor, clienților, litigiilor și reputației).
- **Părțile interesate:** Activitățile considerate critice de către părțile interesate relevante (de exemplu, clienți, furnizori, investitori sau societatea civilă).
- **Orientări sectoriale:** Activitățile identificate ca fiind semnificative conform orientărilor specifice sectorului.
- **Altele:** Activitățile care îndeplinesc orice alte criterii suplimentare pentru determinarea relevanței, stabilite de companie sau sectorul industrial.
- În cadrul Grupului Hidroelectrica, s-a decis excluderea categoriilor Scop 3 din calculul GES, care nu depășesc pragul de 1% din totalul cheltuielilor cu furnizorii de bunuri sau servicii, excluzând taxele plătite sau salariile. Permișiunea de excludere se aplică pentru categoriile unde se poate calcula fie estima relevanța categoriei respective. De asemenea, dacă se estimează că emisiile sunt sub 1% din totalul emisiilor Scop 3, acestea se exclud în decizia de semnificație, devenind nesemnificative. Pragul de 1% în raportarea emisiilor Scop 3 ajută organizația să se concentreze pe categoriile semnificative de emisii, economisind resurse și simplificând

³ https://carbonsaver.org/tools/carbon_factors_database.php

procesul de raportare. Acesta asigură relevanța datelor și prioritizează eforturile de reducere a emisiilor, excluzând emisiile nesemnificative.

Inventarul emisiilor de gaze cu efect de seră include toate activitățile Grupului Hidroelectrica, selectate pe baza criteriului controlului operațional 100% de către Grupul Hidroelectrica și un prag de materialitate de 1% din totalul cheltuielilor, în cazul emisiilor calculate pe bază de cheltuieli. Acestea provin în principal din exploatarea centralelor hidroelectrice, respectiv din utilizarea vehiculelor și a echipamentelor operaționale.

Pentru a evita dubla raportare, au fost definite limitele emisiilor Scop 1, 2 și 3, semnificația acestora și modalitatea de alocare pentru fiecare categorie, astfel: Costurile și consumurile folosite în calculul emisiilor sunt la nivel consolidat; au fost excluse consumurile de energie electrică intragrup, adică consumul propriu al Hidroelectrica SA și consumul de energie electrică Hidroserv/ UCMH, furnizată de Hidroelectrica SA. Costurile pentru calculele "spend-based" au fost considerate la nivel consolidat (categoriile incluse în Scop 3), excluzând tranzacțiile intragrup. Nu au fost utilizate instrumente contractuale de tip: garanție de origine, renewable energy certificate, public private partnership, (GOs/RECs/PPA).

Scop 1 – Emisii directe, provenite din activitățile Grupului desfășurate pe amplasamentele proprii

Emisiile Scop 1 se referă la toate emisiile directe de gaze cu efect de seră, provenite din surse controlate de către Grup. Acestea au fost calculate pe baza datelor privind consumul de gaze naturale (pentru încălzire, furnizare de apă caldă menajeră, etc.), de combustibili (benzină și motorină) consumați de către autovehiculele din flota proprie (deținute sau în leasing) și de diverse echipamente și utilaje. În plus, au fost luate în calcul și emisiile fugitive rezultate în urma utilizării aparatelor de aer condiționat.

Scop 2 – Emisii rezultate din achiziția de energie electrică utilizată în scop propriu

Emisiile Scop 2 cuprind toate emisiile indirecte de GES rezultate în urma consumului de energie electrică achiziționată de la terți. Este exclus consumul Hidroelectrica, fiind considerat autoconsum. Nu există achiziții de abur. Cantităților de energie electrică achiziționate le-au fost asociați factorii de emisii corespunzători furnizorilor, regăsiți în eticheta energetică a acestora.

Alocarea energiei achiziționate / energiei din mix și a factorilor de emisie este efectuată în baza etichetei energetice, ultima disponibilă și publicată la momentul raportului, cea din 2024.

Scop 3 – Alte emisii de GES

Această secțiune include emisiile rezultate din următoarele categorii:

- **Bunuri și servicii achiziționate:** Această categorie include emisiile indirecte asociate cu achiziția de produse și servicii care au emisii incorporate. Sunt luate în considerare toate produsele și serviciile achiziționate în perioada de raportare.
- **Bunuri de capital:** Emisiile din această categorie provin din achiziția de bunuri de capital, cum ar fi echipamente mari (de exemplu, turbine hidroelectrice), vehicule și infrastructură electrică. Emisiile sunt legate de producția, transportul și instalarea acestor bunuri.
- **Activități legate de combustibil și energie (neincluse în scopul 1 sau 2):** Aceasta se referă la energia achiziționată și ulterior vândută, cum ar fi energia electrică tranzacționată pe diverse piețe (Piața pentru ziua următoare, Piața echilibrare etc.). Emisiile sunt calculate pe baza factorului de emisii pentru pierderile rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice pentru energia tranzacționată precum și pe baza factorului WTT (well-to-tank) pentru combustibili.

- **Deșeuri generate în operațiuni:** Această categorie include emisiile asociate cu gestionarea deșeurilor generate de activitățile operaționale. Registrul deșeurilor este o cerință legală, iar cantitățile sunt disponibile și luate în considerare pe baza tonajului.
- **Călătorii de afaceri:** Această categorie cuprinde emisiile indirecte generate de deplasările angajaților în scopuri profesionale.
- **Naveta angajaților:** Această categorie se referă la emisiile indirecte generate de deplasările zilnice ale angajaților între locuințele lor și locul de muncă. Emisiile au fost estimate pe baza unei distanțe medii, a tipului de transport utilizat (de exemplu, mașină personală, transport public) și a factorilor de emisie specifici fiecărui mod de transport.
- **Transport și distribuție în aval:** Aceasta include emisiile asociate cu transportul energiei electrice către clienții finali. Emisiile depind de cantitatea de energie transportată și de eficiența infrastructurii de distribuție utilizate.

Justificarea excluderilor - Evaluarea semnificației Scop 3 a avut ca rezultat faptul că următoarele categorii nu au fost considerate relevante pentru Grupul Hidroelectrica:

Categoria Scop 3	Motivul excluderii
4: Transport și distribuție în amonte	Nu este semnificativ, sub pragul de 1 %.
8: Active închiriate în amonte	Nu se aplică, nu există active închiriate în amonte.
9: Transport și distribuție în aval (se exclude doar pentru Hidroserv și UCMH)	Nu este semnificativ pentru Hidroserv și UCMH, sub pragul de 1%.
10: Prelucrarea produselor vândute	Nu se aplică pentru activitatea grupului.
11: Utilizarea produselor vândute	Nu se aplică, Hidroelectrica produce doar energie electrică, alte produse se folosesc în interiorul limitelor de raportare, inter grup.
12: Tratatamentul la sfârșitul ciclului de viață al produselor vândute	Nu se aplică deoarece energia electrică nu are un "ciclu de viață" care să implice tratarea sa la sfârșit (ca în cazul produselor fizice), iar alte produse se folosesc în interiorul limitelor de raportare, inter grup.
13: Active închiriate în aval	Nu se aplică, fără active închiriate.
14: Francize	Compania nu menține nicio activitate de franciză.
15: Investiții	Nu se aplică.

Mențiune de excludere suplimentară: În ceea ce privește cheltuielile de capital (CAPEX) asociate avansurilor plătite pentru proiecte nefinalizate, acestea vor fi incluse în categoria 2 – Bunuri de capital, odată cu livrarea și instalarea echipamentelor respective. În 2025, unele cheltuieli nu au fost incluse, deoarece nu a avut loc încă livrarea bunurilor și prestarea serviciilor aferente.

Considerații

Contabilizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră scop 3 trebuie să fie în conformitate cu "Standardul corporativ al protocolului privind GES" și cu "Standardul de contabilitate și raportare privind lanțul valoric corporativ (Scop 3)". Următorul tabel prezintă relevanța **categoriilor de emisii Scop 3 pentru grupul Hidroelectrica** și includerea/excluderea în inventarul de gaze cu efect de seră la nivel de entitate:

	Semnificația pentru entitățile Grupului Hidroelectrica, Limite de raportare aplicabile la nivel de Grup		
Categoria Scop 3	Hidroelectrica S.A.	Hidroserv S.A.	U.C.M.H. S.R.L
1: Bunuri și servicii achiziționate	Semnificativ	Semnificativ (parte din cheltuielile raportate de Hidroelectrica S.A.)	Semnificativ (parte din cheltuielile raportate de Hidroelectrica S.A.)
2: Bunuri de capital	Semnificativ	Semnificativ (parte din cheltuielile raportate de Hidroelectrica S.A.)	Semnificativ (parte din cheltuielile raportate de Hidroelectrica S.A.)
3: Activități legate de combustibil și energie (neincluse în scopul 1 sau 2)	Semnificativ	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ
4: Transport și distribuție în amonte	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ
5: Deșeuri generate în operațiuni	Semnificativ	Semnificativ	Semnificativ
6: Călătorii de afaceri	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ
7: Naveta angajaților	Semnificativ	Semnificativ	Semnificativ
8: Active închiriate în amonte	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ
9: Transport și distribuție în aval	Semnificativ	Nu este semnificativ	Nu este semnificativ
10: Prelucrarea produselor vândute	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil	Nu este semnificativ
11: Utilizarea produselor vândute	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil	Nu este semnificativ
12: Tratatamentul la sfârșitul ciclului de viață al produselor vândute	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil	Nu este semnificativ
13: Active închiriate în aval	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil
14: Francize	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil
15: Investiții	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil	Nu este aplicabil

Nu se aplică în cadrul Grupului Hidroelectrica cerințele de raportare emisii biogenice, nu există identificate emisii biogenice de gaze cu efect de seră Scop 1, Scop 2 sau Scop 3.

	Valoare anul 2024	Comparativ 2024	N 2025	% 2025 vs 2024	2025	2030	2050	Țintă % anuală /Anul de bază
Emisii de GES - Scop 1								
Emisiile brute de GES - Scopul 1 (tCO ₂ echivalent)	3.544,59	3.544,59	3.237,75	-9%	-	De stabilit	De stabilit	-
Procent din categoria 1 Emisiile de GES provenite din sistemele de comercializare reglementată a certificatelor de emisii (%)	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
Emisii de GES – Scop 2								

	Valoare anul 2024	Comparativ 2024	N 2025	% 2025 vs 2024	2025	2030	2050	Țintă % anuală /Anul de bază
Emisiile brute de GES - Scopul 2 în funcție de amplasament (tCO ₂ echivalent)	26,37	26,37	5,63	-80%	-	De stabilit	De stabilit	-
Emisiile brute de GES - Scopul 2 în funcție de piață (tCO ₂ echivalent)	28,49	28,49	6,25	-76%	-	De stabilit	De stabilit	-
Emisii de GES – Scop 3								
Emisiile brute de GES - Scop 3 (tCO ₂ echivalent)	31.157,04	31.157,04	40.123,21	29%	-	De stabilit	De stabilit	-
1 Bunuri și servicii achiziționate	5.355,38	5.355,38	7.803,61	46%	-	De stabilit	De stabilit	-
2 Bunuri de capital	14.800,65	14.800,65	21.066,39	42%	-	De stabilit	De stabilit	-
3 Activități legate de combustibili și de energie Activități (neincluse în categoria 1 sau categoria 2)	778,43	778,43	806,07	4%	-	De stabilit	De stabilit	-
4 Transport și distribuție în amonte	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
5 Deșeuri generate în cadrul operațiunilor	2.289,67	2.289,67	2.834,01	24%	-	De stabilit	De stabilit	-
6 Călătorii de afaceri	127,45	127,45	281,21	121%	-	De stabilit	De stabilit	-
7 Naveta angajaților	693,28	693,28	717,50	3%	-	De stabilit	De stabilit	-
8 Active închiriate în amonte	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
9 Transport în aval	7.112,18	7.112,18	6.614,42	-8%	-	De stabilit	De stabilit	-
10 Prelucrarea produselor vândute	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
11 Utilizarea produselor vândute	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
12 Tratatamentul produselor vândute la sfârșitul ciclului de viață	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
13 Active închiriate în aval	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
14 Francize	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
15 Investiții	-	-	-	-	-	De stabilit	De stabilit	-
Emisiile totale de GES								
Emisiile totale de GES (în funcție de amplasament)* (tCO ₂ echivalent)	34.728	34.728	43.367	25%	-	De stabilit	De stabilit	-
Emisiile totale de GES (în funcție de piață)** (tCO ₂ echivalent)	34.730	34.730	43.367	25%	-	De stabilit	De stabilit	-

**Emisiile totale de GES în funcție de amplasament (tCO₂ echivalent) = Emisiile brute de GES Scopul 1 + Emisiile brute de GES Scopul 2 în funcție de amplasament + Emisiile brute de GES Scopul 3*

***Emisiile totale de GES bazate pe piață (tCO₂ echivalent) = Emisiile brute de GES Scopul 1 + Emisiile brute de GES Scopul 2 bazate pe piață + Emisiile brute de GES Scopul 3*

Datele aferente Scop 1 nu au făcut obiectul unei verificări de către un alt organism extern, în afara furnizorului de asigurare.

Datele aferente Scop 2 nu au făcut obiectul unei verificări de către un alt organism extern, în afara furnizorului de asigurare

Datele aferente Scop 3 nu au făcut obiectul unei verificări de către un alt organism extern, în afara furnizorului de asigurare.

În cadrul evaluării progresului față de obiectivele de sustenabilitate, Grupul Hidroelectrica a ales anul 2024 ca an de bază. Nu au fost aplicate metode de normalizare a datelor sau medii pe trei ani. Stabilirea anului 2024 ca punct de referință permite să monitorizarea și evaluarea în viitor dacă acesta continuă să fie o bază adecvată pentru analiza sustenabilității.

În ceea ce privește distribuția emisiilor de carbon, grupul nu este un consumator intensiv de energie electrică, ceea ce face ca activitatea de consum, respectiv emisiile Scop 2 și Scop 3 (cele mai semnificative) să nu depindă semnificativ de variațiile climatice.

Intensitatea GES per venit net	Comparativ 2024	N 2025	% N / N-1
Totalul emisiilor de GES (bazate pe amplasament) per venit net (tCO ₂ echivalent/milioane RON)	3,29	4,51	37%
Totalul emisiilor de GES (bazate pe piață) per venit net (tCO ₂ echivalent/milioane RON)	3,29	4,51	37%

Corelarea intensității GES pe venitul cu informații din raportările financiare

	2024	2025
Venituri nete utilizate pentru calcularea intensității GES (milioane RON)	9.123	9.619
Venituri nete (altele)	0	0
Total venituri nete (în situațiile financiare) (milioane RON)	9.123	9.619

Grupul Hidroelectrica nu are implementat un sistem de colectare al datelor primare pentru Scop 3, categoriile 3.1 și 3.2. Aceste categorii de emisii estimate pe baza datelor secundare reprezintă aproximativ 80% din totalul emisiilor Scop 3, 20% fiind calculate cu date primare.

Referitor la magnitudinea și sursele de incertitudine asociate calculului de energie și emisii, se pot menționa în mod special metodele de estimare aplicate folosind date secundare (financiare) acolo unde nu există date primare. În principal la estimarea emisiilor scop 3, categoria 3.1 și 3.2 toate datele

de intrare sunt secundare, iar factorii de emisie *spent-based* variază semnificativ între regiuni și de la an la an.

Factorii DENZ/DEFRA variază de la an la an, factorii folosiți în calculul pentru anul de referință 2025 fiind cei accesați în martie 2026, pentru activitatea din 2025.

Eticheta energetica a unui furnizor precum și mixul național de energie variază de la an la an. Tabelul următor prezintă detalii generale referitoare la variațiile față de anul anterior, care sunt semnificative ca rezultat în cantitatea de emisii raportată.

Scop	2025 - tone CO ₂ e	2024 - tone CO ₂ e	Variație	Cauze principale care stau la baza variației
Scop 1	3.237,75	3,544.59	-9%	Reducere consum gaze naturale, carburanți
Scop 2 location-based	5,63	26,37	-80%	Diminuare consum energie electrică de la terți (Hidroserv)
Scop 2 market-based	6,25	28,49	-76%	Diminuare consum energie electrică de la terți (Hidroserv)
Scop 3.1 Bunuri și servicii achiziționate	7.803,61	5.355,38	46%	+ aprox. 6% creștere volum achiziții Creștere valoare EFs utilizat pentru 2025 vs 2024
Scop 3.2 Bunuri de capital	21.066,39	14.800,65	42%	+ aprox.18% creștere volum achiziții Creștere valoare EFs utilizat pentru 2025 vs 2024
Scop 3.3 Activități legate de combustibil și energie (neincluse în scop 1 și 2)	806,07	778,43	4%	Creștere EF emisii specifice grid RO 2024 vs 2023; creștere cantități de carburanți consumați
Scop 3.5 Deșeuri generate în operațiuni	2.834,01	2.289,67	24%	Creștere cantități de deșeuri generate/predare la colectori
Scop 3.6 Călătorii de afaceri	281,21	127,45	121%	Creștere costuri cu deplasările de afaceri
Scop 3.7 Naveta angajaților	717,50	693,28	3%	Comportament deplasare angajați
Scop 3.9 Transport și distribuție	6.614,42	7.112,18	-8%	Scădere producție energie electrică

Pentru emisiile brute de GES de Scop 3 (categoriile 3.3 și 3.9) și emisiile totale de GES aferente 2024, a fost revizuit modul de calcul prin corectarea factorilor de emisie. Au fost modificați factorii DENZ WTT pentru combustibili achiziționați, precum și factorul specific Hidroelectrica aplicat la T&D pentru energia vândută la 3.9. Indicatorii aferenți perioadei de raportare 2024 au fost recalculați, inclusiv totalul emisiilor Scop 3, emisiile totale, intensitatea GES pe venit.

Absorbții de GES și proiecte de atenuare a emisiilor de GES finanțate prin credite de carbon

ESRS E1-7

Nu au avut loc absorbții sau stocare de GES în cadrul operațiunilor Grupului Hidroelectrica, sau la care aceasta să fi contribuit în cadrul lanțului său valoric, nici în amonte, nici în aval și nici în afara lanțului valoric.

Nu au existat activități de absorbție a GES care să fie convertite în credite de carbon și nu există o strategie în vederea implementării acestor tipuri de activități.

Stabilirea prețului intern al carbonului

ESRS E1-8

Grupul Hidroelectrică nu utilizează sisteme interne de stabilire a prețului carbonului.

Efectele financiare anticipate ale riscurilor fizice și de tranziție semnificative și ale oportunităților potențiale legate de climă

ESRS E1-9

Efectele financiare anticipate⁴ ale riscurilor fizice și de tranziție semnificative și ale oportunităților potențiale legate de climă nu au fost evaluate sau cuantificate în detaliu de către Grup, însă relevanța și semnificația acestora a fost notată în cadrul analizei de dublă materialitate. Acestea sunt planificate pentru a fi evaluate și incluse printr-o primă estimare în cadrul studiului privind riscurile și oportunitățile climatice, care va fi realizat în cursul anului 2025 și se vor raporta în anul următor. Nu au fost finalizată efectuarea unor estimări cantitative, motivul fiind mediul volatil de reglementare în domeniul energiei în 2025, nu este fezabilă încă aceasta estimare.

Integrarea performanței legate de durabilitate în sistemele de stimulente

ESRS 2 GOV 3

Aceste informații sunt prezentate în Capitolul ESRS 2 - GOV 3.

⁴ Conform –noului act delegat Quick Fix care include o serie de cerințe de prezentare de informații sunt introduse treptat: întreprinderea poate respecta ESRS E1-9 raportând numai informații calitative în primii trei ani de elaborare a declarației de sustenabilitate, dacă nu este posibil să elaboreze prezentări de informații cantitative.

Introducere

Această secțiune prezintă indicatorii-cheie de performanță prevăzuți la articolul 8 din taxonomia UE, Regulamentul UE 2020/852⁵ și regulamentele delegate și de punere în aplicare aferente⁶. Taxonomia UE este un sistem de clasificare care definește activitățile economice care pot fi considerate sustenabile din punctul de vedere al mediului. Regulamentul privind taxonomia reprezintă un element esențial al planului de acțiune elaborat de Comisia Europeană, care are ca scop redirectionarea fluxurilor de capital către o economie mai durabilă și ecologică. Acest regulament definește criteriile și standardele necesare pentru a clasifica investițiile durabile, facilitând astfel alocarea resurselor financiare către proiecte și activități economice ce contribuie la atingerea obiectivelor de sustenabilitate și protecție a mediului. Taxonomia UE stabilește șase obiective de mediu:

- atenuarea schimbărilor climatice
- adaptarea la schimbările climatice
- utilizarea sustenabilă și protecția resurselor de apă și a resurselor marine
- tranziția către o economie circulară
- prevenirea și controlul poluării
- protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor

O activitate economică „eligibilă” este o activitate care corespunde descrierii uneia dintre activitățile definite în Regulamentele Delegate (UE) 2021/2139, 2022/1214, 2023/2485 și 2023/2486. O activitate „eligibilă” are potențialul de a fi considerată sustenabilă din punctul de vedere al mediului (adică „alinată”), dacă îndeplinește, de asemenea, criteriile suplimentare enumerate în actele delegate în temeiul regulamentului. Mai precis, o activitate economică este eligibilă indiferent dacă îndeplinește deja unul sau toate criteriile tehnice de examinare prevăzute. O activitate „alinată” trebuie să respecte cumulativ următoarele 4 condiții, astfel cum se prevede la articolul 3 din Regulamentul UE 2020/852:

- contribuie substanțial la unul sau mai multe dintre cele șase obiectivele de mediu;
- nu aduce prejudicii semnificative niciunui dintre celelalte cinci obiective de mediu;
- respectă garanțiile sociale minime⁷ referitoare la obligația de diligență în materie de drepturi ale omului, combaterea corupției și a mitei, impozitarea corectă și concurența loială;
- respectă criteriile tehnice de examinare stabilite de Comisia UE conform art. 10 din Regulamentul UE 2020/852.

Pentru exercițiul financiar 2025, Grupul Hidroelectrica are obligația de a raporta contribuția sa în ceea ce privește activitățile „eligibile” și „alinate”, conform obligațiilor de raportare pentru întreprinderile nefinanciare. **Alinierea se face față de toate cele șase obiective, iar contribuția raportată se referă la activitățile „eligibile” pentru cel puțin unul dintre obiectivele de mediu** (atenuarea schimbărilor climatice, adaptarea la schimbările climatice, tranziția către o economie circulară și protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor).

De asemenea, ca parte a eforturilor Comisiei Europene de a simplifica raportarea cu privire la sustenabilitate conform pachetului Omnibus, ne-am ajustat raportarea privind Taxonomia UE la Regulamentul de Simplificare (Regulamentul

⁵ Regulamentul (UE) 2020/852 al Parlamentului European și al Consiliului, publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene din 22 iunie 2020.

⁶ Actul delegat privind schimbările climatice (Regulamentul Delegat (UE) 2021/2139 al Comisiei din 4 iunie 2021), modificat și completat prin Actul delegat nr. 2022/1214 și prin Actul delegat nr. 2023/2485, și prin Actul delegat nr. 2023/2486 („Actul delegat privind mediul”), precum și Actul Delegat privind informațiile care trebuie furnizate (Regulamentul Delegat (UE) 2021/2178 al Comisiei din 6 iulie 2021)

⁷ Garanțiile minime sunt proceduri implementate de o societate care desfășoară o activitate economică cu scopul de a asigura respectarea Liniilor Directoare OCDE pentru întreprinderile multinaționale și Principiile Directoare ONU privind Afacerile și Drepturile Omului, inclusiv principiile și drepturile prevăzute de cele opt convenții fundamentale identificate în Declarația Organizației Internaționale a Muncii privind Principiile și Drepturile Fundamentale în Muncă și Declarația Internațională a Drepturilor Omului.

UE 2026/73) și am ales să utilizăm formularele actualizate de raportare. În conformitate cu aceste modificări, am realizat o evaluare a eligibilității pe baza unei analize a activităților economice în raport cu cele enumerate în anexele actelor delegate privind clima și mediul. Cadrul Taxonomiei UE permite entităților să aplice opțional pragul de 10% din valoarea aferentă a cifrei de afaceri, CAPEX sau OPEX pentru raportarea activităților eligibile sau aliniate.

În urma evaluării cheltuielilor de exploatare (OPEX), am constatat că acestea nu sunt semnificative din perspectiva Taxonomiei UE. În conformitate cu prevederile aplicabile, numărătorul KPI OPEX este prezentat cu valoare zero, fiind sub pragul de 10% și exceptat de la calcul, iar valoarea totală a OPEX este furnizată separat, conform cerințelor de raportare.

Prezentare generală

Prezentul raport include entitățile Grupului Hidroelectrica (în continuare denumit „**Grupul Hidroelectrica**”), alcătuit din:

- Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale, Hidroelectrica S.A, (denumită în continuare „**Hidroelectrica S.A.**”)
- Societatea de Servicii Hidroenergetice Hidroserv S.A (denumită în continuare „**Hidroserv**”)
- Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice SRL (denumită în continuare „**UCMH**”)

Grupul Hidroelectrica este cel mai mare producător de energie electrică din România. Principalele activități ale grupului includ:

- Producerea de energie electrică în hidrocentrale și eoliene;
- Vânzarea de energie electrică, precum și furnizarea de energie electrică utilizatorilor finali;
- Realizarea de servicii de sistem pentru Sistemul Energetic Național.

Grupul Hidroelectrica a efectuat evaluarea pentru exercițiul financiar 2025 utilizând actele în temeiul regulamentului în materie de taxonomie ale UE și documentația aferentă, orientările suplimentare emise de Comisia Europeană sub formă de întrebări frecvente (FAQ) și, acolo unde criteriile și orientările lasă încă loc de interpretare, propria analiză a criteriilor. Taxonomia UE face ea însăși obiectul unei revizuirii periodice, iar interpretarea taxonomiei și a criteriilor sale se poate modifica în timp, ceea ce ar putea duce la rezultate diferite în ceea ce privește eligibilitatea și alinierea la taxonomia UE în perioadele de raportare viitoare

Descrierea activităților

Evaluarea eligibilității pentru taxonomia UE pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

Evaluarea activităților desfășurate de Grupul Hidroelectrica a fost realizată pentru fiecare din cei trei indicatori financiari (Cifra de Afaceri, CapEX și OpEx) pe baza situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu prevederile Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană, pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025. Dubla contabilizare a valorilor care stau la baza calculului indicatorilor a fost evitată prin eliminarea valorilor tranzacțiilor încheiate în cadrul grupului, conform cerințelor IFRS 10 Situații financiare consolidate.

Pentru a evalua dacă activitățile Grupului Hidroelectrica sunt eligibile în baza taxonomiei UE, descrierile activităților și/sau ale serviciilor oferite au fost analizate cu descrierile activităților din taxonomie care pot contribui la unul dintre cele 6 obiective. Astfel, am examinat toate activitățile economice desfășurate de grup pentru a vedea care dintre acestea sunt eligibile și aliniate conform Anexelor I și II ale Actului Delegat pentru Climă. Mai jos sunt descrise activitățile potențial eligibile și analiza obiectivului de mediu pentru care acestea se pot califica drept eligibile, identificate la nivelul Hidroelectrica SA.

Evaluarea alinierii activităților

Au fost identificate 2 activități eligibile în 2025, ale Hidroelectrica SA, pentru care există venituri sau cheltuieli efectuate de tip CAPEX semnificative la nivelul Grupului Hidroelectrica. Pentru evaluarea alinierii acestora s-au efectuat următoarele:

- Evaluarea contribuției substanțiale
- Evaluarea contribuției la obiective și DNSH
- Verificarea îndeplinirii garanțiilor minime sociale;

Pentru Hidroserv și UCMH nu au fost identificate activități eligibile pentru care să existe venituri sau cheltuieli efectuate de tip CAPEX semnificative la nivelul Grupului Hidroelectrica.

Activitatea principală

Activitatea principală a Hidroelectrica SA constă în producția de energie electrică din surse hidroenergetice, conform codului CAEN 3511 (echivalent NACE D35.11), astfel veniturile principale ale Grupului Hidroelectrica provin din producția proprie și vânzarea de energie electrică din surse hidroenergetice, cu cea mai mare parte a veniturilor provenind din producția de energie electrică regenerabilă hidroenergetică.

Activitatea principală a Hidroelectrica SA corespunde **Activității 4.5. Producerea de energie electrică din hidroenergie, din Anexa nr. 1 a Regulamentului Delegat nr. 2021/2139, fiind o activitate care poate contribui substanțial la obiectivul de mediu Atenuarea schimbărilor climatice**. Aceasta implică exploatarea centralelor hidroelectrice pentru a genera electricitate din surse regenerabile (apa), gestionarea resurselor de apă (baraje și lacuri de acumulare), și asigurarea stabilității rețelei electrice. De asemenea, compania investește în întreținerea și modernizarea infrastructurii hidroenergetice.

Conform analizei criteriilor tehnice privind contribuția substanțială la obiectivul de mediu *Atenuarea schimbărilor climatice și a rezultatelor analizei Do No Significant Harm („DNSH”)*, activitatea nu îndeplinește criteriile tehnice contribuție substanțială la obiectivul de mediu și de a nu aduce prejudicii semnificative tuturor celorlalte cinci obiective de mediu, conform evaluării efectuate.

Activitatea secundară

O primă activitate secundară este reprezentată de producerea energiei eoliene, ce corespunde cu **Activitatea 4.3 - Producerea de energie electrică din energie eoliană din Anexa nr. 1 a Regulamentului Delegat nr. 2021/2139, fiind o activitate care poate contribui substanțial la obiectivul de mediu Atenuarea schimbărilor climatice**.

Conform analizei criteriilor tehnice privind contribuția substanțială la obiectivul de mediu *Atenuarea schimbărilor climatice și a rezultatelor analizei Do No Significant Harm („DNSH”)*, activitatea nu îndeplinește criteriile tehnice contribuție substanțială la obiectivul de mediu și de a nu aduce prejudicii semnificative tuturor celorlalte cinci obiective de mediu, conform evaluării efectuate.

Rezultatele evaluării

Pentru a fi aliniate la Taxonomia UE, activitățile eligibile trebuie să îndeplinească toate criteriile privind contribuția substanțială pentru un obiectiv de mediu, să nu aducă prejudicii semnificative niciunui dintre celelalte cinci obiective de mediu (DNSH) și să respecte garanțiile minime sociale. Pentru fiecare din cele 2 activități economice eligibile, nu am reușit să îndeplinim aceste criterii. Având în vedere aceste aspecte, nici pasul final către alinierea taxonomiei în conformitate cu garanțiile minime sociale nu a fost parcurs.

Indicatori de performanță privind Cifra de afaceri, CAPEX și OPEX

Pentru Grupul Hidroelectrica au fost definite și calculate sumele totale (KPI) după cum urmează:

Indicatorii cheie de performanță („Indicatori”) includ cifra de afaceri, CAPEX și OPEX. Pentru perioada de raportare 2025, indicatorii trebuie prezentați atât pentru activitățile eligibile/aliniate pentru taxonomie, cât și pentru cele neeligibile.

Determinăm indicatorii eligibili pentru taxonomie în conformitate cu cerințele legale și descriem politica noastră contabilă în acest sens, după cum urmează:

Cifra de afaceri

Definiție eligibilitate – Ponderea activităților economice eligibile pentru taxonomie în cifra noastră de afaceri totală a fost calculată ca parte din cifra de afaceri netă derivată din produse și servicii asociate activităților economice **eligibile** pentru taxonomie (numărător) împărțită la cifra de afaceri netă (numitor), în fiecare caz pentru exercițiul financiar de la 1 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2025.

Definiție aliniere – Ponderea activităților economice aliniate pentru taxonomie în cifra noastră de afaceri totală a fost calculată ca parte din cifra de afaceri netă derivată din produse și servicii asociate activităților economice **aliniate** pentru taxonomie (numărător) împărțită la cifra de afaceri netă (numitor), în fiecare caz pentru exercițiul financiar de la 1 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2025.

Numărătorul indicatorului pentru cifra de afaceri se bazează pe cifra de afaceri netă recunoscută în Situațiile financiare consolidate pregătite în conformitate cu IFRS-EU pentru anul financiar încheiat la 1 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2025 în baza politicilor contabile. Cifra de afaceri consolidată, în sumă totală de **9.619.010.000** se reconciliază cu Situațiile financiare consolidate pregătite în conformitate cu IFRS-EU pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, Nota 11 .

Numitorul indicatorului pentru cifra de afaceri eligibilă este definit ca cifra de afaceri netă derivată din produse și servicii asociate *activităților economice eligibile pentru taxonomie*, după cum urmează:

- **Activitatea Activitatea 4.5. Producerea de energie electrică din hidroenergie** aparține companiei Hidroelectrica SA și generează cifră de afaceri prin producerea de energie din surse hidroenergetice. Suma este identificată la nivel de grup prin utilizarea de conturi contabile analitice/ centre de cost.
- **Activitatea Activitatea 4.3 - Producerea de energie electrică din energie eoliană** aparține companiei Hidroelectrica SA și generează cifră de afaceri prin producerea de energie din surse eoliene. Suma este identificată la nivel de grup prin utilizarea de conturi contabile analitice/ centre de cost.

KPI CAPEX

Definiție - Indicatorul CAPEX este egal cu CAPEX (numărător) eligibil/aliniat pentru taxonomie împărțit la CAPEX total (numitorul trebuie să includă atât imobilizările necorporale, cât și cele corporale) este recunoscut în Situațiile financiare consolidate pregătite în conformitate cu IFRS pentru anul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 în baza politicilor contabile prezentate. Cheltuielile de capital se reconciliază cu sumele prezentate în Nota 22 din Situațiile financiare consolidate pregătite în conformitate cu IFRS-EU pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, având o sumă totală de **591.071.000. RON. Aceasta valoare adăugată la imobilizările corporale și necorporale, precum și contractele de leasing (IFRS 16) în cursul exercițiului financiar avut în vedere înainte de depreciere, amortizare și orice reevaluări. Valoarea imobilizărilor necorporale este 17.576.000 RON și nu se regăsește în Notele la situațiile financiare în mod distinct.**

Numărătorul indicatorului pentru CapEx este definit ca investiții asociate *activităților economice eligibile pentru taxonomie*, după cum urmează:

Investiții asociate (CapEx a)

- **Activitatea 4.5. Producerea de energie electrică din hidroenergie** aparține companiei Hidroelectrica SA și generează cifră de afaceri prin producerea de energie din surse hidroenergetice. Suma este identificată la nivel de grup prin utilizarea de conturi contabile analitice/ centre de cost.
- **Activitatea 4.3. Producerea de energie electrică din energie eoliană** aparține companiei Hidroelectrica SA și generează cifră de afaceri prin producerea de energie din surse eoliene. Suma este identificată la nivel de grup prin utilizarea de conturi contabile analitice/ centre de cost.
- **Activitatea 4.1. Producerea de energie electrică din energie solară fotovoltaică** aparține companiei Hidroelectrica SA și va genera cifră de afaceri prin producerea de energie din surse fotovoltaice. Suma este identificată la nivel de grup prin utilizarea de conturi contabile analitice/ centre de cost.

KPI OPEX

Definiție - Indicatorul OPEX este definit ca OPEX (numărător) eligibil/aliniat pentru taxonomie împărțit la OPEX total. Conturile de cheltuieli privind prestațiile externe (cheltuieli cu întreținerea și reparațiile, cheltuieli cu redevențe, cheltuieli cu servicii executate de terți) este recunoscut în Situațiile financiare consolidate pregătite în conformitate cu IFRS pentru anul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 în baza politicilor contabile prezentate în baza politicilor contabile.

Cheltuielile operaționale aferente indicatorului OPEX analizat în scopul taxonomiei, sunt cuprinse în **prezentarea de profit și pierdere** din Situațiile financiare consolidate pregătite în conformitate cu IFRS-EU pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025. Aceste cheltuieli se găsesc în principal pe linia de „Reparații, mentenanță, materiale și consumabile”, dar nu sunt prezentate distinct. Valoarea totală a cheltuielilor operaționale pentru perioada de raportare, conform definiției din Taxonomia UE, se ridică la **80.571.741RON**

Cheltuielile operaționale, în sensul definit de Taxonomia UE, au o pondere redusă și sunt nesemnificative comparativ cu ceilalți indicatori (CapEx și cifra de afaceri). În urma analizei efectuate, compania nu a identificat cheltuieli operaționale (OpEx) eligibile sau aliniate Taxonomiei UE care să fie direct asociate unor acțiuni specifice de decarbonizare. Astfel, cheltuielile operaționale nu sunt considerate un vector semnificativ al tranziției climatice în contextul indicatorului KPI OpEx din Taxonomia UE. În consecință, indicatorul OpEx este prezentat ca având o valoare nesemnificativă, iar acțiunile de decarbonizare ale companiei sunt reflectate preponderent în investițiile de capital (CapEx), în conformitate cu strategia de dezvoltare a capacităților de producție din surse regenerabile.

Proporția din CapEx din produse sau servicii asociate cu activități economice eligibile din punctul de vedere al taxonomiei sau aliniate la taxonomie – informații furnizate pentru anul 2025 (defalcare pe activități)

CapEx	591.071.000												
Exercițiul financiar (N)	2025	Obiectivul de mediu al activităților aliniate la taxonomie											
Activități economice	Codul	ICP eligibil din punctul de vedere al taxonomiei (Proporția din CapEx eligibile din punctul de vedere al taxonomiei)	ICP aliniat la taxonomie (valoarea monetară a CapEx)	ICP aliniat la taxonomie (Proporția din CapEx aliniate la taxonomie)	Atenuarea schimbărilor climatice	Adaptarea la schimbările climatice	Apa	Economia circulară	Poluarea	Biodiversitatea	Activitate de facilitare	Activitate de tranziție	Raportul dintre partea din activitate aliniată la taxonomie și activitatea eligibilă din punctul de vedere al taxonomiei
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
Text		%	RON	%	%	%	%	%	%	%	(F, după caz)	(T, după caz)	%
Producerea de energie electrică din hidroenergie	CCM 4.5	77,9%	-	0%	-	-	-	-	-	-	Nu	Nu	0%
Producerea de energie electrică din energie eoliană	CCM 4.3	10,5%	-	0%	-	-	-	-	-	-	Nu	Nu	0%
Producerea de energie electrică din energie solară fotovoltaică	CCM 4.1	9,8%	-	0%	-	-	-	-	-	-	Nu	Nu	0%
Suma activităților sau părții aliniate per obiectiv					-	-	-	-	-	-			
Total ICP (Capex)		98,1%	-	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	0%

BIODIVERSITATEA ȘI ECOSISTEMELE

ESRS E4

Grupul Hidroelectrica gestionează un portofoliu semnificativ de capacități de producere a energiei electrice, incluzând hidrocentrale și centrale eoliene. În desfășurarea activităților sale, Grupul ia în considerare potențialele impacturi asupra mediului și biodiversității, în conformitate cu cadrul de reglementare aplicabil. Pentru amplasamentele operate, Grupul aplică măsuri de protecție a ecosistemelor acvatice, terestre și aeriene stabilite prin actele de reglementare de mediu emise de autoritățile competente (de exemplu, acorduri de mediu, autorizații de gospodărire a apelor), în conformitate cu legislația Uniunii Europene și cea națională. De asemenea, sunt derulate activități de monitorizare a calității factorilor abiotici și biotici, acolo unde aceste obligații sunt prevăzute în actele de reglementare. Proiectele de dezvoltare, modernizare și re tehnologizare a infrastructurii energetice sunt supuse procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului, inclusiv evaluării potențialelor efecte asupra biodiversității și ecosistemelor, în conformitate cu legislația aplicabilă. Impacturile asupra biodiversității asociate activităților hidroenergetice pot apărea, în principal, în etapele de construcție și operare ale proiectelor. Aceste impacturi sunt identificate și gestionate prin măsuri de evitare, reducere, acolo unde este cazul, astfel cum sunt prevăzute în actele de reglementare și, descrise în secțiunea E4 IRO-1.

Impactul, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri

SBM-3

Grupul Hidroelectrica integrează considerentele privind protecția biodiversității și a ecosistemelor în procesul de planificare și implementare a proiectelor de investiții. Pentru proiectele care pot avea influență asupra ariilor naturale protejate, sunt aplicate măsurile de prevenire, reducere, acolo unde este cazul, astfel cum sunt stabilite prin acordurile de mediu emise de autoritățile competente. La nivel strategic și de planificare, proiectele de investiții ale Grupului sunt supuse procedurilor de evaluare a impactului asupra factorilor de mediu și stabilirii condițiilor de protecție a mediului aplicabile atât în etapa de construire, cât și etapa de operare, iar pentru funcționare sunt aplicabile condițiile prevăzute în autorizațiile de mediu. Pe baza evaluărilor de impact asupra mediului realizate anterior implementării proiectelor, a acordurilor de mediu și a autorizațiilor de mediu emise de autoritățile competente, nu au fost identificate impacturi negative semnificative asupra speciilor amenințate generate de operațiunile Grupului în perioada de raportare.

Implementarea măsurilor și respectarea condițiilor din actele de reglementare sunt monitorizate prin activități periodice, cu frecvențele stabilite de autoritățile competente (lunar, trimestrial, semestrial, anual).

Grupul Hidroelectrica administrează amplasamentele în conformitate cu actele de reglementare de mediu aplicabile, având ca obiectiv limitarea impactului asupra factorilor de mediu și gestionarea responsabilă a oportunităților asociate. Activitățile Grupului se desfășoară în conformitate cu cerințele actelor de reglementare aplicabile, care includ măsuri de prevenire, reducere a impactului asupra biodiversității, precum și obligații de monitorizare periodică. Respectarea acestor cerințe este verificată prin programe de monitorizare și prin raportările către autoritățile competente. Acțiunile includ monitorizarea biodiversității și asigurarea debitelor ecologice, astfel cum este detaliat în

Secțiunea ESRS E4-5. Această abordare contribuie la sustenabilitatea operațiunilor pe termen lung și la îndeplinirea cerințelor de mediu.

Impacturile potențiale asupra biodiversității, inclusiv asupra speciilor și habitatelor, au fost evaluate ca fiind materiale în cadrul analizei de dublă materialitate, având în vedere natura activităților hidroelectrice, care implică prezența barajelor și lacurilor de acumulare și pot conduce, în mod inerent, la modificări ale regimului hidrologic sau la perturbări temporare ale habitatelor, în special în cazul lucrărilor de întreținere și modernizare. Materialitatea acestui impact reflectă riscul și impactul potențial inerent activităților, evaluat înainte de aplicarea măsurilor de prevenire, reducere și control. În practică, aceste impacturi sunt gestionate prin aplicarea măsurilor stabilite în acordurile și autorizațiile de mediu, elaborate pe baza evaluărilor de impact asupra mediului și agreeate cu autoritățile competente, inclusiv măsuri specifice de protecție a speciilor și habitatelor. Ca urmare a implementării acestor măsuri, impacturile reziduale sunt, în general, limitate, temporare și monitorizate în conformitate cu cerințele legale aplicabile. Nu au fost evaluate ca fiind materiale impacturi negative semnificative privind degradarea solurilor, deșertificarea și impermeabilizarea solului.

Impacturile pozitive menționate sunt de natură istorică și sunt asociate cu existența lacurilor de acumulare create anterior perioadei de raportare, reprezentând caracteristici ale amplasamentelor și nu rezultatul unor intervenții deliberate curente ale Grupului Hidroelectrica orientate către crearea sau îmbunătățirea habitatelor.

Ulterior construcției acestora, anumite zone au fost desemnate de autoritățile competente ca arii naturale protejate sau situri Natura 2000, ca urmare a valorii ecologice dobândite în timp. Aceste efecte nu derivă din activitățile operaționale curente și nu sunt gestionate ca impacturi pozitive deliberate în cadrul procedurilor generale de protecție a mediului aplicabile activităților Grupului.

Prin urmare, în cadrul analizei de dublă materialitate, aceste aspecte au fost considerate caracteristici contextuale ale amplasamentelor și nu au fost evaluate ca impacturi materiale pozitive, conform criteriilor metodologice aplicate.

Grupul Hidroelectrica exploatează un portofoliu extins de infrastructuri hidroenergetice, care include:

- Peste 180 de centrale hidroelectrice (exemple: Porțile de Fier I și II – pe Dunăre, una dintre cele mai mari hidrocentrale din Europa; Vidraru – pe râul Argeș; Lotru-Ciunget – pe râul Lotru, centrală subterană de mare capacitate)
- Lacuri de acumulare (exemple: Lacul Bicz (Izvorul Muntelui) – pe râul Bistrița, utilizat și pentru navigație; Lacul Râureni – pe râul Olt);
- Baraje și alte infrastructuri auxiliare (exemple: Barajul Gura Apelor (pe Râul Mare) – cel mai mare baraj de anrocamente din România; Barajul Vidraru – contribuie la stabilizarea regimului hidrologic).

Tabelul de mai jos prezintă proiectele Grupului Hidroelectrica aflate în curs de dezvoltare, pe a căror amplasamente au fost instituite ulterior arii naturale protejate (total sau parțial). Pentru obiectivele hidroenergetice aflate în exploatare ale căror amplasamente au fost incluse în rețeaua de arii naturale protejate, funcționarea se realizează în baza actelor de reglementare de mediu emise de autoritățile competente.

Evaluarea impacturilor asupra biodiversității, dependențelor și statusului ecologic al ariilor naturale protejate pentru proiectele Grupului Hidroelectrica este realizată în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului și evaluare adecvată, finalizate prin acorduri de mediu emise de autoritățile competente, în conformitate cu legislația aplicabilă.

Aceste evaluări includ analiza stării inițiale a ecosistemelor, identificarea impacturilor potențiale asupra speciilor și habitatelor, precum și stabilirea măsurilor de prevenire, reducere sau compensare, după caz. Autoritățile competente implicate includ Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor, Agenția Națională pentru Mediu și Arie Protejate – ANMAP și administratorii ariilor naturale protejate, conform cadrului legal aplicabil.

În raportul de sustenabilitate este prezentată o sinteză la nivel de amplasament material, iar informațiile detaliate privind tipurile de impacturi, dependențele și statusul ecologic al ariilor sunt documentate în acordurile de mediu și studiile de impact aferente fiecărui proiect, care sunt documente oficiale publice. Exemple relevante pot fi consultate la următoarele linkuri oficiale:

AHE Pașcani – Ministerul Mediului: <https://mmediu.ro/domenii/mediu/evaluare-impact/evaluare-impact-asupra-mediului-pentru-proiecte/amenajari-hidrotehnice-in-romania/ahe-pascani/>

AHE Cerna-Belareca: <https://mmediu.ro/domenii/mediu/evaluare-impact/evaluare-impact-asupra-mediului-pentru-proiecte/amenajari-hidrotehnice-in-romania/ahe-erna-belareca/>

AHE Livezeni-Bumbești: <https://mmediu.ro/domenii/mediu/evaluare-impact/evaluare-impact-asupra-mediului-pentru-proiecte/amenajari-hidrotehnice-in-romania/ahe-livezeni-bumbesti/>

AHE Surduc-Siriu: <https://mmediu.ro/domenii/mediu/evaluare-impact/evaluare-impact-asupra-mediului-pentru-proiecte/amenajari-hidrotehnice-in-romania/ahe-surduc-siriu/>

AHE Cornetu-Avrig: <https://mmediu.ro/domenii/mediu/evaluare-impact/evaluare-impact-asupra-mediului-pentru-proiecte/amenajari-hidrotehnice-in-romania/ahe-cornetu-avrig/>

CHE Cerna-Motru-Tismana etapa II: <https://mmediu.ro/domenii/mediu/evaluare-impact/evaluare-impact-asupra-mediului-pentru-proiecte/amenajari-hidrotehnice-in-romania/che-erna-motru-tismana-etapa-a-ii-a/>

Aceste documente includ descrierea impacturilor, evaluarea statusului ecologic al ariilor și măsurile stabilite pentru protecția biodiversității, în conformitate cu cerințele aplicabile.

Nr. crt.	Proiect Hidroelectrică	Descriere	Parc național/natural și Sit Natura 2000 (numărul și denumirea)	Localizare față de siturile Natura 2000 *	Tipuri de impacturi dependente identificate	Autoritatea competentă
1	Lucrări decolmatăre captări secundare – acumulări Vâlcea	Decolmatăre captări secundare	ROSAC0085 Frumoasa; ROSPA0043 Frumoasa; ROSAC0188 Parâng; ROSAC0128 Nordul Gorjului de Est	În situri	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității, activitățile se desfășoară în baza actelor de reglementare, cu respectarea condițiilor de protecție impuse de autoritățile competente.	DJM Vâlcea

2	Lucrări de decolmatare CHEmp Sebeș – Făgăraș	Decolmatare prag	ROSPA0098 Piemontul Făgăraș	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările sunt realizate în baza deciziei autorității competente, fără necesitatea evaluării impactului asupra mediului..	DJM Brașov
3	Reabilitare instalații CHE Dobrești	Reabilitare instalații apă	ROSCI0013 Bucegi	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările se desfășoară în infrastructura existentă, în conformitate cu actele de reglementare aplicabile.	APM Dâmbovița
4	Reabilitare galerie de aducțiune Scropoasa	Reabilitare galerie de aducțiune	ROSCI0013 Bucegi	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; activitățile sunt realizate în interiorul infrastructurii existente, fără interacțiuni directe cu habitate naturale.	APM Dâmbovița
5	Reabilitare stavile Porțile de Fier I	Reabilitare echipament e	Parcul Natural Porțile de Fier ROSCI0206 Porțile de Fier ROSPA0026 Cursul Dunării - Baziaș - Porțile de Fier	în interiorul ariilor naturale protejate	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările sunt realizate asupra echipamentelor existente, în baza deciziei autorității competente.	DJM Mehedinți
6	Lucrări reparații Polder Râul Lung	Reparații polder	-	-	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările de mentenanță sunt	DJM Caraș-Severin

					realizate în afara ariilor naturale protejate.	
7	Decolmatare contracanal Olt Mijlociu	Decolmatare contracanal	ROSPA0106 Valea Oltului Inferior	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; activitățile sunt desfășurate cu respectarea condițiilor stabilite de autoritățile competente.	DJM Vâlcea
8	Lucrări racord DMD – CHE Govora	Lucrări racord	ROSPA0106 Valea Oltului Inferior	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările sunt realizate în baza acordului emis de autoritatea competentă, cu respectarea condițiilor de protecție.	ANANP ST Vâlcea
9	Nivelare coronament diguri Olt	Lucrări de umplutură și nivelare coronament diguri	ROSPA0106 Valea Oltului Inferior	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările sunt realizate în baza acordului emis de autoritatea competentă, cu respectarea condițiilor de protecție.	DJM Vâlcea
10	Regularizări Strejești –Arcești –Frunzaru	Regularizări aval	ROSPA0106 Valea Oltului Inferior	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările sunt realizate în baza acordului emis de autoritatea competentă, cu respectarea condițiilor impuse.	ANMAP

11	Decolmatare contracanal Olt inferior	Decolmatare contracanal	ROSPA0106 Valea Oltului Inferior; ROSAC0376 Râul Olt între Mărunței și Turnu Măgurele	În sit	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; activitățile sunt desfășurate în baza actelor de reglementare, cu respectarea condițiilor de protecție.	ANMAP
12	Șenalizare albăie pârâu Costești	Lucrări de șenalizare albăie	Parcul Național Buila-Vânturarița ROSAC0015 Buila – Vânturarița ROSPA0025 Cozia – Buila Vânturarița	În interiorul ariilor naturale protejate	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității; lucrările sunt realizate în baza acordului emis de administrația ariei naturale protejate, cu respectarea condițiilor specifice.	Administrația PN Buila-Vânturarița
13	Retehnologizare AHE Vidraru	Retehnologizarea și modernizarea capacităților existente	ROSAC0122 Munții Făgăraș	În sit	Activitățile se desfășoară în baza acordului de mediu, fără a afecta starea de conservare a habitatelor și speciilor de interes comunitar; fiind implementate măsuri stabilite prin acordul de mediu.	APM Argeș

*Notă: Informațiile prezentate în tabel reflectă analiza realizată pe baza documentațiilor de mediu emise de autoritățile competente pentru proiectele analizate. Conform acestora, activitățile desfășurate nu generează impacturi materiale asupra biodiversității, fiind realizate în cadrul infrastructurii existente și cu respectarea condițiilor prevăzute în actele de reglementare aplicabile. Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative legate de biodiversitate și ecosisteme

IRO-1

Procesul de identificare și evaluare a impacturilor, riscurilor și oportunităților legate de biodiversitate și ecosisteme este integrat în cadrul sistemelor existente de management de mediu și al procedurilor de reglementare aplicabile activităților Grupului Hidroelectrica, inclusiv procedurile de evaluare a impactului asupra mediului, acordurile și autorizațiile de mediu și procesele interne de monitorizare a conformării.

Evaluarea impacturilor și riscurilor include atât operațiunile proprii, cât și elemente relevante ale lanțului valoric upstream și downstream, în măsura în care acestea sunt asociate activităților Grupului,

cum ar fi proiectarea și execuția lucrărilor realizate de contractori, care sunt supuse cerințelor acordurilor de mediu, operarea acumulărilor și gestionarea debitelor, cu potențial impact asupra ecosistemelor și utilizatorilor de apă din aval.

Evaluarea se bazează pe studiile de impact asupra mediului, condițiile din acordurile de mediu și monitorizarea conformării acestora.

Dependentele sunt identificate în principal prin evaluările de impact asupra mediului și evaluările adecvate, studiile hidrologice, condițiile stabilite în acordurile și autorizațiile de mediu, monitorizarea debitelor ecologice și a parametrilor de mediu.

Aceste evaluări includ analiza serviciilor ecosistemice relevante, în special disponibilitatea resursei de apă, funcționarea ecosistemelor acvatice și stabilitatea habitatelor, precum și identificarea situațiilor în care aceste servicii pot fi perturbate.

Procesul include identificarea și evaluarea riscurilor fizice și de tranziție asociate biodiversității, inclusiv riscuri de reglementare, asociate modificărilor cadrului legislativ privind protecția biodiversității, riscuri operaționale, asociate restricțiilor de mediu sau condițiilor din actele de reglementare, oportunități asociate implementării măsurilor de protecție și modernizare care contribuie la reducerea impactului asupra mediului.

Evaluarea acestor riscuri se realizează în cadrul analizei de dublă materialitate și al proceselor de evaluare a impactului asupra mediului.

Evaluarea ia în considerare și riscuri sistemice relevante, în special cele asociate modificărilor condițiilor hidrologice și climatice, care pot afecta ecosistemele acvatice și disponibilitatea resurselor de apă, acestea fiind analizate inclusiv în cadrul studiului de risc climatic și vulnerabilitate, dacă este cazul.

Consultările cu comunitățile locale și alte părți interesate sunt realizate în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului, organizate de autoritățile competente, conform legislației aplicabile.

Rezultatele acestor consultări sunt analizate în cadrul documentațiilor de mediu și pot conduce la completarea evaluării impacturilor sau la stabilirea unor măsuri suplimentare de prevenire și reducere a impactului asupra biodiversității și serviciilor ecosistemice. Informațiile relevante rezultate din aceste procese au fost luate în considerare și în cadrul analizei de dublă materialitate, în special în etapa de identificare și evaluare a impacturilor potențiale asupra ecosistemelor și comunităților dependente de resursa de apă.

De exemplu, în cazul proiectelor hidroenergetice amplasate în sau în proximitatea ariilor naturale protejate (ex. AHE Livezeni–Bumbești sau AHE Cerna-Belareca), consultările desfășurate în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului au contribuit la stabilirea unor măsuri și condiții privind protecția habitatelor acvatice, menținerea debitelor ecologice și monitorizarea speciilor și habitatelor relevante. Aceste măsuri sunt reflectate în acordurile de mediu și în condițiile de operare ale obiectivelor hidroenergetice.

Procesul descris este susținut de acorduri de mediu și autorizații de mediu, studii de impact asupra mediului și evaluări adecvate, analiza de dublă materialitate realizată conform cerințelor ESRS.

Responsabilitatea pentru aplicarea acestui proces revine structurilor interne responsabile de managementul de mediu, precum și structurilor implicate în dezvoltarea și operarea proiectelor, în conformitate cu atribuțiile stabilite prin regulamentele interne și actele de reglementare aplicabile.

Evaluarea este realizată periodic, inclusiv în cadrul proceselor de conformare cu actele de reglementare de mediu, precum și ori de câte ori sunt dezvoltate proiecte noi sau apar modificări relevante ale condițiilor de operare.

Evaluarea impacturilor, riscurilor și oportunităților are în vedere criterii precum severitatea impactului, durata, reversibilitatea, probabilitatea de apariție, sensibilitatea ecosistemelor afectate și cerințele cadrului de reglementare aplicabil.

În prezent, aceste elemente sunt integrate în cadrul sistemului de management de mediu și al procedurilor operaționale existente, iar Grupul are în vedere consolidarea și formalizarea acestora într-o procedură dedicată, în contextul implementării cerințelor ESRS.

Astfel, în urma analizei de dublă materialitate, al cărei proces este descris în Capitolul ESRS 2 Secțiunea IRO-1, pentru activitatea Grupului Hidroelectrică au fost identificate impacturi potențiale asupra biodiversității asociate factorilor determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității, inclusiv modificări ale utilizării terenurilor în contextul proiectelor aflate în dezvoltare. Cu toate acestea, în urma aplicării criteriilor de evaluare a materialității, aceste impacturi nu au fost evaluate ca fiind materiale pentru activitățile Grupului Hidroelectrică.

Impacturile evaluate ca fiind materiale sunt cele aferente sub-temei „Impactul asupra caracteristicilor speciilor”, inclusiv impacturile potențiale asociate asigurării debitelor ecologice și operării infrastructurii energetice, astfel cum este prezentat în tabelul de mai jos. Tema biodiversității și ecosistemelor a fost evaluată ca fiind materială pentru Hidroelectrică SA, nu și pentru Hidroserv și UCMH, filialele acesteia. Această delimitare se datorează atât domeniului de activitate al Hidroelectrică SA, cât și specificului activităților Hidroserv și UCMH, acestea fiind orientate către servicii și producție de echipamente, fără un impact semnificativ asupra ecosistemelor în care operează. Astfel, aspectele prezentate în cadrul capitolului referitor la biodiversitate și ecosisteme este relevant operațiunilor Hidroelectrică SA.

Concluziile analizei de dublă materialitate sunt rezumate în tabelul de mai jos și temele relevante, sunt abordate în secțiunile următoare:

Biodiversitatea și ecosistemele	Impact	Localizare pe lanțul valoric	Risc / Oportunitate (R/O)
Factorii determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității	Nu au fost identificate impacturi materiale. Au fost identificate impacturi potențiale, însă acestea au fost evaluate ca nemateriale în urma analizei de dublă materialitate.	Operațiuni proprii	Risc financiar: Acest risc potențial ar putea produce efecte doar cu privire la eventuale întârzieri în finalizarea proiectelor în construcție. În prezent, nu există proiecte noi și ne referim strict la proiectele în curs de dezvoltare, care însumează aprox. 200 MW capacitate nouă instalată, (comparat cu capacitatea totală în funcțiune de aprox. 6300 MW).
Impactul asupra caracteristicilor speciilor	Impact negativ potențial: 1. Hidroenergie: Neasigurarea debitului de servitute în aval ar putea influența bunăstarea speciilor acvatice. 2. Energie eoliană: Există un impact potențial asupra avifaunei de la centralele eoliene, cu mențiunea că acestea au fost construite recent, în conformitate cu Directivele Europene cu evaluarea strictă asupra mediului și	Operațiuni proprii și lanț valoric upstream	Riscuri financiare 1. Potențiale riscuri de reglementare (ex. debitele ecologice) ar putea genera riscuri financiare în sensul reducerii producției de energie electrică și eventuale lucrări de investiții. 2. Alte activități de producție echipamente: Risc de neconformare cu actele de reglementare (avize, acorduri, autorizații).

	biodiversității, în principal evitarea căilor de migrare a păsărilor. 3. Alte activități de producție: Activitățile de producție echipamente ale UCMH pot afecta biodiversitatea dacă se ia în considerare întreg lanțul valoric (de la extracția metalelor, folosite în procesul de producție) Aceste impacturi sunt evaluate ca fiind potențiale și sunt gestionate prin respectarea debitelor ecologice și a măsurilor stabilite prin actele de reglementare de mediu.		

Pentru proiectelor Grupului aflate într-un stadiu avansat de realizare, procedurile de evaluare a impactului asupra mediului, derulate sub coordonarea autorităților competente pentru protecția mediului, au inclus identificarea și evaluarea impacturilor actuale și potențiale asupra biodiversității și ecosistemelor. Rezultatele acestor evaluări au fost luate în considerare și în cadrul analizei de dublă materialitate. Evaluările au fost realizate pe baza unor criterii clare, care includ:

- Semnificația impactului: Analiza intensității și magnitudinii impacturilor asupra biodiversității, inclusiv identificarea speciilor protejate și a habitatelor de interes conservativ din zonele potențial afectate.
- Durata și reversibilitatea impactului: Evaluarea impacturilor pe termen scurt, mediu și lung și determinarea capacității ecosistemelor de a se regenera în urma intervențiilor.
- Conformitatea cu legislația de mediu: Respectarea cerințelor stabilite prin OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, cu modificările și completările ulterioare, precum și prin Directiva Habitare și Directiva Păsări.
- Utilizarea instrumentelor de monitorizare: Analize de teren pentru a evalua starea de conservare a habitatelor/speciilor și a biodiversității și utilizarea metodologiilor standardizate pentru monitorizarea speciilor și habitatelor (ex. Ghidul privind protocoalele și metodologiile unitare de monitorizare a stării de conservare a speciilor de interes comunitar din România, Ghidul privind protocoalele de monitorizare și metodologiile unitare de monitorizare a stării de conservare a habitatelor de interes comunitar din România, Ghidul standard de monitorizare a speciilor de păsări de interes comunitar din România).

Evaluările efectuate la nivelul amplasamentelor operate sunt realizate de persoane atestate, în conformitate cu cerințele legale aplicabile. Documentațiile și studiile de impact asupra mediului aferente proiectelor aflate în dezvoltare sau re tehnologizare sunt, de asemenea elaborate de persoane atestate. Monitorizările periodice, inclusiv cele privind biodiversitatea, calitatea apei și a sedimentelor, precum și nivelul de zgomot, sunt realizate de prestatori autorizați, cu frecvența stabilită în actele de reglementare, iar rezultatele sunt raportate către autoritățile competente.

Pentru proiectele aflate în derulare, au fost efectuate consultări/dezbateri publice în conformitate cu procedura de evaluare a impactului asupra mediului.

Tabelul de mai jos prezintă proiectele aflate în diferite etape de dezvoltare sau proceduri de reglementare, precum și capacitatea (țintă) instalată aferentă acestora și stadiul obținerii acordului de mediu, la data raportării:

Denumire amplasament	Capacitate (țintă instalată)	Status obținere acord de mediu
AHE a râului Jiu pe sectorul Livezeni - Bumbesti	65 MW	A fost emis Acordul de mediu nr. 2/17.06.2025; acordul este contestat în instanță, iar până la soluționarea litigiului nu se desfășoară activități în cadrul proiectului.
Complexul hidrotehnic și energetic Cerna-Motru-Tismana, etapa a II	Proiectul nu modifică puterea instalată deja (10 MW), doar capacitatea de stocare și energia produsă (echipamentele sunt deja montate)	S-a emis acordului de mediu nr. 2/09.03.2026.
AHE Răstolița	35,2 MW	Acordul de mediu aferent proiectului AHE Răstolița a fost suspendat prin hotărâre definitivă a instanței. Ca urmare a acestei decizii, în perioada de raportare nu au fost desfășurate activități de implementare a proiectului. În paralel, acordul de mediu face obiectul unui litigiu privind anularea acestuia, aflat pe rolul Tribunalului Cluj.
Amenajare sistem flotant - panouri fotovoltaice - proiect pilot Nufărul	10 MW	A fost emis acordul de mediu nr. 8/25.06.2024 și este în prezent în implementare.
Centrala electrică fotovoltaică – CEF Tudor Vladimirescu	45,94 MW	A fost emis acordul de mediu nr. 910/27.01.2025
AHE Pașcani, pe râul Siret	9,4 MW	A fost emis Acordul de mediu nr. 3/10.10.2025 iar proiectul se află în prezent în etapa de implementare.
AHE Râul Mare Retezat- aducțiune secundară Râu Bărbat-debușare (face parte din AHE Râul Mare Amonte)	Urmează a fi stabilită	Pentru proiectul AHE Râul Mare Retezat – aducțiune secundară Râu Bărbat – debușare, procedura de obținere a acordului de mediu nu a fost inițiată până la data raportării, neexistând un act administrativ emis de autoritatea competentă în acest sens.
CHEMP Poneasca	1,8 MW	În etapa de încadrare la DJM Caraș-Severin
AHE Cerna – Belareca. Cădere Belareca	14,7 MW	A fost emis Acordul de mediu nr. 1/16.04.2025La data raportării, proiectul se află în etapa de pregătire a implementării, fiind în curs procedura de obținere a autorizației de construire.
AHE a râului Olt defileu, sector Cornetu-Avrig. CHE Căineni	40,5 MW	În etapa emiterii acordului de mediu de către MMAP
AHE Surduc -Siriu	55 MW	În etapa emiterii acordului de mediu de către MMAP

La momentul raportării, pentru proiectele prezentate în tabel nu s-au desfășurat activități de construcție sau intervenții fizice asupra amplasamentelor în anul 2025, acestea aflându-se în diferite etape ale procedurilor de reglementare de mediu, ale procesului de autorizare sau în etapa de pregătire a implementării investițiilor.

Comentariile și observațiile formulate de public au fost analizate și tratate în cadrul consultărilor desfășurate ca parte a procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului derulate de autoritățile competente pentru protecția mediului, în conformitate cu cerințele Legii nr. 292/2018.

Consultările cu comunitățile potențial afectate, realizate în cadrul procedurilor de reglementare pentru proiecte, au inclus dialogul cu comunitățile locale și organizațiile de mediu, în scopul identificării aspectelor relevante legate de biodiversitate. De asemenea, au fost implicate persoane cu expertiză și grupuri locale, pentru o mai bună înțelegere a dependențelor și a potențialelor impacturi asupra ecosistemelor comune.

În cadrul acestui proces, au fost identificate zone sensibile din punct de vedere al biodiversității, în care operațiunile ar putea genera impacturi, precum și posibile efecte asupra comunităților dependente de serviciile ecosistemice, inclusiv activități precum pescuitul sau funcțiile de protecție împotriva inundațiilor. Măsurile de atenuare a impactului asupra biodiversității

Grupul Hidroelectrica a realizat studii pentru evaluarea impactului asupra biodiversității și ecosistemelor, în special pentru proiectele aflate în dezvoltare pentru finalizarea obiectivelor aflate în stadii avansate de realizare și pentru modernizarea instalațiilor existente. Lista proiectelor și capacitățile instalate aferente acestora sunt prezentate în secțiunile anterioare ale raportului. Studiile au fost efectuate de experți independenți atestați și au vizat, după caz, aspecte legate de calitatea apei, speciile protejate, habitatele de interes comunitar și măsurile de gestionare a impacturilor asupra biodiversității. În urma evaluărilor realizate, nu au fost identificate impacturi negative semnificative asupra speciilor periclitare, în condițiile respectării măsurilor prevăzute în actele de reglementare.

Măsurile de atenuare a impactului asupra biodiversității, identificate ca necesare în cadrul studiilor de evaluare a impactului asupra mediului pentru proiectele aflate în curs de finalizare, includ:

- Construirea de structuri pentru asigurarea continuității longitudinale a cursurilor de apă (ex. scări pentru pești), precum și monitorizarea eficacității acestora, în conformitate cu cerințele stabilite în actele de reglementare,
- Menținerea debitelor ecologice în avalul barajelor pentru proiectele noi, conform prevederilor legale aplicabile, inclusiv Hotărârea Guvernului nr. 148/2020, astfel cum este detaliat în Secțiunea ESRS E4-5 analiza și, după caz, adoptarea unor soluții alternative de realizare a proiectelor în vederea reducerii impactului asupra speciilor și habitatelor;
- Monitorizarea biodiversității, realizată prin activități de teren, în conformitate cu programele de monitorizare aprobate;
- derularea de consultări cu comunitățile locale în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului.

Grupul Hidroelectrica deține obiective incluse în interiorul sau în proximitatea unor arii naturale protejate (parcuri naturale și naționale, situri Natura 2000 etc.). Activitățile desfășurate la aceste amplasamente sunt reglementate prin acorduri și autorizații de mediu emise de autoritățile competente, în urma parcurgerii procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului și, după caz, a evaluării adecvate conform Directivei Habitats și Directivei Păsări. În urma acestor evaluări, nu s-a concluzionat existența unor efecte negative semnificative asupra integrității ariilor naturale protejate,

respectiv deteriorarea habitatelor naturale sau perturbarea speciilor pentru care acestea au fost desemnate, în sensul legislației aplicabile.

Acele de reglementare includ condiții și măsuri de prevenire și monitorizare, însă nu au fost impuse măsuri compensatorii, întrucât nu a fost identificat un impact semnificativ în sensul directivelor menționate.

Pentru activitățile care se desfășoară în limita ariilor naturale protejate sunt notificate autoritățile competente (ANMAP, administratorii ariilor naturale protejate), iar monitorizarea este realizată conform cerințelor stabilite prin actele de reglementare, acolo unde este aplicabil. Documentațiile și studiile necesare obținerii actelor de reglementare de mediu sunt elaborate de experți externi atestați. Autorizațiile de mediu și celelalte acte de reglementare sunt emise de autoritățile competente, în condițiile prevăzute de legislația națională și europeană, putând include, după caz, măsuri sau condiții specifice pentru prevenirea sau reducerea impactului asupra biodiversității. În funcție de cerințele autorităților competente și de concluziile evaluărilor de mediu, Grupul Hidroelectrică poate ajusta anumite soluții tehnice sau elemente de proiectare, inclusiv planurile de amenajare hidroenergetică, în vederea asigurării unei integrări adecvate a proiectelor în mediul natural. Nu sunt stabilite măsuri de compensare în actele de reglementare emise.

Planul de tranziție și luarea în considerare a biodiversității și a ecosistemelor în cadrul strategiei și al modelului de afaceri

E4-1

Apa reprezintă o resursă naturală esențială pentru operațiunile Grupului Hidroelectrică și pentru producerea energiei electrice. Riscurile asociate disponibilității resurselor de apă, inclusiv cele generate de secetă și de schimbările climatice, sunt luate în considerare în cadrul activităților operaționale ale Grupului, în vederea utilizării responsabile a acestei resurse. Grupul monitorizează nivelurile de apă și debitele cursurilor de apă, în conformitate cu cerințele stabilite prin actele de reglementare și regulamentele de exploatare aplicabile, pentru a sprijini funcționarea instalațiilor și gestionarea resurselor de apă. De asemenea, evaluează opțiuni tehnologice care pot contribui la creșterea eficienței utilizării apei în procesul de producere a energiei electrice, inclusiv prin soluții de stocare a energiei sau integrarea surselor regenerabile complementare, în funcție de cadrul strategic și de reglementare aplicabil. Activitatea Grupului Hidroelectrică se desfășoară cu respectarea condițiilor prevăzute în actele de reglementare de mediu deținute. Pentru obiectivele existente, funcționarea se realizează în baza autorizațiilor de mediu valabile. Proiectele aflate în dezvoltare sunt implementate în conformitate cu condițiile stabilite prin acordurile de mediu sau deciziile etapei de încadrare, emise în urma parcurgerii procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului, care pot include, după caz, evaluarea adecvată și evaluarea impactului asupra corpurilor de apă. Grupul Hidroelectrică integrează protecția biodiversității și a ecosistemelor în strategia și modelul său de afaceri prin:

Impacturile, dependențele, riscurile și oportunitățile legate de biodiversitate și ecosisteme derivă direct din modelul de afaceri al Grupului Hidroelectrică, care se bazează în principal pe utilizarea resursei de apă pentru producerea energiei electrice. Activitatea hidroenergetică implică interacțiunea directă cu ecosistemele acvatice și cu regimul hidrologic, generând atât dependențe față de serviciile ecosistemice (disponibilitatea resursei de apă, funcționarea ecosistemelor acvatice), cât și potențiale impacturi asupra habitatelor și speciilor.

Riscurile identificate, inclusiv cele legate de restricții privind debitele ecologice, cerințe suplimentare de reglementare sau limitări impuse în arii naturale protejate, au determinat integrarea

considerentelor privind biodiversitatea în planificarea investițiilor, în regulamentele de exploatare a acumulărilor și în prioritizarea proiectelor aflate în dezvoltare.

În mod concret, aceste elemente au condus la:

- adaptarea programelor de exploatare pentru asigurarea debitelor ecologice;
- includerea condițiilor de mediu în fazele de proiectare și modernizare;
- reevaluarea calendarului sau structurii unor proiecte aflate în dezvoltare în funcție de cerințele procedurilor de evaluare adecvată;
- integrarea riscurilor de reglementare și de biodiversitate în analiza de dublă materialitate și în procesul decizional privind investițiile.

Astfel, biodiversitatea nu este tratată exclusiv ca element de conformare, ci ca factor care influențează direct strategia operațională și investițională a Grupului.

În perioada de raportare, impacturile, dependențele, riscurile și oportunitățile legate de biodiversitate și ecosisteme nu au determinat modificări ale modelului de afaceri al Grupului Hidroelectrica, care rămâne bazat pe producerea energiei electrice din surse regenerabile, în principal hidroenergie. Aceste elemente au condus în principal la ajustări operaționale și de planificare a investițiilor, precum integrarea cerințelor de mediu în proiectarea și implementarea proiectelor, adaptarea programelor de exploatare și includerea riscurilor de reglementare și biodiversitate în procesele interne de analiză și decizie.

Grupul nu a efectuat până în prezent o evaluare formală a rezilienței modelului de afaceri și a strategiei la riscurile legate de biodiversitate și ecosisteme. În contextul implementării progresive a cerințelor ESRS și al consolidării cadrului intern de analiză a riscurilor ESG, Grupul are în vedere inițierea unei astfel de evaluări într-un orizont de timp mediu, respectiv în perioada 2026–2027, ulterior stabilizării cadrului normativ aplicabil.

Ținând cont de schimbările legislative care amâna obligația raportării anumitor informații, cât și revizuirea standardelor ESRS, compania a decis amânarea finalizării adoptării unui Plan de tranziție în perioada următoare.

Politici legate de biodiversitate și ecosisteme

E4-2

Grupul Hidroelectrica nu a adoptat politici sau angajamente formalizate legate de biodiversitate și ecosisteme, o politica de mediu cu angajamente exista pregătită în draft și urmează a fi adoptată după finalizarea revizuirii standardelor ESRS. Monitorizarea performanței de mediu și gestionarea impacturilor asupra biodiversității și ecosistemelor sunt integrate în cadrul în cadrul general de management de mediu și în procesele de planificare operațională și investițională ale Grupului.

Cu toate acestea, în practică, Grupul Hidroelectrica asigură protecția biodiversității și ecosistemelor în zonele operaționale deținute, concesionate/închiriate sau gestionate, inclusiv cele situate în interiorul sau în proximitatea zonelor sensibile din punctul de vedere al biodiversității, prin măsuri de monitorizare a biodiversității, stabilite în actele de reglementare (acorduri de mediu, autorizații de mediu, autorizații și avize de gospodărire a apelor), evaluări ale impactului în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului.

Activitatea grupului se aliniază cu reglementările naționale relevante, inclusiv legislația privind protecția mediului, transpusă la nivel național din directivele Uniunii Europene⁸. Autoritățile competente (GNM, ANAR și alte instituții abilitate efectuează controale periodice la obiectivele Grupului, în conformitate cu propriile programe de inspecție. În perioada de raportare nu au fost aplicate sancțiuni în urma acestor controale.

Abordarea Grupului în ceea ce privește biodiversitatea este aliniată principiilor generale promovate de Convenția privind diversitatea biologică (CBD), inclusiv utilizarea durabilă a resurselor naturale și luarea în considerare a intereselor comunităților locale. Consultările cu comunitățile potențial afectate sunt integrate în procedurile de evaluare a impactului asupra mediului, în conformitate cu cerințele legale, pentru a asigura informarea și participarea publicului în procesul de reglementare. Măsurile concrete adoptate de Hidroelectrica S.A. în vederea gestionării impacturilor asupra biodiversității și ecosistemelor sunt prezentate în Secțiunea ESRS E4-3 – Acțiuni și resurse legate de biodiversitate și ecosisteme.

Acțiuni și resurse legate de biodiversitate și ecosisteme

E4-3

Nu au fost stabilite acțiuni cheie aliniate standardului de raportare ESRS (ESRS 2 MDR-A) în domeniul biodiversității și ecosistemelor. Grupul Hidroelectrica nu a adoptat un document de strategie distinct dedicat exclusiv biodiversității și ecosistemelor și nici un plan de acțiuni cheie cu ținte cantitative specifice acestui domeniu. Acțiunile prezentate mai jos reprezintă măsuri operaționale și de conformare implementate în baza actelor de reglementare aplicabile și/sau în cadrul sistemului general de management de mediu al Grupului. Gestionarea aspectelor legate de biodiversitate și ecosisteme este realizată în cadrul abordării generale privind protecția mediului, în conformitate cu principiile legislației de mediu aplicabile. În acest context, activitățile desfășurate de Grup în domeniul protecției mediului (și implicit cele legate de biodiversitate și ecosisteme) iau în considerare principiile conservării biodiversității și ale protecției ecosistemelor specifice cadrului biogeografic natural, inclusiv conservarea habitatelor naturale și a speciilor de floră și faună sălbatică, astfel cum sunt prevăzute de legislația națională și europeană. Pentru reducerea impactului asupra biodiversității, în special în cazul proiectelor aflate în dezvoltare, sunt aplicate măsuri de evitare a impactului asupra ariilor naturale protejate, acolo unde este posibil, precum și măsuri de reducere sau gestionare a impactului asupra mediului și prin actele de reglementare emise de autoritățile competente. În condițiile legii se iau în considerare toate observațiile relevante primite, de la experți sau comunitate în timpul procedurilor legale. În ceea ce privește cunoștințele locale, acestea sunt integrate în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului, prin consultarea comunităților locale, a autorităților publice și a experților de specialitate. Observațiile relevante formulate în cadrul consultărilor publice sunt analizate și, după caz, integrate în documentațiile tehnice și în condițiile stabilite prin actele de reglementare emise de autoritățile competente. Printre categoriile de măsuri aplicate de Grup se numără:

- Realizarea evaluărilor de impact asupra mediului, prin elaborarea de studii și documentații tehnice înainte de implementarea proiectelor, în vederea identificării potențialelor efecte asupra habitatelor naturale și a speciilor protejate.

⁸ [Directiva 92/43/CEE a Consiliului privind conservarea habitatelor naturale și a speciilor de faună și floră sălbatică și Directiva 2009/147/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 30 noiembrie 2009 privind conservarea păsărilor sălbatice](#)

- Monitorizarea biodiversității, în conformitate cu condițiile stabilite în actele de reglementare, pentru specii și habitate de interes comunitar, inclusiv raportarea periodică a rezultatelor către autoritățile competente;

implementarea măsurilor de asigurare a conectivității ecologice, precum construirea de structuri pentru continuitatea longitudinală a cursurilor de apă (ex. scări pentru pești), atunci când acestea sunt prevăzute în acordurile de mediu sau în avizele de gospodărire a apelor; alocarea de resurse financiare pentru implementarea măsurilor de protecție a biodiversității, inclusiv pentru elaborarea studiilor, aplicarea măsurilor stabilite și activitățile de monitorizare. La data raportării, nu au fost identificate situații care să impună aplicarea unor măsuri de remediere a unor impacturi negative semnificative asupra biodiversității sau măsuri compensatorii, în baza acordurilor de mediu emise pentru proiectele Grupului.

În cadrul Grupului Hidroelectrica există structuri organizatorice cu responsabilități în domeniul protecției mediului la nivelul fiecărei entități, care asigură implementarea și monitorizarea măsurilor prevăzute în actele de reglementare. Activitățile și proiectele Grupului sunt gestionate în conformitate cu cerințele stabilite prin actele de reglementare de mediu, având ca obiectiv limitarea impacturilor asupra habitatelor și speciilor de interes comunitar din ariile naturale protejate. Pentru reducerea impactului asupra biodiversității, sunt aplicate măsuri de evitare și gestionare a impacturilor încă din etapele de planificare și dezvoltare a proiectelor, în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului. Exemple de inițiative și activități derulate de Grup includ:

1. **Parcul fotovoltaic plutitor Nufărul** – Grupul Hidroelectrica a obținut acordul de mediu pentru construcția parcului fotovoltaic plutitor, cu o capacitate de 10 MW, pe lacul de acumulare Ipotești. Acest proiect vizează producerea de energie verde și reducerea evaporării apei din rezervoare, contribuind la protecția resurselor de apă și a ecosistemelor acvatice. Proiectul este în implementare.
2. **Monitorizarea biodiversității la Centrala Hidroelectrică Racovița** – Grupul Hidroelectrica derulează un program de monitorizare a speciilor din aria naturală protejată Oltul Mijlociu-Cibin-Hârtibaciu, în amonte și aval de centrala hidroelectrică Racovița. Scopul este evaluarea impactului activităților asupra faunei locale și asigurarea conservării speciilor protejate.
3. **Monitorizarea biodiversității în vecinătatea parcului eolian Crucea Nord** – Grupul implementează un program de monitorizare în vederea desfășurării activităților la punctul de lucru cu afectarea minimă a factorilor de mediu și fără să genereze impacturi semnificative.
4. **Monitorizarea factorilor de mediu abiotici și biotici din zona de desfășurare a proiectului „Retehnologizarea amenajării hidroenergetice Vidraru”**

Grupul implementează programul de monitorizare a factorilor de mediu abiotici și biotici, în conformitate cu cerințele stabilite prin acordul de mediu. Monitorizarea vizează evaluarea potențialelor impacturi asupra calității mediului și biodiversității pe durata execuției lucrărilor.

Domeniul de aplicare al acțiunilor principale ale Grupului Hidroelectrica privind biodiversitatea și ecosistemele poate fi descris prin raportarea la următoarele dimensiuni:

- Acoperirea în funcție de tipul activităților (Proiectarea și construcția infrastructurii: Acțiunile de mediu sunt integrate în faza de proiectare prin evaluarea impactului asupra biodiversității în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului, incluzând măsuri de protecție a speciilor și habitatelor de interes comunitar; Operarea centralelor hidroelectrice și eoliene: Activitățile de operare se desfășoară cu respectarea condițiilor prevăzute în autorizațiile de mediu, fiind însoțite de monitorizarea factorilor de mediu conform cerințelor stabilite prin actele de reglementare; Adaptarea și reducerea impactului: sunt aplicate măsuri de gestionare a impacturilor asupra mediului, inclusiv măsuri de adaptare la condiții hidrologice

variabile, în conformitate cu regulamentele de exploatare și actele de reglementare; Modernizarea instalațiilor - în cadrul proiectelor de modernizare și rețehnologizare, sunt evaluate și, după caz, integrate soluții tehnice menite să reducă impactul asupra mediului și habitatelor afectate..)

- Acoperirea geografică în raport cu cursurile de apă (Zone amonte: zonele de captare a apei sunt gestionate pentru a minimiza eroziunea și degradarea habitatelor riverane; Zone aval: sunt implementate măsuri pentru menținerea conectivității ecologice, inclusiv structuri pentru migrația ihtiofaunei - de exemplu, scări pentru pești sau soluții alternative— în conformitate cu cerințele stabilite prin actele de reglementare.)
- Grupurile de părți interesate afectate (Comunități locale: impacturile potențiale asupra comunităților sunt analizate în cadrul procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului, iar măsurile de gestionare urmăresc limitarea efectelor negative asupra utilizării resurselor naturale și a serviciilor ecosistemice; Utilizatori de resurse naturale: agricultori și pescari: sprijin pentru utilizatorii de resurse naturale din aval, prin asigurarea unui debit minim ecologic pentru irigații și pescuit; Instituții de cercetare și experți: Grupul colaborează, după caz, cu experți și instituții de specialitate în cadrul studiilor de evaluare și monitorizare, pentru fundamentarea măsurilor de protecție a biodiversității).

Hidroelectrica SA ia în considerare orizonturi de timp diferite pentru acțiunile legate de biodiversitate și ecosisteme, în funcție de natura, complexitatea și stadiul de implementare al proiectelor. Pe termen **scurt și mediu**, acțiunile vizează în principal:

- Implementarea proiectelor de monitorizare a biodiversității, în conformitate cu cerințele stabilite prin actele de reglementare de mediu, în zonele în care Grupul desfășoară activități (ex.: programul de monitorizare aferent CHE Racovița, situată în aria naturală protejată ROSAC132 Oltul Mijlociu-Cibin-Hârtibaciu).
- Realizarea măsurilor de asigurare a conectivității ecologice, precum construirea de structuri pentru migrația ihtiofaunei (ex. scări pentru pești), pentru proiectele aflate în curs de finalizare, atunci când acestea sunt prevăzute în actele de reglementare.

Pe termen **lung**: Grupul Hidroelectrica are în vedere integrarea considerentelor privind biodiversitatea și ecosistemele în proiectele de adaptare la schimbările climatice și de eficientizare a utilizării resurselor de apă în producția de energie. În acest context, sunt evaluate, în funcție de cadrul strategic și de reglementare aplicabil, opțiuni precum modernizarea centralelor existente, proiecte de hibridizare cu soluții de stocare în baterii sau integrarea surselor regenerabile complementare (ex. centrale fotovoltaice flotante sau la sol). Abordarea pe termen lung urmărește asigurarea continuității producției de energie electrică, cu respectarea cerințelor de protecție a mediului și în concordanță cu obiectivele relevante ale Strategiei UE pentru biodiversitate.

Resursele financiare necesare pentru implementarea măsurilor de mediu sunt incluse în bugetele operaționale și de capital (Opex și Capex) ale Grupului, finanțate din fondurile interne. Având în vedere stadiul actual al proiectelor și structura bugetelor de investiții, costurile aferente măsurilor de protecție a biodiversității nu sunt evidențiate distinct, fiind integrate în costurile totale ale proiectelor de dezvoltare sau modernizare.

În cadrul procedurilor de obținere a actelor de reglementare de mediu, sunt analizate opțiuni tehnice alternative, inclusiv din perspectiva impactului asupra biodiversității, iar costurile asociate măsurilor stabilite de autorităților competente sunt incluse în proiectele respective. Toate măsurile sunt agreeate cu autoritățile competente în urma studiilor efectuate de către experții externi atestați și sunt incluse în proiectele de dezvoltare.

Grupul Hidroelectrica aplică ierarhia măsurilor de atenuare în gestionarea impacturilor proiectelor asupra mediului și pentru a asigura un echilibru între dezvoltarea infrastructurii energetice și protecția biodiversității. Această abordare este utilizată sistematic în toate fazele proiectelor, incluzând planificarea, construcția și operarea.

La data raportării, nu au fost stabilite măsuri compensatorii în sarcina Hidroelectrica S.A. prin actele de reglementare emise pentru proiectele derulate. În cadrul procedurilor de reglementare, au fost analizate soluții alternative astfel încât impactul rezidual al proiectelor să nu fie semnificativ negativ. Nu au fost stabilite ținte legate de biodiversitate și ecosisteme. În funcție de evoluția cadrului de reglementare volatil și de finalizarea modificărilor standardelor ESRS, Grupul va analiza oportunitatea stabilirii sau adaptării țăintelor legate de biodiversitate și ecosisteme. Performanța aferentă acestor ținte, în măsura în care vor fi definite, va fi raportată anual în Raportul de sustenabilitate.

Ținte legate de biodiversitate și ecosisteme

E4-4

Nu au fost stabilite ținte legate de biodiversitate și ecosisteme. O strategie pentru protecția biodiversității și a ecosistemelor cu un plan de tranziție urmează a fi întocmită în următoarea perioadă, în funcție de cerințele de raportare ale standardelor ESRS revizuite.

Activitatea Grupului Hidroelectrica se desfășoară cu respectarea legislației naționale aplicabile privind protecția mediului și gospodărirea apelor⁹ și a condițiilor stabilite prin actele de reglementare emise de autoritățile competente.

Protecția biodiversității și a ecosistemului

Indicatori de impact legați de biodiversitate și de schimbările ecosistemelor

E4-5

Amplasamentele situate în interiorul sau în proximitatea ariilor naturale protejate sunt gestionate în conformitate cu actele de reglementare deținute. Pentru proiectele care pot avea impact asupra ariilor naturale protejate sunt stabilite măsuri specifice de prevenire și reducere a impactului, la nivel de sit/proiect.

Pilonul ESG „Mediu și biodiversitate”, inclus în Planul de administrare al Grupului Hidroelectrica 2023-2027, are ca obiectiv prevenirea și atenuarea impacturilor potențiale asupra zonelor cu valoare ecologică ridicată, generate de proiecte noi sau de activitățile existente. În acest context, au fost avute în vedere următoarele direcții de acțiune:

1. determinări și calculul debite de servitute cu componentă debit ecologic;
2. determinare măsuri concrete în acord cu cerințele de aliniere la criteriile de screening tehnic privind biodiversitatea și resursele de apă, prevăzute în Taxonomie pentru investițiile noi.

Indicatorii cheie de performanță definiți în acest context sunt:

1. Realizarea a 103 studii privind operațiunile acoperite de Studiul de referință privind apa până în anul 2026;
2. 100% operațiuni aliniate la criteriile Taxonomiei în cazul noilor investiții până în anul 2027.

⁹ OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare aprobată prin Legea nr. 265/2006 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare și Legea Apelor nr. 107/1996 cu modificările și completările ulterioare

Măsurarea celor 2 indicatori nu este validată de un organism extern, altul decât auditorul.

În ceea ce privește studiile de referință privind apa, obiectivul a fost îndeplinit în anul 2024. Studiile au fost elaborate prin contractarea Institutului Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA) în conformitate cu cerințele legislației naționale și europene privind protecția ecosistemelor acvatice. Aceste studii au fost efectuate pentru secțiunile de barare, având în vedere reglementările naționale și europene referitoare la protecția ecosistemelor acvatice și menținerea unui flux de apă adecvat în aval. Studiile stau la baza stabilirii valorii debitelor de servitute cu componentă ecologică de către autorități, valori de debite care vor trebui respectate, urmând a fi incluse de către autorități în actele de reglementare.

Cu toate acestea, conform legislației în vigoare, există posibilitatea ca valoarea debitului de servitute cu componentă ecologică care va fi prevăzută în autorizațiile de gospodărire a apelor să fie ajustată față de valoarea debitului rezultat din studiile menționate mai sus, în cazul în care s-a constatat că se depășesc valorile prag privind efectul semnificativ negativ asupra folosinței de apă, adică reprezentând pierderea producției de energie cu mai mult de 2%/an la nivelul unei singure hidrocentrale sau cu mai mult de 5%/an pentru amenajarea hidroenergetică în ansamblul ei. În situația în care, în urma studiilor tehnico-economice efectuate, au rezultat costuri disproporționate pentru implementarea soluției constructive tehnic fezabil, autoritatea de reglementare în domeniul gospodăririi apelor va decide, de la caz la caz, stabilirea unor obiective mai puțin severe cu privire la debitul de servitute cu componentă ecologică, sau exceptarea lucrărilor de barare sau captare a apei de la aplicarea HG nr. 148/2020, păstrându-se astfel condițiile inițiale de reglementare. Societatea este în proces de actualizare a autorizațiilor de gospodărire a apelor, luând în calcul aspectele considerate mai sus.

În urma analizei activităților desfășurate, Grupul Hidroelectrica a concluzionat că operarea infrastructurii hidroelectrice existente și dezvoltarea de noi proiecte nu generează, în mod direct, impacturi materiale asociate modificărilor de utilizare a terenurilor sau a apei dulci, în sensul cerințelor ESRS E4-5 par. 38. Această concluzie se bazează pe faptul că amplasamentele proiectelor sunt selectate pe baza studiilor de mediu realizate anterior implementării, cu evitarea zonelor cu valoare ecologică ridicată, iar operarea activităților existente se realizează în conformitate cu cerințele de mediu aplicabile, inclusiv prin respectarea debitelor ecologice stabilite prin studii de specialitate. În consecință, Grupul consideră că metricile prevăzute la ESRS E4-5 par. 38 lit. (a) – (e) nu sunt aplicabile pentru exercițiul de raportare.

În anul 2025, activitățile desfășurate de Grupul Hidroelectrica au constat exclusiv în lucrări de întreținere, mentenanță, reparații și reabilitare a infrastructurii existente (ex. decolmatare, reabilitare aducțiuni, lucrări de siguranță a amenajărilor existente).

Rezultatele sunt sintetizate în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Proiect/Amplasament	Tip activitate	Tip document de mediu	Autoritate emitentă	Concluzie document de mediu	Există obligații de monitorizare (DA/NU)	Tip impact asupra biodiversității	Impact material (ESRS E4-5)

1	Lucrări decolmatare captări secundare - acumulări Vâlcea	Mentenanță construcții	Acord cu condiții efectuare lucrări 18514/25.11.2025	DJM Vâlcea	Activitate permisă cu condiții de protecție	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
2	Lucrări de decolmatare CHEmp Sebeș Făgăraș	Mentenanță construcții	Decizie etapă încadrare 141/21.07.2025	DJM Brașov	Nu se supune evaluării impactului asupra mediului	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
3	Reabilitare instalații cu apa curentă, apa de răcire și incendiu aferente CHE Dobrești (amplasament CHE Dobrești, râul Ialomița)	Reabilitare/lucrări existente - Mentenanță construcții	318/05.08.2024	APM Dâmbovița	Nu se supune evaluării impactului asupra mediului	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
4	Reabilitare galerie de aducțiune Scropoasa (amplasament CHE Scropoasa, râul Ialomița)	Mentenanță construcții	Decizie etapă încadrare 67/18.02.2025	APM Dâmbovița	Nu se supune evaluării impactului asupra mediului	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
5	Reabilitare structurală (construcție metalică, piese mecanice, etanșări și piese înglobate) și instalații aferente (încălzire corp stavilă, încălzire ghidaje și de ungere) și protecție anticorozivă stavile dublu cârlig Baraj deversor Porțile de Fier I (amplasament CHE Porțile de Fier I)	Mentenanță echipamente	Decizie etapă încadrare 51/05.06.2025	DJM Mehedinți	Nu se supune evaluării impactului asupra mediului	NU	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
6	Lucrări de reparații Polder Râul Lung (SH Hațeg)	Mentenanță construcții	Decizie etapă încadrare 390/13.10.2025	DJM Caraș - Severin	Nu se supune evaluării impactului asupra mediului	NU	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității	Nu

							i (în sens ESRS E4-5)	
7	Decolmatare contracanal Olt Mijlociu (amplasament CHE Ionești/CHE Zăvideni/CHE Drăgășani/Râul Olt)	Mentenanță construcții	Acord cu condiții efectuare lucrări 570/VL/23.06.2025	DJM Vâlcea	Activitate permisă cu condiții de protecție	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
8	Lucrări de rep zona racord DMD cu CHE GOVORA (amplasament CHE Govora/Râul Olt)	Mentenanță construcții	Acord cu condiții efectuare lucrări 303/ST VL/03.04.2025	ANANP - ST Vâlcea	Activitate permisă cu condiții de protecție	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
9	Nivelare coronament dig și umplere ravene DMD Băbeni, Ionești, Zăvideni, Drăgășani (amplasament CHE Băbeni/CHE Ionești/ CHE Zăvideni/CHE Drăgășani/Râul Olt)	Mentenanță construcții	Acord cu condiții efectuare lucrări 589/ST VL/04.07.2025	DJM Vâlcea	Activitate permisă cu condiții de protecție	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
10	Lucrări reparații regularizare aval Strejești, Arcești, Frunzaru (amplasament UHE Slatina/CHE Strejești, Arcești, Frunzaru/Râul Olt)	Mentenanță construcții	Acord cu condiții efectuare lucrări 53156/20.10.2025	ANMAP	Activitate permisă cu condiții de protecție	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
11	Lucrări decolmatare contracanal sector Olt Inferior	Mentenanță construcții	Acord cu condiții efectuare lucrări 50145/06.05.2025	ANMAP	Activitate permisă cu condiții de protecție	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu
12	Lucrări șenalizare albie pârau Costești	Mentenanță construcții	Acord cu condiții efectuare lucrări 1619/FOM/19.11.2025	Administrația Parcului Național Buila - Vânturarița	Activitate permisă cu condiții de protecție	Nu	Nu generează impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu

13	Retehnologizare AHE Vidraru	Retehnologizare	Acord de mediu nr. 07/11.04.2022	APM Argeș	90% din lucrări se desfășoară în incintele existente ale AHE Vidraru. Realizare proiectului nu va afecta starea de conservare a habitatelor și speciilor de faună care constituie obiectivele de conservare ale sitului N2k ROSAC0112 Munții Făgăraș	Da	Activitățile se desfășoară în baza acordului de mediu, fără impacturi materiale asupra biodiversității (în sens ESRS E4-5)	Nu

Activitățile prezentate mai sus reflectă exclusiv intervenții de mentenanță, reparații și lucrări asupra infrastructurii existente, realizate în baza actelor de reglementare emise de autoritățile competente.

Aceste activități nu implică ocuparea unor suprafețe noi, modificări ale utilizării terenurilor, fragmentarea habitatelor sau afectarea conectivității ecologice.

În ceea ce privește proiectul „Retehnologizarea AHE Vidraru”, acesta este amplasat parțial în aria naturală protejată ROSAC0122 Munții Făgăraș. Au fost analizate impacturile potențiale asupra biodiversității și ecosistemelor prin Studiul de Evaluare Adecvată (EA) și Raportul privind Impactul asupra Mediului (RIM), care au avut în vedere, printre altele, efectele asupra habitatelor și speciilor de interes comunitar, precum și integritatea și funcționalitatea ecosistemelor.

Concluziile acestor evaluări arată că lucrările sunt preponderent de reabilitare a infrastructurii existente, că eventualele modificări ale factorilor de mediu sunt temporare, controlate și gestionate prin măsuri de prevenire, reducere și monitorizare, și că nu se înregistrează impacturi reziduale semnificative sau materiale asupra biodiversității, stării speciilor ori extinderii și condiției ecosistemelor.

Pe baza informațiilor disponibile și a documentației de mediu aferente activităților desfășurate în anul 2025, nu au fost identificate impacturi materiale asupra biodiversității și ecosistemelor, în sensul cerințelor ESRS E4-5.

În consecință, cerințele privind raportarea indicatorilor cantitativi prevăzute la ESRS E4-5 (par. 33 – 41) nu sunt aplicabile pentru anul de raportare 2025, absența acestora reflectând natura activităților desfășurate și nu o limitare a informațiilor analizate.

FORȚA DE MUNCĂ PROPRIE

ESRS S1

Strategie și concepte legate de forța de muncă proprie

Interesele și punctele de vedere ale părților interesate

ESRS 2 SBM-2

Capitalul uman este esențial pentru atingerea obiectivelor Grupului Hidroelectrica, prin atragerea și menținerea personalului calificat și optimizarea structurii organizatorice, dezvoltarea capitalului uman, formarea continuă a angajaților, implementarea unui sistem de management al performanței.

Conform viziunii sale de a crea un viitor sustenabil, Grupul Hidroelectrica se preocupă constant de asigurarea unui mediu de lucru sigur și sănătos, promovarea practicilor de muncă echitabile, respectarea demnității și oferirea de oportunități pentru dezvoltare profesională.

Angajații Hidroelectrica SA sunt reprezentați de Sindicatul Hidroelectrica „Hidrosind”, care acoperă aproximativ 85% dintre angajați. În cadrul Hidroelectrica mai există și Sindicatul Operatorilor din centrale Hidroelectrice care are un număr de membri reprezentând aproximativ 2% din personalul societății. De asemenea, și la nivelul Hidroserv și UCMH sunt înființate sindicate, Sindicatul Național Hidroenergetica și, respectiv, Sindicatul Reșița 1771.

Hidroelectrica SA are obligația legală de a informa și consulta sindicatul în ceea ce privește evoluțiile recente, precum și perspectivele activităților și situației economice ale Societății, în conformitate cu prevederile legale aplicabile. În general, orice modificare a strategiei sau a modelului de afaceri al Hidroelectrica SA presupune și ajustarea structurii organizaționale, astfel încât aceasta să fie aliniată noii direcții strategice. În cadrul acestui proces de schimbare, angajații sunt consultați prin intermediul reprezentanților lor. Totodată, Hidroelectrica SA evaluează anual nivelul de satisfacție și implicare al salariaților, printr-un sondaj realizat la începutul fiecărui an pentru anul precedent, chestionarele fiind transmise tuturor angajaților.

Printre pilonii ESG ai Strategiei de Sustenabilitate 2023 – 2030, se numără și pilonul Sănătate și siguranță ocupațională, cu obiectivul de zero accidente de muncă și Pilonul Cultură organizațională, cu obiectivul strategic de a îmbunătăți cultura în care angajații își desfășoară activitatea, prin diversitate, incluziune și nediscriminare și prin dezvoltarea competențelor angajaților. În cursul anului 2025 a fost demarat un proces de actualizare a Strategiei de Sustenabilitate astfel încât să cuprindă într-o măsură mai detaliată sub-temele sociale identificate ca fiind materiale în contextul raportării ESRS pentru anul fiscal 2024. În cadrul acestui proces au fost evaluate politicile existente la nivel de Grup, o serie de acțiuni, ținte și indicatori precum și modalitatea de monitorizare și evaluare a acestora, însă varianta finală a Strategiei va fi aprobată după adoptarea standardelor ESRS revizuite și după evaluarea implicațiilor generate de volatilitatea legislativă din ultima perioadă.

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri

ESRS 2 SBM-3

Impacturile legate de forța de muncă proprie identificate și evaluate în cadrul procesului de analiză de dublă materialitate sunt sumarizate în tabelul de mai jos. În procesul de analiză de dublă materialitate, nu au fost identificate riscuri sau oportunități materiale.

Forța de muncă proprie	Impact	Localizare pe lanțul valoric	Risc / Oportunitate (R/O)
Condițiile de lucru	Impactul pozitiv generat de valorile promovate de grup se manifestă prin respectarea drepturilor angajaților și susținerea unor condiții de lucru sigure. De asemenea, implicarea activă a liderilor de sindicat asigură o comunicare continuă și eficientă cu angajații, contribuind astfel la bunăstarea generală a acestora.	Operațiuni proprii	Nu sunt identificate riscuri sau oportunități materiale
	Impact negativ potențial generat de riscul de accident la locul de muncă - impact potențial dacă măsurile de securitate și instruirea nu sunt implementate corespunzător în activitățile de zi cu zi. Astfel, crește riscul de accidente, vătămări și afectează sănătatea pe termen lung a angajaților.	Operațiuni proprii	Nu sunt identificate riscuri sau oportunități materiale
Oportunități și tratament egal pentru toți	Impact pozitiv - Grupul Hidroelectrica recrutează angajați de toate genurile (masculin, feminin, etc), iar dacă echitatea de gen nu este gestionată cu atenție în practicile de angajare, promovare și retenție, acest lucru ar putea afecta negativ atractivitatea forței de muncă, retenția și performanța.	Operațiuni proprii	Nu sunt identificate riscuri sau oportunități materiale
Alte drepturi legate de munca angajaților proprii	Impact pozitiv - Grupul Hidroelectrica prin existența politicilor interne de angajare, promovare și retenție revizuite și îmbunătățite periodic, crește atractivitatea forței de muncă, retenția și performanța.	Operațiuni proprii	Nu sunt identificate riscuri sau oportunități materiale

Impacturile pozitive asupra forței de muncă proprii, cum ar fi condițiile de muncă adecvate și respectarea drepturilor angajaților, provin din faptul că Grupul Hidroelectrica își dorește să fie un angajator responsabil în sectorul energetic, și contribuie la adaptarea modelului de afaceri prin creșterea productivității și retenția talentelor.

Toți angajații Grupului Hidroelectrica care ar putea fi afectați semnificativ sunt incluși în domeniul de aplicare al prezentării informațiilor. Forța de muncă proprie a Grupului Hidroelectrica include angajați din centralele hidroelectrice, personal tehnic și de inginerie, specialiști IT și personal administrativ, toți fiind angajați direcți ai Grupului.

Hidroelectrica își desfășoară activitatea în conformitate cu standardele și practicile impuse companiilor listate, având implementate o serie de regulamente și proceduri care vizează generarea unui impact pozitiv asupra angajaților pe multiple aspecte, precum cele privind drepturile angajaților, libertatea de asociere și negociere, dialog social, locuri de muncă sigure, salarii adecvate, echilibru între viața profesională și cea privată. Angajații Grupului beneficiază de prevederile *Contractului Colectiv de Muncă* prin care sunt reglementate drepturile și obligațiile reciproce ce țin de contractul de muncă, timpul de muncă și odihnă, condiții de muncă, drepturile salariale și alte drepturi de natura salarială sau asimilate acestora, protecția socială a salariaților, demnitatea în muncă, egalitatea de șanse și de tratament, formare profesională. De asemenea în CCM sunt incluse prevederi legate de organizațiile sindicale care au dreptul să folosească mijloace specifice de acțiune (negocieri, proteste, grevă etc.), să își reprezinte membrii în probleme socio-profesionale și economice, să fie informate despre schimbări care afectează salariații, să apere drepturile membrilor în fața instanțelor, să facă propuneri pentru îmbunătățirea activității, să organizeze activități și acțiuni educative conform statutului, precum și să organizeze activitățile de tip congres, adunările generale în timpul programului de lucru, cu informarea prealabilă a angajatorului.

Pe lângă salariul de bază, angajații mai primesc indemnizații, sporuri și alte adaosuri. La acestea se adaugă indexările și/sau compensările legale, precum și majorările ca urmare a negocierilor.

Regulamentul Intern – Cod de Conduită în Hidroelectrica SA stabilește ansamblul dispozițiilor privind securitatea și sănătatea în muncă, nediscriminarea, drepturile și obligațiile părților, disciplina muncii și aspecte ce țin de abaterile disciplinare, procedurile de soluționare amiabilă a conflictelor individuale de muncă, cererilor și reclamațiilor individuale ale salariaților, precum și criteriile și metodologia de evaluare a activității profesionale a acestora.

Nu au fost identificate impacturi negative semnificative larg răspândite sau sistemice în contextele în care Grupul Hidroelectrica își desfășoară activitatea. Singurul impact negativ potențial identificat este legat de siguranța la locul de muncă, însă acesta este atenuat prin implementarea măsurilor preventive și procedurilor interne de protecție, precum și prin instruirea sistematică a lucrătorilor, ceea ce reduce expunerea la riscuri și contribuie la asigurarea unui mediu de lucru sigur.

Constituția și legislația României prevăd în mod expres interzicerea muncii forțate precum și exploatarea prin muncă a copiilor. Ținând cont de faptul că Grupul Hidroelectrica respectă legislația în vigoare, nu există operațiuni cu risc semnificativ de incidente de muncă forțată sau obligatorie, fie operațiuni cu risc semnificativ de incidente de muncă a copiilor. Politica Hidroelectrica (*paragraf Munca*) prevede de asemenea că orice formă de muncă forțată sau de exploatare a copiilor sunt strict interzise.

Politici legate de forța de muncă proprie

ESRS S1-1

Au fost adoptate politici pentru a gestiona impacturile materiale legate de propria forță de muncă, acestea fiind în conformitate cu cerințele minime de raportare stabilite în MDRP din cadrul ESRS 2. Directoratul este responsabil pentru implementarea procedurilor legate de forța de muncă proprie.

Prin Politica Hidroelectrică SA privind obiectivele principale în ceea ce privește relația cu părțile interesate, aspecte sociale (drepturile omului, condiții de lucru), de mediu și de guvernare, Societatea își descrie angajamentele în materie de politici privind drepturile omului (*secțiunea Drepturile omului*) care sunt relevante pentru forța de muncă proprie, procesele și mecanismele de monitorizare precum și de corectare și atenuare a impacturilor negative în vederea conformării cu Principiile directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului, cu Declarația OIM cu privire la principiile și drepturile fundamentale la locul de muncă. Politica este aliniată la instrumentele internaționale menționate anterior, iar aplicarea ei este garantată de Directorat. Societatea asigură identificarea și respectarea reglementărilor legale privind prevenirea și sancționarea tuturor formelor de discriminare și egalitatea de șanse și de tratament între femei și bărbați prin intermediul Departamentului Resurse Umane.

Prin **Codul Etic**, aprobat de Consiliul de Supraveghere Hidroelectrică, sunt adoptate normele de comportament etic în Hidroelectrică:

Discriminare (*cap. 3.1*) - Societatea urmărește să creeze un mediu de lucru în care diferențele individuale sunt acceptate și apreciate. Discriminarea pozitivă sau negativă de orice natură bazată pe atribute reale sau presupuse ale persoanei date inclusiv, dar fără a se limita la culoarea pielii, sex, naționalitate convingere sexuală sau ideologică, identitate sexuală, etnie, handicap, orientare sexuală, viziuni politice sau de altă natură, starea civilă și așa mai departe este interzisă.

Hărțuire (*cap. 3.2*):

- a) Societatea interzice și nu tolerează limbajul neprofesional și comportamentul abuziv, discriminatoriu, amenințător, bazat pe intimidarea sau hărțuirea fizică sau psihică a angajaților.
- b) Orice formă verbală, non-verbală sau fizică de comportament care vizează sau duce la rănirea demnității persoanei în cauză sau care creează un mediu umilitor și ofensator, este interzisă.
- c) Dacă un angajat simte că el sau ea a căzut victimă hărțuirii sub una dintre formele de mai sus, va notifica comisia de primire și soluționare a cazurilor de hărțuire constituită la nivelul societății, care va cerceta apoi cazul și va propune Directoratului Societății luarea măsurilor care se impun.

Pentru a identifica și reduce riscurile asociate cu diverse activități și procese de lucru, pentru a preveni accidentele și bolile profesionale, este elaborat Planul de Prevenire și Protecție SSM. De asemenea, principiile drepturilor omului sunt încorporate în Regulamentele interne sau contractele colective de muncă și alte documente conexe. Toate aceste documente au primit aprobarea Directoratului sau Consiliilor de Administrație al companiilor noastre.

Totodată, prin adoptarea Politicii Hidroelectrice SA (*secțiunea Munca*) menționată anterior, Societatea se angajează să respecte dreptul angajaților la asociere și negociere colectivă, conform Principiului 3 al Global Compact. Societatea condamnă ferm și interzice orice formă de muncă forțată sau obligatorie, în conformitate cu Principiul 4 al Global Compact. De asemenea, este interzisă orice formă de exploatare a copiilor, conform Principiului 5 al Global Compact.

În conformitate cu Principiul 10 al Global Compact și standardul ISO 37001, Societatea interzice și condamnă ferm orice formă de corupție și se angajează să adopte un comportament etic, bazat pe corectitudine,

imparțialitate și transparență, asigurând conformitatea deplină cu legislația și normele interne și internaționale care interzic aceste practici (*secțiunea Anti-Corupție/Anti mită*)

La nivelul Hidroelectrica SA, aceste politici sunt prevăzute în:

- Contractul Colectiv de Muncă al Hidroelectrica SA pentru anii 2024 - 2026;
- Regulamentul Intern – Cod de Conduită în Hidroelectrica SA;
- Codul Etic al Hidroelectrica SA.

Prin aceste angajamente, se vizează menținerea unui mediu de afaceri transparent și responsabil. Societatea rămâne dedicată luptei împotriva corupției și mitei, promovând o cultură organizațională bazată pe valori etice solide.

Pentru a asigura respectarea acestor angajamente, Hidroelectrica SA a implementat politici și proceduri interne menite să monitorizeze și să evalueze performanța în ceea ce privește angajatul, drepturile omului și standardele de muncă.

Prin Codul Etic, se abordează în mod specific angajamentul de politică al Hidroelectrica SA privind discriminarea (cap. 3.1 *Discriminare*), pozitivă sau negativă de orice natură bazată pe atribute reale sau presupuse ale persoanei date - inclusiv, dar fără a se limita la culoarea pielii, sex, naționalitate, convingere sexuală sau ideologică, identitate sexuală, etnie, handicap, orientare sexuală, viziuni politice sau de altă natură, starea civilă și așa mai departe.

Prelucrarea și divulgarea datelor cu caracter personal ale angajaților se realizează în conformitate cu temeiurile legale aplicabile, cu respectarea principiilor de legalitate, confidențialitate și minimizare a datelor, iar divulgarea către terți are loc numai în măsura în care este justificată și permisă de cadrul legal aplicabil.

Măsurile respectiv documentele din cadrul Hidroelectrica prin care sunt furnizate sau facilitate remedii în cazul impacturilor negative asupra drepturilor omului:

- Contractul Colectiv de Muncă al Hidroelectrica SA, în care sunt prevăzute drepturile salariaților și măsuri de protecție a acestora;
- Regulamentul Intern – Cod de Conduită în Hidroelectrica SA;
- Ghid privind prevenirea și combaterea hărțuirii pe criteriul de sex, precum și a hărțuirii morale la locul de muncă (Hidroelectrica SA) elaborat pentru asigurarea egalității de șanse și tratament între femei și bărbați, garantarea unui mediu de lucru fără violență și hărțuire și promovarea unei culturi a respectului, demnității și profesionalismului. Obiectivul principal este crearea unui mediu optim de muncă, bazat pe respect egal și încredere și se aplică tuturor angajaților și persoanelor cu care aceștia interacționează.
- Obiectivul principal: crearea unui mediu optim de muncă, bazat pe respect egal și încredere. La nivelul Hidroelectrica este creată Comisia mixtă administrație - sindicat, în care atât angajatorul cât și Sindicatul Hidroelectrica Hidrosind au un număr egal de membri și care are printre atribuții inclusiv soluționarea cererilor, sesizărilor sau reclamațiilor primite de la salariați.
- În unitățile Hidroelectrica sunt constituite comisiile de personal, în care atât angajatorul cât și Sindicatul Hidroelectrica Hidrosind au un număr egal de membri și care au ca atribuții:
 - elaborarea de propuneri pentru soluționarea cererilor, sesizărilor, reclamațiilor sau contestațiilor salariaților aflate în competența de soluționare a organelor administrative;
 - elaborarea de propuneri pentru încercarea de rezolvare amiabilă a cererilor, sesizărilor, reclamațiilor sau contestațiilor ce intră în competența de soluționare a instanțelor judecătorești.

Hidroserv are implementat Codul etic și de integritate, care reglementează normele de conduită profesională și socială din cadrul societății, promovând responsabilitatea morală a tuturor angajaților

pentru îndeplinirea obiectivelor majore ale societății. Codul interzice orice formă de discriminare directă sau indirectă, hărțuire sau victimizare bazată pe criterii precum rasă, cetățenie, etnie, culoare, limbă, religie, origine socială, sex, orientare sexuală, vârstă, handicap, boală cronică, opțiune politică, situație familială, apartenență sindicală sau la o categorie defavorizată (*cap. 7.1.4*). Acest Cod acționează ca angajament de politică și se aplică tuturor angajaților și conducerii companiei.

UCMH are, de asemenea, implementat un [Cod de etică și conduită profesională](#) care subliniază respectarea drepturilor angajaților, inclusiv tratamentul egal și nediscriminatoriu (*cap.2.9*), și promovează un comportament profesionist și transparent. Codul promovează un climat organizațional bazat pe respect reciproc, colaborare și sprijin profesional între angajați și conducere și constituie angajamentul de politică al companiei.

Societatea include prevederi în **Contractul Colectiv de Muncă (CCM)**, care reflectă măsuri pozitive pentru angajații cu dizabilități, aceștia având dreptul la un concediu de odihnă suplimentar de 3 zile în fiecare an calendaristic, pe lângă zilele de concediu prevăzute de reglementările legale. Societatea acorda acest drept tuturor salariaților cu dizabilități, pe baza prezentării unei copii a certificatului de încadrare în grad de handicap.

În baza istoricului activității Grupului, a activităților curente desfășurate de departamentele de Resurse Umane și SSM, a relaționării continue cu sindicatele precum și a istoricului sesizărilor, nu au fost identificate grupuri vulnerabile de angajați.

De asemenea, prin prevederile procedurii *M01.021 Analiza. Soluționare, raportare avertizor în interes public*, se garantează dreptul oricărui angajat de a semna și raporta orice încălcare a legii sau normelor etice (inclusiv legate de discriminare), iar compania are definit cadrul necesar raportării și responsabilitățile companiei pentru soluționarea acestora.

Activitățile de colaborare cu Sindicatul se desfășoară la nivelul fiecărei entități, incluzând negocierea Contractului Colectiv de Muncă (CCM) și a actelor adiționale, precum și implementarea proceselor de recrutare, selecție și evaluare, alături de cercetarea disciplinară a angajaților. Angajații și sindicatele colaborează prin sesiuni de informare și consultare. Contractul Colectiv de Muncă include prevederi privind respectarea confidențialității datelor cu caracter personal ale angajaților, în conformitate cu cadrul legal aplicabil și reglementările interne ale Grupului.

Hidroelectrica SA, Hidroserv și UCMH au implementat un sistem de management integrat în ceea ce privește securitatea și sănătatea în muncă, aliniat cu standardele internaționale. Sistemul de management al sănătății și securității în muncă este certificat conform standardului SR EN ISO 45001 sau 45001, după caz, de către SRAC.

Grupul Hidroelectrica alocă resurse financiare și umane pentru a susține colaborarea cu angajații și sindicatele, și pentru a facilita un dialog constructiv.

Recrutarea personalului în cadrul Grupului Hidroelectrica se realizează printr-un proces care permite evaluarea aptitudinilor, performanțelor profesionale și comportamentale ale candidaților. Se pune accent pe competența profesională și compatibilitatea acestora cu sistemul și mediul de lucru din Societate. Grupul Hidroelectrica respinge orice formă de favoritism în angajare, evaluare, promovare sau distribuirea sarcinilor de serviciu, conform Codului Etic și a Procedurii interne de recrutare.

Hidroelectrica SA acordă importanță dezvoltării angajaților săi, promovând îmbunătățirea pregătirii profesionale prin programe interne susținute de lectori interni sau formatori autorizați externi, conform procedurii „S05.210 Planificare activități de formare dezvoltare personal”.

Procese pentru colaborarea cu lucrătorii proprii și cu reprezentanții lucrătorilor cu privire la impacturi

ESRS S1-2

Pentru a asigura un angajament autentic, Hidroelectrica SA adoptă mai multe măsuri, precum:

- Crearea unor canale de comunicare – În cazul în care un membru al Conducerii, un angajat al Societății sau un partener, dorește să comunice o încălcare a legii sau a normelor de comportament etic, în calitate de avertizor în interes public, inclusiv în mod anonim, trebuie să transmită o raportare în scris la adresa comportament.etic@hidroelectrica.ro gestionată de Managerul Departamentului Audit Public Intern, aflat în subordonarea Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica SA.
- Oferirea de informații transparente și accesibile despre activitățile, performanțele și impactul Societății, prin rapoarte de sustenabilitate, comunicate de presă și prin SharePoint, paginile de social media, evenimente corporative;
- Răspuns la întrebările, preocupările și reclamațiile angajaților.

Negocierea Contractelor Colective de Muncă (CCM) cu sindicatele Hidroelectrica SA, Hidroserv și UCMH este realizată de o comisie desemnată la nivelul fiecărei entități. Procesul de negociere a CCM-ului începe cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de expirarea contractului în vigoare. Negocierea actelor adiționale la CCM are loc ori de câte ori apar modificări legislative care o impun sau atunci când una dintre părți solicită o modificare sau completare.

Colaborarea cu angajații prin intermediul reprezentanților acestora, respectiv Sindicatele, se desfășoară în mod continuu, iar durata acestei colaborări variază în funcție de obiectul specific al colaborării.

Interacțiunea cu reprezentanții salariaților, respectiv sindicatele din cadrul Hidroelectrica se concretizează sub următoarele forme:

- întâlniri/ședințe de negociere a Contractului Colectiv de Muncă și a actelor adiționale la acesta, în urma acestor întâlniri rezultând aceste documente aplicabile tuturor salariaților societății;
- întâlniri în cadrul Comisia mixte administrație - sindicat, în urma cărora rezultă reglementări cu privire la acordarea unor drepturi salariaților, acordarea de ajutoare materiale pentru salariații cu boli grave;
- întâlniri în cadrul comisiilor de Note Comune în urma cărora se stabilesc: ora începerii și ora terminării programului de lucru, modul de asigurare a transportului la și de la locul de muncă;
- întâlniri pentru elaborarea în comun a unor documente aplicabile tuturor salariaților societății precum: Regulamentul intern, procedura de recrutare, procedura de evaluare a salariaților, regulament de premiere, protocol de avansare, protocol de stabilire a unor zile libere;
- transmitere răspunsuri la solicitările sindicatelor (prin adrese scrise).

Hidroelectrica SA măsoară anual gradul de satisfacție și de implicare al angajaților, evaluarea desfășurându-se la începutul anului pentru anul anterior.

Eficacitatea colaborării cu angajații este evaluată anual prin intermediul unui instrument cu rol în măsurarea satisfacției salariaților cu privire la locul de muncă, angajamentul și moralul general. Rezultatele acestor evaluări sunt luate în calcul pentru îmbunătățirea mediului de lucru și a climatului general la locul de muncă.

În cadrul Societății, drepturile salariale ale angajaților, indiferent de sex, sunt stabilite conform sistemului de salarizare implementat în colaborare cu Sindicatele. De asemenea, se respectă drepturile persoanelor cu dizabilități, care includ concediul de odihnă suplimentar, programul de lucru flexibil, și sprijinul financiar pentru proteze și tratamente costisitoare.

Hidroelectrica SA a derulat în primul trimestru al anului 2025 o sesiune de instruire pentru a îmbunătăți gradul de conștientizare al salariaților cu privire la diversitate, incluziune și nediscriminare.

În ceea ce privește activitatea UCMH și Hidroserv, acestea respectă normele legislative privind Securitatea și Sănătatea în Muncă (SSM) în implementarea sistemului de management al SSM.

În cadrul fiecărei entități, conform regulamentelor CSSM (Comitetul de Securitate și Sănătate în Muncă), există un comitet distinct care organizează cel puțin trimestrial ședințe ale comitetelor în care se analizează aspectele sociale ce afectează angajații. Prin ședințele CSSM, reprezentanții lucrătorilor exprimă punctele de vedere ale angajaților, conform ordinii de zi sau suplimentar la solicitarea secretarului CSSM se expun diverse alte eventuale probleme. Acest comitet este un organ paritar constituit din reprezentanți ai salariaților cu răspunderi în domeniul SSM, pe de o parte, și angajator, pe de altă parte; pot lua parte și invitați, dacă este cazul. Pe ordinea de zi pot fi sesizate probleme direct de către salariați referitor la orice aspecte ce țin de securitatea și sănătatea în muncă a angajaților, dar și prin reprezentanții salariaților.

Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care lucrătorii proprii își pot exprima preocupările

ESRS S1-3

Angajații Hidroelectrica SA au posibilitatea de a adresa societății sesizări și pot trimite petiții sau reclamații, la care se va răspunde în termenul stabilit de lege. Procedura aplicabilă este S05, intitulată „Soluționarea unei sesizări”.

Societatea a implementat un sistem de evaluare și remediere a impacturilor negative asupra angajaților. Acest sistem include:

- Investigarea promptă și imparțială a plângerilor
- Implementarea măsurilor corective adecvate (de exemplu modificarea unui proces, remedierea unei încălcări procedurale sau actualizarea procedurilor existente, îmbunătățirea proceselor de raportare)
- Monitorizarea eficacității măsurilor prin feedback de la angajați și indicatori de performanță.

Sesizarea, în funcție de specificul acesteia, se repartizează către un departament responsabil în funcție de specificul sesizării, iar conform procedurilor de soluționare a sesizărilor, acestea se investighează în funcție de specificul sesizării și sunt monitorizate de către responsabilul desemnat. Măsurile corective sunt propuse spre adoptare conducerii, iar indicatorul de performanță este de a răspunde tuturor sesizărilor.

De asemenea, Societatea a implementat procedura *M01.021, intitulată "Analiza/Soluționare raportare avertizor în interes public"*. În cazul în care angajații constată încălcări ale codului etic, aceștia pot trimite sesizări în scris la adresa de e-mail comportament.etic@hidroelectrica.ro. Avertizările în interes public sunt gestionate de Managerul Departamentului Audit Public Intern.

Societatea a implementat un Cod Etic, iar angajații pot raporta orice încălcare a acestuia la adresa de e-mail comportament.etic@hidroelectrica.ro. Procesul de analiză a raportărilor efectuate privind posibilele încălcări ale Codului Etic este prezentat în Secțiunea G1 *Conduita Profesională*.

De asemenea, a fost adoptat un Ghid pentru prevenirea și combaterea hărțuirii pe criterii de sex și a hărțuirii morale la locul de muncă. A fost înființată o comisie responsabilă cu primirea și soluționarea cazurilor de hărțuire sexuală și morală. Angajații pot contacta telefonic comisia la un număr dedicat sau prin e-mail pus la dispoziție în acest sens.

Societatea a instituit o politică de protecție împotriva represaliilor pentru angajații care utilizează mecanismele de sesizare, garantând confidențialitatea și interzicând orice formă de discriminare sau hărțuire ca urmare a exprimării preocupărilor.

Pentru a încuraja utilizarea acestor canale, Hidroelectrica SA:

- Informează toți angajații despre existența și modul de utilizare a mecanismelor la angajare
- Afișează informații despre canale în locații vizibile la locul de muncă
- Instruiește periodic personalul cu privire la posibilitățile de adresare.

Sesizările pe aceste canale sunt monitorizate și analizate conform reglementărilor interne. Hidroelectrica SA evaluează cunoașterea și încrederea angajaților în aceste mecanisme prin analiza ratei de utilizare a canalelor de raportare.

Evaluare eficacității canalelor de raportare se realizează prin: analiza periodică a recurenței incidentelor și a timpilor de soluționare; verificarea modului în care au fost implementate măsurile corective; feedback direct de la angajații implicați; implicarea părților interesate relevante, precum membrii comisiei de cercetare a cazurilor, reprezentanți sindicali sau alți utilizatori ai mecanismelor.

Prin aceste procese, Hidroelectrica se asigură că mecanismele de raportare rămân accesibile, eficiente și orientate către protejarea angajaților, iar măsurile aplicate contribuie la prevenirea repetării incidentelor.”

Managementul Hidroserv încurajează angajații și alte părți interesate, să semnaleze orice incidente de etică și integritate. În cazul în care un angajat al Societății sau un partener, dorește să comunice o încălcare a prevederilor Codului de Etică și Integritate, trebuie să transmită o raportare în scris la adresa de email, gestionată de consilierul de etică.

Nerespectarea aspectelor care țin de Codul de Etică și Conduită Profesională la UCMH este considerată abatere disciplinară și se sancționează conform prevederilor legale și reglementărilor interne în vigoare. În cazul în care există sesizări cu privire la încălcarea prevederilor Codului de Etică și Conduită Profesională de către personalul filialei, se fac cercetări administrative conform legislației în vigoare de către o Comisie de Disciplină.

UCMH dispune de o Politica anti-hărțuire și anti-discriminare și un canal dedicat prin care angajații să își exprime direct preocupările sau nevoile, cât și o procedură prin care se pot depune plângeri și sesizări, în urma cărora se soluționează prin mecanismul stabilit în politică. UCMH nu are finalizată procedura de lucru privind Avertizorul în interes public iar până la finalizarea acesteia nu este acoperită de procedura Hidroelectrica.

Procesul de analiză a raportărilor efectuate privind posibilele încălcări ale Codului de Etică și Integritate este prezentat în Secțiunea G1 *Conduita Profesională*.

Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra forței de muncă proprii și abordări pentru atenuarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de forța de muncă proprie, precum și eficacitatea acestor acțiuni

ESRS S1-4

Practicile curente de resurse umane ale Grupului susțin generarea de impacturi pozitive asupra angajaților prin faptul ca majoritatea sunt angajați cu normă întreagă, ceea ce oferă o stabilitate financiară lor și familiilor lor, prin susținerea libertății de asociere, desfășurarea negocierilor colective, organizarea consultărilor periodice cu reprezentanții angajaților, promovarea echilibrului între viața profesională și cea personală și implementarea unor programe riguroase de sănătate și securitate în muncă.

De asemenea, Grupul abordează atragerea de noi talente prin implementarea unor acțiuni strategice, cum ar fi oferirea programelor de burse private, organizarea programelor de internship și desfășurarea programelor de practică pentru studenți. Aceste inițiative sunt menite să atragă talente tinere și să le ofere oportunități de dezvoltare profesională în cadrul societății, participanții având posibilitatea de a fi selectați ca viitori angajați conform unor reguli specifice. În plus, Societatea se angajează să susțină dezvoltarea profesională a angajaților săi prin diverse metode de motivare, atât intrinsecă, cât și extrinsecă, asigurând astfel un mediu de lucru stimulat și inovativ.

Societatea a introdus un sistem de salarizare în colaborare cu partenerul de dialog social, ceea ce a dus la o fluctuație redusă a personalului. Procesele de recrutare și selecție includ: S05.120, care se referă la recrutarea unui angajat; S05.240, pentru selecția acordării unei burse de studii și S05.250, care urmărește derularea contractelor de acordare a burselor private de studii. De asemenea, există instrucțiuni specifice pentru angajarea de interni sau elevi din învățământul dual.

Eficacitatea acestor acțiuni este evaluată prin analiza Țintelor stabilite parte din Strategia de Sustenabilitate din anul 2023 (prezentate în secțiunea următoare) și audituri interne ale proceselor de resurse umane, dar și prin implementarea unor mecanisme pentru prevenirea riscurilor SSM (evaluări de risc, auditări, implicarea lucrătorilor), canale etice/avertizori cu termene certe de răspuns și informare, precum și indicatori operaționali HR și SSM care sunt monitorizați periodic și consolidați anual. Eficacitatea acțiunilor implementate asupra forței de muncă proprii este evaluată prin monitorizarea periodică din domeniul resurselor umane și al securității și sănătății în muncă, inclusiv indicatori privind fluctuația personalului, recrutarea și retenția personalului, participarea la programe de formare profesională, precum și indicatori specifici SSM (ex. frecvența accidentelor de muncă, rezultatele evaluărilor de risc și ale auditurilor interne). Evaluarea acestor indicatori este realizată periodic la nivelul structurilor de resurse umane și SSM și este consolidată anual la nivelul conducerii executive.

Până la adoptarea noii strategii de sustenabilitate aliniate la standardele ESRS, evaluarea performanței în aceste domenii se realizează prin mecanismele operaționale existente, inclusiv raportări interne periodice, audituri interne și analiza indicatorilor specifici domeniilor resurse umane și securitate și sănătate în muncă. Aceste procese sunt aplicabile la nivelul entităților din Grup (Hidroelectrica SA, Hidroserv SA și UCMH SRL), în funcție de specificul activității fiecărei entități.

În cazul Hidroserv, în cadrul sistemului de management integrat pentru calitate, mediu și sănătate și securitate în muncă, certificat conform standardelor SR EN ISO 9001, SR EN ISO 14001 și SR EN ISO 45001, Hidroserv a stabilit o metodologie pentru identificarea și gestionarea riscurilor și oportunităților. Aceste aspecte sunt detaliate în procedura operațională „Managementul riscului”, cod PO-M3-07, ediția/revizia în vigoare. În cadrul procesului de management al riscului sunt analizate și riscurile legate de forța de muncă proprie. De asemenea, standardul ISO 45001 conține prevederi referitoare la relația cu contractorii, precum evaluarea riscurilor și a pericolelor legate de aceștia, selecția și evaluarea lor, instruirea, raportarea incidentelor.

Acțiunile implementate în cadrul sistemelor de management al securității și sănătății în muncă (SSM) și al managementului riscurilor sunt corelate direct cu impactul negativ material identificat prin analiza de dublă materialitate, respectiv riscul ca angajații să nu beneficieze de condiții de muncă sigure. În acest sens, Grupul Hidroelectrica aplică măsuri preventive și de atenuare precum evaluarea periodică a riscurilor profesionale, implementarea planurilor de prevenire și protecție, instruirea periodică a angajaților în domeniul SSM, audituri interne și verificări în teren, precum și monitorizarea indicatorilor privind incidentele și accidentele de muncă. Aceste mecanisme sunt aplicate la nivelul entităților din Grup, în funcție de specificul activităților desfășurate.

În relația cu contractorii și alți parteneri de afaceri, Grupul impune cerințe specifice de securitate și sănătate în muncă, inclusiv evaluarea prealabilă a riscurilor asociate activităților desfășurate de aceștia, instruirea obligatorie privind regulile SSM aplicabile în amplasamentele companiei, includerea unor clauze contractuale privind respectarea cerințelor SSM și efectuarea de verificări și controale în teren pentru a asigura respectarea acestor cerințe.

Funcțiile interne implicate în gestionarea impacturilor asupra forței de muncă includ departamentele de resurse umane și securitate și sănătate în muncă, precum și structurile responsabile cu auditul intern și conformitatea.

Hidroserv elaborează și implementează planuri de prevenire și protecție (PPP) pentru fiecare secție, iar pentru aplicarea acestora se stabilesc anual planuri de cheltuieli dedicate. PPP include măsuri tehnice, sanitare, organizatorice și de altă natură, adaptate condițiilor specifice de muncă din fiecare unitate.

La nivelul fiecărei secții sunt elaborate și executate:

- planuri anuale de controale în domeniul SSM pentru verificarea respectării cerințelor legale în domeniu;
- Programe anuale de audit al sistemului de management integrat în domeniul SSM pentru verificarea respectării condițiilor de standard certificat ISO 45001;
- Programe anuale de audit public intern.

Atât în cadrul Hidroelectrica SA, Hidroserv, cât și la UCMH, în anul 2025 au fost implementate diverse măsuri cu scopul principal de a avea impacturi pozitive asupra forței de muncă proprii:

- **Măsuri de sănătate și securitate în muncă:** Implementarea standardelor precum **SR EN ISO 45001** pentru a asigura un mediu de lucru sigur și sănătos.
- **Programe de motivare și retenție a personalului:** Oferirea de beneficii, bonusuri și oportunități de avansare în carieră pentru a menține angajații valoroși în cadrul societății.
- **Programe de formare și dezvoltare profesională:** Organizarea de cursuri și training-uri pentru a îmbunătăți competențele tehnice și manageriale ale angajaților.

Acțiunile întreprinse de companiile Grupului derivă din activitățile sale operaționale curente și din strategia de afaceri existentă, fără a fi dezvoltate sau corelate în mod explicit cu procesul de identificare și evaluare a impacturilor, riscurilor și oportunităților din analiza de materialitate, această corelare urmând să fie realizată odată cu adoptarea noii Strategii de sustenabilitate.

Grupul alocă resurse pentru gestionarea impacturilor semnificative, incluzând un buget dedicat pentru programe de dezvoltare profesională, investiții pentru îmbunătățirea condițiilor de muncă (SSM), personal specializat în managementul resurselor umane, însă acestea nu sunt cuantificate și raportate în corelare cu impacturile semnificative identificate în analiza de materialitate. În cazul în care sunt identificate impacturi reale asupra forței de muncă proprii, Grupul Hidroelectrica aplică mecanisme interne de investigare și remediere, în conformitate cu procedurile de resurse umane și securitate și sănătate în muncă. Acestea includ investigarea incidentelor sau accidentelor de muncă, analiza cauzelor, stabilirea și implementarea măsurilor corective și preventive, precum și monitorizarea implementării acestora. Procesele sunt documentate în cadrul procedurilor interne SSM, al sistemelor de management certificate conform standardului SR EN ISO 45001 și al proceselor de raportare și analiză a incidentelor. Angajații au la dispoziție mecanisme de sesizare și raportare a situațiilor care pot genera impacturi negative asupra condițiilor de muncă, inclusiv prin canalele interne de comunicare, prin reprezentanții lucrătorilor sau prin mecanismele de dialog social. Sesizările sunt analizate de structurile competente (resurse umane, securitate și sănătate în muncă), iar atunci când este cazul sunt stabilite măsuri de remediere sau îmbunătățire a condițiilor de muncă.

Rezultatele acțiunilor implementate sunt monitorizate prin indicatori operaționali specifici domeniilor resurse umane și securitate și sănătate în muncă, precum evoluția indicatorilor privind accidentele de muncă, gradul de participare la programele de instruire și dezvoltare profesională sau nivelul fluctuației de personal. Acești indicatori sunt analizați la nivelul structurilor responsabile și raportați conducerii.

Ținte legate de gestionarea impacturilor semnificative, de promovarea impacturilor pozitive, precum și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative

ESRS S1-5

Hidroelectrica SA a identificat o serie de indicatori și ținte, parte din Strategia de Sustenabilitate aprobată în anul 2023, prin care să monitorizeze impacturile materiale asupra forței de muncă. Indicatorii și țintele stabilite au ca scop atingerea obiectivelor asumate. Strategia a fost realizată plecând de la evaluarea aspectelor ESG materiale identificate în anul 2023, cu relevanță ridicată atât pentru companie cât și pentru părțile interesate din perspectiva impactului social și de mediu, precum și din punct de vedere al impactului financiar. Plecând de la aceste aspecte materiale, compania a definit un set de Piloni de sustenabilitate, reprezentând domeniile pentru care au fost stabilite obiective, indicatori și ținte. Stabilirea obiectivelor, indicatorilor și țăintelor din Strategia de Sustenabilitate din 2023 a avut în vedere și perspectivele forței de muncă proprii, prin consultări interne și prin dialogul cu reprezentanții angajaților. Monitorizarea performanței față de aceste ținte și identificarea eventualelor îmbunătățiri sunt realizate prin procese interne de analiză și raportare, care includ contribuția structurilor de resurse umane, securitate și sănătate în muncă și, după caz, consultarea reprezentanților lucrătorilor.

La momentul redactării raportului țintele și indicatorii sunt în curs de actualizare, ca urmare a nevoii de aliniere cu standardul ESRS a IRO materiale însă aprobarea noii strategii a fost amânată și va fi aprobată după adoptarea standardelor ESRS revizuite.

Indicatorii și țintele raportate pentru anul 2025 sunt prezentate în tabelul de mai jos și reflectă măsurile de gestionarea a impacturilor potențial negative (legate de sănătatea și siguranța în muncă) și de promovare a celor pozitive (diversitate, atragerea de noi talente, promovare și retenție).

Pilon ESG	Temă	Obiectiv	Inițiativă/acțiune	Indicator de performanță	Țintă	Rezultate 2024	Rezultate 2025	Termen de implementare
Sănătate și siguranță ocupațională	Incidente de muncă	Zero incidente grave de muncă sau fatalități	Actualizarea anuală a Planului de prevenire și protecție privind sănătatea și siguranța ocupațională (SSO)	LTIR (Rata de accidentare cu timp pierdut, în cazul propriilor angajați)	LTIR < 1%	0,28	0,28	Anual
				Nr. incidente de muncă grave sau decese	0 incidente grave de muncă sau fatalități	0	0	
			Identificarea abilităților/cunoștințelor SSO la toate nivelurile organizaționale Furnizarea de inițiative de formare ad-hoc pentru a îmbunătăți atât performanțele, cât și gradul de	Nr. ore de instruire SSO/an/ angajat	minim 8 ore de instruire SSO/angajat/an pentru personalul operațional	16 ore/ angajat/ an pentru personalul operațional	16 ore/ angajat/ an pentru personalul operațional	Anual

			conștientizare general privind sănătatea și siguranța la locul de muncă					
Cultura organizațională	Atractivitatea pentru angajare	(1) Creșterea gradului de satisfacție al angajaților (2) Creșterea gradului de retenție (3) Atragerea de noi talente și de tineri profesioniști	Identificarea nevoilor de instruire și furnizarea unui program anual de instruire	Nr. ore de instruire/angajat/an	- minim 22 h/angajat/an pentru personalul TESA fără acces în instalații - minim 102 h/angajat/an pentru personalul operațional	- 20 h/angajat/an pentru personalul TESA fără acces în instalații - 117 h/angajat/an pentru personalul operațional	- 21 h/angajat/an pentru personalul TESA fără acces în instalații - 120x h/angajat/an pentru personalul operațional	Anual
					creștere cu 10% a numărului minim de ore pe angajat pe an, pentru fiecare din cele două categorii	20-117 h/angajat/an (în funcție de categoria de personal)	21-120 h/angajat/an (în funcție de categoria de personal)	2027
			Efectuarea de sondaje anuale de satisfacție a angajaților	% fluctuație voluntară personal (FP)	FP < 2%	0,93	0	Anual
			Dezvoltarea de noi proiecte de pregătire a tinerilor studenți în diverse specialități pentru industria hidroenergetică	Nr. burse private de studii: nr. bursieri angajați / nr. bursieri absolvenți =1 Nr. burse privind susținerea financiară a elevilor din programul de învățământ dual, acordate /nr. elevilor înscriși în învățământ dual care îndeplinesc condițiile de acordare =1. Cheltuielile ocazionale de programelor de Internship derulate/sumele alocate în BVC pentru programele de Internship ≤ 1	50 burse 210 locuri în învățământul dual 60 programe de internship 75 locuri pentru practică pentru elevi și studenți	10 burse acordate pentru 10 noi studenți; Pe parcursul anului au fost acordat un total de 16 burse (6 fiind acordate recurent din anii trecuți) 15 absolvenți din cadrul programului de învățământ dual au fost angajați în anul 2024 55 programe internship ocupate	Au fost susținuți 18 studenți pentru anul școlar 2024-2025, dintre care au rămas 11 studenți pentru anul școlar 2025-2026. În luna octombrie 2025 a fost demarat un nou proces de selecție pentru acordarea a 34 locuri de burse, (25 studenți și 9 elevi). În urma selecției au fost selectați	Până la ocuparea locurilor alocate acestor programe, în funcție de aprobările anuale

				Nr. de studenți care își desfășoară programul de practică în Hidroelectrica/Nr . programe de practică prevăzute în Convențiile cadru încheiate cu unitățile de învățământ universitar ≤ 1		29 studenți au efectuat practică	13 studenți și 4 elevi care vor încheia contractele de bursa pana in luna februarie 2026. 4 absolvenți din cadrul programului de învățământ dual au fost angajați in anul 2025 Au fost încheiate 15 contracte pentru invatamant dual universitar (10 studenti si 5 masteranzi) 38 programe internship demarate 58x studenți au efectuat practică	
	Diversitate, incluziune și nediscriminare	0 incidente de discriminare	Dezvoltarea și furnizarea unei sesiuni de instruire pentru a îmbunătăți gradul de conștientizare a managementului cu privire la diversitate, incluziune și nediscriminare	% din management instruit	100%	100%	100%	Anual
				Nr. incidente de discriminare	0	0	0	Anual

În ceea ce privește implementarea standardul ISO 45001 Sistemul de Management al sănătății și securității în muncă, Hidroelectrica SA a îndeplinit ținta de 100% pentru certificarea amplasamentelor sale în anul 2025.

Nu au fost stabiliți indicatori de performanță și ținte pentru Hidroserv și UCMH.

Caracteristicile angajaților întreprinderii

ESRS S1-6

Pentru prezentarea datelor s-a folosit **numărul de angajați** la 31 decembrie 2025. Grupul a considerat drept angajați persoanele cu care are încheiate contracte individuale de muncă, în conformitate cu prevederile Legii 53/2003 Codul Muncii - republicare. Membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului nu sunt incluși în tabelul de mai jos, Societatea având încheiate cu aceștia contracte de mandat.

În situațiile financiare consolidate numărul de angajați la 31 decembrie 2025 se regăsește în Nota 16 Beneficiile Angajaților.

Defalcarea angajaților

Gen	Numărul de angajați la 31 decembrie 2024	Numărul de angajați la 31 decembrie 2025
Feminin	796	824
Masculin	4.440	4.478
Altele	0	0
Nu este raportat	0	0
Total	5.236	5.302

Grupul are angajați doar în România.

Defalcarea angajaților (tipuri de contract)

Gen	Numărul de angajați					
	Permanent		Temporar		Ore negarantate	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
Feminin	783	801	13	22	0	0
Masculin	4.324	4.322	116	157	0	0
Altele	0	0	0	0	0	0
Nu este raportat	0	0	0	0	0	0
Total	5.107	5.123	129	179	0	0

Defalcarea angajaților (în funcție de norma de lucru)

Gen	Full-time		Part-time	
	2024	2025	2024	2025
Feminin	794	821	2	2
Masculin	4.431	4.471	9	8
Altele	0	0	0	0
Nu este raportat	0	0	0	0
Total	5.225	5.292	11	10

Fluctuația totală și fluctuația voluntară

	2024	2025
Fluctuația totală de personal	6,41%	7,32%
Fluctuația voluntară de personal	1,34%	1,36%

Fluctuația totală a personalului se calculează ca raportul dintre numărul de salariați care au încetat contractul individual de muncă, indiferent de cauză (fie voluntar, fie din cauza concedierii, pensionării sau decesului în timpul serviciului), și numărul mediu de salariați din acel an. Astfel, cu 381 de salariați plecați dintr-un total mediu de 5.204, fluctuația totală este de 7,32%. În ceea ce privește fluctuația voluntară de personal, aceasta reprezintă procentul celor care au încetat contractul din proprie inițiativă, fiind de 1,36% în 2025, adică 71 de salariați din același număr mediu de 5.204.

Procentul de persoane angajate de sex feminin	2024	2025
Procentul total de persoane de sex feminin angajate în cadrul Grupului Hidroelectrica	15,20%	15,54%
Procent de persoane de sex feminin în Consiliul de Supraveghere și Directorat	16,7%	20%

Procentul total de persoane angajate de gen feminin în cadrul Grupului Hidroelectrica este influențat în principal de specificul locurilor de muncă din cadrul Grupului. Aceste locuri de muncă, prin natura cerințelor de disponibilitate și efort, sunt în mare parte ocupate de persoane de sex masculin.

Indicatori privind diversitatea

ESRS S1-9

Grupul Hidroelectrica recunoaște importanța diversității și incluziunii pentru crearea unei culturi pozitive la locul de muncă și este dedicat promovării acestor valori. În acest sens, au fost implementate inițiative precum cursuri despre prejudecăți și grupuri de resurse pentru angajați. Grupul nu restricționează accesul la posturi în procesul de recrutare, selecție și promovare, deși majoritatea angajaților sunt bărbați din cauza specificului locurilor de muncă. Grupul Hidroelectrica se angajează să creeze un mediu de lucru în care diferențele individuale sunt respectate și valorizate, interzicând discriminarea și comportamentul abuziv sau discriminatoriu.

Detalii cu privire la indicatorii de diversitate de la nivelul Grupului sunt evidențiate în tabelele de mai jos.

Distribuția pe genuri la nivelul conducerii superioare* (Consiliul de Supraveghere și Directorat)				
Angajați	Valoare numerică		%	
	2024	2025	2024	2025
Vârstă				
< 30	0	0	-	-
30 – 50	10	7	83,3%	70%
> 50	2	3	16,7%	30%

* La nivel de Grup, conducerea de nivel superioară este reprezentată de Consiliul de Supraveghere și Directoratul Hidroelectrica.

Distribuția angajaților pe grupe de vârstă la nivel de Grup

Distribuția pe grupe de vârstă la nivelul personalului				
Angajați	Valoare numerică		%	
	2024	2025	2024	2025

Vârstă				
< 30	265	320	5,06%	6,04%
30-50	2.109	2.296	40,28%	43,30%
> 50	2.862	2.686	54,66%	50,66%
Total	5.236	5.302	100%	100%

Condiții de lucru corecte și sigure

Acoperirea negocierilor colective și dialogul social

ESRS S1-8

Condițiile de muncă ale angajaților sunt stabilite prin contractele colective de muncă, conform termenilor agreeți la nivelul fiecărei entități din grup. Angajații obținuți prin leasing de personal beneficiază de aceleași drepturi ca și angajații permanenți ai societății.

	2024	2025
Procentul din totalul angajaților Grupului care fac obiectul unor contracte colective de muncă*	100%	100%

*Contractul colectiv de muncă nu este aplicabil membrilor Consiliului de Supraveghere și Directoratului, care au contracte de mandat pe durata mandatului acestora. Dacă sunt aleși dintre salariați, acestora li se suspenda contractul individual de muncă pe durata mandatului.

Activitatea Grupului se desfășoară integral în România, iar 100% din angajați sunt acoperiți de contracte colective de muncă și de reprezentanți ai salariaților.

Salarii adecvate

ESRS S1-10

Grupul asigură o remunerare echitabilă pentru toți angajații săi. Toți angajații Grupului Hidroelectrica sunt remunerați conform sistemului de salarizare stabilit prin Contractul Colectiv de Muncă de la nivelul fiecărei entități, cu respectarea legislației în vigoare referitoare la salariul minim, contribuții sociale și impozit. Acesta reprezintă nivelul de referință utilizat pentru definirea salariului adecvat, în contextul raportării conform ESRS, deoarece nu există o alternativă oficială pentru stabilirea lui.

Nu există angajați sau persoane care să câștige sub nivelul de referință al salariului adecvat aplicabil la nivel național, respectiv salariul de bază minim brut pe țară garantat în plată.

La nivelul Hidroelectrica SA, se asigură egalitatea de gen și remunerații egale prin sistem de salarizare aplicat din anul 2018, bazat pe metodologia Mercer, care evaluează posturile pe cinci dimensiuni (impact, comunicare, inovație, cunoștințe și riscuri) și promovează competența. Această metodologie se bazează pe compararea posturilor cu date salariale de piață obiective, folosind baze de date și etaloane externe pentru a poziționa corect rolurile în raport cu piața și pentru a asigura o structură de remunerare competitivă și echitabilă, se asigură că implementează o structură salarială competitivă și aliniată pieței.

Prin sistemul de salarizare aplicat, Hidroelectrica SA își stabilește, pe termen mediu și lung următoarele obiective:

- să recompenseze performanțele angajaților;

- să reflecte responsabilitățile ce revin fiecărui post ;
- să asigure utilizarea eficientă a resurselor financiare;
- să ofere salarii care să atragă, să motiveze și să rețină angajații.

Sistemul de salarizare, se aplică tuturor salariaților Hidroelectrica SA cu contract individual de muncă și ia în considerare următorii factori:

a) eficiența – sistemul de recompensare trebuie să asigure o administrare și un control judicios al costurilor cu personalul;

b) echitatea care se definește în funcție de 3 dimensiuni:

- echitatea internă – prin luarea în considerare a cerințelor postului ca urmare a procesului de evaluare a posturilor;
- echitatea externă – prin plata unui post în raport cu posturi similare din cadrul altor companii;
- echitatea individuală – prin luarea în considerare a competențelor persoanei ce ocupă un anumit post în raport cu persoane care ocupă posturi similare în Hidroelectrica SA.

Hidroserv și UCMH, la rândul lor, aplică sisteme de salarizare care respectă legislația și promovează echitatea.

Persoane cu dizabilități

S1-12

Grupul Hidroelectrica se angajează să susțină incluziunea persoanelor cu dizabilități. Totuși, e important de menționat faptul că anumite locuri de muncă din cadrul organizației au cerințe specifice de sănătate, conform reglementărilor legale aplicabile. Starea de sănătate a personalului este certificată la angajare și periodic, de către serviciul specializat de medicina muncii asigurat de Societate, astfel încât starea de sănătate a personalului să fie corespunzătoare factorilor de risc profesional identificați, pentru fiecare post din organigramă.

La data de 31.12.2025, Grupul are 75 de angajați cu dizabilități, dintre care 64 bărbați și 11 femei. Nu există persoane cu dizabilități din rândul angajaților care fac obiectul unor restricții legale privind colectarea datelor.

	Feminin		Masculin		Total	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
Număr angajați cu dizabilități	11	11	65	64	76	75

	2024	2025
Procentul total de angajați cu dizabilități	1,45 %	1,41%

Indicatori privind remunerația (diferența de remunerare și remunerația totală)

ESRS S1-16

Salarizarea personalului Grupului Hidroelectrica este reglementată, la nivel de entitate, prin Contractele Colective de Muncă (CCM) aplicabile, care cuprinde o ierarhizare a funcțiilor și meseriilor din cadrul fiecărei

societăți. Aici sunt menționate limite de salarizare pentru fiecare nivel ierarhic, stabilite în funcție de complexitatea muncii, a gradului de tehnicitate și competență profesională specifică posturilor din organigramă.

La negocierea salariului se au în vedere cerințele cuprinse în Fișa Postului, anexă la CCM, o evaluare comparativă cu nivelurile medii ale veniturilor atinse în activitățile similare pe plan național, rezultând astfel un salariu a cărui valoare va fi stabilită în conformitate cu limitele din Nomenclatorul de Ierarhizare a Funcțiilor prevăzut în CCM.

Diferența de remunerare pe genuri - tot personalul grupului

Gen	Număr salariați		Diferența de remunerare*	
	2024	2025	2024	2025
Feminin	796	824	-11,01%	-11,02%
Masculin	4.440	4.478		
Total	5.236	5.302		

*În cursul anului 2025 compania a revizuit modul de calcul al indicatorilor pentru a răspunde cerințelor ESRS iar indicatorii aferenți perioadei de raportare 2024 au fost recalculați.

Diferența de remunerare pe genuri este calculată, conform definiției ESRS, ca diferența dintre nivelurile medii de remunerare (a fost utilizat venitul mediu lunar) între angajații de sex feminin și cei de sex masculin, exprimată ca procent din nivelul mediu de remunerare al angajaților de sex masculin. Pentru calculul numărului total de ore lucrate, entitatea a utilizat o norma standard de 8 ore/zi (echivalent 160 ore/luna) pentru fiecare angajat, înmulțită cu numărul de luni lucrate în perioada de raportare. Câștigul orar utilizat pentru calcul a rezultat din împărțirea remunerației brute totale la numărul de ore astfel determinate.

Diferența de remunerare dintre femei și bărbați în sectorul energetic, inclusiv în companii precum cele din Grupul Hidroelectrica, este influențată de factori precum distribuția diferită a genurilor în roluri de exploatare și administrative/ tehnice. Astfel, diferența de remunerare de -11,02% este justificată de prezența persoanelor de gen feminin cu preponderență în posturi tehnice și administrative, și mai puțin în zona de exploatare, predominantă de salariații de gen masculin.

Raportul remunerației totale*	
2024	2025
5,58**	14,59

*În cursul anului 2025 compania a revizuit modul de calcul al indicatorilor pentru a răspunde cerințelor ESRS iar indicatorii aferenți perioadei de raportare 2024 au fost recalculați.

La nivelul grupului, raportul dintre remunerația totală anuală pentru angajatul cu cea mai mare remunerație și remunerația mediană anuală totală pentru toți angajații (excluzând angajatul cu cea mai mare remunerație) este de 14,59. Calculul a fost făcut utilizând câștigul anual per salariat, compus din salariul de baza brut, sporuri și alte beneficii acordate conform CCM și au fost luați în calcul angajații activi 12 luni pe parcursul anului (**pentru anul 2024, în cazul UCMH au fost luați în calcul angajații care au fost activi pe cele 10 luni ale anului, ținând cont de momentul achiziției societății de către Hidroelectrica*).

În determinarea diferențelor de remunerare și a raportului dintre remunerația totală anuală pentru angajatul cu cea mai mare remunerație și remunerația mediană anuală totală pentru toți angajații, Grupul a luat în considerare toți angajații.

În calculul indicatorilor privind remunerația sunt incluși și membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului.

Protecția drepturilor omului

Incidente, plângeri și probleme și incidente grave privind drepturile omului

ESRS S1-17

Grupul Hidroelectrica se angajează să combată orice formă de discriminare.

Prin promovarea unui mediu de lucru incluziv, Grupul urmărește să creeze un loc de muncă în care toți angajații să se simtă valorizați și sprijiniți, contribuind astfel la o cultură organizațională sănătoasă și productivă.

Angajații sunt încurajați să raporteze orice formă de hărțuire, managerului Departamentului de Resurse Umane, care va investiga și va propune măsuri adecvate Directoratului Societății.

În 2025, la Hidroelectrica SA au fost depuse un total de 5 sesizări de către salariați, fiind primite pe adresa de e-mail a comisiei de primire și soluționare a cazurilor de hărțuire, toate fiind soluționate conform Ghidului privind prevenirea și combaterea hărțuirii pe criterii de sex, precum și a hărțuirii morale la locul de muncă. Toate aceste 5 sesizări depuse au fost legate de potențiale situații de hărțuire la locul de muncă. În urma analizei comisiei, conform procedurii, s-a constatat că 1 dintre aceste 5 plângeri se încadrează în categoria „hărțuire la locul de muncă”.

La nivelul UCMH a fost înregistrat un incident de hărțuire verbală și nu s-au înregistrat incidente de discriminare. Sesizarea a fost transmisă în format letric la Directorul General și s-a înregistrat la Serviciul Resurse Umane. Incidentul a fost analizat și soluționat de Comisia de Cercetare Disciplinare Prealabilă, conform procedură de lucru Aplicare sancțiuni disciplinare, cod PL 306-50 și a fost înregistrat în Registru hărțuire UCMH SRL.

În anul 2025, la Hidroserv nu au fost raportate incidente de discriminare sau hărțuire în rândul angajaților și nu au fost raportate plângeri ale salariaților în privința securității și sănătății în muncă. De asemenea, nu au fost raportate incidente și/sau plângeri legate de muncă sau impacturi grave asupra drepturilor omului (ex. munca forțată, traficul de persoane sau munca copiilor) în cadrul forței de muncă proprii.

Grupul nu a primit amenzi, sancțiuni sau compensații semnificative în legătură cu drepturile omului sau forța de muncă proprie.

Numărul total de incidente de discriminare, inclusiv de hărțuire	2024	2025
Numărul de plângeri depuse prin canalele prin care persoanele din forța de muncă proprie a întreprinderii își pot exprima preocupările	16	5
Numărul total de incidente de discriminare, inclusiv de hărțuire	0	2
Cuantumul total al amenzilor, sancțiunilor și compensațiilor pentru daune cauzate de incidentele	0	0
Acțiuni de remediere	0	2

Măsurile de bunăstare și dezvoltare a angajaților

Indicatori de sănătate și siguranță

ESRS S1-14

Situația accidentelor de muncă produse la locurile de muncă din cadrul unităților Grupului Hidroelectrică, în anul 2025.

Evenimente	2024	2025
Nr. accidente de muncă cu incapacitate temporară de muncă (angajații proprii)	3	2
Nr. accidente de muncă cu invaliditate (angajații proprii)	0	0
Nr. accidente de muncă cu deces (angajații proprii)	0	0
Total evenimente (angajații proprii)	3	2
Nr. accidente de muncă cu deces (angajați contractați)	0	0

Numărul de decese ca urmare a vătămărilor legate de muncă și a bolilor legate de muncă la nivelul unităților Hidroelectrice						
Unitatea	Decese angajați proprii		Decese contractori		Total decese legate de muncă	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
Locațiile Grupului Hidroelectrică	0	0	0	0	0	0
Sediile Centrale	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0

În anul 2025, la nivelul grupului, au fost înregistrate 2 accidente de muncă. Principalele cauze care au generat evenimentele sunt:

- Hațeg (Hidroelectrică SA): Mutare Grup electrogen din incinta casei barajistului, unde, în momentul efectuării manevrei de întoarcere a grupului electrogen spre poarta de acces (fiind luate măsurile necesare pentru efectuarea în siguranță a manevrei), grupul electrogen a intrat în balans, accidentând unul dintre lucrători la piciorul drept, prin presarea tălpii piciorului, care a alunecat în momentul balansării grupului între suportul de fixare/călare și pardoseală.
- Rm. Vâlcea (Hidroserv): Contact indirect cu arcul electric în stația de 220 kV ca urmare a efectuării necorespunzătoare de comenzi – manevre.

Numărul accidentelor de muncă înregistrate la nivelul Grupului Hidroelectrică

Tip eveniment	2024	2025
Nr. accidente de muncă cu incapacitate temporară de muncă (angajații proprii)	3	2
Nr. accidente de muncă cu invaliditate (angajații proprii)	0	0
Nr. accidente de muncă cu deces (angajații proprii)	0	0
Total evenimente (angajații proprii)	3	2

Numărul de zile pierdute ca urmare a vătămărilor legate de muncă și a deceselor cauzate de accidente legate de muncă, a bolilor legate de muncă și a deceselor cauzate de boli.

	2024	2025
Numărul de zile pierdute ca urmare a vătămărilor legate de muncă	181	301

Rata absenteismului legat de incidente

	2024	2025
Rata absenteismului legat de incidente Număr de accidente x 1000000/ număr total de ore lucrate în an	0,28	0,22

Grupul a implementat o procedură pentru organizarea instruirii interne, care detaliază toate tipurile de instruire, duratele acestora, metodele de verificare a cunoștințelor și responsabilii pentru fiecare tip de instruire. Conform prevederilor legislative, instruirea în domeniul SSM se efectuează la angajare, la locul de muncă, periodic (cel târziu la fiecare 6 luni de la ultima instruire) și suplimentar (de exemplu, după un accident de muncă sau după o absență a salariatului de peste 30 de zile). Aceste instruirii sunt oferite gratuit, în timpul programului de lucru, de către specialiști SSM sau conducătorii locurilor de muncă, iar eficiența lor este evaluată prin testarea cunoștințelor acumulate.

	Angajați		Nesalariați		Angajați din lanțul valoric	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
Procentul persoanelor din forța de muncă proprie care sunt acoperite de sistemul de management al sănătății și siguranței al întreprinderii pe baza cerințelor legale și/sau a standardelor sau orientărilor recunoscute	100%	100%	0	0	0	0
Numărul de decese ca urmare a vătămărilor legate de muncă și a bolilor legate de muncă;	0	0	0	0	0	0
Numărul și rata accidentelor de muncă care pot fi înregistrate	3	2	0	0	0	0
Numărul cazurilor de boli legate de muncă care pot fi înregistrate	0	0	0	0	0	0
Numărul de zile pierdute ca urmare a vătămărilor legate de muncă și a deceselor cauzate de accidente legate de muncă, a bolilor legate de muncă și a deceselor cauzate de boli	181 zile	301 zile	0	0	0	0

Indicatorii incluși în prezentul raport nu au făcut obiectul unei verificări de către un alt organism extern, în afara furnizorului de asigurare.

COMUNITĂȚILE AFECTATE

ESRS S3

Strategie și concepte legate de comunitățile afectate

Interesele și punctele de vedere ale părților interesate

SBM-2, SBM-3

Grupul Hidroelectrica urmează o serie de procese legate de consultarea comunităților care ar putea fi afectate de activitățile Grupului, în special în cadrul procedurilor de obținere a acordurilor și autorizațiilor de mediu (informarea publică prin anunțuri în presă, pe website-ul Agențiilor de Protecția Mediului și/sau pe website companiei, participarea publicului, după caz la diverse dezbateri publice, în funcție de procedura de mediu parcursă).

Grupul a identificat ca potențiale comunități afectate cele care locuiesc sau lucrează în jurul amplasamentelor Grupului. Nu au fost identificate comunități afectate pe lanțul valoric sau populații indigene care să fie afectate de operațiunile Grupului.

Grupul Hidroelectrica ia în considerare impacturile asupra comunităților, precum și riscurile și oportunitățile în strategia și modelul de afaceri, inclusiv pentru grupurile vulnerabile.

Impacturile pozitive asupra comunităților derivă din modelul de afaceri al companiei, în sensul în care aceasta este un furnizor de energie la prețuri accesibile, iar amenajările hidrotehnice protejează localitățile prin controlul debitelor de apă, reducerea riscului de inundații și stabilizarea cursurilor de apă în perioadele cu precipitații abundente.

Impacturile negative potențiale indirecte legate de posibile întreruperi temporare în alimentarea cu apă potabilă brută a unor beneficiari care utilizează apa din amenajările hidroenergetice exploatate de Hidroelectrica, pentru livrarea către populația din zonele adiacente acestor amenajări, sunt cazuri izolate și sunt gestionate prin comunicarea prealabilă a necesității și duratei intervențiilor de natură tehnică, astfel încât beneficiarii respectivi să ia măsurile tehnice și legale necesare pentru asigurarea continuității alimentării cu apă a populației din zonele deservite.

Hidroelectrica a elaborat un Plan de implicare a părților interesate (SEP), care stabilește cadrul prin care compania asigură o comunicare structurată și continuă cu toate grupurile afectate sau interesate de activitățile sale. Planul urmărește asigurarea unui dialog continuu, prin identificarea și analiza părților interesate, consultări periodice și adaptarea comunicării în funcție de nevoile fiecărui grup. SEP este actualizat pe durata implementării proiectelor și include mecanisme clare de colectare și gestionare a sesizărilor, precum și activități dedicate comunităților locale. Prin acest proces, Hidroelectrica consolidează relații constructive, gestionează riscurile și contribuie la succesul proiectelor și dezvoltarea comunităților în care operează.

Tabelul de mai jos prezintă IRO-urile materiale identificate în urma derulării analizei de dublă materialitate, detaliat în cadrul secțiunii ESRS 2 Analiza de dublă materialitate. Aceste IRO-uri se referă la comunitățile identificate de Grup drept comunități potențial afectate.

Comunitățile afectate	Impact	Localizare pe lanț valoric	Risc/Oportunitate
Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților în care operăm	Impact pozitiv , prin furnizare de energie la prețuri accesibile. În plus, amenajările hidroenergetice au rol în atenuarea undelor de viitură, alimentarea cu apă a localităților, irigații, pisciculturi, navigație prin ecluzare, recreere și turism, stimularea economiei locale (locuri de muncă și conectivitate rutieră).	Operațiuni proprii	Oportunitate: Hidroelectrica SA poate investi în dezvoltarea unor proiecte sustenabile de care să beneficieze direct comunitățile locale, cum ar fi educația, sănătatea sau formarea profesională. De asemenea, poate colabora cu autoritățile locale pentru a sprijini păstrarea identității culturale și protecția patrimoniului.
Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților în care operăm	Impactul negativ potențial indirect – Posibile întreruperi temporare în alimentarea cu apă potabilă brută a unor beneficiari care utilizează apa din amenajările hidroenergetice exploatare de Hidroelectrica, acești beneficiari având responsabilitatea alimentării cu apă potabilă a comunităților inclusiv în situații excepționale și inclusiv responsabilitatea asigurării sursei de rezervă.	Operațiuni proprii	Nu au fost identificate riscuri sau oportunități materiale pentru această sub-temă.
Drepturile civile și politice ale comunităților în care operăm	Impact pozitiv , proiectele și activitățile Hidroelectrica se supun procedurilor de obținere a actelor de reglementare de mediu cu consultare publică, respectând toate drepturile civile și politice ale comunităților în care operează.	Operațiuni proprii	Nu au fost identificate riscuri sau oportunități materiale pentru această sub-temă.

Politici legate de comunitățile afectate

S3-1

Angajamentul Hidroelectrica SA pentru comunitățile afectate identificate se reflectă prin politicile de guvernare corporativă adoptate, dintre care se menționează [Politica Hidroelectrica](#), [Politica Hidroelectrica privind donațiile și sponsorizările](#) și Politica de Responsabilitate Socială Hidroelectrica, precum și acțiunile întreprinse menționate în subcapitolul de mai jos.

La nivelul celorlalte entități din Grup există, de asemenea, politici relevante pentru relația cu comunitățile. În cazul UCMH sunt aplicabile Politica UCMH, Politica privind donațiile și sponsorizările și Politica de

responsabilitate socială corporativă (CSR), care includ prevederi privind implicarea în comunitate și sprijinirea proiectelor sociale.

Hidroelectrica SA nu deține o politică de sine stătătoare, aliniată cu standardul ESRS. IRO-urile identificate materiale urmează să fie integrate în noua Strategie de Sustenabilitate, nefiind abordate specific în politicile actuale. La momentul redactării raportului țintele și indicatorii sunt în curs de actualizare, ca urmare a nevoii de aliniere cu standardul ESRS a IRO materiale însă aprobarea noii strategii a fost amânată și va fi aprobată după adoptarea standardelor ESRS revizuite.

Prin Politica Hidroelectrica, Societatea se angajează să susțină și să respecte protejarea drepturilor internaționale ale omului (GCP-1) și să asigure neimplicarea în activități care încalcă/pot încălca drepturile omului (GCP-2).

Politica Hidroelectrica privind donațiile și sponsorizările stabilește principii pentru acordarea sprijinului financiar. Aceasta prioritizează protecția mediului, sănătatea, educația, cercetarea și sportul, sprijinind proiecte care promovează dezvoltarea durabilă și solidaritatea socială. Procesul de aprobare implică un comitet dedicat, iar beneficiarii trebuie să raporteze impactul proiectelor, asigurându-se că acestea contribuie semnificativ la obiectivele de sustenabilitate ale companiei.

În cadrul Hidroelectrica SA, responsabilitatea pentru implementarea politicilor de implicare comunitară și sustenabilitate este asumată la nivelul Directoratului.

Grupul Hidroelectrica investește în inițiative de educație, facilitând accesul la resurse educaționale moderne și susținând dezvoltarea competențelor viitoarelor generații. De asemenea, Societatea sprijină proiecte de sănătate și promovarea unui stil de viață sănătos. În domeniul cultural și sportiv, Hidroelectrica SA finanțează evenimente și activități care încurajează participarea comunitară și valorificarea tradițiilor locale.

Nu s-au identificat cazuri de nerespectare a Principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului, a Declarației OIM cu privire la principiile și drepturile fundamentale la locul de muncă sau a Orientărilor OCDE pentru întreprinderile multinaționale în care să fie implicate comunitățile afectate.

Procese de colaborare cu comunitățile afectate cu privire la impacturi

S3-2

Entitățile din cadrul Grupului organizează împreună cu autoritățile de mediu sesiuni de consultare publică în cadrul procedurilor de obținere a autorizațiilor și avizelor necesare activității. Consultările cu comunitățile locale sunt realizate în special pentru obținerea acordurilor și autorizațiilor de mediu, conform reglementărilor legale aplicabile, iar frecvența acestora este stabilită în procedurile specifice de reglementare. Acordul de mediu este emis de autoritatea competentă pentru protecția mediului și stabilește condițiile care trebuie respectate în cazul unui proiect de dezvoltare sau modificare. Procedura de evaluare a impactului asupra mediului, referitoare la proiectele publice și private, precum și procedura de autorizare implică organizarea unor consultări publice, în conformitate cu Directiva UE transpusă în legislația națională.

Toate consultările și dezbaterile publice sunt deschise membrilor comunității, indiferent de gen, vârstă, pregătire sau etnie. În proces pot fi implicate organizații locale și lideri comunitari pentru a înțelege și adresa nevoile comunităților vulnerabile, inclusiv ale grupurilor marginalizate. Observațiile sunt analizate și luate în considerare în procesul decizional al procedurilor de autorizare.

Grupul Hidroelectrica colaborează cu comunitățile afectate, inclusiv cu reprezentanți ai autorităților locale și organizații competente, prin întâlniri și prin dezvoltarea și implementarea a diverse proiecte de responsabilitate socială, în funcție de nevoile identificate. Colaborarea are loc pe întregul ciclu al proiectelor, de la planificare la implementare, cu întâlniri regulate pentru informare și consultare. Responsabilitatea privind dezvoltarea acestor activități este asigurată de Compartimentul de Relații Publice, proiectele de responsabilitate socială fiind aprobate de Directorat. În anul 2025 interacțiunile au

avut loc în principal în contextul procedurilor de reglementare și al solicitărilor punctuale primite din partea autorităților locale sau comunităților. Hidroelectrica SA derulează un proces de consultare a părților interesate în cadrul analizei de dublă materialitate în care sunt implicate și comunitățile în care Societatea își desfășoară activitatea, prin intermediul ONG-urilor și altor asociații. Aceste consultări au loc la intervale de cel mult trei ani, sau mai frecvent dacă situația o cere. În anul 2025 nu a fost derulat un astfel de proces deoarece nu au intervenit schimbări majore de natură să necesite reluarea întregului proces de dublă materialitate.

Referitor la evaluarea eficacității colaborării cu comunitățile prin analiza de dublă materialitate, aceasta constă în măsurarea impactului activităților Grupului asupra acestora, dar și în obținerea feedback-ului direct de la părțile interesate.

Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care comunitățile afectate își pot exprima preocupările

S3-3

Comunitățile locale pot folosi canalele de comunicare puse la dispoziție de către Hidroelectrica SA (și detaliate în secțiunea S4-3) pentru a adresa eventuale sesizări în interes public.

Un alt mod prin care comunitățile afectate pot exprima opinii și preocupări este prin intermediul canalelor media. Imaginea publică a unei companii de energie are un impact semnificativ asupra relațiilor sale cu clienții, partenerii și autoritățile. În cazul în care apar crize sau evenimente negative, cum ar fi accidente sau incidente, monitorizarea media poate dezvălui preocupările publicului și ale ONG-urilor față de impactul activităților Grupului Hidroelectrica. Feedback-ul public și media oferă informații despre percepția comunității asupra activității Grupului, facilitând implementarea unor măsuri de îmbunătățire continuă și ajustarea strategiilor de responsabilitate socială corporativă (CSR).

Hidroelectrica SA nu deține în prezent un sistem dedicat de urmărire a progresului și soluționării feedback-ului venit din partea comunităților afectate, însă analizează oportunitatea elaborării unei proceduri interne dedicate gestionării și monitorizării feedback-ului provenit din partea comunităților afectate. În prezent nu a fost stabilit un termen formal de implementare, însă acest aspect este avut în vedere în cadrul procesului de aliniere la cerințele ESRS, după aprobare Strategiei la nivelul companiei.

În situațiile în care activitățile Grupului Hidroelectrica pot genera impacturi negative asupra comunităților afectate, cum ar fi întreruperi temporare în alimentarea cu apă brută a unor beneficiari care utilizează apă din amenajările hidroenergetice, societatea aplică măsuri de prevenire și remediere în conformitate cu condițiile stabilite în actele de reglementare de mediu și de gospodărire a apelor, precum și cu regulamentele de exploatare ale amenajărilor hidroenergetice. Eficacitatea măsurilor implementate este evaluată prin monitorizarea parametrilor operaționali și a condițiilor stabilite în actele de reglementare.

Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra comunităților afectate și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de comunitățile afectate, precum și eficacitatea acestor acțiuni

S3-4

Nu sunt formulate acțiuni în conformitate cu prevederile din ESRS 2 MDR-A în ceea ce privește comunitățile afectate de-a lungul lanțului valoric. Nu au fost identificate riscuri materiale asociate acestei teme.

În ceea ce privește impacturile negative semnificative asociate posibilelor întreruperi temporare în alimentarea cu apă potabilă brută a comunităților deservite indirect prin beneficiarii (Compania de apă, administrații locale) care utilizează apă din amenajările hidroenergetice ale Hidroelectrica, compania implementează acțiuni preventive esențiale, precum comunicarea prealabilă a necesității și duratei intervențiilor tehnice, pentru a permite beneficiarilor să ia măsurile necesare de asigurare a continuității

alimentării cu apă potabilă și activarea surselor alternative. Acest proces oferă cadrul prin care societatea stabilește abordarea adecvată pentru fiecare situație (de ex. programarea lucrărilor tehnice în perioade cu cerere scăzută sau cu risc hidrologic redus, pentru a evita întreruperile neplanificate), inclusiv atunci când este necesară coordonarea cu autoritățile locale sau cu alți operatori implicați în alimentarea cu apă (consultări periodice cu ANAR, autoritățile locale și operatorii de apă pentru stabilirea comună a măsurilor de protecție pentru comunitățile posibil afectate).

Cu toate acestea, Grupul se implică în proiecte de interes pentru comunități. Unul dintre pilonii ESG ai Strategiei de Sustenabilitate din 2023 este adresat comunităților locale, cu obiectivul strategic de implicare proactivă și transparentă în proiectele de interes local, în sprijinirea comunității în zonele în care Hidroelectrică activează.

În cursul anului 2025 Strategia de Sustenabilitate a fost supusă unui proces de actualizare astfel încât să cuprindă într-o măsură mai detaliată sub-temele identificate ca fiind materiale în contextul raportării ESRS pentru anul fiscal 2024. În cadrul acestui proces au fost evaluate politicile existente la nivel de Grup, o serie de acțiuni, ținte și indicatori precum și modalitatea de monitorizare și evaluare a acestora, însă varianta finală a Strategiei va fi aprobată după adoptarea standardelor ESRS revizuite și după evaluarea implicațiilor generate de volatilitatea legislativă din ultima perioadă.

În situația în care, în mod excepțional, activitățile de exploatare sau lucrările tehnice desfășurate de Hidroelectrică ar conduce la întreruperi temporare în alimentarea cu apă brută a utilizatorilor din aval, compania colaborează cu operatorii de apă și cu autoritățile competente pentru identificarea și implementarea măsurilor necesare de remediere și limitare a impactului asupra comunităților afectate. În funcție de circumstanțe, aceste măsuri pot include adaptarea programului de exploatare, asigurarea unor debite adecvate sau alte soluții tehnice stabilite împreună cu autoritățile competente. Identificarea și gestionarea acestor situații se realizează prin monitorizarea permanentă a condițiilor de exploatare ale amenajărilor hidroenergetice, prin colaborarea cu Administrația Națională „Apele Române”, autoritățile locale și operatorii de apă. Eficacitatea măsurilor implementate este evaluată prin monitorizarea parametrilor operaționali și prin dialogul cu autoritățile și operatorii implicați.

Acțiunile pe care Hidroelectrică SA le-a întreprins până în prezent, precum și cele pe care și le-a propus pe termen mediu (2024-2026) legate de tema implicării în comunitate sunt:

- Hidroelectrică SA a dezvoltat un Plan de Implicare a Părților Interesate (Stakeholders Engagement Plan - SEP) cu scopul de a aborda nevoile comunităților locale, în special ale celor vulnerabile. Obiectivul principal al SEP este identificarea comunităților vulnerabile, evaluarea nevoilor acestora și stabilirea unui plan de acțiune pentru a le satisface. SEP subliniază importanța furnizării informațiilor accesibile și semnificative, asigurarea adecvării culturale, promovarea dialogului bidirecțional și integrarea feedback-ului în programele companiei. De asemenea, planul prevede mecanisme pentru abordarea preocupărilor părților interesate, asigurând incluziunea și transparența pe parcursul procesului de implicare.
- Realizarea unei evaluări privind nevoile comunității (ENC) pentru a înțelege mai bine nevoile critice ale comunităților (întocmită în 2024)
- Pregătirea unui Plan de dezvoltare a comunităților care să detalieze proiectele convenite cu fiecare comunitate (în anul 2025 nu s-au aprobat cererile de sponsorizare pentru implementarea proiectelor incluse în plan; planul va fi revizuit conform noii Strategii de sustenabilitate aprobate și a planului de acțiune actualizat).

Pentru a planifica și implementa acțiunile viitoare legate de Evaluarea Nevoilor Comunităților Locale (ENC), pe baza informațiilor din Registrul Național al Caselor fără Energie Electrică din România furnizat de Ministerul Energiei, au fost identificate Unități Administrativ-Teritoriale (UAT) în care Hidroelectrică SA activează și unde există grupuri vulnerabile din punct de vedere energetic.

Pe parcursul anului 2025 Hidroelectrică SA a susținut diverse proiecte în domeniul sănătate, sport, cultură, educație. Eficacitatea acestor acțiuni este evaluată prin monitorizarea numărului de beneficiari, iar rezultatele obținute sunt folosite pentru îmbunătățirea continuă a programelor. În vederea monitorizării

utilizării fondurilor acordate prin sponsorizare, conform art. 4.5 din contractul de sponsorizare, după finalizarea contractului solicităm beneficiarului ca, în termen de maximum 60 de zile, să transmită un raport care să prezinte rezultatele obținute și impactul proiectului, însoțit de documentele justificative aferente cheltuielilor efectuate.

În anul 2025, Hidroelectrica SA a cheltuit **8.780.060** lei, astfel:

- **50.000 lei în domeniul protecției mediului**
- **3.512.760 lei în domeniul sănătății**
- **2.951.850 lei în domeniul sportului**
- **767.150 lei în domeniul cultural**
- **669.600 lei în domeniul social**
- **828.700 lei în domeniul educație și cercetare.**

Hidroelectrica SA a contribuit și va contribui din surse proprii prin sponsorizările acordate la susținerea coeziunii sociale, la dezvoltarea comunității, a sectorului medical, educației și culturii, mediului înconjurător și sportului. Anual, Hidroelectrica SA publică pe site-ul propriu un raport detaliat privind sponsorizările acordate, disponibil [aici](#).

În anul 2025, UCMH a investit în învățământul dual (profesional și universitar) suma de 49.459 lei.

În anul 2025 nu au fost identificate evenimente de mediu semnificative care să fi generat impacturi materiale asupra comunităților afectate. În consecință, nu au fost necesare măsuri de remediere față de cele prevăzute în condițiile normale de operare stabilite prin autorizațiile de mediu, autorizațiile de gospodărire a apelor și planurile de urgență internă aplicabile amplasamentelor Grupului Hidroelectrica. Nu au fost raportate probleme și incidente grave privind drepturile omului în cadrul comunităților din zonele de activitate a Grupului Hidroelectrica.

Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative

S3-5

Din țintele strategice cu privire la Comunitățile locale, stabilite în anul 2023 prin Raportul de Sustenabilitate 2023, Hidroelectrica SA a îndeplinit cele două ținte aferente anului 2024, prin întocmirea Raportului ENC (Evaluarea Nevoilor Comunității) și elaborarea Planului de programe pentru satisfacerea nevoilor identificate urmând ca după actualizarea Strategiei să demarăm faza de implementarea a proiectelor.

Pilon ESG	Temă	Obiectiv	Inițiativă/acțiune	Indicator de performanță	Țintă	Termen
Comunitățile locale	Implicarea în comunitate	Implicarea proactivă și transparentă în relația cu comunitățile locale în fazele decizionale cu impact social	Dezvoltarea unui Plan privind implicarea părților interesate (SEP)	Numărul de ENC realizate	Raport ENC (adresând operațiuni diferite)	2024
			Realizarea unei evaluări privind nevoile comunității (ENC) pentru a înțelege mai bine nevoile critice ale comunităților	Numărul de comunități în care s-au finalizat proiecte, dezvoltate în baza unui ENC	Elaborare Plan de programe pentru satisfacerea nevoilor identificate	2024
			Pregătirea unui Plan de dezvoltare a comunităților care să detalieze proiectele convenite cu fiecare comunitate	Implementare proiect	2 comunități (câte 1 proiect/comunitate)	2026

CONSUMATORII ȘI UTILIZATORII FINALI

ESRS S4

Strategie și concepte legate de protecția consumatorilor și utilizatorilor finali

Interesele și punctele de vedere ale părților interesate

SBM-2

Consumatorii finali sunt considerați părți interesate esențiale pentru Grupul Hidroelectrică, fiind incluși în categoria „Clienți”. Compania acționează atât ca vânzător angro, cât și ca furnizor de energie electrică direct către consumatorii finali, inclusiv clienți casnici și business, care cuprind afaceri din diverse sectoare industriale, precum fabricarea automobilelor, telecomunicații și construcții.

Grupul Hidroelectrică își adaptează strategia pentru a răspunde nevoilor și așteptărilor clienților și promovează o comunicare transparentă cu clienții.

Interesele și punctele de vedere ale clienților Hidroelectrică SA sunt variate și complexe, reflectând necesități economice, sociale și de mediu. Hidroelectrică SA integrează interesele și drepturile consumatorilor, i, în strategia și modelul său de afaceri.

În anul 2025, identificarea intereselor și a punctelor de vedere ale clienților s-a realizat prin mecanismele operaționale existente de interacțiune cu consumatorii, precum analiza solicitărilor și reclamațiilor primite prin canalele de relații cu clienții, interacțiunile din call center, activitatea centrelor de relații cu clienții și comunicările primite prin canalele digitale ale companiei. Informațiile rezultate din aceste interacțiuni sunt analizate periodic pentru a identifica principalele preocupări ale clienților și pentru a îmbunătăți procesele operaționale și serviciile oferite.

Chestionarele de satisfacție a clienților s-au aflat în faza de testare la finalul anului 2025 și nu au fost utilizate operațional pentru identificarea nevoilor clienților în perioada de raportare.

Interesele clienților pot fi sintetizate în mai multe categorii principale, precum:

- **Continuitatea serviciului:** Clienții doresc acces neîntrerupt la energie electrică, solicitând stabilitate și fiabilitate în furnizarea de energie.
- **Tarife competitive:** Clienții doresc tarife accesibile și competitive pentru energia electrică, având în vedere impactul acestora asupra costurilor de trai și de producție.
- **Transparența costurilor:** Clienții apreciază transparența în structura tarifelor și claritatea în facturare.
- **Standardele de calitate:** Asigurarea unui nivel înalt de calitate a serviciilor, inclusiv timpi de reacție rapizi la solicitări și promptitudinea în rezolvarea problemelor, sunt apreciate de consumatori.
- **Reducerea emisiilor:** Clienții sunt tot mai preocupați de impactul asupra mediului și preferă companiile care iau măsuri pentru a reduce emisiile de gaze cu efect de seră și alte substanțe poluante. Hidroelectrică SA răspunde acestor preocupări, fiind un producător de energie 100% regenerabilă.
- **Etică și responsabilitate:** Transparența și etica în operarea societății, inclusiv respectarea drepturilor consumatorilor și responsabilitatea socială, sunt subiecte de interes pentru clienți.
- **Impactul asupra comunității:** Clienții sunt interesați de modul în care activitățile societății afectează comunitățile locale și de contribuția potențială pozitivă a societății la dezvoltarea acestora.
- **Dialog și colaborare:** Deschiderea societății de a comunica și colabora cu comunitățile locale și cu autoritățile este apreciată de această categorie de părți interesate.

Aceste puncte de vedere și interese sunt esențiale pentru strategiile și operațiunile Hidroelectrică SA, influențând satisfacția clienților și succesul pe termen lung al societății. Compania, prin programul de

investiții, activitățile curente precum și politicile și procedurile implementate depune eforturi pentru îndeplinirea așteptărilor clienților. Interesele și feedback-ul clienților sunt luate în considerare în definirea priorităților companiei, inclusiv în dezvoltarea segmentului de furnizare, îmbunătățirea canalelor de relații cu clienții și digitalizarea serviciilor. De asemenea, cerințele privind transparența, continuitatea serviciului și protecția drepturilor consumatorilor influențează modul de furnizare a energiei electrice și dezvoltarea procedurilor interne privind relația cu clienții, contribuind la adaptarea modelului de afaceri la așteptările pieței.

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative referitoare la clienții Hidroelectrica SA sunt evaluate la un interval de maxim 3 ani pentru a se asigura o aliniere cu strategia și modelul de afaceri ale Hidroelectrica SA, având în vedere atât aspectele de mediu, cât și cele economice și sociale. Parte din Planul Strategic de Sustenabilitate (2023), a fost definit în anul 2023 un set de piloni de sustenabilitate asupra cărora Societatea se focusează pe termen scurt, mediu și lung. Dintre pilonii ESG ai Strategiei de Sustenabilitate, unul este adresat clienților, cu obiectivul strategic de garantare a accesului la energie curată și la prețuri accesibile și îmbunătățirea permanentă a relației cu clienții.

O actualizare a Strategiei de Sustenabilitate a fost demarată în anul 2025, pentru alinierea cu IRO-urile materiale identificate în contextul raportării ESRS pentru anul fiscal 2024, însă varianta finală a Strategiei va fi aprobată după adoptarea standardelor ESRS revizuite și după evaluarea implicațiilor generate de schimbările legislative din ultima perioadă.

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri

SBM-3

Strategia și modelul de afaceri ale Grupului Hidroelectrica sunt construite astfel încât impacturile asupra consumatorilor finali de energie electrică să fie pozitive pe termen lung. Grupul Hidroelectrica acoperă nevoile unui spectru larg de consumatori, inclusiv mari consumatori industriali, gospodării rezidențiale și comunități locale.

Impacturile reale și potențiale asupra consumatorilor, inclusiv cele legate de transparența informațiilor, corectitudinea facturării și continuitatea furnizării energiei electrice, protecția datelor cu caracter personal, sunt direct legate de strategia și modelul de afaceri ale Grupului Hidroelectrica, care includ atât producția, cât și furnizarea de energie electrică către consumatori finali.

Aceste impacturi derivă din procesele operaționale, din modul de gestionare a relației cu clienții și din obligațiile legale și contractuale aplicabile activității de furnizare.

În același timp, gestionarea acestor impacturi stă la baza adaptării continue a modelului de afaceri și a strategiei comerciale. De exemplu, Grupul a implementat sisteme digitale dedicate relației cu clienții (portal online, factură electronică, canale dedicate de comunicare), precum și mecanisme de monitorizare și corectare a eventualelor erori de facturare, pentru a asigura transparența și acuratețea informațiilor furnizate. De asemenea, strategia de diversificare a surselor de producție și investițiile în modernizarea infrastructurii contribuie la creșterea siguranței furnizării și la reducerea riscului de neîndeplinire a obligațiilor contractuale.

Evaluarea periodică a impacturilor, riscurilor și oportunităților asociate relației cu consumatorii, inclusiv prin monitorizarea indicatorilor operaționali, a sesizărilor primite și a cerințelor de reglementare, contribuie la ajustarea continuă a proceselor operaționale și comerciale, susținând adaptarea strategiei și a modelului de afaceri în vederea menținerii încrederii consumatorilor și a conformității cu cerințele aplicabile.

Impactul, riscurile și oportunitățile asociate consumatorilor, identificate în urma analizei de dublă materialitate, descrisă în Secțiunea ESRS 2 Analiza de dublă materialitate, sunt rezumate în tabelul de mai jos. Impactul, riscurile și oportunitățile identificate sunt aplicabile tuturor categoriilor de consumatori finali

menționați anterior (clienți casnici și business). Menționăm că politicile, acțiunile, procesele și indicatorii prezentați în acest capitol reflectă activitatea curentă a companiei și nu sunt legate specific de rezultatul analizei de dublă materialitate, însă, acolo unde a fost posibil informațiile au fost prezentate astfel încât să răspundă cerințelor din standardul ESRS.

Subtema	Impact	Localizare pe lanț valoric	Risc/ Oportunitate
Impacturi legate de informare	Impact negativ , în cazul în care societatea nu livrează conform așteptărilor clienților privind transparența, informarea publicului și conștientizarea beneficiilor energiei regenerabile.	Operațiuni proprii, în aval	Risc financiar potențial generat de pierderea unor consumatori finali și implicit a veniturilor aferente, dacă nu se implementează îmbunătățirea proceselor aplicabile pe segmentul de furnizare al Hidroelectrica.

Tema satisfacției și nevoilor consumatorilor finali este relevantă doar pentru Hidroelectrica SA, nu și pentru filialele sale, Hidroserv și UCMH. Aceasta deoarece Hidroelectrica SA se concentrează pe furnizarea de energie electrică direct către consumatori, în timp ce Hidroserv și UCMH oferă servicii și produc echipamente pentru Hidroelectrica SA, fără a influența direct experiența clienților finali.

Gestionarea impacturilor, a riscurilor și a oportunităților

Politici privind consumatorii și utilizatorii finali

S4-1

Hidroelectrica SA furnizează clienților finali preponderent energie electrică din producția proprie, din surse regenerabile de energie (hidroelectric/eolian). **Clienții finali ai Hidroelectrica SA** în anul 2025 sunt reprezentați de clienții casnici și business. Mai multe detalii despre structura portofoliului de furnizare al Hidroelectrica SA se regăsesc în *Capitolul 6.1.3.– Activitatea de furnizare a energiei electrice* din Raportul Anual.

Pentru a gestiona riscurile, oportunitățile și impacturile asupra clienților, Hidroelectrica SA a implementat următoarele politici și proceduri care se aplica tuturor clienților finali:

- **Codul etic:** Acesta definește comportamentele așteptate în relațiile cu clienții și consumatorii, promovând o cultură bazată pe respectarea legilor și reglementărilor. Codul reflectă valorile Hidroelectrica, cum ar fi integritatea, responsabilitatea socială, aspecte legate de concurență sau confidențialitatea datelor și se aplică tuturor angajaților, indiferent de poziția ocupată, precum și în relațiile cu clienții, furnizorii, societatea civilă, comunitățile locale și alte părți interesate. Domeniul său de aplicare acoperă întreaga organizație și toate interacțiunile acestora pe lanțul valoric, atât amonte, cât și aval.

Prin stabilirea acestor reguli de conduită, Codul etic contribuie la gestionarea impacturilor asupra consumatorilor asociate lipsei de transparență, comportamentelor neconforme sau utilizării necorespunzătoare a informațiilor și susține menținerea încrederii în relația dintre companie și clienți.

Implementarea și actualizarea Codului etic sunt realizate în cadrul mecanismelor interne de guvernare ale companiei, sub supravegherea conducerii executive și cu aprobarea Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica. În acest context, la nivelul societății este desemnat un Consilier de Etică, responsabil de activitatea de consiliere etică și de monitorizarea aplicării principiilor și regulilor de conduită stabilite prin Codul etic.

Aplicarea Codului etic este susținută și prin mecanisme interne de raportare a încălcărilor normelor etice și ale legislației aplicabile, care permit angajaților și partenerilor să semnaleze eventuale nereguli în condiții de confidențialitate.

În acest mod, Hidroelectrica asigură o comunicare corectă și responsabilă cu publicul și contribuie la reducerea riscului de pierdere potențială a consumatorilor finali, prin promovarea unui comportament integru și conform în relația cu clienții și celelalte părți interesate.

Politica Hidroelectrica susține orientarea către clienți și îmbunătățirea nivelului de satisfacție al acestora, precum și al altor părți interesate, fiind aplicabilă tuturor activităților desfășurate de companie, și contribuind la îmbunătățirea permanentă a performanței sociale a companiei.

Implementarea acestei politici este realizată în cadrul mecanismelor interne de guvernanță ale companiei, sub supravegherea conducerii executive și cu aprobarea Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica.

Politica are în vedere cerințele legislației naționale aplicabile, obiectivele de dezvoltare durabilă ale Organizației Națiunilor Unite (The United Nations's 17 Sustainable Development Goals), Principiile UN Global Compact (UN Global Compact 10 Principles), Codul de Guvernare Corporativă al Bursei de Valori București și cerințele specifice standardelor ISO.

Prin aplicarea acestor principii, Hidroelectrica contribuie la gestionarea impacturilor asupra consumatorilor asociate calității serviciilor furnizate, transparenței în relația cu clienții și responsabilității sociale a companiei, susținând dezvoltarea unor relații durabile și bazate pe încredere cu consumatorii și celelalte părți interesate.

Politica Hidroelectrica se aplică tuturor angajaților companiei, partenerilor contractuali, entităților afiliate (Hidroserv și UCMH), precum și clienților, consumatorilor și altor părți interesate din lanțul valoric amonte și aval. Politica acoperă relațiile cu clienții și publicul, protecția datelor persoanelor vizate, managementul impacturilor asupra mediului, respectarea drepturilor omului, condițiile de muncă, sănătatea și securitatea angajaților, precum și standardele de integritate și anticorupție aplicabile în toate interacțiunile interne și externe ale societății.

Proceduri interne de Management al Relației cu Clienții: Aceste proceduri cuprind reglementări pentru activități precum negocierea precontractuală, rezolvarea reclamațiilor, gestionarea contractelor, facturarea serviciului de furnizare și evaluarea satisfacției clienților. Obiectivul acestor proceduri este îmbunătățirea relațiilor cu consumatorii finali de energie electrică, inclusiv în ceea ce privește contractarea și facturarea energiei electrice furnizate, precum și timpul de soluționare a eventualelor reclamații. Prin aceste proceduri se gestionează impactul negativ generat de o comunicare insuficientă, lipsită de claritate sau transparență către clienți și public, precum și riscul financiar asociat pierderii consumatorilor finali, prin standardizarea proceselor de contractare, facturare, soluționare a reclamațiilor și evaluare a satisfacției, care contribuie la îmbunătățirea reală a experienței clienților. Aceste proceduri se aplică tuturor activităților desfășurate în cadrul Hidroelectrica S.A. în relația cu clienții finali, atât casnici, cât și business, acoperind procesele de contractare, facturare, gestionare a solicitărilor și reclamațiilor, precum și evaluarea satisfacției clienților. Implementarea și monitorizarea acestor proceduri sunt realizate la nivelul structurilor organizaționale responsabile de activitatea de furnizare și relații cu clienții, sub coordonarea conducerii executive a societății.

- Politica privind Protecția Datelor cu Caracter Personal: Cadrul intern de reglementare privind protecția datelor cu caracter personal este stabilit prin Regulamentul privind Protecția Datelor cu

Caracter Personal. Acesta definește principiile, regulile și responsabilitățile aplicabile prelucrării datelor cu caracter personal în cadrul companiei și stabilește cadrul organizatoric necesar pentru asigurarea unei prelucrări legale, corecte și transparente a datelor, precum și pentru protejarea confidențialității și securității acestora, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/679 și legislația națională aplicabilă.

Regulamentul include, ca parte integrantă, un set de politici interne care reglementează diferite aspecte ale prelucrării datelor cu caracter personal, inclusiv Politica privind Protecția Datelor cu Caracter Personal. Implementarea acestor politici este susținută prin proceduri operaționale interne dedicate.

Acest cadru se aplică tuturor activităților de prelucrare a datelor cu caracter personal desfășurate în cadrul Hidroelectrica S.A., inclusiv prelucrării datelor consumatorilor și utilizatorilor finali în contextul activității de furnizare a energiei electrice. Consumatorii sunt informați cu privire la modul de prelucrare a datelor lor cu caracter personal și la drepturile de care beneficiază prin note de informare puse la dispoziție prin canalele de comunicare utilizate în relația cu clienții, iar accesul la datele cu caracter personal ale acestora este limitat la personalul autorizat, în funcție de atribuțiile specifice.

La nivelul Hidroelectrica S.A. este desemnat un Responsabil cu Protecția Datelor (DPO), care îndeplinește atribuțiile prevăzute de cadrul legal aplicabil și sprijină organizația în asigurarea respectării cerințelor privind protecția datelor cu caracter personal.

Responsabilitatea pentru implementarea cadrului de reglementare privind protecția datelor cu caracter personal revine conducerii executive a Hidroelectrica S.A., iar monitorizarea conformității cu cerințele aplicabile este realizată de DPO, în colaborare cu structurile organizaționale implicate în activitățile de prelucrare a datelor cu caracter personal.

În anul 2025 nu au fost identificate cazuri de nerespectare a principiilor privind afacerile și drepturile omului în legătura cu consumatorii finali.

Hidroelectrica SA are implementată o procedură de măsurare a gradului de satisfacție a clienților, ce implică transmiterea de chestionare de satisfacție către clienți, utilizând două canale principale: un cod QR inclus pe factură, care direcționează clienții către un formular online, și solicitări de feedback trimise separat prin e-mail. Selecția clienților pentru aceste sondaje se face pe baza unor criterii, cum ar fi tipul de serviciu contractat și istoricul interacțiunilor cu compania. În plus, pentru clienții care vizitează personal birourile de relații cu clienții, există un sistem de feedback fizic, disponibil prin intermediul tabletelor instalate în zona recepției. Feedback-urile colectate sunt centralizate lunar și sunt raportate către Managerul de furnizare și Șeful Serviciului de Relații Clienții și Reclamații. În anul 2024 fost inițiat procesul de dezvoltare a procedurii privind monitorizarea satisfacției clienților pentru activitatea de furnizare, fiind definit indicatorul cheie de performanță „Scorul satisfacției clienților pentru activitatea de Furnizare”, cu o valoare țintă stabilită la 72%. La finalul anului 2025, instrumentul CSS se afla în testare, fiind derulate colectări de chestionare de satisfacție. În cadrul acestei faze de testare a rezultat un scor de satisfacție de 88,9%. Implementarea operațională a sistemului CSS (Customer Satisfaction Survey) este planificată începând cu anul 2026, când rezultatele vor fi utilizate sistematic în procesele de evaluare a satisfacției și identificare a nevoilor clienților.

Procedura are ca obiectiv monitorizarea satisfacției clienților și identificarea oportunităților de îmbunătățire a serviciilor de furnizare, contribuind la gestionarea impacturilor asociate calității serviciilor și comunicării cu consumatorii finali. Procedura se aplică activităților de furnizare desfășurate de Hidroelectrica S.A. în relația cu clienții casnici și business. Implementarea și monitorizarea acestora sunt realizate la nivelul structurilor responsabile de activitatea de furnizare și relații cu clienții, sub coordonarea conducerii executive a societății. La nivelul Hidroelectrica S.A. este instituit un cadru intern de reglementare care susține aplicarea politicii de protecție a datelor cu caracter personal în relația cu consumatorii și utilizatorii finali. Acest cadru este operaționalizat prin proceduri interne dedicate, care vizează gestionarea cererilor

persoanelor vizate, administrarea situațiilor care pot afecta securitatea datelor cu caracter personal, precum și evidența și monitorizarea activităților de prelucrare.

De asemenea, cadrul intern include mecanisme de evaluare a impactului prelucrărilor asupra protecției datelor, adaptate naturii și contextului operațiunilor desfășurate, inclusiv în situațiile care implică utilizarea temeiurilor juridice adecvate sau transferuri de date către state terțe, în conformitate cu cerințele legale aplicabile. Acest cadru se aplică tuturor activităților de prelucrare a datelor cu caracter personal desfășurate de Hidroelectrica S.A., inclusiv în relația cu consumatorii și utilizatorii finali din lanțul valoric aval. Implementarea politicilor și procedurilor aferente este responsabilitatea conducerii executive, iar monitorizarea conformității este realizată de Responsabilul cu Protecția Datelor (DPO).

Hidroelectrica SA se angajează să asigure accesul echitabil și nediscriminatoriu la energie electrică pentru toți consumatorii, în conformitate cu cadrul legislativ aplicabil și reglementările din sectorul energetic. În acest sens, compania respectă prevederile privind protecția consumatorilor, inclusiv a consumatorilor vulnerabili, acolo unde este aplicabil, și asigură aplicarea nediscriminatorie a condițiilor contractuale și comerciale.

De asemenea, Hidroelectrica implementează mecanisme de preluare și soluționare a solicitărilor și sesizărilor consumatorilor, asigurând un proces structurat de gestionare a acestora. Informații suplimentare privind mecanismele de raportare și gestionare a sesizărilor sunt prezentate în Politica de protecție a avertizorilor în interes public și în secțiunea G1 a prezentului raport.

Procese de colaborare cu consumatorii și utilizatorii finali cu privire la impacturi

S4-2

Hidroelectrica SA acordă importanță comunicării și transparenței față de clienți, dezvoltând continuu procesele sale de colaborare cu clienții și reprezentanții acestora. Actualizarea constantă a informațiilor disponibile pe website-ul companiei cu privire la aspecte de interes public este un exemplu, precum și publicarea comunicatelor de presă, modificări interne și/sau legislative.

Colaborarea se desfășoară pe parcursul diferitelor etape ale operațiunilor companiei - de la dezbaterile publice din cadrul procedurilor de reglementare, până la procesul de încheiere a contractelor de furnizare a energiei electrice, procesele de facturare și prelucrarea feedback-ului clienților.

Grupul Hidroelectrica colaborează direct cu consumatorii finali prin intermediul canalelor dedicate de comunicare și interacțiune, inclusiv portalul online de contractare, aplicația mobilă, centrele de relații cu clienții, call center, e-mail și alte canale digitale. Aceste mecanisme permit comunicarea directă cu consumatorii, gestionarea solicitărilor, transmiterea sesizărilor și colectarea feedback-ului, contribuind la înțelegerea perspectivelor și intereselor acestora.

Frecvența interacțiunilor variază în funcție de canalul utilizat și de tipul solicitării, acestea fiind înregistrate și gestionate prin sistemele interne de management al relației cu clienții.

Procesul include următoarele etape operaționale:

- **Preluarea și înregistrarea** solicitărilor în cadrul platformei de gestionare a solicitărilor și reclamațiilor, QDesk. În momentul primirii unei solicitări din partea clienților, aceștia primesc număr de înregistrare a solicitării în vederea asigurării trasabilității acesteia.
- **Clasificarea solicitărilor, încadrarea acestora în funcție de problematica alocată și alocarea** către nivelurile și serviciile responsabile de tratarea solicitării;
- **Analiză și soluționare** în termenele prevăzute de legislația în vigoare;
- **Comunicarea răspunsului** către client și închiderea cazului.

Monitorizarea și analiza datelor rezultate din aceste interacțiuni se realizează:

- **zilnic** – monitorizarea volumelor de solicitări și a termenelor de răspuns;
- **lunar** – analiza indicatorilor operaționali și a respectării termenelor din standardul ANRE;
- **periodic (trimestrial/anual)** – raportări interne și către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei privind activitatea de soluționare a solicitărilor și reclamațiilor clienților.

Evaluarea eficienței procesului de gestionare a solicitărilor și reclamațiilor se realizează prin indicatori operaționali și indicatori de calitate, în conformitate cu cerințele Standardul de performanță (Ord. ANRE nr. 83/2021) și procedurile interne dar și prin instrumente dedicate de tip CSS (Customer Satisfaction Survey).

Principalii indicatori utilizați sunt:

- rata de respectare a termenelor legale de răspuns;
- timpul mediu de soluționare a solicitărilor pe fiecare problematică;
- procentul de reclamații soluționate în termen.
- volum solicitări / reclamații în funcție de fiecare canal de intrare;

Standardul ANRE stabilește indicatori de calitate și obligația furnizorilor de a plăti compensații dacă nivelul garantat al indicatorilor nu este respectat.

Rezultatele acestor indicatori sunt utilizate pentru îmbunătățirea proceselor operaționale și pentru optimizarea experienței clienților.

Principalele etape în care are loc interacțiunea cu clienții sunt:

Etapă pre-contract unde principalele interacțiuni privesc:

- informarea asupra ofertelor și condițiilor de contractare;
- solicitările de contractare (schimbare furnizor, schimbare administrativă etc.);
- clarificările privind modul de facturare, modalități de plată, alte condiții contractuale.

Canale utilizate: Call Center, canale scrise (e-mail, formular unic de contact), centre de relații cu clienții, Self-Service (portal de contractare).

Etape de furnizare a serviciului unde principalele interacțiuni sunt legate de:

- modificări contractuale;
- transmitere index;
- facturare și plăți;
- solicitări operaționale sau reclamații privind serviciile oferite.

Aceste solicitări sunt gestionate prin intermediul platformei de gestionare a solicitărilor, QDesk, și sunt monitorizate conform indicatorilor de performanță.

Etapă Post-incident/post-soluționare unde principalele interacțiuni vizează:

- clarificări ulterioare soluționării unei solicitări/reclamații;
- acordarea eventualelor compensații conform standardelor de performanță;
- feedback din partea clientului privind modul de rezolvare.

Informațiile colectate în această etapă sunt analizate pentru identificarea cauzelor recurente și pentru implementarea măsurilor de îmbunătățire.

De asemenea, colaborarea are loc indirect prin intermediul reprezentanților legitimi și al autorităților competente, în special Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC), precum și alte instituții relevante, care au rol în protejarea drepturilor consumatorilor și supravegherea conformității furnizorilor de energie electrică. Aceste autorități pot transmite solicitări, sesizări sau recomandări relevante pentru protecția consumatorilor, care sunt analizate și gestionate conform procedurilor interne aplicabile.

Interacțiunile cu autoritățile competente și cu alte organisme relevante pentru protecția consumatorilor au loc în principal în contextul proceselor de reglementare, al gestionării sesizărilor transmise de consumatori către autorități, al raportărilor periodice și al solicitărilor punctuale de clarificare sau verificare. Frecvența acestor interacțiuni depinde de natura solicitărilor și de obligațiile de raportare stabilite prin cadrul de reglementare aplicabil activității de furnizare a energiei electrice.

Aceste interacțiuni cu autoritățile de reglementare și protecție a consumatorilor (ANRE, ANPC) sunt gestionate prin intermediul unui proces care include următoarele etape:

- Recepționarea solicitării – sesizările sunt primite prin canale oficiale (ANRE – prin intermediul platformei <https://spv.anre.ro>, ANPC – prin intermediul e-mail-ului transmis către clienti@hidroelectrica.ro).
- Înregistrarea și clasificarea – documentele sunt înregistrate în platforma de gestionare a solicitărilor, QDesk, și clasificate în funcție de tipologia solicitării (ofertare, contractare, intermedierea relației cu Operatorul de Distribuție, facturare, creanțe etc.)
- Analiză internă – situația este analizată de responsabilul alocat din cadrul Serviciului de Relații cu Clienții și Reclamații care, în colaborare cu alte servicii (Contractare Casnic, Contractare Business, Facturare, Recuperare Creanțe etc.) și se ocupă de gestionarea cazului.
- Formularea și transmiterea răspunsului - răspunsul este elaborat în conformitate cu cadrul legal și procedurile interne și este transmis atât clientului, cât și autorității în termenul solicitat de către aceasta.

Interacțiunile cu autoritățile se desfășoară:

- **continuu**, în funcție de sesizările sau solicitările primite din partea autorităților;
- **ocazional**, în cadrul acțiunilor de control.

Eficiența procesului de gestionare a solicitărilor provenite de la autorități este evaluată prin indicatori operaționali precum:

- **respectarea termenelor de răspuns** solicitate de autorități;
- **numărul de cazuri soluționate în termenul stabilit;**
- **rata de confirmare a conformității răspunsurilor** (lipsa solicitărilor suplimentare primite din partea autorității);
- **analiza tipologiilor de sesizări** pentru identificarea cauzelor recurente.

Rezultatele analizelor sunt utilizate pentru ajustarea proceselor interne, dacă situația o impune, și pentru îmbunătățirea relației cu clienții/autoritățile.

Exemple concrete de măsuri implementate care au rezultat în urma interacțiunilor cu autoritățile:

- Colectarea prin intermediul unui singur canal de comunicare (clienti@hidroelectrica.ro) a tuturor solicitărilor primite din partea autorităților.
- Actualizarea și dezvoltarea modului WIKI existent în Qdesk, acesta fiind disponibil specialiștilor din cadrul Serviciului de Relații cu Clienții și Reclamații. WIKI reprezintă o funcționalitate adaptată Serviciului de Relații cu Clienții și Reclamații unde se găsesc modurile și instrucțiunile de lucru, precum și procedurile interne aplicabile.
- Monitorizarea continuă a reclamațiilor și transmiterea nevoilor de implementare în sistemele informatice a dezvoltărilor care reduc motivele reclamațiilor depuse de clienți.
- Implementarea formularului unic de contact și optimizarea portalului de contractare pus la dispoziția clienților, precum și portalul de actualizare a datelor contractuale.

Eficiența acestor mecanisme de colaborare este evaluată prin monitorizarea modului de soluționare a solicitărilor și sesizărilor transmise prin intermediul autorităților, respectarea termenelor legale de răspuns și analiza eventualelor recomandări sau măsuri dispuse de autoritățile competente.

Principalele canale de comunicare:

- [Website-ul companiei](#)
- Centrele de relații cu clienții: [Program de lucru cu publicul](#)
- E-mail: clienti@hidroelectrica.ro contractare.business@hidroelectrica.ro
- Call Center: 021 9834, 021 9861 – dedicat solicitărilor generale primite din partea clienților Hidroelectrica
- Call Center: 0800 800 359 – dedicat transmiterii indexului autocitit în intervalul dedicat
- [Portalul de contractare](#) (dedicat clienților casnici, respectiv non-casnici)
- Portalul de actualizare date cu caracter personal (dedicat clienților casnici)
- Aplicația mobilă iHidro (permite Plata facturilor (doar pentru clienții casnici), folosind un card bancar/Google Pay/Apple Pay, Monitorizarea consumului, Gestionarea locurilor de consum, Vizualizarea facturilor, Transmiterea indexului în perioada alocată
- Canalele de social media
- Sistem de feedback online (formulare sau sondaje)

Responsabilitatea operațională pentru asigurarea colaborării cu consumatorii finali revine Departamentului de Furnizare, prin Serviciul Relații cu Clienții și Reclamații, care gestionează interacțiunile curente cu clienții, inclusiv solicitările, sesizările și feedback-ul acestora.

La nivel de conducere, responsabilitatea pentru supravegherea acestei activități și integrarea rezultatelor acesteia în procesele operaționale și comerciale revine conducerii executive responsabile de segmentul de furnizare, respectiv membrului Directoratului responsabil de activitatea de furnizare a energiei electrice. Acesta asigură implementarea măsurilor necesare pentru îmbunătățirea continuă a relației cu clienții și adaptarea proceselor operaționale, în conformitate cu strategia și obligațiile legale aplicabile.

Hidroelectrica SA are stabilit un cadru clar de monitorizare, prin realizarea de rapoarte trimestriale privind satisfacția clienților finali. Această abordare sistematică permite un proces continuu de analiză, ajustare și consolidare a relației cu clienții. În completarea acestora, pentru o imagine de ansamblu mai coerentă și relevantă, sunt întocmite și rapoarte semestriale, precum și un raport anual final, care sintetizează evoluțiile și tendințele înregistrate pe parcursul întregului an. În urma acestui proces au fost luate o serie de decizii/îmbunătățiri, cum are fi:

- Creșterea numărului de campanii de informare prin email marketing
- Reorganizarea și simplificarea informației prezentate pe pagina de internet, www.hidroelectrica.ro, și în ofertele comerciale
- Crearea unor ghiduri pentru diversele instrumente puse la dispoziția clienților.
- Optimizarea aplicației iHidro: o interfață mai prietenoasă, navigare mai clară.

La sfârșitul anului 2025, în urma sondajului de satisfacția clientului, transmis către un eșantion de clienți casnici, a rezultat un Net Promoter Score (NPS) în valoare de 64,2 puncte din maximumul de 100, ce demonstrează că serviciile și produsele oferite generează o percepție pozitivă.

NPS (Net Promoter Score) este o valoare numerică, exprimată ca un scor întreg, și poate fi interpretat în context, ca o măsură a satisfacției și loialității clienților. Un scor de peste 50, este catalogat cu calificativul *Excellent* și arată o loialitate și o satisfacție foarte bune ale clienților.

De asemenea, cu un procentaj de 75,3% promotori dominanți (procentajul clienților care au completat chestionarul de evaluare a satisfacției clienților și au oferit nota maximă 5 la întrebarea: „Cât de probabil

este să recomandați Hidroelectrică altor persoane?”), se poate concluziona existența unei baze solide de clienți.

Reclamațiile din partea clienților sunt gestionate în cadrul Departamentului de Furnizare, Serviciul de Relații cu Clienții și Reclamații conform Ordinului ANRE 83/2021. Acest ordin aprobă procedura-cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali. Procedura detaliază înregistrarea, investigarea, soluționarea și raportarea reclamațiilor formulate de furnizori și consumatori. Toate aceste activități sunt integrate în procesul „Analiza și soluționarea reclamațiilor clienților finali”.

Personalul implicat în colaborarea cu consumatorii finali, în special din cadrul Departamentului de Furnizare și al Serviciului Relații cu Clienții și Reclamații, beneficiază de instruire periodică și activități de consolidare a capacităților, care includ aspecte privind cadrul legal și de reglementare aplicabil (inclusiv cerințele ANRE), utilizarea sistemelor informatice dedicate gestionării relației cu clienții, precum și bune practici privind comunicarea cu clienții și soluționarea reclamațiilor. Aceste activități contribuie la asigurarea unui nivel adecvat de competență pentru gestionarea eficientă și conformă a interacțiunilor cu consumatorii finali.

Perspectivile consumatorilor sunt integrate în procesele operaționale și comerciale ale Grupului Hidroelectrică prin analiza sesizărilor, solicitărilor și feedback-ului primit prin canalele dedicate. De exemplu, în perioada de raportare, feedback-ul consumatorilor a contribuit la îmbunătățirea funcționalităților portalului online și a aplicației mobile, facilitând accesul la informațiile privind contractele, facturile și consumul de energie. De asemenea, analiza reclamațiilor a condus la optimizarea proceselor interne de facturare și comunicare cu clienții, contribuind la reducerea riscului de erori și la îmbunătățirea transparenței în relația cu consumatorii.

În cadrul activității de furnizare a energiei electrice, Grupul Hidroelectrică ia în considerare și perspectivele consumatorilor finali care pot fi considerați vulnerabili, inclusiv consumatori vulnerabili din punct de vedere financiar sau medical, în conformitate cu legislația națională aplicabilă privind protecția consumatorului vulnerabil.

Consumatorii vulnerabili pe criterii de venit sunt identificați pe baza listelor transmise de autoritățile administrației publice locale, în conformitate cu legislația aplicabilă privind acordarea ajutoarelor pentru încălzirea locuinței și a suplimentului pentru energie. Acești consumatori sunt marcați corespunzător în sistemele interne de facturare, iar facilitățile prevăzute de legislație (de exemplu suplimentul pentru energie sau ajutorul pentru încălzire în sezonul rece) sunt aplicate în conformitate cu informațiile primite de la autoritățile competente. De asemenea, consumatorii pot fi încadrați ca vulnerabili din motive medicale, pe baza documentației medicale depuse. În aceste situații, statutul este înregistrat în sistemele interne și comunicat operatorului de distribuție, care aplică obligațiile specifice prevăzute de cadrul de reglementare (de exemplu restricții privind deconectarea sau măsuri pentru asigurarea continuității alimentării).

Pentru a asigura accesibilitatea informațiilor și interacțiunilor cu consumatorii, compania utilizează mai multe canale de comunicare, inclusiv centre de relații cu clienții, call center, comunicare prin e-mail sau corespondență poștală, precum și informații dedicate publicate pe website-ul companiei privind drepturile și facilitățile aplicabile consumatorilor vulnerabili.

Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care consumatorii și utilizatorii finali își pot exprima preocupările

S4-3

Hidroelectrică S.A. pune la dispoziția consumatorilor și utilizatorilor finali canale dedicate prin care aceștia pot transmite sesizări, reclamații sau preocupări legate de serviciile furnizate, inclusiv legate de protecția datelor cu caracter personal. Aceste canale permit identificarea timpurie a potențialelor impacturi negative, precum lipsa de transparență, erori de procesare sau întârzieri în soluționarea solicitărilor, precum și

identificarea incidentelor sau riscurilor operaționale care pot afecta consumatorii, reprezentând un punct de pornire pentru măsuri corective și de prevenție.

Sesizările și reclamațiile primite sunt analizate și gestionate în cadrul proceselor interne aplicabile, în vederea clarificării situațiilor semnalate și, după caz, remedierii impacturilor identificate. În situațiile în care sunt identificate incidente sau riscuri recurente, acestea sunt documentate și integrate în procesele de îmbunătățire continuă, astfel încât măsurile adoptate să prevină reapariția unor probleme similare. Toate acțiunile de remediere sunt derulate cu respectarea cadrului legal aplicabil și a reglementărilor interne în vigoare. În cazul în care sesizările sau investigațiile interne indică riscuri sistemice sau incidente de securitate a datelor cu caracter personal, acestea sunt analizate pentru a determina cauzele și pentru a fundamenta măsuri de remediere și instruire suplimentară.

Pentru a sprijini prevenirea incidentelor și consolidarea unei culturi organizaționale orientate spre protecția datelor, Hidroelectrica S.A. implementează măsuri de instruire și conștientizare adresate angajaților. În anul 2025 au fost organizate 9 sesiuni de instruire cu tematică specifică protecției datelor cu caracter personal, adresate atât întregului personal, cât și angajaților implicați direct în procese operaționale care presupun prelucrarea datelor clienților. De asemenea, noii angajați beneficiază de instruire privind protecția datelor cu caracter personal la momentul angajării. Aceste sesiuni au avut rolul de a crește nivelul de conștientizare și responsabilizare a personalului în ceea ce privește protecția datelor și au fost dezvoltate inclusiv ca răspuns la riscuri sau incidente identificate anterior în activitatea operațională.

Eficiența măsurilor de instruire este evaluată prin indicatori precum frecvența incidentelor de securitate a datelor, nivelul de conformitate observat în cadrul controalelor interne și feedback-ul participanților la instruire. Hidroelectrica S.A. menține mecanisme de protecție împotriva represaliilor, astfel încât angajații pot raporta incidente, riscuri sau nereguli fără teama unor consecințe negative, facilitând identificarea timpurie a problemelor și îmbunătățirea continuă a proceselor.

În ceea ce privește gestionarea solicitărilor și reclamațiilor primite din partea clienților finali, Hidroelectrica SA are un sistem de înregistrare, analiză și soluționare a acestora, care pot fi înregistrate prin intermediul canalelor de comunicare mai sus-menționate și care sunt abordate direct de către Hidroelectrica SA. În același timp, la nivelul Serviciului de Relații cu Clienții și Reclamații sunt implementate mecanisme de evaluare a calității răspunsurilor oferite clienților, precum și instrumente puse la dispoziția consultantților (bibliotecă de moduri de lucru, fluxuri operaționale, modele de răspuns).

Procesul de gestionare a reclamațiilor este unul **continuu**, fiind realizat prin canalele de relații cu clienții (Call Center, e-mail, portal online, formular de contact, centre de relații cu clienții). Solicitățile sunt **înregistrate și procesate zilnic** în platforma de gestionare a solicitărilor și reclamațiilor, QDesk.

Procesul de remediere include următoarele etape:

- **înregistrarea și clasificarea solicitării** în funcție de problematică;
- **analiza cazului** prin verificarea datelor contractuale și a informațiilor din sistemele operaționale;
- **identificarea soluției și implementarea măsurilor corective**, dacă este cazul;
- **comunicarea răspunsului către client** și închiderea cazului;
- **analiza ulterioară a tipologiilor de reclamații**, pentru identificarea cauzelor recurente.

Analiza datelor agregate privind reclamațiile se realizează **periodic (lunar, semestrial și anual)**, inclusiv prin raportările prevăzute de reglementările ANRE.

Eficiența mecanismului este evaluată prin indicatori precum:

- respectarea termenelor de răspuns;
- rata de soluționare a reclamațiilor în termen;
- evoluția volumului de reclamații pe problematici/servicii gestionare;

Datele colectate în urma analizei cazurilor întâlnite și a indicatorilor de performanță sunt utilizate pentru ajustarea proceselor operaționale, actualizarea procedurilor interne, elaborarea planurilor de training pentru personalul care se ocupă de gestionarea solicitărilor și reclamațiilor clienților.

În urma analizei tipologiilor de reclamații și a situațiilor operaționale identificate, la nivelul Serviciului de Relații cu Clienții și Reclamații se organizează sesiuni de training, feedback-uri individuale, cu scopul de a preveni apariția unor situații similare.

Aceste modalități de instruire reprezintă o măsură de remediere indirectă, fiind orientate către:

- clarificarea cadrului legislativ aplicabil;
- clarificarea modurilor de lucru și a procedurilor interne;
- îmbunătățirea comunicării cu clienții;
- uniformizarea modului de aplicare a procedurilor interne pe toate canalele de comunicare.

Societatea evaluează lunar încrederea consumatorilor în canalele de comunicare prin sondaje și analiza scorului NPS (Net Promoter Score). Chestionarele pentru evaluarea satisfacției clienților sunt trimise lunar, în cadrul campaniilor de notificare pentru prelungirea contractelor.

Societatea a întâmpinat dificultăți în facturare în anii precedenți, dar a depus eforturi considerabile pentru implementarea sistemelor de facturare și CRM (Customer Relationship Management), precum și pentru interconectarea sistemelor informatice. Aceste eforturi au dus la o scădere a numărului de reclamații și a amenzilor din partea ANRE.

La nivelul Departamentului Furnizare, Compartimentul Dezvoltare Procese, implementează periodic îmbunătățiri tehnice ale sistemelor informatice utilizate în procesele operaționale (de exemplu: portalul de contractare, portalul de actualizare date clienți, SAP, interconectarea sistemelor interne), în scopul optimizării gestionării relației cu clienții și reducerii riscului de apariție a incidentelor.

Aceste măsuri sunt inițiate în urma:

- analizelor interne privind procesele operaționale;
- identificării unor disfuncționalități sau limitări ale sistemelor existente;
- analizei tipologiilor de reclamații și solicitări ale clienților.

Impactul măsurilor este evaluat prin:

- monitorizarea evoluției volumului de solicitări și reclamații asociate;
- analiza timpilor de procesare a solicitărilor;
- evaluarea stabilității și funcționalității sistemelor informatice.

Hidroelectrica SA asigură un proces structurat de gestionare a plângerilor clienților finali, inclusiv prin publicarea de rapoarte periodice pe site-ul oficial al companiei (secțiunea [Raportări](#)), în conformitate cu prevederile Procedurii-cadru din 18 martie 2015 privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 16/2015, cu modificările și completările ulterioare. Rapoartele semestriale includ:

- **Numărul total al plângerilor**
- **Tipologia plângerilor** (de exemplu, legate de calitatea serviciilor, întreruperi, erori de facturare etc.)
- **Rezultatele analizei:** ce măsuri au fost luate pentru a rezolva fiecare tip de plângere
- **Statistici de performanță:** inclusiv procentul de plângeri rezolvate în termenul legal.

Publicarea acestor informații contribuie la:

- creșterea transparenței privind modul de gestionare a solicitărilor clienților;
- informarea consumatorilor cu privire la tipologiile de solicitări și modul de soluționare;
- consolidarea încrederii în mecanismele de depunere și gestionare a reclamațiilor.

Eficiența acestui mecanism este evaluată indirect prin monitorizarea evoluției volumului de reclamații, numărului de compensații plătite clienților și prin indicatorii de satisfacție a clienților.

Societatea ia măsuri ca fiecare plângere să fie tratată cu seriozitate și soluționată în termenul legal, conform Standardului de performanță privind activitatea de furnizare energie, în funcție de categoria la care clienții se încadrează. Indicatorul de performanță pentru soluționarea solicitărilor clienților finali este definit astfel: Număr solicitări cu respectarea indicatorului de performanță (conform legislației în vigoare)/Număr total solicitări > 80%. În anul 2025, Hidroelectrica SA a fost evaluată pe baza indicatorilor de performanță aplicați activității de furnizare a energiei electrice, în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 83/2021 privind aprobarea Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice/gazelor naturale. Pe parcursul celor patru trimestre de raportare, societatea a obținut un scor mediu de 4,725 puncte din maximum 5 puncte, ceea ce confirmă eficacitatea mecanismelor implementate pentru gestionarea relației cu consumatorii și soluționarea solicitărilor acestora.

Deși NPS reflectă în principal percepția generală asupra experienței clienților, rezultatele acestuia pot oferi indicii și asupra nivelului de încredere în procesele de relaționare cu furnizorul, inclusiv în mecanismele de gestionare a solicitărilor și reclamațiilor.

Analiza rezultatelor NPS este utilizată împreună cu alți indicatori operaționali (ex. volumul reclamațiilor, timpii de răspuns) pentru identificarea oportunităților de îmbunătățire a proceselor și a experienței clienților.

Adoptarea de măsuri cu privire la impacturile semnificative asupra consumatorilor și utilizatorilor finali și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și urmărirea oportunităților semnificative legate de consumatori și utilizatori finali, precum și eficacitatea acestor măsuri

S4-4

Nu au fost stabilite acțiuni specifice aliniate standardului de raportare ESRS (ESRS 2 MDR-A) în ceea ce privește gestionarea impacturilor asupra consumatorilor și utilizatorilor finali. Măsurile prezentate mai jos reprezintă mecanisme operaționale și proceduri interne implementate în cadrul activităților curente ale companiei pentru gestionarea relației cu clienții și pentru soluționarea sesizărilor acestora.

Hidroelectrica SA a identificat riscurile și oportunitățile relevante pentru activitatea curentă în ceea ce privește relația cu clienții, a alocat resurse pentru a le aborda și adoptă măsuri pentru a gestiona impactul asupra clienților, inclusiv implementarea de canale de comunicare accesibile, precum call center-ul și Formularul Unic de Contact. Acestea permit clienților să acceseze informații și să-și exprime preocupările. De asemenea, prin procedura *M01.021 Analiza. Soluționare, raportare avertizor în interes public*, se garantează dreptul oricărui client de a semna și raporta orice încălcare a legii sau normelor etice (inclusiv legate de discriminare), iar compania are definit cadrul necesar raportării și responsabilitățile companiei pentru soluționarea acestora.

Dacă un client, dorește să comunice o încălcare a legii sau a normelor de comportament etic, în calitate de avertizor în interes public, inclusiv în mod anonim, trebuie să transmită o raportare în scris la adresa comportament.etic@hidroelectrica.ro. Pentru a se realiza o soluționare imediată și completă, fiecare raportare trebuie să conțină elemente de identificare concrete în ceea ce privește fapta care reprezintă/ poate reprezenta o încălcare a legii sau a normelor de comportament etic, data/perioada, persoana/persoanele implicate, documente suport, alte detalii cu privire la sesizare.

Fiecare raportare este analizată conform procedurii interne, respectiv primirea sesizării va fi confirmată avertizorului în interes public într-un termen de cel mult 7 zile de la primirea acesteia. Avertizorul în interes public va fi informat cu privire la stadiul acțiunilor subsecvente în termen de cel mult 3 luni de la data confirmării de primire și, ulterior, ori de câte ori sunt înregistrate evoluții în desfășurarea acțiunilor subsecvente, până la soluționarea raportării, cu excepția cazului în care informarea ar putea periclita desfășurarea acestora.

Consiliul de Supraveghere / Directoratul Hidroelectrica vor fi informați cu privire la rezultatul analizei raportării la finalizarea acesteia.

Societatea îmbunătățește transparența informațională și remediază deficiențele pentru a oferi servicii mai bune și dezvoltă soluții tehnologice și infrastructura necesară cerințelor pieței. Resursele sunt concentrate în departamentele de Furnizare și IT pentru implementarea eficientă a acțiunilor.

Dintre acțiunile ulterioare și metodele de îmbunătățire a relației cu clienții și a gradului de satisfacție a clienților, se menționează:

- 1) Îmbunătățirea comunicării cu clienții, asigurând-se ca fiecare client primește informații clare și corecte despre serviciile și beneficiile Hidroelectrica SA,
- 2) Consolidarea relației cu clienții promotorii care sunt deja mulțumiți, asigurând-se că experiența lor rămâne pozitivă și că recomandă activ serviciile noastre,
- 3) Gestionarea rapidă a feedback-ului negativ primit, analizând cu atenție răspunsurile detractorilor și rezolvarea problemelor identificate cât mai repede.
- 4) Revizuirea procesele interne pentru a elimina blocajele și pentru a livra o experiență mai rapidă și mai plăcută. O simplificare a interacțiunilor cu clienții poate îmbunătăți percepția acestora asupra companiei noastre.

Acțiunile de îmbunătățire prezentate mai sus nu derivă exclusiv din utilizarea formularului unic de contact. Acesta este utilizat în principal pentru transmiterea și gestionarea reclamațiilor și solicitărilor clienților. Identificarea acțiunilor de îmbunătățire a relației cu clienții se bazează pe analiza integrată a informațiilor provenite din mai multe surse, inclusiv reclamațiile și solicitările primite prin formularul unic de contact, interacțiunile prin call center și centrele de relații cu clienții, solicitările transmise prin e-mail sau portalurile online, precum și analiza indicatorilor operaționali privind gestionarea relației cu clienții.

Aceste informații sunt utilizate pentru identificarea problemelor recurente și pentru îmbunătățirea proceselor interne, a comunicării cu clienții și a funcționalităților platformelor digitale utilizate în relația cu consumatorii.

Protecția datelor cu caracter personal reprezintă, de asemenea, un element relevant în gestionarea impacturilor asupra consumatorilor și utilizatorilor finali, având în vedere că activitățile de contractare, furnizare și facturare a energiei electrice implică prelucrarea datelor cu caracter personal ale acestora.

Societatea implementează măsuri tehnice și organizatorice adecvate pentru protecția datelor cu caracter personal ale clienților, în conformitate cu cerințele cadrului legal aplicabil, în vederea prevenirii și limitării riscurilor asociate prelucrării datelor și reducerii potențialelor impacturi negative asupra consumatorilor.

Măsurile adoptate sunt revizuite și consolidate periodic, în funcție de evoluțiile tehnologice, de natura activităților desfășurate și de experiența operațională, inclusiv pe baza incidentelor sau riscurilor identificate, cu scopul îmbunătățirii continue a mecanismelor de protecție a datelor.

În cursul anului 2025, Hidroelectrica SA a notificat către Autoritatea Națională de Supraveghere a Prelucrării Datelor cu Caracter Personal un număr de 5 încălcări ale securității datelor cu caracter personal. Majoritatea acestor incidente au fost asociate unor erori umane în activități operaționale curente, iar un incident a avut cauze de natură tehnică. Societatea a implementat ulterior măsuri tehnice și organizatorice suplimentare pentru reducerea riscului de apariție a unor situații similare, precum instruirea suplimentară a personalului privind protecția datelor cu caracter personal și consolidarea controalelor interne privind transmiterea și accesul la date. Incidentele de securitate a datelor cu caracter personal menționate mai sus sunt tratate în cadrul mecanismelor de conformitate privind protecția datelor și nu sunt considerate incidente grave privind drepturile omului în relația cu consumatorii sau utilizatorii finali.

În perioada de raportare nu au fost identificate sau raportate incidente grave privind drepturile omului în legătură cu consumatorii sau utilizatorii finali ai Hidroelectrica S.A.

Conducerea Hidroelectrica S.A. este informată periodic cu privire la activitățile și măsurile implementate în domeniul protecției datelor cu caracter personal, prin intermediul raportărilor interne, în vederea asigurării unei abordări adecvate la nivel de guvernanță.

Acțiunile întreprinse de companie derivă din activitățile sale operaționale curente și din strategia de afaceri existentă. Corelarea explicită a acestora cu impacturile, riscurile și oportunitățile identificate în analiza de materialitate urmează să fie consolidată în cadrul procesului de elaborare și implementare a noii Strategii de sustenabilitate.

Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative

S4-5

Nu au fost stabilite ținte aliniate standardului de raportare ESRS pentru impacturile, riscurile și oportunitățile (IRO) identificate în legătură cu consumatorii și utilizatorii finali. Obiectivele, țintele și indicatorii specifici aliniați cu IRO materiale identificate vor fi stabiliți odată cu adoptarea noii Strategii de sustenabilitate, după finalizarea procesului de revizuire a standardelor ESRS.

Indicatorii de performanță monitorizați în prezent sunt rezultați din strategia de afaceri a companiei.

Pentru activitatea curentă, pentru gestionarea eficientă a relației cu clienții, Hidroelectrica SA a implementat o serie de indicatori calculați și publicați în fiecare trimestru. Acest raport poate fi regăsit pe website-ul Societății, la secțiunea [Indicatori de performanță](#) și cuprinde:

- **Timpul de răspuns la solicitări:** Include timpul de răspuns la solicitări de transmitere a unei oferte, încheierea unui contract, modificarea unui contract, și altele.
- **Compensații și penalizări:** Documentul detaliază numărul și valoarea compensațiilor plătite pentru nerespectarea nivelurilor garantate ale indicatorilor de calitate, precum și dobânzile penalizatoare.
- **Apeluri telefonice:** Se analizează numărul de apeluri telefonice efectuate prin call-center și timpul de preluare de către un operator uman.

În anul 2025, a fost implementat formularul unic de contact, disponibil clienților casnici, asociațiilor de proprietari și clienților business, acesta putând fi accesat la adresa: <https://formularunic.hidroelectrica.ro/>. Prin intermediul acestui formular, clienții pot înregistra solicitări sau sesizări, utilizând datele de identificare și descrierea situației cu care se confruntă. Solicitățile sunt gestionate de specialiștii Hidroelectrica SA prin platforma dedicată, în funcție de competențele fiecăruia.

CONDUITA PROFESIONALĂ

ESRS G1

Rolul organelor de administrație, de conducere și de supraveghere

GOV 1

Activitatea Grupului Hidroelectrica are la bază legislația națională, inclusiv: Legea nr. 31/1990 privind societățile, republicată, cu modificările și completările ulterioare, Legea Energiei nr. 123/2012, Ordonanța de urgență nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice și cu legislația română în vigoare, Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață și Codul de Guvernanta Corporativă al BVB, precum și Codul Etic al Grupului, care prevede politicile și principii de integritate, afaceri responsabile și transparente.

Expertiza organelor de administrație, de conducere și de supraveghere în ceea ce privește aspectele legate de conduita profesională derivă din experiența profesională și competențele relevante ale membrilor Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului, în domenii precum guvernanta corporativă, management, conformitate, control intern, audit și managementul riscurilor. Prin exercitarea atribuțiilor prevăzute de cadrul de guvernanta corporativă al societății și prin activitatea desfășurată în cadrul structurilor de conducere și al comitetelor consultative, membrii acestor organe contribuie la supravegherea respectării principiilor de integritate, etică și conduită responsabilă în cadrul Grupului Hidroelectrica.

Rolul și competențele Directoratului și Consiliului de Supraveghere sunt prevăzute în Actul Constitutiv precum și prin Regulamentul de Organizare și Funcționare a Directoratului, respectiv Regulamentul de Organizare și Funcționare a Consiliului de Supraveghere.

Principalele atribuții ale Consiliului de Supraveghere, definite în Actul Constitutiv, cu privire la aspecte de conduita profesionala includ:

- exercită controlul permanent asupra conducerii Societății efectuate de către Directorat;
- verifică conformitatea cu legea, cu Actul Constitutiv și cu hotărârile Adunării Generale a Acționarilor a operațiunilor de conducere a Societății;
- raportează Adunării Generale a Acționarilor cu privire la activitatea de supraveghere desfășurată;
- elaborează propunerea pentru componenta de administrare a Planului de administrare;
- aprobă Planul de Administrare în integralitatea sa, inclusiv componenta de management elaborată de Directorat;
- aproba strategiile și politicile Societății elaborate de către Directorat.

La nivelul Consiliului de Supraveghere au fost constituite următoarele comitete cu rol consultativ:

- Comitetul de Nominalizare și Remunerare;
- Comitetul de Audit - este însărcinat cu monitorizarea respectării Codului de conduita;
- Comitetul de Gestionare a Riscurilor; și
- Comitetul de Guvernanta și Sustenabilitate.

Principalele atribuții ale Directoratului, definite în Actul Constitutiv, includ elaborarea și implementarea strategiilor și politicilor Societății, inclusiv a celor referitoare la conduita profesională.

Membrii Consiliului de Supraveghere și membrii Directoratului cunosc și aplică normele legale și standardele internaționale privind etica și conduita profesională, precum și principiile de guvernanta privind transparența, responsabilitatea și corectitudinea. De asemenea, aspecte privind etica, integritatea și guvernanta au fost luate în considerare în procesul de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere și a membrilor Directoratului drept criteriu de selecție, așa cum reiese din [Scrisoarea de Așteptări](#) la nivelul Hidroelectrica SA punctul VII – *Elemente privind etica, integritatea și guvernanta corporativă*.

Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative

ESRS 2, IRO 1

Grupul Hidroelectrica are implementat un sistem de management al riscurilor cu scopul de a le identifica, gestiona, preveni sau menține în limite acceptabile și îmbunătățire.

La Hidroelectrica SA sunt implementate proceduri pentru analiza, identificarea și gestionarea impacturilor și a riscurilor legate de conduita profesională, conform reglementărilor legale specifice. Aceste proceduri includ aplicarea Strategiei Naționale Anticorupție, standardului SR ISO 37001 pentru Sisteme de Management Anti-Mită și Ghidului de Bune Practici privind Controalele Interne, Etica și Conformitatea emis de OCDE. Începând cu septembrie 2021, Hidroelectrica SA a obținut certificarea conformității cu cerințele SR ISO 37001. Aceste politici și proceduri aferente sistemului de management anti-mită urmează a fi formal aliniate cu Convenția Națiunilor Unite privind corupția la nivel de grup. Pentru alinarea acestora s-a decis așteptarea noilor standarde revizuite ESRS pentru a asigura includerea tuturor aspectelor relevante activității Grupului. Chiar dacă la momentul prezentului raport nu există elaborate proceduri ca urmare directă a IRO-urilor de conduită profesională a identificate pentru entitățile grupului, Hidroelectrica SA are deja o serie de proceduri implementate. Specific, evaluarea riscurilor în cadrul Hidroelectrica SA se efectuează în baza procedurilor interne M05.001 - Actualizarea clasificării riscurilor la nivelul Hidroelectrica, M05.010 - Definirea instrumentelor de evaluare a riscurilor, M05.801 - Evaluarea riscurilor unui proces, M05.890 - Monitorizarea și revizuirea riscurilor unui proces, M05.901 - Administrarea Registrului Riscurilor și M05.910 - Determinarea profilului de risc conform OSGG 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice.

Analiza și detalierea riscurilor atașate obiectivelor Hidroelectrica SA se realizează prin intermediul grupei de procese M05-Risc corporativ, pe baza metodologiilor recomandate de Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice și de standardul ISO 31000 privind managementul riscurilor.

Comisia de monitorizare a portofoliului de procese și a sistemului de control intern managerial are, printre atribuțiile sale, și responsabilități cu privire la sistemul de administrare a riscului adoptat de Societate, respectiv identifică, analizează, evaluează, monitorizează și raportează riscurile identificate, planul de măsuri de atenuare sau anticipare a acestora, alte măsuri luate de conducerea executivă, efectuează o evaluare anuală a sistemului de control intern și prezintă rapoarte relevante în atenția Directoratului.

Această comisie va avea sarcina de a încorpora IRO-urile asociate Conduitei Profesionale rezultate din analiza dublei materialități efectuate în Registrul de Riscuri.

Hidroserv - în cadrul sistemului de management integrat calitate-mediu-SSM certificat conform cerințelor standardelor SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR EN ISO 45001:2023, compania a stabilit o metodologie de determinare și tratare a riscurilor și oportunităților. Riscurile cu nivelul de risc peste limita acceptată sunt incluse într-un plan de tratare a riscurilor și se stabilesc măsuri de tratare care vor fi implementate de fiecare Șef de serviciu responsabil cu gestionarea riscului. Anual, Registrul de riscuri și Planul de tratare a riscului sunt analizate și revizuite, putând fi identificate noi riscuri și refăcută clasificarea riscurilor existente, în funcție de probabilitatea și impactul acestora. IRO-urile asociate Conduitei Profesionale rezultate din analiza dublei materialități efectuată urmează a fi încorporate în registru și planul Hidroserv.

În cadrul UCMH există proceduri de identificare și gestionare a riscurilor operaționale integrate în sistemul de management al calității, mediului și sănătății și securității în muncă, certificat conform standardelor ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 și ISO 45001:2018.

În cadrul procesului „Managementul riscului și stabilirea obiectivelor”, cod 5.06, sunt aplicate proceduri specifice pentru identificarea, evaluarea și tratarea riscurilor și oportunităților în domeniile calitate, mediu și SSM.

În prezent, UCMH nu dispune încă de un sistem integrat de management al riscului la nivel organizațional, acesta urmând a fi dezvoltat în perioada următoare. La nivelul Hidroelectrica SA, funcționează un Comitet de Audit, comitet constituit la nivelul Consiliul de Supraveghere, precum și un Departament de Audit Intern, care efectuează audituri periodice pentru a se asigura că toate activitățile respectă standardele de integritate și etică.

În cadrul procesului de analiză a dublei materialități au fost considerate următoarele criterii relevante pentru identificarea IRO-urilor legate de conduita profesională:

Locația: Analizele de dublă materialitate au luat în considerare sucursalele Hidroelectrica (Porțile de Fier, Hațeg, Bistrița, Curtea de Argeș, Râmnicu Vâlcea, Cluj, Sebeș, Wind și Executiv) și cele două filiale (Hidroserv și UCMH) ținând cont de reglementările și specificități locale.

Activitatea: Au fost evaluate toate segmentele operaționale ale Grupului Hidroelectrica (producția de energie electrică, furnizarea de energie electrică, mentenanța și construcție/ modernizare de echipamente hidroenergetice). În procesul de evaluare, este inclus și lanțul de aprovizionare și operațiunile interne.

Sectorul: Grupul Hidroelectrica își poziționează analiza riscurilor la cerințele autorităților naționale și internaționale privind integritatea și comportamentul etic.

Relații comerciale: În cadrul relațiilor comerciale și parteneriatelor cu alte companii și entități, sunt evaluate riscurile de neconformitate contractuală, precum și oportunitățile de extindere și inovare.

Tabelul de mai jos prezintă IRO-urile aferente anului 2025 legate de conduita profesională rezultate din analiză ca IRO-uri materiale.

Conduita profesională (în afaceri)	Impact	Localizare pe lanțul valoric	Risc / Oportunitate (R/O)
Cultura organizațională	Impact pozitiv prin prisma dezvoltării unei culturi organizaționale echitabile și sănătoase și elaborarea codurilor de etică pentru companiile Grupului Hidroelectrica	Operațiuni proprii, Amonte	Oportunitate: îmbunătățirea proceselor și procedurilor interne în vederea asigurării unui management eficient al activității societății, precum și asigurarea remunerației echitabile, asigurarea condițiilor de muncă, contribuie la execuția planului de dezvoltare a societății, implicit la stabilitatea financiară.
Protecția avertizorilor	Impact pozitiv: compania poate dezvolta mecanisme de protecție a avertizorilor care au un impact pozitiv în prevenirea timpurie a potențialelor incidentelor legate de integritate,	Operațiuni proprii, Amonte	Nu sunt identificate riscuri sau oportunități materiale
Gestionarea relațiilor cu furnizorii, inclusiv practicile de plată	Impact potențial negativ moderat dacă nu sunt respectate procedurile interne în relația cu furnizorii, inclusiv dacă nu sunt efectuate plățile în timp util. Impact potențial negativ asupra relației cu furnizorii și a stabilității lanțului de aprovizionare. Impact potențial negativ asupra puterii de negociere și a timpului de finalizare a lucrărilor.	Operațiuni proprii, Amonte	Nu sunt identificate riscuri sau oportunități materiale
Corupția și darea de mită	Impact negativ moderat dacă nu sunt respectate codurile și procedurile interne cu privire la corupția și darea de mită cu efecte asupra mediului / societății legate de reducerea încrederii în instituții, distorsionarea competiției și perpetuarea inegalităților sociale.	Operațiuni proprii, Amonte	Nu sunt identificate riscuri sau oportunități materiale
Subiect adițional – Securitate digitală	Impact	Localizare pe lanțul valoric	Risc / Oportunitate (R/O)
Protecția datelor informatice	Impact potențial negativ moderat în caz de incidente sau accidente legate de securitatea datelor informatice. Expunerea	Operațiuni proprii	Riscul financiar este legat de securitatea datelor tehnice - servicii esențiale în producția de energie electrică. În cazul unor incidente pot fi afectate atât veniturile cât și costurile de remediere. Riscul de compromitere a datelor

	datelor personale implică riscuri majore de securitate și financiare, principalele pericole fiind furtul de identitate, fraudele financiare și exploatarea informațiilor în scopuri infracționale.		clienților ca urmare a atacurilor cibernetice, au suplimentar efecte financiare și reputaționale, cu costuri suplimentare legate de potențiale litigii, sau venituri reduse cauzate de degradarea reputației.

Guvernare și practici de afaceri

Cultura corporativă și politicile privind conduita profesională și cultura corporativă

ESRS G1-1

Angajații Grupului sunt informați cu privire la cerințele codurilor de etică și conduită/ integritate la momentul angajării. De asemenea, furnizorii Grupului, ca parteneri de lucru, se angajează prin contract să respecte regulile de conduită profesională ale fiecărei entități din grup. Pentru susținerea implementării politicilor privind conduita profesională, societatea organizează sesiuni de instruire dedicate angajaților. Aceste sesiuni au ca obiectiv creșterea gradului de conștientizare a standardelor de etică și integritate și prevenirea riscurilor asociate comportamentelor neconforme.

Sesiunile de instruire sunt adresate întregului personal al societății, inclusiv personalului de conducere, precum și angajaților implicați în procese sensibile din perspectiva conformității (de exemplu: achiziții, relații contractuale, activități comerciale sau administrative). Instruirea se realizează periodic, inclusiv la momentul angajării și prin sesiuni de actualizare organizate la nivelul societății.

Conținutul acestor sesiuni vizează, în principal principiile Codului Etic și regulile de conduită profesională, prevenirea conflictelor de interese, mecanismele de raportare a neregulilor și protecția avertizorilor și respectarea legislației aplicabile și a politicilor interne privind integritatea. În ceea ce privește sesizările privind încălcările codurilor de etică, în anul 2025 au existat 3 sesizări la adresele de email menționate anterior. Nu au existat sesizări care să indice posibile incidente de integritate în sensul legii nr. 361/2022.

Hidroelectrica SA

Hidroelectrica SA este listată la Bursa de Valori București (BVB) din anul 2023. În acest sens, s-a angajat să respecte legislația pieței de capital, Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață și Regulamentul nr. 5/2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară, și să adere la Codul de Guvernanță Corporativă al BVB. În prezent, Hidroelectrica SA a implementat o serie de politici care acoperă aspectele de conduită menționate mai jos, în scopul alinierii la cerințele BVB. Anual raportează modalitatea de conformare fata de Codul de Guvernanță al BVB prin declarația „Aplici sau explici”, care se regăsește în Secțiunea Guvernanță Corporativă al Raportului Anual.

Sistemul de management al Hidroelectrica SA include un set de politici, regulamente și proceduri interne care susțin implementarea principiilor de conduită profesională, integritate și conformitate la nivelul

organizației. Aceste documente stabilesc cadrul de guvernare, mecanismele de control intern și procesele operaționale prin care sunt gestionate riscurile asociate conduitei profesionale și sunt monitorizate eventualele neconformități.

Sistemul de management al Hidroelectrica SA definește următoarele Proceduri de sistem și Regulamente relevante pentru aspectele de conduită profesională și pentru gestionarea impacturilor, riscurilor și oportunităților identificate în analiza de dublă materialitate:

- Procedura „Planificare strategică (M01.001)” – pentru stabilirea obiectivelor strategice ale Societății și transpunerea acestora în obiective ale departamentelor Societății;
- Politica Hidroelectrica; (M01.001 F2) - prin care sunt stabilite principale arii de interes ale Societății, respectiv comunicarea cu acționarii, îmbunătățirea nivelului de satisfacție a clienților, respectarea drepturilor omului, aspecte sociale (relația cu proprii angajați și condițiile de lucru a angajaților proprii), impacturile operațiunilor Societății asupra mediului, și corupția și darea de mită;
- Regulament Sistem de management de sustenabilitate Hidroelectrica (M01.001 F3) – privind angajamentele Hidroelectrica SA față de aspecte de sustenabilitate (resurse umane, siguranța și sănătatea la locul de muncă, mediu / biodiversitate / schimbări climatice, clienți/ comunități locale și protejarea datelor cu caracter personal, precum și privind modalitatea de stabilire a obiectivelor la nivel de departament pentru aspectele menționate;
- Regulament de Organizare și funcționare Hidroelectrica SA;
- Regulament Intern – Cod de conduită Hidroelectrica SA;
- Regulament Guvernanta Corporativa HE (M01.002 F1);
- Codul etic Hidroelectrica SA;
- Procedura „Evaluare Modelare Harta Proceselor și Sistemul de control intern managerial Hidroelectrica (M02.001)”;
- Procedura „Implementare Evaluare un proces (M02.010)” – privind evaluarea, documentarea și implementarea fiecărui proces definit în Harta Proceselor Hidroelectrica;
- Procedura „Înregistrare o neconformitate (M02.080)”.

Fiecare entitate din cadrul Grupului are propriile regulamente interne (ROI) care includ prevederi specifice legate de etica corporativă și conduita profesională. Aceste ROI acoperă următoarele sub-teme identificate ca materiale în urma analizei de dublă materialitate:

- Cultura organizațională
- Corupția și darea de mită
- Protecția datelor informatice

Suplimentar, o serie de aspecte privind conduita profesională și cultura corporativă sunt incluse în codurile de etică ale entităților din grup.

Codul Etic al Hidroelectrica SA a fost revizuit în iulie 2023 și include valorile și principiile grupului, atât obligații cât și responsabilități. Codul Etic al Hidroelectrica SA se regăsește pe site-ul Hidroelectrica: [Cod Etic Hidroelectrica SA](#)

Principiile după care se ghidează sunt:

- **Performanță** - Performanța fiecărui angajat contribuie la creșterea valorii companiei.

- **Integritate** - Prin integritate cinste, corectitudine și incoruptibilitate, fiecare angajat Hidroelectrica creează premisele unei organizații puternice și rezistente.
- **Creativitate** - Creativitatea fiecărui angajat asigură viitorul companiei.
- **Spirit de echipă** - Împreună, angajații au forța necesară atingerii obiectivelor Hidroelectrica.
- **Responsabilitate socială** - Înțelegând și respectând mediul înconjurător și mediul social în care trăiește și se dezvoltă, fiecare angajat contribuie direct la viitorul lui și al Grupului Hidroelectrica.

Codul Etic al Hidroelectrica SA are caracter obligatoriu și se aplică în orice moment și indiferent de poziția ocupată în cadrul Societății, atât în relațiile din interiorul organizației, cât și în relațiile cu clienții, furnizorii, societatea civilă, comunitatea locală sau alte părți interesate.

În ceea ce privește **Protecția avertizorilor**, Hidroelectrica SA a adoptat o procedură privind raportarea încălcării legii în cadrul Codului de etică. Toate sesizările privind nerespectarea Codului de etică sunt strict confidențiale. Niciun angajat și niciun partener nu va fi supus la presiuni și nu va avea de suferit în cazul în care a făcut o sesizare cu bună credință referitoare la nerespectarea legii sau a Codului de etică. Dacă un membru al conducerii (Consiliul de Supraveghere sau Directorat), un angajat al Societății sau un partener dorește să raporteze o încălcare a legii sau a normelor de comportament etic, în calitate de avertizor de integritate, inclusiv anonim, trebuie să trimită o raportare scrisă la adresa comportament.etic@hidroelectrica.ro. Această adresă este gestionată de Managerul Departamentului de Audit Public Intern, care se află sub autoritatea Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica SA.

Hidroelectrica SA a identificat în cadrul Societății următoarele funcții ca fiind cele mai expuse riscurilor în ceea ce privește corupția și darea sau luarea de mită: membrii Consiliul de Supraveghere, Directorat, manageri ai sucursalelor Hidroelectrica SA, manageri de departamente subordonați direct Directoratului, personalul în cadrul departamentelor de Achiziții, Trading, Furnizare, Resurse Umane și control intern.

Hidroserv

Hidroserv a implementat Codul etic și de integritate care are ca obiectiv prevenția, detectarea și combaterea riscurilor de etică și integritate, postat pe site-ul Hidroserv: [Codul Etic și de Integritate Hidroserv](#).

Codul etic și de integritate al Hidroserv prezintă ansamblul de valori, principii și norme etice necesare pentru respectarea demnității, integrității, precum și pentru asigurarea unor raporturi echitabile între angajații organizației Hidroserv dar și în raporturile cu societatea în ansamblu.

Obiectivele codului etic ale Hidroserv sunt prevenția, detectarea și/sau combaterea riscurilor de etică și integritate, de la cele mai incipiente faze posibile și toleranța zero pentru situațiile susceptibile de a pune societatea în poziția de a încălca legile anticorupție și celelalte reglementări aplicabile în vigoare.

În vederea semnalării incidentelor de etică și integritate, Hidroserv procedează astfel:

- Managementul societății încurajează angajații și alte părți interesate, să semnaleze orice incidente de etică și integritate prin stabilirea și comunicarea codului de etica și integritate.

- Orice persoană care semnalează încălcări ale codului etic, este datoră să susțină sesizarea, în măsura în care este posibil, cu date sau indicii privind fapta săvârșită.
- Persoanele care reclamă ori sesizează încălcări ale codului etic, regulamentelor, procedurilor nu pot fi sancționate, direct sau indirect, prin aplicarea unei sancțiuni inechitabile.

De asemenea, în cazul Hidroserv, orice angajat al entității sau orice partener al acesteia poate raporta încălcări ale Codului de etică la adresa sesizari.etica@hidroserv.ro. Aceste sesizări sunt gestionate de Consilierul de etică din cadrul Hidroserv.

Nu există însă un canal pentru sesizări de integritate și nici măsuri de protecție împotriva realierii conform directivei europene pentru protecția avertizorilor de integritate sau politică anti mită și anti corupție conform Convenției ONU sau proceduri de investigație, și nu există un plan de implementare definit pentru aceste politici la nivelul Hidroserv, sau la nivel de grup care să includă Hidroserv.

UCMH

UCMH are implementat un Cod de Etică și Conduită Profesională, postat pe site-ul UCMH: [Cod de Etică și Conduită Profesională UCMH](#).

Sesizările legate de activitatea UCMH pot fi transmise prin intermediul [formularului de contact disponibil online](#) sau la adresa de e-mail contact@ucmh.ro. Nu există însă un canal pentru sesizări de integritate și nici măsuri de protecție împotriva realierii conform directivei europene pentru protecția avertizorilor de integritate sau politică anti mită și anti corupție conform Convenției ONU sau proceduri de investigație, și nu există un plan de implementare definit pentru aceste politici la nivel de UCMH, sau la nivel de grup care să includă UCMH.

Acțiuni și ținte

Planurile, acțiunile și țintele aferente IRO-urilor materiale identificate în analiza de dublă materialitate legate de conduita profesională, urmează a fi stabilite în cadrul procesului de revizuire și aprobare a Strategiei ESG, în vederea alinierii la cerințele ESRS. La momentul raportării, nu a fost definit un termen pentru finalizarea acestora.

Gestionarea relațiilor cu furnizorii

ESRS G1-2

Grupul Hidroelectrica își alege furnizorii în conformitate cu legislația privind achizițiile publice și susține principiile concurenței pe piață, evaluând capacitatea acestora de a livra produse și servicii de înaltă calitate, urmând reglementările și cele mai bune practici în managementul mediului și sănătății și securității la locul de muncă. Nu există formulată o politică pentru prevenirea întârzierilor de plată specific pentru IMM-uri.

Hidroelectrica SA efectuează achizițiile de produse, servicii și lucrări în conformitate cu prevederile Legii nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale, desfășurând majoritatea acestora prin intermediul platformei SEAP. Pentru proiectele strategice, Societatea a inițiat consultări de piață prin SEAP pentru a clarifica aspecte legate de soluții tehnice, clauze contractuale și stabilirea valorii estimate. Gestionarea achizițiilor

se realizează respectând prevederile legale aplicabile și urmărind respectarea principiilor achizițiilor sectoriale, și anume:

- Nediscriminare
- Tratat egal
- Recunoaștere reciprocă
- Transparență
- Proportionalitate
- Asumarea răspunderii

Achizițiile sunt realizate în conformitate cu Strategia Anuală de Achiziție Sectorială a Hidroelectrica, fundamentată prin Planul anual de achiziții sectoriale („PAAS”). În cadrul Societății, sunt implementate proceduri operaționale pentru a se conforma cu Ordinul SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice.

Furnizorii Hidroelectrica SA sunt evaluați în cadrul procedurii de achiziție conform Legii achizițiilor sectoriale pentru a asigura conformitatea cu standardele etice și de integritate. Această evaluare permite Societății să colaboreze doar cu parteneri care împărtășesc angajamentul față de integritate și transparență. Prin aceste măsuri, Societatea se angajează să mențină un mediu de afaceri corect, transparent și etic, protejând astfel interesele tuturor părților implicate și asigurând sustenabilitatea pe termen lung a activităților.

La Hidroserv SA sunt implementate proceduri operaționale privind gestionarea relațiilor cu furnizorii. Hidroserv SA a implementat o procedură operațională „Evaluarea furnizorilor/ prestatorilor de produse/servicii/ lucrări”, ed. 2/rev.0 din 01.10.2022. În procedură sunt stabilite criterii de evaluare a furnizorilor, cum ar fi: eliberarea de declarații de performanță, certificate de garanție, fișe de securitate ale produselor, dacă posedă autorizații de protecția mediului, dacă au fost întârzieri referitoare la termenele de livrare, reclamații, termene de plată, etc.

De asemenea, Hidroserv SA a implementat procedura operațională „Atribuirea contractelor de achiziție”, ed. 3/rev. 1 din 24.07.2023 în care este prezentat modul în care sunt atribuite contractele de achiziție astfel încât să fie eliminate riscurile de etică și integritate. Organizația verifică dacă partenerul de afaceri deține calificările, experiența și resursele necesare pentru efectuarea activităților pentru care a fost contractat și dacă partenerul de afaceri este cunoscut pentru mituire, fraudă, lipsă de onestitate sau comportament similar incorect. Ulterior, se verifică situația economică și financiară a ofertantului: bilanțul contabil depus la ANAF; declarații privind cifra de afaceri globală/ medie.

UCMH are implementată o procedură de lucru pentru stabilirea furnizorilor și o procedură de proces pentru evaluarea periodică a furnizorilor și clasificarea acestora în clase de capacitate. Achizițiile se fac atât de la furnizorii stabiliți în Lista furnizorilor acceptați anual care îndeplinesc criterii calificare care includ aspecte de sustenabilitate precum respectarea cerințelor legale de mediu și sănătate și securitate în muncă, cât și de la furnizorii care răspund cererilor de oferta postate pe site-ul companiei. Aceștia sunt selectați conform procedurilor legale de achiziție publică care impun condiții de respectarea a legislației de mediu și sănătate și securitate în muncă prin caietul de sarcini aferent.

Anticorupție și concurență loială

Prevenirea și depistarea corupției și a dării sau a luării de mită

ESRS G1-3

Grupul Hidroelectrica consideră că orice formă de corupție are un impact negativ asupra activității și pune în pericol atingerea obiectivelor strategice. Corupția subminează integritatea și eficiența operațiunilor, afectând negativ relațiile cu partenerii și clienții. Principalele impacturi semnificative legate de corupție au loc atunci când nu sunt respectate codurile și procedurile interne.

Codul Etic al Hidroelectrica SA include prevederi explicite privind prevenirea și combaterea corupției și mitei, printre care interdicția oferirii, promiterii, solicitării sau acceptării de mită sau avantaje necuvenite; reguli privind cadourile, ospitalitatea și beneficiile similare; interdicția plăților de facilitare; obligația declarării conflictelor de interese; reguli privind relația cu autoritățile publice și partenerii de afaceri; obligația raportării suspiciunilor de încălcare a regulilor prin canale interne dedicate.

Prevederile incluse în Codul Etic sunt aliniate principiilor generale prevăzute de Convenția Națiunilor Unite împotriva Corupției și legislației naționale aplicabile în domeniul prevenirii și combaterii corupției. În cazul UCMH, nu există elaborată o politică de toleranță zero față de corupție, aceasta urmând să fie întocmită după intrarea în vigoare a standardelor ESRS revizuite.

Grupul Hidroelectrica are ca obiectiv zero cazuri de corupție. La nivelul Hidroelectrica SA sunt implementate politici anticorupție și sesiuni de instruire anuală dedicate prevenirii incidentelor de corupție sau a situațiilor care ar putea crea aparența unor practici neconforme. La nivelul filialelor, măsurile și politicile sunt în curs de consolidare și armonizare, în conformitate cu cadrul general de guvernanță al Grupului.

Hidroelectrica SA a implementat o procedură internă pentru identificarea și evaluarea riscurilor de corupție, precum și pentru implementarea măsurilor de prevenire. Această procedură include evaluarea anuală a proceselor interne și implementarea de controale pentru a preveni orice formă de corupție.

De asemenea, personalul ce ocupă o funcție cu risc de corupție, detaliate în cadrul Secțiunii G1-1, completează anual o declarație de respectare a Codului Etic al Hidroelectrica SA, confirmându-și angajamentul față de principiile etice ale Societății, inclusiv în ceea ce privește angajamentul ferm să nu ofere, promită, solicite sau accepte sume de bani, obiecte de valoare sau alte beneficii pentru influențarea deciziilor. În cadrul Codului Etic al Hidroelectrica SA sunt menționate cerințe specifice cu privire la acest angajament.

De asemenea, pentru asigurarea diminuării riscurilor asociate funcțiilor, toți managerii de compartimente funcționale efectuează un curs anual (online) de actualizare a cunoștințelor cu privire la conținutul Codului Etic și susțin un test de verificare privind asimilarea acestor cunoștințe. Organizarea acestui curs și a testului de verificare este asigurată de Departamentul Resurse Umane. Ulterior susținerii testului de verificare, managerii de compartimente funcționale asigură instruirea angajaților subordonați (formalizată prin proces verbal de instruire transmis la Departamentul Resurse Umane).

În ceea ce privește independența investigatorilor, Consilierul de etică desemnat al Hidroelectrica SA, managerul Departamentului Control Intern și Monitorizare Procese, supervizează conceperea și implementarea de către Hidroelectrica SA a modului de respectare a cerințelor stabilite prin Codul etic Hidroelectrica. Consilierul de etică Hidroelectrica răspunde fiecărei solicitări, într-un termen rezonabil, dar nu mai mult de 10 zile lucrătoare, în conformitate cu procedurile interne aplicabile. Rezultatele analizelor și investigațiilor sunt documentate și, după caz, sunt comunicate conducerii executive pentru adoptarea măsurilor necesare. Consilierul de etică realizează anual o evaluare a modului de implementare a cerințelor stabilite prin Codul etic, respectiv a eficacității/eficienței acestor cerințe și raportează rezultatul acestei evaluări către Directoratul Hidroelectrica, respectiv către Departamentul Audit Public Intern.

La nivelul entităților din Grup (Hidroserv și UCMH), sesizările privind respectarea codurilor de etică sunt analizate conform mecanismelor interne aplicabile fiecărei societăți, iar rezultatele investigațiilor sunt raportate conducerii entităților respective. Cu toate acestea, Hidroserv și UCMH nu au un proces de investigație definit sau formalizat, conform cerințelor ESRS G1-3 art. 19, nu au proceduri definite pentru prevenirea, detectarea, investigarea și soluționarea incidentelor de corupție și mită.

Poziția Societății față de corupție a fost reafirmată și prin adoptarea în anul 2022 a Strategiei Naționale Anticorupție 2021 – 2025, prin [Planul de integritate SPEEH Hidroelectrica SA](#), ce are ca obiectiv general prevenirea corupției și a incidentelor de integritate. Planul cuprinde 4 obiective specifice, pentru îndeplinirea cărora au fost stabilite 18 măsuri și identificate riscurile asociate, responsabilități, termenele și indicatorii de performanță.

Instruiri legate de prevenirea corupției

Tabelul de mai jos prezintă instruirile legate de prevenirea corupției efectuate în anul 2025 în cadrul Hidroelectrica SA. În ceea ce privește UCMH și Hidroserv, nu au fost efectuate instruiri anticorupție în anul 2025.

Procentul de funcții expuse riscului acoperite de programele de formare este de 100% pentru cei care nu au CIM suspendat. 100% dintre membrii organelor de administrație, de conducere și de supraveghere sunt instruiți și dau declarație în acest sens.

Funcții cu risc		Manageri	AMSB ¹⁰	Alți lucrători proprii
Acoperirea instruirii				
Total	282 (inclusiv cei cu CIM suspendat)	54	12	3.274
Total care primesc instruire	274 (toți activi) Consiliul de Supraveghere, Directorat, manageri executiv, șefi compartimente. subordonați direct Directoratului, personal, achiziții,	54	12** (autoinstruire)	3.266

¹⁰ Organe de administrație, de conducere și de supraveghere.

	trading, furnizare, resurse umane, control intern.			
Modalitatea de livrare și durata				
Instruire în clasă	2 ore	-	-	3.245*
Instruire pe calculator	2 ore 262 participanți	2 ore (54 participanți)	-	-
Frecvență				
Cât de des este necesară instruirea	Anual	Anual	Anual	Anual
Subiecte acoperite				
Protejarea imaginii și a reputației Hidroelectrica	x	x	x	x
Anticorupție	x	x	x	x
Respectul reciproc	x	x	x	x
Concurența	x	x	x	x
Folosirea informațiilor privilegiate	x	x	x	x
Confidențialitatea	x	x	x	x

*3.544 nr. mediu salarii /2025 din care 299 nr. persoane cu funcție de conducere

**** Membrii Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere semnează o declarație anuală, în conformitate cu prevederile Codului Etic al Hidroelectrica SA în vigoare, Capitolul III Normele de comportament etic în Hidroelectrica, pct. 2.6 Identificarea/ Evaluarea riscurilor de corupție și Implementarea măsurilor de prevenire a acestora, lit. c) privind conformarea cu Cerințele Codului Etic Hidroelectrica, prin care declară următoarele: cunoașterea prevederilor Codului Etic al Hidroelectrica S.A. - versiunea Iulie 2023 și conformarea cu cerințele acestuia.**

Cazuri confirmate de corupție sau dare sau luare de mită și ținte

ESRS G1-4

Nu fost confirmate cazuri de corupție sau luare de mită la nivelul Grupului în anul de raportare.

- Nu au fost necesare acțiuni specifice pentru a aborda încălcările procedurilor și standardelor în materie de combatere a corupției și a dării sau luării de mită în această perioadă.
- În perioada de raportare, nu au fost înregistrate cazuri de mită sau corupție.

- Nu au existat incidente confirmate în care lucrătorii proprii au fost concediați sau au făcut obiectul procedurilor disciplinare pentru incidente de corupție sau mită.
- Nu au existat incidente confirmate legate de contracte cu parteneri de afaceri care au fost reziliate sau care nu au fost reînnoite din cauza încălcărilor legate de corupție sau de dare sau luare de mită.
- Nu au fost raportate cazuri publice de corupție sau de dare sau luare de mită împotriva întreprinderii și a lucrătorilor proprii sau a conducerii în cursul perioadei de raportare.
- Nu au fost raportate incidente de corupție sau mită care să implice actori din lanțul nostru valoric în care organizația sau angajații săi să fie direct implicați.

Grupul Hidroelectrica are ca țintă zero cazuri de corupție, așa cum a fost stabilit în Strategia privind sustenabilitatea din 2023.

Practici de plată

G1-6

Conform prevederilor contractuale stabilite cu privire la termenele de plată, plățile către furnizorii entităților Grupului Hidroelectrica sunt efectuate conform contractelor, de 5 și 60 de zile, în funcție de specificațiile fiecărui contract, fiind respectate de către entitățile grupului. În cazul unor proiecte de rețehnologizare, există și prevederea plății unui procent din lucrări după recepția acestora. Termenul de plată mediu realizat în 2025 este estimat la 26,6 zile (calculat ca soldul mediu de furnizor împărțit la valoarea achizițiilor * 365).

La nivelul Hidroelectrica SA este stabilit un indicator de performanță pentru monitorizarea respectării termenelor de plată, care se regăsește în procedura S04.140 Operare plăți prin transfer bancar și se referă la respectarea termenelor de plată indicate de către derulatorii de contracte din Hidroelectrica SA. Pentru obiectivul de Plata facturilor și a altor obligații de plată conform scadențelor, indicatorul este „Zero penalități rezultate din plata cu întârziere a obligațiilor de plată”.

Astfel, în perioada de raportare 2025, indicatorul a fost îndeplinit în măsură de 100%. Calculul indicatorului a fost efectuat astfel: Total penalități de întârziere emise și achitate pentru furnizori ANAR (Administrația Națională Apele Române) / Total facturi emise și achitate pentru furnizori ANAR).

În perioada de raportare, nu au existat proceduri judiciare în curs sau inițiate legate de întârzieri de plată.

Protecția datelor informatice

G1-7 (specific entității)

Politici legate de securitatea cibernetică

În acest moment, Grupul Hidroelectrica nu are o politică formalizată de securitate cibernetică la nivel de Grup.

La nivelul Hidroelectrica S.A. sunt însă implementate documente interne privind securitatea informațiilor, respectiv „Politica Hidroelectrica privind securitatea informației și a rețelelor și sistemelor informatice” și „Regulamentul Sistemului de management al securității informației și al rețelelor și sistemelor informatice în cadrul S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A.”, aprobate în data de 19.03.2025, în conformitate cu cerințele legale aplicabile.

De asemenea, UCMH SRL are adoptată „Politica UCMH SRL privind securitatea informației”, disponibilă public la: <https://www.ucmh.ro/wp-content/uploads/2025/07/Politica-de-Securitate-a-Informatiei-UCMH-Resita-SRL.pdf>.

În prezent există, de asemenea proceduri operaționale și mecanisme tehnice implementate pentru gestionarea incidentelor și protecția infrastructurii IT și OT. Grupul are în vedere elaborarea și implementarea unui plan de diminuare a riscului cibernetic, care presupune dezvoltarea și aplicarea măsurilor preventive pentru fiecare tip de risc cibernetic.

Aceste inițiative sunt planificate a fi dezvoltate etapizat, în funcție de evoluția proiectelor de investiții IT și a procedurilor de achiziție, estimate pentru perioada 2026 și ulterior. La momentul raportării nu există încă un calendar detaliat aprobat pentru implementarea tuturor acestor politici la nivelul Grupului.

Aplicarea securității cibernetice în Hidroelectrica SA

Criptarea datelor clienților reprezintă o componentă importantă a strategiei noastre de securitate, departamentul IT implementează o gamă largă de măsuri avansate, care contribuie la protejarea infrastructurii critice și a datelor sensibile.

Măsurile prezentate mai jos reprezintă practici operaționale implementate de Departamentul Transformare Digitală și Inovare (TDI) pentru gestionarea riscurilor de securitate cibernetică. Acestea nu constituie acțiuni stabilite în mod specific în cadrul procesului de identificare a impacturilor, riscurilor și oportunităților (IRO) din analiza de dublă materialitate, ci reflectă cadrul operațional existent pentru protecția infrastructurii IT și OT.

Măsuri de securitate implementate de departamentul Transformare Digitală și Inovare (TDI):

1. Gestionarea aspectelor de securitate cibernetică

La nivelul Grupului Hidroelectrica sunt implementate politici și reglementări interne relevante pentru gestionarea securității informației și a sistemelor informatice, care contribuie la prevenirea și gestionarea riscurilor de securitate cibernetică.

- „Politica Hidroelectrica privind securitatea informației și a rețelelor și sistemelor informatice” stabilește cadrul general de protecție a informațiilor și a infrastructurii informatice, definind principiile de bază privind confidențialitatea, integritatea și disponibilitatea datelor, precum și responsabilitățile personalului în aplicarea măsurilor de securitate. Politica se aplică tuturor angajaților și sistemelor informatice din cadrul Hidroelectrica S.A.
- „Regulamentul Sistemului de management al securității informației și al rețelelor și sistemelor informatice în cadrul S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A.” detaliază modul de implementare a sistemului de management al securității informației, inclusiv procesele de identificare și gestionare a

riscurilor, controlul accesului, monitorizarea incidentelor și măsurile de răspuns la incidente de securitate. Regulamentul stabilește responsabilitățile la nivel organizațional și mecanisme de control intern.

- „Politica UCMH SRL privind securitatea informației” definește principiile și măsurile aplicabile la nivelul filialei pentru protecția informațiilor și a sistemelor informatice, fiind aliniată cu cerințele grupului și adaptată specificului operațional al acesteia.

Aceste politici sunt aplicabile la nivelul entităților relevante din Grup și sunt revizuite periodic, în vederea asigurării alinierii la cerințele legislative și la standardele aplicabile în domeniul securității informației.

Există suplimentar definite proceduri pentru gestionarea riscurilor, răspunsul la incidente, protecția datelor și securitatea rețelelor. De asemenea, sunt alocate resurse și stabilite responsabilități.

2. Detecție și prevenire a atacurilor

Compania utilizează soluții de tip firewall pentru monitorizarea și controlul traficului de rețea, actualizate constant pentru protecția infrastructurii împotriva malware-ului și atacurilor externe. Implementarea unui sistem avansat de monitorizare și detectare a intruziunilor (IDS/IPS) reprezintă o prioritate pentru a identifica rapid atacurile și pentru a preveni compromiterea sistemelor.

3. Filtrare avansată a pachetelor (deep packet inspection)

Aceasta permite identificarea și blocarea traficului malițios, contribuind la protecția infrastructurii IT și OT, la protejarea datelor sensibile și la menținerea performanței rețelei. Prin filtrarea traficului se asigură controlul accesului, îmbunătățirea performanței rețelei și implicit protecția împotriva atacurilor cibernetice.

4. Protecție împotriva malware

Sunt implementate soluții anti-malware și antivirus la nivelul stațiilor de lucru, serverelor și dispozitivelor de rețea, cu actualizări automate. Scanările periodice și monitorizarea în timp real contribuie la prevenirea și eliminarea amenințărilor cibernetice și la reducerea riscurilor precum pierderi financiare, scurgeri de date sau întreruperi ale activității.

5. Creșterea rezilienței prin redundanță și backup-uri

Se realizează backup-uri periodice ale datelor critice și se utilizează mecanisme de redundanță pentru infrastructura IT. Procedurile de restaurare a datelor sunt revizuite periodic pentru a asigura reluarea rapidă a operațiunilor în cazul unor incidente sau defecțiuni.

6. Conformitate cu reglementările în vigoare

Sunt respectate cerințele legislației naționale și europene privind securitatea cibernetică, inclusiv GDPR și Directiva NIS1, precum și standarde internaționale relevante, precum ISO/IEC 27001.

7. Monitorizare și evaluare continuă a riscurilor

Riscurile cibernetice sunt evaluate periodic pentru identificarea vulnerabilităților și stabilirea măsurilor de protecție. De asemenea, sunt realizate analize de impact asupra activităților critice în cazul unor incidente cibernetice.

8. Răspuns la incidente

Funcționează un centru de monitorizare a securității (SOC) pentru identificarea activităților anormale și răspuns rapid la incidente. De asemenea, este planificată implementarea unei soluții de tip SIEM (Security Information and Event Management) pentru corelarea evenimentelor și detectarea amenințărilor complexe.

9. Segmentarea rețelelor

Segmentarea rețelelor prin VLAN-uri și zone de securitate distincte este în curs de implementare, pentru izolarea sistemelor critice și reducerea suprafeței de atac.

10. Aplicarea principiului „Zero Trust”

Principiul „Zero Trust” presupune verificarea riguroasă a utilizatorilor și dispozitivelor înainte de accesul la sistemele sensibile. Autentificarea multi-factor este implementată pentru aplicațiile critice, cu extindere planificată și pentru alte sisteme sensibile.

11. Formarea și educarea continuă a angajaților

Sunt organizate sesiuni periodice de informare și training privind principalele amenințări cibernetice (phishing, inginerie socială) și bune practici de securitate. Personalul este instruit să recunoască și să raporteze activitățile suspecte, în conformitate cu regulamentul intern privind securitatea cibernetică.

12. Controlul accesului fizic și digital

Accesul la date și sisteme este acordat conform principiului minimului necesar („least privilege”), fiind aplicate politici stricte privind complexitatea și rotația parolelor.

13. Gestionarea eficientă a terților

Sunt aplicate măsuri de verificare a securității cibernetice a furnizorilor și partenerilor. Accesul acestora la infrastructura IT&C este acordat doar după evaluarea riscurilor și stabilirea măsurilor de securitate, iar furnizorii semnează acorduri de confidențialitate (NDA).

14. Protecția împotriva atacurilor DDoS

Sunt implementate soluții de filtrare a traficului și servicii de mitigare DDoS pentru prevenirea blocării serviciilor critice.

15. Alte măsuri

Pentru implementarea măsurilor de securitate cibernetică, compania colaborează cu parteneri strategici și instituții de stat (DNSC, CNC, etc). Aceste acțiuni contribuie la protejarea infrastructurii IT și OT și la asigurarea securității, continuității și rezilienței operaționale.

Incidente confirmate de securitate cibernetică și ținte

În anul 2025 nu au fost identificate incidente semnificative de securitate cibernetică la nivelul Grupului Hidroelectrica. Un incident izolat a fost semnalat anterior în legătură cu platforma iHidro, fiind determinat de o eroare de configurare apărută în timpul procesului de migrare a datelor în anul 2023. Incidentul a afectat un număr limitat de utilizatori (69 din peste 500.000 de clienți) și a fost remediat prompt, fără a reprezenta un atac cibernetic.

ANEXE

Anexa 1- Cerințele de prezentare și punctele de date

Standard	Cerințe de prezentare (CP)	Raport Anual Pagina
ESRS 2	BP-1 – Baza generală pentru întocmirea raportului privind durabilitatea	148
	BP-2 – Prezentări de informații în legătură cu circumstanțe specifice	149
	GOV-1 – Rolul organelor de administrație, de conducere și de supraveghere	150, 264
	GOV-2 – Informațiile furnizate organelor de administrație, de conducere și de supraveghere ale întreprinderii și aspectele de durabilitate abordate de acestea	153
	GOV-3 – Integrarea performanței legate de durabilitate în sistemele de stimulente	153, 191
	GOV-4 – Declarație privind procesul de diligență	154
	GOV-5 – Gestionarea riscurilor și controalele interne referitoare la raportarea privind durabilitatea	155
	SBM-1 – Strategia, modelul de afaceri și lanțul valoric	155
	SBM-2 – Interesele și punctele de vedere ale părților interesate	157, 221, 249, 256

Standard	Cerințe de prezentare (CP)	Raport Anual Pagina
	SBM-3 - Impactul, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	157, 176, 199, 221, 242, 250
	IRO-1 – Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impactului, a riscurilor și a oportunităților semnificative	158, 176, 204, 265
	IRO-2 – Cerințe de prezentare de informații din ESRS acoperite de raportul privind durabilitatea a întreprinderii	174
	Politici MDR-P – Politici adoptate pentru gestionarea aspectelor de durabilitate semnificative	174
	Acțiunile MDR-A – Acțiuni și resurse privind aspectele de durabilitate semnificative	174
	MDR-M – Indicatori privind aspectele de durabilitate semnificative	174
	Țintele MDR-T – urmărirea eficacității politicilor și a acțiunilor prin intermediul Țintelor	175
ESRS E1 Schimbările climatice	E1-1 – Planul de tranziție pentru atenuarea schimbărilor climatice	175
	ESRS 2 SBM-3	176
	ESRS 2 IRO-1	176
	E1-2 – Politici legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea	180
	E1-3 – Acțiuni și resurse legate de politicile privind schimbările climatice	180
	E1-4 – Ținte legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea	181
	E1-5 – Consumul de energie și mixul energetic	181
	E1-6 – Emisiile brute de GES de categoriile 1, 2, 3 și emisiile totale de GES	183
	E1-7 – Absorbții de GES și proiecte de atenuare a emisiilor de GES finanțate prin credite de carbon	190
	E1-8 – Stabilirea prețului intern al carbonului	190

Standard	Cerințe de prezentare (CP)	Raport Anual Pagina
	E1-9 – Efectele financiare anticipate ale riscurilor fizice și de tranziție semnificative și ale oportunităților potențiale legate de climă	190
ESRS E4 Biodiversitate și ecosisteme	ESRS 2 SBM-3	199
	ESRS 2 IRO-1	204
	E4-1 – Planul de tranziție și luarea în considerare a biodiversității și a ecosistemelor în cadrul strategiei și al modelului de afaceri	210
	E4-2 – Politici legate de biodiversitate și ecosisteme	211
	E4-3 – Acțiuni și resurse legate de biodiversitate și ecosisteme	212
	E4-4 – Ținte legate de biodiversitate și ecosisteme	215
	E4-5 – Indicatori de impact legați de biodiversitate și de schimbările ecosistemelor	215
	E4-6 – Efectele financiare	-
ESRS S1 Forța de muncă proprie	ESRS 2 SBM-2	220
	ESRS 2 SBM-3	221
	S1-1 – Politici legate de forța de muncă proprie	223
	S1-2 – Procese pentru colaborarea cu lucrătorii proprii și cu reprezentanții lucrătorilor cu privire la Impacturi	226
	S1-3 – Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care lucrătorii proprii își pot exprima preocupările	227
	S1-4 – Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra forței de muncă proprii și abordări pentru atenuarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de forța de muncă proprie, precum și eficacitatea acestor acțiuni	228

Standard	Cerințe de prezentare (CP)	Raport Anual Pagina
	S1-5 – Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative	231
	S1-6 – Caracteristicile angajaților întreprinderii	233
	S1-7 – Caracteristicile lucrătorilor care nu sunt salariați din cadrul forței de muncă proprii a Întreprinderii	-
	S1-8 – Acoperirea negocierilor colective și dialogul social	236
	S1-9 – Indicatori privind diversitatea	235
	S1-10 – Salarii adecvate	236
	S1-11 – Protecția socială	-
	S1-12 – Persoane cu dizabilități	237
	S1-13 – Indicatori de formare și de dezvoltare a competențelor	-
	S1-14 – Indicatori de sănătate și siguranță	240
	S1-15 – Indicatori privind echilibrul dintre viața profesională și cea privată	-
	S1-16 – Indicatori privind remunerația (diferența de remunerare și remunerația totală)	237
	S1-17 – Incidente, plângeri și probleme și incidente grave privind drepturile omului	239
ESRS S3 Comunități afectate	ESRS 2 SBM-2	242
	ESRS 2 SBM-3	242
	S3-1 – Politici legate de comunitățile afectate	243
	S3-2 – Procese de colaborare cu comunitățile afectate cu privire la impacturi	244
	S3-3 – Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care comunitățile afectate își pot exprima preocupările	245

Standard	Cerințe de prezentare (CP)	Raport Anual Pagina
	S3-4 – Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra comunităților afectate și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de comunitățile afectate, precum și eficacitatea acestor acțiuni	245
	S3-5 – Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative	247
ESRS S4 Consumatorii și utilizatorii finali	ESRS 2 SBM-2	249
	ESRS 2 SBM-3	250
	S4-1 – Politici privind consumatorii și utilizatorii finali	251
	S4-2 – Procese de colaborare cu consumatorii și utilizatorii finali cu privire la impacturi	254
	S4-3 – Procese de remediere a impacturilor negative și canale prin care consumatorii și utilizatorii finali își pot exprima preocupările	258
	S4-4 – Adoptarea de măsuri cu privire la impacturile semnificative asupra consumatorilor și utilizatorilor finali și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și urmărirea oportunităților semnificative legate de consumatori și utilizatori finali, precum și eficacitatea acestor măsuri	261
	S4-5 – Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative	263
ESRS G1 Conduita profesională	ESRS 2 GOV-1	264
	ESRS 2 IRO-1	265
	G1-1 – Cultura corporativă și politicile privind conduita profesională și cultura corporativă	268
	G1-2 – Gestionarea relațiilor cu furnizorii	271
	G1-3 – Prevenirea și depistarea corupției și a dării sau luării de mită	273

Standard	Cerințe de prezentare (CP)	Raport Anual Pagina
	G1-4 – Cazuri confirmate de corupție sau dare sau luare de mită	275
	G1-6 – Practici de plată	276

Anexa 2 - Punctele de date care decurg din alte acte legislative ale UE

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
ESRS 2 GOV-1 Diversitatea de gen în cadrul organelor de conducere punctul 21 litera (d)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816 al Comisiei ¹³ , Anexa II		ESRS 2 - Informații generale
ESRS 2 GOV-1 Procentul membrilor din cadrul organelor de conducere care sunt independenți punctul 21 litera (e)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		ESRS 2 - Informații generale
ESRS 2 GOV-4 Declarația privind procesul de diligență punctul 30			ESRS 2 - Informații generale
ESRS 2 SBM-1 Implicarea în activități în legătură cu combustibilii fosili punctul 40 litera (d) subpunctul (i)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		Nu este cazul

¹¹ Regulamentul (UE) 2016/1011 al Parlamentului European și al Consiliului din 8 iunie 2016 privind indicii utilizați ca indici de referință în cadrul instrumentelor financiare și al contractelor financiare sau pentru a măsura performanțele fondurilor de investiții și de modificare a Directivelor 2008/48/CE și 2014/17/UE și a Regulamentului (UE) nr. 596/2014 (JO L 171, 29.6.2016, p. 1).

¹² Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de instituire a cadrului pentru realizarea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 („Legea europeană a climei”) (JO L 243, 9.7.2021, p. 1).

¹³ Regulamentul delegat (UE) 2020/1816 al Comisiei din 17 iulie 2020 de completare a Regulamentului (UE) 2016/1011 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește explicația din declarația privind indicii de referință a modului în care se reflectă factorii de mediu, sociali și de guvernanță în fiecare indice de referință furnizat și publicat (JO L 406, 3.12.2020, p. 1).

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
ESRS 2 SBM-1 Implicarea în activități în legătură cu fabricarea de produse chimice punctul 40 litera (d) subpunctul (ii)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		Nu este cazul
ESRS 2 SBM-1 Implicarea în activități în legătură cu arme controversate punctul 40 litera (d) subpunctul (iii)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818(7), articolul 12 alineatul (1) Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II		Nu este cazul
ESRS 2 SBM-1 Implicarea în activități în legătură cu cultivarea și producția de tutun punctul 40 litera (d) subpunctul (iv)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 12 alineatul (1) Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II		Nu este cazul
ESRS E1-1 Planul de tranziție pentru realizarea neutralității climatice până în 2050 alineatul (14)		Regulamentul (UE) 2021/1119, articolul 2 alineatul (1)	ESRS E1 Plan de tranziție
ESRS E1-1 Întreprinderi excluse de la aplicarea indicilor de referință aliniați la Acordul de la Paris punctul 16 litera (g)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 12 alineatul (1) literele (d)-(g) și articolul 12 alineatul (2)		Nu este cazul
ESRS E1-4 Țintele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră punctul 34	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 6		E1-4 Ținte legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea
ESRS E1-5 Consumul de energie fosilă din surse dezagregate în funcție de sursă (numai			E1-5 Consumul de energie și mixul energetic

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
sectoarele cu un impact ridicat asupra climei) punctul 38			
ESRS E1-5 consumul de energie și mixul energetic punctul 37			E1-5 Consumul de energie și mixul energetic
ESRS E1-5 Intensitatea energetică asociată cu activitățile din sectoare cu un impact ridicat asupra climei Alineatele (40)-(43)			E1-6 Emisiile brute de GES de categoriile 1, 2, 3 și emisiile totale de GES
ESRS E1-6 Valorile brute din 1, 2, 3 și emisiile totale de GES punctul 44	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 5 alineatul (1), articolul 6 și articolul 8 alineatul (1)		E1-6 Emisiile brute de GES de categoriile 1, 2, 3 și emisiile totale de GES
ESRS E1-6 Intensitatea emisiilor brute de GES Alineatele (53)-(55)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 8 alineatul (1)		E1-6 Emisiile brute de GES de categoriile 1, 2, 3 și emisiile totale de GES
ESRS E1-7 Absorbțiile de GES și creditele de carbon punctul 56		Regulamentul (UE) 2021/1119, articolul 2 alineatul (1)	E1-7 Absorbții de GES
ESRS E1-9 Expunerea portofoliului indicelui de referință la riscurile fizice legate de climă punctul 66	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, anexa II Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II		Nu e cazul
ESRS E1-9 Dezagregarea valorilor monetare în funcție de riscul fizic acut și cronic punctul 66 litera (a) ESRS E1-9 Amplasarea activelor semnificative			Nu e cazul

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
care sunt supuse unui risc fizic semnificativ punctul 66 litera (c).			
ESRS E1-9 Defalcarea valorii contabile a activelor imobiliare în funcție de clasele de eficiență energetică punctul 67 litera (c).			Nu e cazul
ESRS E1-9 Gradul de expunere a portofoliului la oportunitățile legate de climă punctul 69	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, Anexa II		Nu e cazul
ESRS E2-4 Cantitatea din fiecare poluant enumerat în anexa II la Regulamentul E-PRTR (Registrul European al Poluanților Emiși și Transferați) emisă în aer, apă și sol, punctul 28			Nu e material
ESRS E3-1 Resursele de apă și cele marine punctul 9			Nu e material
ESRS E3-1 Politica specifică punctul 13			Nu e material
ESRS E3-4 Total apă reciclată și reutilizată punctul 28 litera (c)			Nu e material
ESRS E3-4 Consumul total de apă consumată în mc per venit net din operațiunile proprii punctul 29			Nu e material
ESRS 2- IRO-1 - E4 punctul 16 litera (a) punctul (i)			Nu e cazul
ESRS 2- IRO-1 - E4			Nu e cazul

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
punctul 16 litera (b)			
ESRS 2- IRO-1 - E4 punctul 16 litera (c)			Nu e cazul
ESRS E4-2 Practici sau politici durabile privind terenurile/agricultura punctul 24 litera (b)			Nu e cazul
ESRS E4-2 Practici sau politici durabile privind oceanele/mărilor punctul 24 litera (c)			Nu e cazul
ESRS E4-2 Politicele de combatere a despăduririi punctul 24 litera (d)			Nu e cazul
ESRS E5-5 Deșeuri nereciclate punctul 37 litera (d)			Nu e material
ESRS E5-5 Deșeuri periculoase și deșeuri radioactive punctul 39			Nu e material
ESRS 2- SBM3 - S1 Riscul de incidente de muncă forțată punctul 14 litera (f)			Nu e material
ESRS 2- SBM3 - S1 Riscul de incidente de muncă a copiilor punctul 14 litera (g)			Nu e material
ESRS S1-1 Angajamente privind politica în domeniul drepturilor omului alineatul (20)			Nu e cazul
ESRS S1-1 Politici de diligență în privința problemelor abordate de Convențiile fundamentale 1-8 ale Organizației Internaționale a Muncii alineatul (21)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		S1-1 Politici legate de forța de muncă proprie
ESRS S1-1			Nu e cazul

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
Procese și măsuri de prevenire a traficului de persoane punctul 22			
ESRS S1-1 Politica de prevenire a accidentelor la locul de muncă sau sistemul de gestionare a acestora punctul 23			Nu e cazul
ESRS S1-3 mecanisme de soluționare a reclamațiilor/plângerilor punctul 32 litera (c)			Nu e cazul
ESRS S1-14 Numărul de decese și numărul și rata accidentelor legate de muncă punctul 88 literele (b) și (c)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		S1-14 Indicatori de sănătate și siguranță
ESRS S1-14 Numărul de zile pierdute ca urmare a vătămarilor, accidentelor, deceselor sau bolilor punctul 88 litera (e)			Nu e cazul
ESRS S1-16 Disparitatea salarială de gen în formă neajustată punctul 97 litera (a)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		S1-16 Indicatori privind remunerația (diferența de remunerare și remunerația totală)
ESRS S1-16 Un nivel excesiv al raportului dintre remunerația directorului general și cea a lucrătorilor punctul 97 litera (b)			Nu e cazul
ESRS S1-17 Incidente de discriminare punctul 103 litera (a)			Nu e cazul
ESRS S1-17 Nerespectarea Principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului și a orientărilor OCDE punctul 104 litera (a)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 12 alineatul (1)		S1-17 Incidente, plângeri și probleme și incidente grave privind drepturile omului
ESRS 2- SBM-3 – S2			Nu e material

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
Risc semnificativ de muncă a copiilor sau de muncă forțată în lanțul valoric punctul 11 litera (b)			
ESRS S2-1 Angajamente privind politica în domeniul drepturilor omului punctul 17			Nu e material
ESRS S2-1 Politici privind lucrătorii din lanțul valoric punctul 18			Nu e material
ESRS S2-1 Nerespectarea Principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului și a orientărilor OCDE punctul 19	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 12 alineatul (1)		Nu e material
ESRS S2-1 Politici de diligență în privința problemelor abordate de Convențiile fundamentale 1-8 ale Organizației Internaționale a Muncii punctul 19	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		Nu e material
ESRS S2-4 Aspecte legate de drepturile omului și incidente legate de lanțul său valoric din amonte și din aval punctul 36			Nu e material
ESRS S3-1 Angajamente privind politica în domeniul drepturilor omului, punctul 16			Nu e material
ESRS S3-1 Nerespectarea principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului, a principiilor OIM și/sau a orientărilor OCDE punctul 17	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 12 alineatul (1)		Nu e material
ESRS S3-4 Aspecte și incidente privind drepturile omului punctul 36			Nu e material

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²	Localizare în raport
ESRS S4-1 Politici privind consumatorii și utilizatorii finali punctul 16.			ESRS S4-1 Politici privind consumatorii și utilizatorii finali
ESRS S4-1 Nerespectarea principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului și a orientărilor OCDE punctul 17	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, articolul 12 alineatul (1)		Nu e cazul
ESRS S4-4 Aspecte și incidente privind drepturile omului punctul 35			Nu e cazul
ESRS G1-1 Convenția Organizației Națiunilor Unite împotriva corupției punctul 10 litera (b)			Nu e cazul
ESRS G1-1 Protecția avertizorilor punctul 10 litera (d)			Nu e cazul
ESRS G1-4 Amenzi pentru încălcarea legilor de combatere a corupției și a dării sau luării de mită punctul 24 litera (a)	Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II		G1-4 Combaterea corupției și a dării sau luării de mită
ESRS G1-4 Standarde de combatere a corupției și a dării și luării de mită punctul 24 litera (b)			Nu e cazul

Directorat Hidroelectrica
Bogdan-Nicolae BADEA - Președinte Directorat

Radu-Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

III. Declarația Conducerii

În baza informațiilor disponibile, confirmăm că Situațiile financiare consolidate la data de și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, întocmite în conformitate cu Standardele de Contabilitate adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-EU”) și Situațiile financiare individuale și consolidate la data de și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, cu modificările ulterioare („OMFP nr. 2844/2016”) oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea privind activele, obligațiile, poziția financiară, contul de profit și pierdere și fluxurile de numerar ale Grupului Hidroelectrica și ale societății Hidroelectrica.

În baza informațiilor disponibile, confirmăm că Raportul Directoratului pentru anul 2025, întocmit în conformitate cu prevederile Regulamentului ASF nr. 5/2018, cu prevederile Legii 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, precum și în conformitate cu standardele de raportare privind durabilitatea menționate la art. 29b din Directiva 2013/34/UE și cu precizările adoptate în temeiul art. 8 alin. (4) din Regulamentul (UE) 2020/852, cuprinde o analiză corectă a dezvoltării și performanțelor emitentului și a societăților implicate în consolidare, precum și o descriere a principalelor riscuri și incertitudini specifice activității desfășurate, disponibile la data prezentului raport.

Directorat Hidroelectrica

Bogdan-Nicolae BADEA - Președinte Directorat

Radu-Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Glosar de termeni și definiții

AGA	Adunarea Generală a Acționarilor, care poate fi fie Adunarea Generală Ordinara a Acționarilor (AGOA), fie Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor (AGEA)
BVB	Bursa de Valori București
BVC	Buget de Venituri și Cheltuieli
BNR	Banca Națională a României
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
ANAR	Administrația Națională Apele Române
ASF	Autoritatea de Supraveghere Financiară
AMEPIP	Agencia pentru Monitorizarea și Evaluarea Performanțelor Întreprinderilor Publice
CHE	Centrala hidroelectrică
AHE	Amenajare hidroenergetică
UHE	Uzina hidroelectrică
MHC	Microhidrocentrale
CS	Consiliul de Supraveghere
CCM	Contract Colectiv de Munca
Hidroserv	Filiala Societății, S.S.H. Hidro serv S.A
HG	Hotărâre de Guvern
IAS	Standardele Internaționale de Contabilitate
IFRS	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
ESG	Environmental, Social, Governance
LEI	Codul de identificare a entității juridice
PAM	Program de asigurare a mentenanței
SISC	Structuri, instalații (sisteme), ansambluri, subansambluri, echipamente și componente ale capacităților din sectorul energiei electrice și termice, aflate în gestiunea titularilor de licență, încadrate în categoria mijloacelor fixe, pentru care se aplică PAM
LC	Loc Consum
M&A	Fuziuni și achiziții
MACEE	Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică
PNNR	Planul Național de Redresare și Reziliență
GDPR	Regulament General de Protecția Datelor (General Data Protection Regulation)
OPCOM	Operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale din România -OPCOM S.A.
OUG	Ordonanță de urgență a Guvernului
SEN	Sistemul Energetic Național
Hidroelectrica	SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A.
Transelectrica sau OTS	Operatorul Național de Transport și Sistem al Energiei Electrice

- **EBITDA** este definită ca profitul/(pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale și (ii) cheltuieli și venituri din dobânzi.
- **Marja EBITDA** este definită ca EBITDA împărțit la venituri.
- **EBITDA Ajustată** este definită ca EBITDA ajustată cu (a) deprecierea/reversarea deprecierei imobilizărilor corporale și necorporale și (b) câștigul din achiziții de întreprinderi în condiții avantajoase.
- **Marja EBITDA Ajustată** este definită ca EBITDA Ajustată împărțit la Venituri
- **Datoria Netă/(Numerar) Ajustat** este definit ca împrumuturi bancare și datorii aferente contractelor de leasing minus numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt (investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale).
- **Raportul Datoria netă/ (Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată** este definit ca „Datoria netă/(Numerar) Ajustat împărțit la EBITDA Ajustată.

IV. Situații financiare

Situațiile financiare consolidate IFRS-EU

Situațiile financiare individuale OMFP 2844/2016

Situațiile financiare consolidate OMFP 2844/2016

RAPORT DE ASIGURARE LIMITATĂ AL AUDITORULUI INDEPENDENT ASUPRA RAPORTĂRII CONSOLIDATE PRIVIND DURABILITATEA PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR 2025

Către acționarii Societății de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.

Concluzia de asigurare limitată

Am desfășurat o misiune de asigurare limitată asupra Raportării consolidate privind durabilitatea inclusă în secțiunea "Declarația privind Durabilitatea" din Raportul Anual al Societății la data 31.12.2025 și pentru perioada de la 01.01.2025 până la 31.12.2025, întocmită de **Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.** („Societatea”), cu sediul social înregistrat în România, Adresa B-dul Ion Mihalache, nr. 15-17, etajele 10-15, sector 1, București, România, Cod unic de înregistrare fiscală RO13267213, numărul de înregistrare la Registrul Comerțului J40/7426/2000.

Pe baza procedurilor pe care le-am efectuat și a probelor pe care le-am obținut, nu am luat cunoștință de niciun aspect care să ne determine să considerăm că Raportarea consolidată privind durabilitatea a Societății de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. la data 31.12.2025 și pentru perioada de la 01.01.2025 până la 31.12.2025 nu este întocmită, sub toate aspectele semnificative, în conformitate cu cadrul legislativ aplicabil de raportare privind durabilitatea prevăzut în Ordinul Ministrului Finanțelor nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare, Capitolul 7¹, secțiunea 7^{1.3} incluzând:

- conformitatea cu Standardele Europene de Raportare privind Durabilitatea („ESRS”), inclusiv faptul că procesul efectuat de Societate pentru identificarea informațiilor prezentate în Raportarea consolidată privind durabilitatea (denumit „Procesul”) este în conformitate cu descrierea prevăzută în secțiunea ESRS 2 - Prezentări de informații cu caracter general, sub-secțiunea IRO-1 Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative și
- conformitatea prezentărilor de informații privind taxonomia, detaliate în Secțiunea Taxonomia UE a Raportării consolidate privind durabilitatea, cu cerințele de raportare aplicabile ale Articolului 8 din Regulamentul (UE) nr. 852/2020 (denumit „Regulamentul privind Taxonomia”).

Baza concluziei de asigurare

Ne-am desfășurat misiunea de asigurare limitată în conformitate cu ISAE 3000 (Revizuit) „Misiunile de asigurare, altele decât auditurile sau revizuirile informațiilor financiare istorice”.

Procedurile într-o misiune de asigurare limitată diferă ca natură și plasare în timp și sunt mai restrânse decât cele dintr-o misiune de asigurare rezonabilă. În consecință, nivelul de asigurare obținut într-o misiune de asigurare limitată este semnificativ mai redus decât asigurarea care ar fi fost obținută dacă s-ar fi desfășurat o misiune de asigurare rezonabilă.

Responsabilitățile noastre conform acestui standard sunt detaliate în secțiunea „Responsabilitățile Auditorului” din cadrul raportului nostru.

Suntem independenți față de Societate conform Codului etic internațional pentru profesioniștii contabili (inclusiv Standardele Internaționale privind Independența) emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Etică pentru Contabili (Codul IESBA), și celorlalte cerințe etice relevante în România, inclusiv Legea nr. 162/2017 cu modificările ulterioare, pentru misiunea noastră de asigurare asupra Raportării consolidate privind Durabilitatea, și ne-am îndeplinit celelalte responsabilități etice în conformitate cu aceste cerințe și cu Codul IESBA.

Firma noastră aplică Standardul Internațional privind Managementul Calității 1, Managementul calității pentru firmele care efectuează audituri și revizuri ale situațiilor financiare, precum și alte misiuni de asigurare și servicii conexe, care necesită proiectarea, implementarea și operarea unui sistem de management al calității, inclusiv politici sau proceduri privind conformitatea cu cerințele etice, standardele profesionale și cerințele legale și de reglementare aplicabile.

Considerăm că probele pe care le-am obținut sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru concluzia noastră.

Alte aspecte - Informațiile Comparative

Informațiile comparative incluse în Raportarea consolidată privind durabilitatea au făcut obiectul unei misiuni de asigurare limitată în anul precedent, efectuată de un alt auditor, care a exprimat o concluzie nemodificată în raportul său de asigurare limitată datat 26 martie 2025.

Responsabilitățile pentru Raportarea consolidată privind durabilitatea

Conducerea Societății este responsabilă pentru proiectarea, implementarea și operarea unui proces de identificare a informațiilor incluse în Raportarea consolidată privind durabilitatea, în conformitate cu ESRS, precum și pentru prezentarea acestui proces în secțiunea ESRS 2 - Prezentări de informații cu caracter general, sub-secțiunea IRO-1 Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative.

Această responsabilitate include:

- înțelegerea contextului în care se derulează activitățile și relațiile de afaceri ale Societății și dezvoltarea unei înțelegeri a părților interesate afectate;
- identificarea impacturilor actuale și potențiale (atât negative, cât și pozitive) legate de aspectele de durabilitate, precum și a riscurilor și oportunităților care afectează, sau care ne putem aștepta să afecteze în mod rezonabil, poziția financiară, performanța financiară, fluxurile de numerar, accesul la finanțare sau costul capitalului entității pe termen scurt, mediu sau lung;
- evaluarea măsurii în care impacturile, riscurile și oportunitățile identificate în legătură cu aspectele de durabilitate sunt semnificative, prin selectarea și aplicarea unor praguri adecvate; și
- elaborarea unor metodologii și formularea unor ipoteze care sunt rezonabile în circumstanțele date.

Conducerea Societății este, de asemenea, responsabilă pentru întocmirea Raportării consolidate privind durabilitatea, în conformitate cu cadrul de raportare privind durabilitatea prevăzut în Ordinul Ministrului Finanțelor nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare, Capitolul 7¹, secțiunea 7^{1.3}, inclusiv:

- conformitatea cu Standardele europene de raportare privind durabilitatea (ESRS);
- întocmirea prezentărilor de informații privind taxonomia, în Secțiunea Taxonomia UE, din Raportarea consolidată privind durabilitatea, în conformitate cu Articolul 8 din Regulamentul (UE) nr. 852/2020 („Regulamentul privind Taxonomia”);
- proiectarea, implementarea și menținerea acelor controale interne considerate necesare pentru a permite întocmirea Raportării consolidate privind durabilitatea fără denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare; și
- selectarea și aplicarea unor metode adecvate de raportare a durabilității, precum și formularea de ipoteze și estimări cu privire la prezentările de informații individuale privind durabilitatea, care sunt rezonabile în circumstanțele date.

Persoanele responsabile cu guvernarea au responsabilitatea de a supraveghea procesul de raportare privind durabilitatea al Societății.

Limitări inerente în întocmirea Raportării privind durabilitatea

În raportarea de informații prognozate, în conformitate cu Standardele Europene de Raportare privind Durabilitatea (ESRS), Conducerea Societății trebuie să întocmească aceste informații prognozate pe baza unor ipoteze prezentate cu privire la evenimente care pot avea loc în viitor și la acțiuni viitoare posibile ale Societății. Rezultatul real este probabil să fie diferit, deoarece evenimentele anticipate nu au loc întotdeauna conform așteptărilor.

La determinarea prezentărilor de informații din Raportarea privind durabilitatea, Conducerea Societății interpretează termeni juridici nedefiniți și alți termeni. Acești termeni juridici nedefiniți și alți termeni pot fi interpretați diferit, inclusiv în ceea ce privește conformitatea juridică a interpretării lor și, în consecință, sunt supuși unor incertitudini.

Responsabilitățile auditorului pentru misiunea de asigurare limitată

Obiectivele noastre constau în planificarea și efectuarea misiunii de asigurare în așa fel încât să obținem o asigurare limitată cu privire la măsura în care Raportarea consolidată privind durabilitatea este lipsită de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, și în emiterea unui raport de asigurare limitată care include concluzia noastră.

Denaturările pot fi cauzate fie de fraudă, fie de eroare și sunt considerate semnificative dacă se poate preconiza, în mod rezonabil, că acestea, individual sau cumulat, vor influența deciziile utilizatorilor luate în baza Raportării consolidate privind durabilitatea, în ansamblul său.

Ca parte a unei misiuni de asigurare limitată în conformitate cu ISAE 3000 (Revizuit), exercităm raționamentul profesional și menținem scepticismul profesional pe parcursul întregii misiuni.

Responsabilitățile noastre în ceea ce privește Raportarea consolidată privind durabilitatea, în legătură cu Procesul, includ:

- Obținerea unei înțelegeri a Procesului, dar nu în scopul formulării unei concluzii privind eficacitatea acestuia, inclusiv privind rezultatul Procesului;
- Proiectarea și efectuarea de proceduri pentru a evalua dacă Procesul este consecvent cu descrierea acestuia făcută de Societate, așa cum este prezentat în secțiunea ESRS 2 - Prezentări de informații cu caracter general, sub-secțiunea IRO-1 Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative.

Alte responsabilități ale noastre în ceea ce privește Raportarea consolidată privind durabilitatea includ:

- Obținerea unei înțelegeri a mediului de control al entității, a proceselor și a sistemelor de informații relevante pentru întocmirea Raportării consolidate privind durabilitatea, dar fără a evalua proiectarea anumitor activități de control, fără obținerea de probe despre implementarea acestora sau a testa eficacitatea lor operațională;
- Identificarea prezentărilor de informații în care este probabil să apară denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare;
- Proiectarea și efectuarea de proceduri ca răspuns la prezentările de informații din Raportarea consolidată privind durabilitatea, în care este probabil să apară denaturări semnificative. Riscul de a nu detecta o denaturare semnificativă cauzată de fraudă este mai mare decât în cazul unei erori, deoarece fraudă poate implica complicitate, falsificare, omisiuni intenționate, prezentări eronate sau eludarea controlului intern.

Sumarul activităților efectuate

O misiune de asigurare limitată implică efectuarea de proceduri pentru obținerea de probe cu privire la Raportarea consolidată privind durabilitatea.

Natura, plasarea în timp și amploarea procedurilor selectate depind de raționamentul profesional, inclusiv identificarea prezentărilor de informații în care este probabil să apară denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, în Raportarea consolidată privind durabilitatea.

În desfășurarea misiunii noastre de asigurare limitată, în ceea ce privește Procesul, noi:

- Am obținut o înțelegere a Procesului prin:
 - efectuarea de interviuri pentru a înțelege sursele informațiilor utilizate de conducere (de exemplu, acorduri cu părțile interesate, planuri de afaceri și documente privind strategia); și
 - inspectarea/examinarea documentației interne a companiei referitoare la Procesul său; și
- Am evaluat dacă probele obținute ca urmare a procedurilor noastre privind Procesul Entității sunt consecvente cu descrierea Procesului prezentată în secțiunea ESRS 2 - Prezentări de informații cu caracter general, sub-secțiunea IRO-1 Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative.

În desfășurarea misiunii noastre de asigurare limitată, în ceea ce privește Raportarea consolidată privind durabilitatea, noi:

- Am obținut o înțelegere a proceselor de raportare ale Societății relevante pentru întocmirea Raportării sale consolidate de durabilitate;
- Am evaluat dacă informațiile semnificative obținute prin Procesul de identificare a informațiilor necesare de prezentat în Raportarea consolidată privind durabilitatea sunt incluse în Raportarea consolidată privind durabilitatea;
- Am evaluat dacă structura și modul de prezentare a Raportării consolidate privind durabilitatea sunt conforme cu Standardele Europene de Raportare privind Durabilitatea (ESRS);
- Am efectuat interviuri ale personalului relevant și proceduri analitice asupra prezentărilor de informații selectate din Raportarea consolidată privind durabilitatea;
- Am efectuat proceduri de fond pe baza unui eșantion de prezentări de informații selectate din Raportarea consolidată privind durabilitatea;
- Am obținut evidente cu privire la metodele de realizare a estimărilor semnificative și a informațiilor prognozate și modul în care aceste metode au fost aplicate;
- Am obținut o înțelegere a procesului de identificare a activităților economice eligibile pentru taxonomie și aliniate cu taxonomia și am evaluat conformitatea prezentărilor de informații corespunzătoare din Raportarea consolidată privind durabilitatea cu reglementările aplicabile ale Articolului 8 din Regulamentul (UE) nr. 852/2020 (denumit „Regulamentul privind Taxonomia”).

În numele,

Ernst & Young Assurance Services SRL
Bd. Ion Mihalache 15-17, etaj 21, București, Romania

Înregistrat în Registrul Public electronic cu nr. FA77



Nume Auditor / Partener: Alexandru Lupea
Înregistrat în Registrul Public electronic cu nr. AF273

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Firma de audit: **ERNST & YOUNG ASSURANCE SERVICES S.R.L.**
Registrul Public Electronic: **FA77**

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Auditor financiar: **Lupea Alexandru**
Registrul Public Electronic: **AF273**

București, Romania
26 martie 2026

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A.
Societate administrată în sistem dualist



SITUAȚII FINANCIARE CONSOLIDATE
pentru anul încheiat la
31 decembrie 2025

întocmite în conformitate cu Standardele de Contabilitate IFRS
adoptate de Uniunea Europeană

CUPRINS:	PAGINA:
RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT	
SITUAȚIA CONSOLIDATA A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025	1 - 2
SITUAȚIA CONSOLIDATA A PROFITULUI SAU PIERDERII ȘI ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	3
SITUAȚIA CONSOLIDATA A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	4 - 5
SITUAȚIA CONSOLIDATA A FLUXURILOR DE NUMERAR PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	6 - 7
NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA DATA ȘI PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	8 - 71
BAZELE ÎNTOCMIRII	
1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE	8
2. BAZELE CONTABILITĂȚII	11
3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE	11
4. MODIFICĂRI ALE POLITICII CONTABILE ȘI ALE INFORMAȚIILOR DE PREZENTAT	12
5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE	13
6. BAZELE EVALUĂRII	21
7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE	21
8. MODIFICĂRI POLITICI CONTABILE	38
9. COMPARATIVE	38
PERFORMANȚA FINANCIARĂ	
10. SEGMENTE OPERATIONALE	38
11. VENITURI	40
12. ALTE VENITURI	41
13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE	42
14. REZULTATUL FINANCIAR	44
15. REZULTATUL PE ACȚIUNE	44
BENEFICIILE ANGAJAȚILOR	45
16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR	
IMPOZIT PE PROFIT	
17. IMPOZIT PE PROFIT	48
ACTIVE	
18. NUMERAR SI ECHIVALENTE DE NUMERAR SI NUMERAR RESTRICTIONAT	51
19. INVESTIȚII ÎN DEPOZITE	51
20. CREAȚE COMERCIALE	52
21. ALTE ACTIVE	53
22. IMOBILIZĂRI CORPORALE	54
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	
23. CAPITAL ȘI REZERVE	61
24. ÎMPRUMUTURI	63
25. DATORII COMERCIALE	65
26. ALTE DATORII	65
27. VENITURI ÎN AVANS	66

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A.**Situații financiare consolidate**

LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

28. PROVIZIOANE	66
INSTRUMENTE FINANCIARE	
29. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI	68
COMPONENȚA GRUPULUI	
30. ACHIZIȚIA DE FILIALE	73
ALTE INFORMAȚII	
31. ANGAJAMENTE	74
32. DATORII CONTINGENTE	75
33. PĂRȚI AFILIATE	78
34. EVENIMENTE ULTERIOARE	81

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrată în sistem dualist
SITUAȚIA CONSOLIDATA A POZIȚIEI FINANCIARE

LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	22	19.429.425	19.848.494
Imobilizări necorporale		36.249	21.753
Numerar restricționat	18	23.057	-
Alte active imobilizate	21	374.334	276.760
Total active imobilizate		19.863.066	20.147.007
Active circulante			
Stocuri		123.808	93.998
Creanțe comerciale	20	1.698.378	1.633.688
Investiții în obligațiuni și depozite	19	3.732.016	3.475.933
Numerar și echivalente de numerar	18	1.187.734	1.581.617
Numerar restricționat	18	32.066	21.057
Alte active circulante	21	64.960	23.926
Total active circulante		6.838.962	6.830.219
Total active		26.702.028	26.977.226
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social	23	5.526.898	5.526.898
Rezervă din reevaluare	23	11.083.763	11.548.962
Alte rezerve	23	1.029.674	1.025.970
Rezultat reportat		4.539.471	4.749.312
Total capitaluri proprii		22.179.806	22.851.142
Datorii			
Datorii pe termen lung			
Împrumuturi bancare	24	118.358	207.846
Datorii aferente contractelor de leasing		61.511	70.110
Venituri în avans	27	192.389	201.997
Datorii privind impozitul pe profit curent	17	7.822	8.196
Datorii privind impozitul amânat	17	1.396.869	1.460.112
Beneficiile angajaților	16	139.904	128.596
Provizioane	28	1.009.132	943.505
Datorii comerciale	25	14.901	999
Alte datorii	26	57.867	52.512
Total datorii pe termen lung		2.998.753	3.073.873

(continuare la pagina 2)

	Notă	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Datorii curente			
Împrumuturi bancare	24	94.957	92.887
Datorii aferente contractelor de leasing		10.136	9.244
Datorii comerciale	25	777.323	429.683
Datorii aferente contractelor cu clientii	11	48.392	97.786
Datorii privind impozitul pe profit curent	17	180.641	60.329
Venituri în avans	27	5.606	6.146
Beneficiile angajaților	16	155.541	147.281
Provizioane	28	104.498	82.470
Taxa pentru producătorii de energie electrică	13 E	-	2.136
Alte datorii	26	146.374	124.249
Total datorii curente		1.523.468	1.052.211
Total datorii		4.522.221	4.126.084
Total capitaluri proprii și datorii		26.702.028	26.977.226

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA

Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN

Membru Directorat

Ianăș RĂDOI

Membru Directorat

Petronel CHIRIAC

Director Direcție Financiară

Marian FETITA

Manager Departament Contabilitate

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrată în sistem dualist
SITUAȚIA CONSOLIDATA A PROFITULUI SAU PIERDERII ȘI ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL
 PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	2025	2024
Venituri	11	9.619.010	9.122.709
Alte venituri	12	40.478	187.615
Apă uzinată	13 A	(444.764)	(517.805)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților	16	(1.019.598)	(885.397)
Transport și distribuție de energie electrică	13 C	(1.634.838)	(1.228.392)
Energie electrică achiziționată	13 B	(911.358)	(208.848)
Cheltuieli cu certificatele verzi	13 D	(354.338)	(273.534)
Amortizarea imobilizărilor corporale si necorporale	22	(882.879)	(904.968)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale, net	22	(99.463)	(39.494)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	20	(37.087)	(78.829)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile		(111.529)	(92.356)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	13 E	(122.721)	(234.654)
Alte cheltuieli de exploatare	13 F	(407.790)	(307.240)
Venituri din producția de imobilizări corporale		85.916	49.221
Profit din exploatare		3.719.039	4.588.029
Venituri financiare	14	325.829	342.025
Cheltuieli financiare	14	(86.423)	(85.459)
Rezultat financiar net		239.406	256.566
Profit înainte de impozitare		3.958.445	4.844.595
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	(588.751)	(716.679)
Profit net		3.369.694	4.127.916
Rezultat pe acțiune			
Rezultatul pe acțiune de bază și diluat (RON)	15	7,49	9,18
Alte elemente ale rezultatului global			
Ajustari ale rezervei din reevaluare, net de impozit		(528)	(770)
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	22	-	-
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	16	2.727	(4.500)
Total alte elemente ale rezultatului global		2.199	(5.270)
Rezultat global		3.371.893	4.122.646

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrată în sistem dualist
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII
 PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2024		5.526.898	12.038.616	1.024.034	6.431.686	25.021.234
Total rezultat global						
Profit net		-	-	-	4.127.916	4.127.916
Alte elemente ale rezultatului global						
Miscarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizărilor corporale	23	-	(770)	-	-	(770)
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	16	-	-	-	(4.500)	(4.500)
Total alte elemente ale rezultatului global		-	(770)	-	(4.500)	(5.270)
Total rezultat global		-	(770)	-	4.123.416	4.122.646
Tranzacții cu actionarii Societății						
Contribuții și distribuiri						
Dividende	23	-	-	-	(6.292.738)	(6.292.738)
Total tranzacții cu actionarii Societății		-	-	-	(6.292.738)	(6.292.738)
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale		-	-	1.936	(1.936)	-
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale	23	-	(488.884)	-	488.884	-
Sold la 31 decembrie 2024		5.526.898	11.548.962	1.025.970	4.749.312	22.851.142

(continuare la pagina 5)

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrată în sistem dualist
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII
 PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2025		5.526.898	11.548.962	1.025.970	4.749.312	22.851.142
Total rezultat global						
Profit net		-	-		3.369.694	3.369.694
Alte elemente ale rezultatului global						
Miscarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierei imobilizărilor corporale	23	-	(528)		-	(528)
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	16	-	-		2.727	2.727
Total alte elemente ale rezultatului global		-	(528)		2.727	2.199
Total rezultat global		-	(528)		3.372.419	3.371.893
Tranzacții cu actionarii Societății						
Contribuții și distribuiri						
Dividende	23	-	-		(4.043.229)	(4.043.229)
Total tranzacții cu actionarii Societății		-			(4.043.229)	(4.043.229)
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale		-	-	3.704	(3.704)	-
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale	23	-	(464.672)	-	464.672	-
Sold la 31 decembrie 2025		5.526.898	11.083.762	1.029.674	4.539.471	22.179.806

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

SITUAȚIA CONSOLIDATĂ ALE FLUXURILOR DE NUMERAR

PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	2025	2024
Fluxuri de numerar din activități de exploatare:			
Profit net		3.369.694	4.127.916
<i>Ajustări pentru:</i>			
Amortizarea imobilizărilor corporale	22	879.817	903.129
Amortizarea imobilizărilor necorporale		3.017	1.839
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale, net	22	99.463	39.494
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	20	37.087	78.829
Reducerea valorii stocurilor		495	(879)
Castig din achizitia de filiale	12,30	-	(25.728)
Provizioane pentru riscuri si cheltuieli		21.792	(34.346)
Pierderi din cedari de imobilizări corporale	13 F	1.293	6.253
Pierderi din diferențe de curs valutar	14	1.040	(211)
Venituri din dobânzi	14	(283.174)	(332.134)
Cheltuieli cu dobânzile	14	22.397	26.925
Efectul modificării ratei de actualizare	14	65.863	58.476
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	588.751	716.679
		4.807.534	5.566.242
<i>Modificări în:</i>			
Creanțe comerciale		(84.372)	1.335.451
Stocuri		(30.305)	(12.612)
Numerar restricționat		(34.066)	80.000
Alte active		(32.117)	45.644
Datorii comerciale		185.842	21.348
Venituri în avans		(10.147)	25.589
Beneficiile angajaților		10.136	33.672
Alte datorii		31.579	112.694
Numerar generat din activități de exploatare		4.844.084	7.208.028
Dobânzi plătite		(12.239)	(18.841)
Impozit pe profit plătit		(531.683)	(836.254)
Numerar net din activitatea de exploatare		4.300.161	6.352.933
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale		(541.450)	(284.086)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale		(17.445)	(325)
Incasari din rascumpararea obligațiunilor corporative		-	353.332
Plăți pentru depozite detinute in scop investitional		(9.080.000)	(6.950.000)
Încasări din depozite detinute in scop investitional		8.815.000	7.850.000
Dobânzi încasate		265.770	305.880
Incasari din vanzarea imobilizarilor		8.827	-
Achizitie filiale, net de numerar achizitionat		-	(67.879)
Numerar net din/ (utilizat în) activitatea de investiții		(549.298)	1.206.922

(continuare la pagina 7)

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. gestionată în sistem dualist
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE NUMERAR
 PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	2025	2024
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:			
Rambursări de împrumuturi	24	(94.194)	(92.350)
Plăți aferente contractelor de leasing	24	(8.592)	(6.436)
Dividende plătite	23	(4.041.960)	(6.287.086)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(4.144.746)	(6.385.872)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(393.883)	1.173.983
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	18	1.581.617	407.634
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	18	1.187.734	1.581.617

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE**(a) Informații generale despre Grup**

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea” sau „Hidroelectrica”) este o societate pe acțiuni, înregistrată în România. Sediul social al Societății este Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, Clădirea Tower Center, etajele 10-15, Sector 1, București. Societatea este înregistrată la Oficiul Registrului Comertului sub nr. J40/7426/2000 și are cod unic de înregistrare 13267213.

Aceste situații financiare consolidate includ Societatea și filialele sale (denumite împreună „Grup”).

Grupul are ca principale obiecte de activitate producerea de energie electrică (hidro și eoliană) și furnizarea de energie electrică consumatorilor finali.

La 31 decembrie 2025, Statul Roman prin Ministerul Energiei are o deținere de 360.094.390 acțiuni, reprezentând 80,0561% din capitalul social și din totalul drepturilor de vot. Restul acțiunilor sunt tranzacționate pe Bursa de Valori București după cum urmează: 73.287.787 acțiuni, reprezentând 16,8074% din capitalul social sunt deținute de către persoane juridice și 16.420.390 acțiuni reprezentând 3,1365% din capitalul social sunt deținute de către persoane fizice.

Societatea este administrată în sistem dualist, de către Consiliul de Supraveghere și Directorat.

Între 23 iunie și 4 iulie 2023, Societatea a derulat o ofertă publică inițială. Alocarea acțiunilor a fost realizată în data de 5 iulie 2023, oferta totală cuprinzând întreaga deținere a Fondului Proprietatea, și anume 89.708.177 acțiuni, reprezentând 19,9439% din capitalul social al Societății.

Prima zi de tranzacționare a acțiunilor Hidroelectrica la Bursa de Valori București a fost 12 iulie 2023.

Lista filialelor

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 Hidroelectrica are următoarele filiale:

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participație la 31 decembrie 2025	% participație la 31 decembrie 2024
Hidroserv S.A. (societate în reorganizare)	Servicii în sectorul energetic (întreținere, reparații, construcții)	București, România	100%	100%
Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L.	Fabricarea de motoare și turbine	Reșita, România	100%	100%

Hidroserv S.A. a intrat în procedura de insolvență în octombrie 2016. În 2020, a fost aprobat un plan de reorganizare a filialei de către Adunarea Creditorilor și confirmat de judecătorul sindic. În data de 25 iunie 2025, procedura insolvenței a fost finalizată.

În 22 februarie 2023, Societatea a fost declarată câștigătoare a procedurii de vânzare a liniilor de business ABC și platforma Calnicel, ale UCM Resita SA. În ianuarie 2024, Societatea a înființat o nouă filială, Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L., prin care a preluat afacerea de la U.C.M. Resita SA. Tranzacția a fost finalizată în data de 11 martie 2024.

Toate veniturile sunt obținute în România.

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE (continuare)

(b) Cadrul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei ("ANRE").

Principalele responsabilități ale ANRE includ: licențierea entităților care activează în sectorul energetic, emiterea reglementărilor aplicabile pieței energiei electrice, aprobarea prețurilor și tarifelor reglementate și emiterea metodologiilor pentru stabilirea prețurilor și tarifelor reglementate.

(c) Principalele activități ale Grupului

Producerea de energie electrică și servicii de sistem

Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 188 de hidrocentrale și microhidrocentrale, inclusiv 5 stații de pompare (principalele capacități de producție fiind Porțile de Fier I și Porțile de Fier II, care reprezintă aproximativ 40% din totalul energiei electrice produse) și 36 de turbine eoliene de câte 3 MW fiecare.

Energia electrică produsă este vândută atât pe piața angro, cât și pe piața cu amănuntul (furnizare către consumatorii finali).

La 1 ianuarie 2023 a fost implementat de Guvern un mecanism de achiziție centralizată a energiei electrice, prin care producătorii de energie electrică vor vinde cantitatea de energie electrică disponibilă (necontractată până în noiembrie 2022) către operatorul pieței, OPCOM, la prețul fix de 450 LEI/MWh.

În martie 2024 Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 32/28.03.2024) prin care, începând cu data de 1 aprilie 2024, mecanismul MACEE devine voluntar, lăsând producătorilor posibilitatea de a vinde energia la prețul de 400 RON/MWh până la data de 31 decembrie 2024. Astfel, pentru anul 2024, prețul plătit de achizitorul unic (OPCOM) producătorilor de energie electrică care vând energia electrică prin intermediul MACEE în cadrul licitațiilor lunare este după cum urmează:

- 450 RON/MWh pentru energia contractată până la data de 31 martie 2024;
- 400 RON/MWh pentru energia contractată începând cu data de 1 aprilie 2024.

Începând cu 1 ianuarie 2025, mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice a fost eliminat.

Hidroelectrica S.A. furnizează, de asemenea, servicii de sistem către operatorul sistemului energetic național, Transelectrica. Serviciile de sistem presupun punerea la dispoziția Transelectrica a unei capacități convenite de producere a energiei electrice într-o anumită perioadă de timp, astfel încât să permită operatorului de sistem să realizeze echilibrarea permanentă a sistemului energetic.

Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali

Piața energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată și toți consumatorii sunt liberi să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care pot achiziționa energie electrică la prețuri negociate.

Grupul furnizează energie electrică la tarife negociate atât consumatorilor industriali, cât și consumatorilor casnici. Tariful de furnizare include, pe lângă prețul energiei electrice, costurile de transport și distribuție a energiei electrice (a se vedea politica contabilă 6 c)), contribuția la schema de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență și costul certificatelor verzi (a se vedea secțiunea privind *certIFICATELE VERZI*).

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE (continuare)

Începând cu 1 noiembrie 2021, din cauza creșterii semnificative a prețurilor energiei pe piețele internaționale și naționale și a impactului acestora asupra consumatorilor din România, Guvernul a implementat scheme de sprijin pentru consumatori, după cum urmează:

- plafonarea tarifelor de furnizare a energiei electrice pentru consumatorii casnici și non-casnici până la 30 iunie 2025. Diferența între prețul plafonat și costul recunoscut de reglementator a fost compensat parțial prin subvenție care să acopere impactul din instituirea acestui mecanism. Pe măsură ce Grupul depune cererile de rambursare la autoritățile competente, în conformitate cu legislația în vigoare, creanța și venitul aferent sunt înregistrate în contabilitate (Nota 11). Impactul acestui mecanism asupra performanței financiare a Grupului în anul 2025 a fost diminuarea veniturilor ca urmare a plafonării prețurilor cu 46 milioane RON.

Certificate verzi („CV”)

În calitate de producător de energie electrică din surse regenerabile (energie eoliană și energie hidroelectrică în microhidrocentrale re tehnologizate cu o capacitate instalată de cel mult 10MW și cu o durată de funcționare de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune, precum și energie eoliană), Grupul primește certificate verzi prin schema de sprijin a certificatelor verzi.

În anul 2025, Grupul a primit 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în microhidrocentrala eligibilă și 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian. În anul 2024 Grupul a primit între 2,92 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian. În 2025, Grupul a generat din portofoliu propriu de producție 24.635 CV din centrala hidroelectrică și 197.813 CV din grupuri eoliene (parcul eolian CEE Crucea Nord) (2024: 28.089 CV din centrale hidroelectrice și 217.200 CV din grupuri eoliene).

Prețul de vânzare trebuie să se încadreze între valorile minime și maxime stabilite de lege:

- (a) o valoare minimă de tranzacționare de 29,4 EUR /CV și
- (b) o valoare maximă de tranzacționare de 35 EUR /CV.

În calitate de furnizor de energie electrică, Grupul este obligat să achiziționeze un număr de certificate verzi calculat prin înmulțirea cotei anuale obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi cu cantitatea (în MWh) de energie electrică furnizată consumatorilor finali. ANRE stabilește nivelul anual al cotei obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi. Grupul este eligibil să primească certificate verzi pentru producția parcului eolian Crucea, care sunt utilizate pentru a stinge parțial obligația de respectare a cotei anuale obligatorii. Diferența este achiziționată de Societate pentru atingerea cotei, iar Grupul recunoaște contravaloarea necesară pentru achiziționarea certificatelor verzi pentru îndeplinirea cotei în „Datorii comerciale”.

Cota aplicabilă pentru 2025 este 0,49983 certificate verzi pe MWh (cota aplicabilă 2024: 0,496 certificate verzi pe MWh).

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa pentru producătorii de energie electrică este calculată prin aplicarea procentului de 100% asupra pretului mediu de vânzare al energiei electrice care depășește prețul de 400 MWh aplicabil până la 31 martie 2025.

În februarie 2025, Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 6/27.02.2025) prin care se prelungește aplicabilitatea taxei cu o perioadă de 3 luni până la 30 iunie 2025. Începând cu data de 01 aprilie 2025, taxa pentru producătorii de energie este calculată prin aplicarea procentului de 80% (scăzut de la 100%) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare ale segmentului de producere de energie electrică, din producție proprie, care includ și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producător (segmentul de producere) în portofoliul de furnizor (segmentul de furnizare), minus cheltuielile lunare cu dezechilibre.

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE (continuare)

Taxa pe construcții

Începând cu 1 ianuarie 2025, a fost introdus impozitul pe construcții prin Ordonanța de Urgență a Guvernului (OUG) 156/2024, cu modificările ulterioare, calculat ca 0,5 % din valoarea contabilă netă a construcțiilor eligibile deținute la 31 decembrie a anului precedent, precum și a construcțiilor care fac obiectul unui contract de concesiune.

Grupul a înregistrat o cheltuială cu impozitul de 51.133 mii RON pentru perioada încheiată la 31 decembrie 2025.

2. BAZELE CONTABILITĂȚII

Aceste situații financiare consolidate au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-UE”).

Aceste situații financiare sunt întocmite în vederea respectării obligațiilor de raportare prevăzute de Legea nr.24/2017 privind emitentii de instrumente financiare și operațiuni de piață și modificările aferente.

Situațiile financiare consolidate au fost autorizate pentru emitere de către Directoratul Societății la data de 25 martie 2026 și de către Consiliul de Supraveghere la data de 26 martie 2026.

Grupul întocmește și un set original de situații financiare consolidate în conformitate cu IFRS-EU în limba engleză aprobate la aceeași dată cu aceste situații financiare.

Aceste situații financiare consolidate au fost întocmite pe baza continuității activității. Informații despre politicile contabile ale Grupului sunt incluse în Nota 7.

Grupul a întocmit de asemenea situații financiare consolidate în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare ("OMFP nr.2844/2016").

3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE

Aceste situații financiare consolidate sunt prezentate în lei românești (RON), aceasta fiind și moneda funcțională a Societății mamă și a filialelor bazate pe evaluări distincte conform IAS 21. Toate sumele au fost rotunjite la cea mai apropiată mie, cu excepția cazului în care este indicat altfel.

4. MODIFICĂRI ALE POLITICII CONTABILE ȘI ALE INFORMAȚIILOR DE PREZENTAT

În continuare sunt prezentate noile standarde, amendamente și interpretări la standardele existente, adoptate începând cu 1 ianuarie 2025, precum și efectul acestora asupra pregătirii situațiilor financiare ale Grupului pentru anul încheiat la 31 decembrie 2025.

Standardele/modificările care sunt în vigoare și au fost aprobate de Uniunea Europeană

Politicile contabile adoptate sunt consecvente cu cele din exercițiul financiar precedent, cu excepția următorului Standard IFRS care, însă, nu este relevant pentru Grup:

- **IAS 21 – Efectele variației cursurilor de schimb valutar: lipsa unui curs de schimb oficial (amendamente).** Modificările intră în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2025.

Standardele/modificările care nu sunt încă în vigoare, dar au fost aprobate de Uniunea Europeană

- **IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentare - Clasificarea și măsurarea Instrumentelor Financiare (Amendamente).** În mai 2024, IASB a emis amendamente la Clasificarea și Măsurarea Instrumentelor Financiare, care modifică standardele IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări, iar acestea sunt aplicabile pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2026, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.
- **IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări - Contracte care fac referire la energie electrică dependentă de factori naturali (Amendamente).** În decembrie 2024, IASB a emis modificări specifice pentru o mai bună prezentare a contractelor care fac referire la energia electrică dependentă de factori naturali, amendamente care modifica IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări, acestea intra în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2026, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ
- **Îmbunătățiri anuale ale standardelor de contabilitate IFRS – Volumul 11.** În iulie 2024, IASB a emis Îmbunătățiri anuale ale standardelor de contabilitate IFRS – Volumul 11. O entitate trebuie să adopte aceste amendamente pentru perioadele de raportare anuală care încep la sau după 1 ianuarie 2026. Adoptarea anticipată este permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.

4. MODIFICĂRI ALE POLITICII CONTABILE ȘI ALE INFORMAȚIILOR DE PREZENTAT (continuare)

Standardele/modificările care nu sunt încă în vigoare și nu au fost încă aprobate de Uniunea Europeană

- IFRS 18 Prezentare și descriere în situațiile financiare. În aprilie 2024, IASB a emis IFRS 18 Prezentarea și descrierea în situațiile financiare, care înlocuiește IAS 1 - Prezentarea Situațiilor Financiare, acesta intra în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2027, cu adoptarea anticipată permisă. În perioadele de raportare următoare. Grupul este în curs de a identifica impactul amendamentelor asupra situațiilor financiare și a notelor acestora. Impactul estimat asupra situațiilor financiare se referă la:
 - Diferențele de curs valutar vor fi clasificate în categoria în care sunt incluse veniturile și cheltuielile aferente elementului care generează diferențele de curs valutar;
 - Vor fi introduse noi prezentări de informații: (a) indicatori de performanță definiți de conducere; (b) cheltuieli specifice după natură, în cazul în care cheltuielile sunt prezentate după natură în categoria operațională a situației profitului sau pierderii; și (c) o reconciliere pentru fiecare element din situația profitului sau pierderii între valorile retratate prezentate prin aplicarea IFRS 18 și valorile prezentate anterior prin aplicarea IAS 1.
 - Dobânzile încasate și dobânzile plătite vor fi clasificate în activitățile de finanțare.
- IFRS 19 – Filiale fără răspundere publică: prezentări de informații (inclusiv amendamente). În mai 2024, IASB a emis IFRS 19 Filiale fără răspundere publică: prezentări de informații, care va intra în vigoare pentru perioadele de raportare anuală care încep la sau după 1 ianuarie 2027, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.
- IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar: Conversia într-o monedă de prezentare hiperinflaționistă (Amendamente). În noiembrie 2025, IASB a emis amendamente privind conversia într-o monedă de prezentare hiperinflaționistă, care modifică IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar, iar acestea devin aplicabile pentru perioadele de raportare anuale care încep la sau după 1 ianuarie 2027, aplicarea anticipată fiind permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ;
- Amendament la IFRS 10 – Situații financiare consolidate și IAS 28 – Investițiile în entitățile asociate și în asocierile în participație: Vânzarea sau aportul de active între un investitor și entitatea asociată sau asocierea în participație. În decembrie 2015, IASB a amânat pe termen nelimitat data de intrare în vigoare a acestui amendament, în așteptarea rezultatului proiectului său de cercetare privind metoda punerii în echivalență.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE

La întocmirea acestor situații financiare consolidate, conducerea a elaborat raționamente și estimări care afectează aplicarea politicilor contabile ale Grupului și valorile raportate ale activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări.

Estimările și ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute prospectiv.

a) Raționamente

Informații despre raționamentele făcute în aplicarea politicilor contabile care au cele mai semnificative efecte asupra sumelor recunoscute în situațiile financiare sunt prezentate mai jos:

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

a1) Contract de concesiune

În noiembrie 1998 a fost emisă Legea nr. 213/1998 care reglementează statutul domeniului public. Această lege prevede că dreptul de proprietate asupra bunurilor din domeniul public aparține statului sau autorităților locale, care pot închiria bunurile aflate în proprietate publică. În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și ale Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) a închiriat Societății amenajările hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurile pe care se află acestea. Astfel, în decembrie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 171/27.12.2004 între Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) (concedent) și Societate (concesionar) pentru activele hidroenergetice aflate în patrimoniul public la 31 decembrie 2003.

Principalele clauze ale contractului de concesiune și modificările sale ulterioare sunt următoarele:

- Statul, prin Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei), deține dreptul de proprietate asupra activelor de domeniul public care fac obiectul contractului;
- Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani de la data semnării (perioada poate fi prelungită în conformitate cu prevederile legii concesiunilor, cu jumătate din perioada inițială, prin acordul comun al părților), în scopul exploatarei, reabilitării, modernizării, re tehnologizării, precum și construcției de noi amenajări hidroenergetice, conform programelor de investiții;
- Societatea plătește o redevență anuală de 1/1000 din veniturile anuale din producția de energie electrică și servicii de sistem produse în hidrocentrale;
- La încetarea contractului, anumite active care au fost utilizate de concesionar în derularea concesiunii vor fi restituite concedentului, după cum este explicat mai jos;
- Societatea are obligația de a utiliza activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și ale licenței de funcționare.

Contractul de concesiune prevede următoarele tipuri de active:

- Bunuri de retur – active din domeniul public care aparțin concedentului și care sunt restituite concedentului cu titlu deplin, gratuit și libere de orice sarcini, la încetarea contractului de concesiune. Bunurile de retur sunt active din domeniul public cum ar fi baraje, diguri, ecluze, care fac obiectul concesiunii/leasingului, precum și cele rezultate din investiții/modernizări ale acestor active efectuate de Societate în perioada contractului de concesiune. Societatea amortizează aceste investiții/modernizări pe durata minimă dintre perioada rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.
- Bunuri de preluare – active care aparțin concesionarului și sunt utilizate de concesionar în perioada concesiunii și care sunt similare ca natură cu activele din domeniul public de mai sus (amenajări de terenuri, construcții, instalații speciale și echipamente tehnologice), asupra cărora, la încetarea contractului de concesiune, concedentul are opțiunea de preluare în schimbul unei plăți egale cu „valoarea contabilă actualizată” la data preluării. În interpretarea Societății, „valoarea contabilă actualizată” este valoarea contabilă netă la data preluării și, având în vedere că Societatea utilizează modelul reevaluării, această valoare va fi valoarea reevaluată la acea dată. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.
- Bunuri proprii – active care, la încetarea contractului de concesiune, rămân în proprietatea concesionarului. Bunurile proprii sunt activele (construcții, instalații speciale, echipamente tehnologice, aparate de măsură și control, mijloace de transport, mobilier, echipamente de birou, echipamente de protecție și alte imobilizări corporale) care aparțin concesionarului și sunt utilizate de acesta în perioada concesiunii, cu excepția bunurilor de preluare. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

În analiza aplicării IFRIC 12 „Acorduri de concesiune a serviciilor”, Grupul a luat în considerare următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat în analiza contractului de concesiune:

- a) Concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț; și
- b) Concedentul controlează - prin dreptul de proprietate, dreptul la beneficiu sau în alt mod – orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului.

Grupul a concluzionat că nu se încadrează în aria de aplicare a IFRIC 12 deoarece nu îndeplinește caracteristica a) de mai sus, concedentul nu reglementează cui trebuie să presteze concesionarul serviciul și la ce preț. Grupul a considerat că mecanismul de fixare a prețurilor introdus de Guvern începând cu 1 ianuarie 2023 nu afectează această concluzie, deoarece acest mecanism este temporar și se aplică numai unei părți din producție.

Grupul recunoaște redevența aferentă contractului de concesiune în Alte cheltuieli de exploatare.

a2) Leasing și modernizări ale bunurilor de retur

În analiza aplicării IFRS 16 „Contracte de leasing” asupra contractului de concesiune prezentat mai sus, Grupul a luat în considerare următoarele criterii pentru a determina dacă acest contract conține un contract de leasing:

- a) locatarul are dreptul de a obține în esență toate beneficiile economice din utilizarea activului identificat;
- b) locatarul are dreptul de a dispune cu privire la utilizarea activului identificat.

Grupul a concluzionat că ambele criterii sunt îndeplinite și, în consecință, contractul de concesiune conține un contract de leasing, deoarece Ministerul Energiei a transferat Grupului dreptul de a controla utilizarea activelor din domeniul public (bunuri de retur) în schimbul unei redevențe. Conform IFRS 16, Grupul a determinat valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare și valoarea datoriei de leasing aferente acestui contract ca fiind zero, deoarece plățile viitoare de leasing sunt variabile și depind de veniturile Societății, redevența fiind calculată ca procent din venituri.

În ceea ce privește modernizarile efectuate în legătură cu bunurile de retur, Grupul a concluzionat că acestea reprezintă modernizări ale unui activ în sistem de leasing pentru care Grupul este „proprietar contabil”, în sensul că aceste modernizări servesc interesului Grupului, în calitate de locatar, de a utiliza și controla activele în sistem leasing. În consecință, Grupul a recunoscut modernizarile bunurilor de retur ca imobilizări corporale. Grupul amortizează aceste active pe durata cea mai mică dintre perioadă rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.

Grupul consideră că următoarele considerente indică faptul că Grupul este „proprietarul contabil” al modernizarilor efectuate:

- a) Ministerul Energiei, în calitate de locator, nu rambursează Grupului, în calitate de locatar, costul modernizarilor efectuate. În consecință, modernizarile sunt finanțate integral din sursele Grupului, iar Grupul este responsabil pentru suportarea costurilor;
- b) Grupul nu are obligația de a face modernizări ale bunurilor de retur. Deciziile privind modernizarea bunurilor de retur sunt luate de Grup în funcție de nevoile sale de a utiliza aceste active și sunt efectuate exclusiv pentru utilizarea preconizată de către Grup a activelor închiriate;
- c) Grupul are permisiunea de a aduce modificări modernizarilor de active închiriate, fără consimțământul locatorului sau fără a compensa locatorul;
- d) Modernizarile sunt efectuate pe riscul și responsabilitatea Grupului (Grupul își asuma riscul depășirii costurilor) și nu sunt disponibile concedentului până la încetarea contractului de concesiune.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

a3) Unități generatoare de numerar ("UGN")

O unitate generatoare de numerar este cel mai mic grup identificabil de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă, care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active.

Grupul a concluzionat că activele aferente hidrocentrelor reprezintă o singură unitate generatoare de numerar, în principal pe baza următoarelor considerente:

- Grupul detine o singură licență de producere a energiei hidroelectrice care acoperă toate centralele electrice în ansamblu;
- licența stipulează obligația Grupului de a menține disponibilitatea capacităților sale de producție în ansamblu;
- decizia de producere a energiei electrice într-o hidrocentrală se face pe baza condițiilor tehnice de funcționare ale celorlalte hidrocentrale;
- echilibrarea energiei electrice contractate și produse se face la nivelul Societății și nu la nivelul centralelor individuale;
- contractele sunt încheiate pe baza energiei electrice totale estimate a fi produsă într-o anumită perioadă în toate hidrocentralele Grupului, iar prețul este stabilit pentru întreaga producție.

Grupul are diferite proiecte de investiții aflate în curs de execuție, legate de active hidroenergetice cu funcții complexe/multiple, pentru care pot fi realizate estimări fiabile ale fluxurilor viitoare de numerar, fiind testate individual de depreciere. În ceea ce privește Parcul Eolian Crucea, Grupul a concluzionat, de asemenea, că acesta reprezintă o UGN individuală și separată.

a4) Obligații de dezafectare

Ordinul Ministerului Apelor și Mediului nr. 119 din 11 februarie 2002 privind aprobarea Procedurii de trecere în conservare, post-utilizare sau abandonare a barajelor prevede procedurile de post utilizare și abandonare a barajelor (inclusiv diguri, hidrocentrale și ecluze) care trebuie efectuate de către deținătorii de baraje în anumite condiții prevăzute de lege. Societatea nu are nicio obligație legală sau contractuală de dezafectare și refacere a amplasamentului, altele decât cele care decurg din Ordinul nr. 119, care sunt prezentate în paragrafele de mai jos.

Detinatorii de baraj sunt definiți prin OUG nr. 244 din 28 noiembrie 2000 (republicată) privind siguranța barajelor ca persoane juridice cu orice titlu, care au în pastrare, proprietate și/sau administrare un baraj.

Post-utilizarea se referă la barajele care și-au îndeplinit durata normală de funcționare și care pot fi utilizate în continuare în alte scopuri decât cele pentru care au fost construite inițial. Post-utilizarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări care să asigure noua funcționalitate a barajului în condiții de siguranță pentru protecția populației și a mediului. Măsurile și lucrările necesare se realizează atât prin grija detinatorului sau administratorului barajului, cât și a post-utilizatorului.

Post-utilizarea barajelor se propune de către deținătorii barajelor și se aprobă prin ordin al ministrului în subordinea, coordonarea sau autoritatea caruia se afla entitatea care deține barajul, pe baza avizului Ministerului Apelor și Mediului.

După executarea lucrărilor prevăzute în proiectul de post-utilizare, se efectuează predarea-preluarea între fostul detinator și post-utilizator.

Abandonarea se referă la barajele terminate sau neterminate, cu sau fără durata normală de viață depășită, care nu mai pot fi ținute în funcțiune sau post-utilizate din cauza imposibilității tehnice sau a costurilor foarte ridicate și care, în același timp, reprezintă un potențial pericol pentru populație și mediu. Abandonarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări pentru dezafectarea barajului, reconstrucția ecologică a zonei și asigurarea corespunzătoare a curgerii debitelor lichide și solide, inclusiv a debitului maxim de apă în secțiunea barată. Măsurile și lucrările necesare se realizează prin grija detinatorului sau a administratorului barajului și trebuie să asigure condițiile de curgere existente anterior executării barajului.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Evenimentele declanșatoare ale operațiunilor de abandonare a barajelor includ:

- solicitarea deținătorilor barajelor, atunci când aceștia constată că nu se pot îndeplini cerințele de performanță necesare conform legii, barajele prezentând un risc asociat inacceptabil;
- dispoziția organelor de control, în urma unor expertize efectuate care arată că barajele prezintă un risc asociat inacceptabil, constituind un real pericol pentru populație și mediu;
- accidente, atunci când concluziile expertizei specifica expres abandonarea din cauza costului foarte ridicat al refacerilor necesare, precum și neîndeplinirea cerințelor de performanță și a criteriilor de siguranță etc.

Recepția lucrărilor de dezafectare și reconstrucție ecologică se realizează de reprezentanți ai deținătorului barajului și ai administrației publice centrale sau locale, care preia în folosință zona respectivă, prin încheierea unui proces-verbal de predare-preluare.

Statul Roman, prin Ministerul Economiei și Comerțului, în prezent Ministerul Energiei, deține dreptul de proprietate asupra amenajărilor hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurilor pe care acestea sunt amplasate, care aparțin domeniului public și care fac obiectul contractului de concesiune menționat mai sus. Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani (28 ani rămași la 31 decembrie 2025).

Conform contractului de concesiune, Grupul are dreptul ca pe parcursul contractului să abandoneze sau să dezactiveze active care fac parte din domeniul public, cu acordul concedentului.

Grupul consideră că, în conformitate cu prevederile și practicile legale aplicabile, abandonarea are loc în situații extreme, când barajele devin un risc inacceptabil cu impact asupra mediului și populației. Având în vedere că aceste construcții au funcțiuni complexe în plus față de producerea de energie electrică, inclusiv protecția împotriva inundațiilor, alimentarea cu apă, irigații etc., post-utilizarea este modul uzual prin care aceste construcții vor fi transferate administrației publice centrale sau locale, după ce nu mai pot fi utilizate în scopuri de producere a energiei electrice.

Lucrările necesare pentru post-utilizare se stabilesc prin documentație tehnică întocmită pe baza unei evaluări a stării de siguranță a barajului la acel moment, realizată de experți atestați de ministere și atestați/avizați de Ministerul Apelor și Mediului.

Lucrările de abandonare se realizează pe baza unei documentații speciale întocmite cu avizul autorității de gospodărire a apelor, acordul de protecție a mediului și avizul administrației publice locale și centrale. Aceste documentații și avize vor stabili activitățile necesare pentru abandonare.

Lucrările și costurile pentru post-utilizare sau abandonare sunt supuse unor incertitudini semnificative cauzate de faptul că rata de degradare și durata de viață a unui baraj variază semnificativ de la un caz la altul (unele ar putea ajunge la mai mult de 100 de ani), precum și de complexitatea și varietatea lucrărilor care pot fi necesare pentru trecerea în post-utilizare sau abandonare, în funcție de starea fizică a fiecărui baraj la momentul intrării în post-utilizare sau al abandonării, de împărțirea costurilor între detinator și post-utilizator, precum și de perioada foarte îndelungată de timp din prezent până la momentul în care ar fi efectuate lucrările de abandonare, dacă este cazul. De asemenea, există incertitudini semnificative legate de evoluția gradului de degradare și de determinarea duratei de viață efective a unui baraj, care sunt dependente de dezastre naturale (inundații, alunecări de teren, cutremure etc.) și de rezistența construcției.

În plus, Grupul estimează că până la încetarea contractului de concesiune (perioada rămasă fiind de 28 de ani la 31 decembrie 2025) apariția situațiilor care să necesite post-utilizarea sau abandonarea activelor din domeniul public sau a activelor proprii – diguri, hidrocentrale și ecluze (altele decât imobilizările în curs de execuție descrise în Nota 22) este improbabilă, având în vedere durata de viață îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanță și modernizări.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

În consecință, Grupul recunoaște provizioane de dezafectare numai atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a-l trece la post-utilizare sau nu a avut nicio alternativă realistă decât să facă acest lucru în timpul perioadei de concesiune. Provizioanele sunt recunoscute pe baza costurilor rezultate din documentația tehnică întocmită de specialiști angajați de Grup.

a5) Contracte de vânzare-cumpărare de energie electrică

În conformitate cu IFRS 9 „Instrumente financiare”, un contract de cumpărare sau vânzare a unui element nefinanciar (inclusiv energie electrică) poate fi clasificat și recunoscut ca instrument financiar. În conformitate cu paragrafele 2.4 și 2.6 ale IFRS 9, în cazul în care contractele de cumpărare sau vânzare a elementelor nefinanciare pot fi decontate net în numerar sau într-un alt instrument financiar sau prin schimbul de instrumente financiare, inclusiv în cazul în care activul-suport se poate converti fără dificultăți în numerar, acestea intră în aria de aplicare a IFRS 9. Standardul prevede o excepție de la aplicarea IFRS 9 pentru contractele care sunt inițiate și continuă să fie deținute în scopul primirii sau livrării unui element nefinanciar în conformitate cu cerințele preconizate de entitate cu privire la cumpărare, vânzare sau utilizare („excepția aferentă utilizării proprii”).

Energia electrică este un activ care se poate converti fără dificultăți în numerar și, prin urmare, conducerea a efectuat o analiză pentru a determina dacă excepția aferentă utilizării proprii se aplică contractelor sale.

Principalele considerente sunt:

- Grupul este producător de energie electrică și intenția și scopul exclusiv este de a vinde toată energia electrică produsă;
- contractele de vânzare forward sunt încheiate cu intenția exclusivă de a livra energia electrică produsă; Grupul nu acționează ca un broker/dealer de energie electrică;
- tranzacțiile de vânzare-cumpărare pe piețele spot (piața pentru ziua următoare, piața intra-zilnică și piața de echilibrare) sunt încheiate numai pentru îndeplinirea necesităților de vânzare și responsabilității de echilibrare a Grupului;
- în 2020, Grupul a început să fie activ în sectorul furnizării de energie electrică (vânzarea de energie electrică către consumatori finali), acționând, de asemenea, ca furnizor de servicii (inclusiv serviciul de relații cu clienții); și
- Grupul a utilizat pe scară redusă contracte forward de achiziție de energie electrică, scopul acestora fiind acoperirea necesarului de angajamente contractuale pentru livrările către consumatorii finali.

Grupul a concluzionat că excepția aferentă utilizării proprii se aplică tuturor contractelor sale de vânzare și cumpărare de energie electrică în 2025 și 2024 și, prin urmare, nu intră în aria de aplicare a IFRS 9.

b) Ipoteze și incertitudini asociate estimărilor

Informații cu privire la ipotezele și incertitudinile asociate estimărilor la data de raportare care prezintă un risc semnificativ de a conduce la o ajustare semnificativă a valorilor contabile ale activelor și datoriilor în anul financiar următor sunt incluse în următoarele note:

- Nota 22 – ipoteze cu privire la reevaluarea imobilizărilor corporale;
- Nota 22 – ipoteze cu privire la determinarea valorii recuperabile a imobilizărilor în curs de execuție;
- Nota 7 h) și i) – estimări ale duratelor de viață utilă ale imobilizărilor corporale și necorporale;
- Nota 13 E – estimări în legătură cu prețul de transfer al energiei electrice între activitatea de producție și activitatea de furnizare utilizate în calculul taxei pentru producătorii de energie electrică;
- Notele 28 și 31 – recunoașterea și evaluarea provizioanelor și a datoriilor contingente;
- Notele 7 l), 20 și 29 b) – determinarea pierderilor din credit preconizate pentru creanțele comerciale;
- Nota 16 – evaluarea obligațiilor privind planurile de beneficii determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților: principalele ipoteze actuariale;
- Nota 28 – estimări aferente provizioanelor de dezafectare.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Determinarea valorilor juste

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Grupului necesită determinarea valorilor juste pentru activele și datoriile financiare și activele nefinanciare (imobilizări corporale).

Atunci când determina valoarea justă a unui activ sau a unei datorii, Grupul utilizează date de intrare observabile pe piață în măsura în care este posibil. Valorile juste sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste pe baza datelor de intrare utilizate în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) pe piețe active pentru active sau datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în Nivelul 1, care sunt observabile pentru activ sau datorie, fie direct (adică sub formă de prețuri), fie indirect (adică derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru activ sau datorie care nu se bazează pe date observabile pe piață (date de intrare neobservabile).

Dacă datele de intrare utilizate pentru a determina valoarea justă a unui activ sau a unei datorii sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste, atunci evaluarea la valoare justă este clasificată în întregime la același nivel al ierarhiei valorii juste cu cel mai jos nivel al datelor de intrare semnificative pentru întreaga evaluare.

Grupul recunoaște transferurile între nivelele ierarhiei valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare în care a avut loc modificarea.

Informații suplimentare despre ipotezele utilizate în evaluarea la valoare justă sunt incluse în următoarele note:

- Nota 22: imobilizări corporale;
- Nota 29: instrumente financiare.

Riscuri asociate schimbărilor climatice

Hidroelectrica se confruntă cu riscuri legate de schimbările climatice, care pot influența disponibilitatea resurselor de apă, un factor esențial în producția de energie hidroelectrică. Acestea includ variabilitatea precipitațiilor, cu potențialul de a modifica cursurile râurilor, afectând astfel disponibilitatea apei pentru producția de energie. Creșterea frecvenței fenomenelor meteorologice extreme – cum ar fi seceta din 2024 care a condus la o scădere semnificativă a producției hidroelectrice. Cu toate acestea, Societatea a observat istoric că în timpul secetelor, prețurile energiei electrice au o tendință de creștere, ceea ce face ca Grupul să beneficieze prin marje de profit crescute mai degrabă decât prin volume vândute.

Pentru a răspunde riscurilor climatice, Hidroelectrica pune accent pe diversificarea portofoliului său energetic, concentrându-se în special pe expansiunea în surse de energie regenerabilă. Grupul intenționează să achiziționeze și să dezvolte parcuri solare și ferme eoliene suplimentare, având ca țintă un plus de minimum 500 MW de capacitate instalată în următorii ani. Această orientare către energia solară și eoliană este strategică, în special având în vedere corelația inversă între producția de energie solară și nivelurile apei pentru hidroenergie. Adoptarea energiei solare oferă astfel o compensare în perioadele de disponibilitate scăzută a apei, subliniind importanța unui mix energetic versatil și rezilient în fața provocărilor aduse de variabilitatea climatică.

Implicațiile riscurilor legate de schimbările climatice asupra situațiilor financiare includ valoarea justă a activelor, legate de facilitățile hidroenergetice, care pot fi afectate de un volum mai scăzut de producție de energie estimat pe durata de viață utilă proiectată ca urmare a schimbărilor climatice comparativ cu indicatorii tehnici și economici inițiali ai acestor proiecte. Aceste implicații potențiale sunt luate în considerare în testul de depreciere economică efectuat ca parte a exercițiului de reevaluare la data de 31 decembrie 2023.

De asemenea, în ceea ce privește obiectivele de investiții aflate în curs de execuție, testele specifice de depreciere iau în considerare o producție de energie electrică prognozată mai mică, având în vedere variabilitatea preconizată a precipitațiilor.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Securitatea muncii și operarea în condiții de siguranță

Protejarea oamenilor este o prioritate pentru Societate, care se angajează să desfășoare operațiuni sigure și responsabile pentru a proteja sănătatea și siguranța angajaților, contractorilor și comunităților din jur. Acest angajament este demonstrat prin politici bine stabilite de sănătate și securitate, programe continue de învățare și dezvoltare prin instruirii privind drepturile omului și siguranța la locul de muncă, precum și prin actualizarea anuală a Planului de Prevenire și Protecție SSM.

Deși Grupul își propune să atingă obiectivul de zero accidente grave la locul de muncă, incidente pot totuși să apară. Cu toate acestea, prioritățile principale ale Grupului rămân îmbunătățirea condițiilor de lucru în siguranță.

Risc cibernetic

Digitalizarea aduce numeroase beneficii, dar crește și riscurile legate de securitatea cibernetică și dependența de sisteme informatice. Pe măsură ce operațiunile Societății se extind și depind tot mai mult de sistemele IT și infrastructura de rețea, aceste riscuri pot genera întreruperi operaționale, fraude sau furt de date.

Orice defecțiune a sistemelor IT, inclusiv cele cauzate de atacuri cibernetice, poate afecta negativ activitatea, situația financiară și operațiunile. Sistemele se confruntă cu amenințări precum pene de curent și atacuri cibernetice, iar în ciuda măsurilor de securitate cibernetică, a planurilor de recuperare în caz de dezastru și a instruirii angajaților, nu putem fi complet protejați împotriva tuturor tentativelor de acces neautorizat. Grupul își îmbunătățește continuu sistemele IT și securitatea cibernetică pentru a proteja confidențialitatea și integritatea datelor, instruind totodată angajații să gestioneze responsabil riscurile cibernetice și eventualele defecțiuni ale sistemelor IT.

Managementul riscurilor și controlul intern

Cadrul de control intern al Societății include respectarea valorilor companiei și a ghidurilor privind etica și responsabilitatea corporativă. Un angajament puternic față de integritate, responsabilitate și comportament etic este esențial în prevenirea și detectarea fraudei, mitei și corupției. Grupul se angajează să își desfășoare activitatea corect, onest și în deplină conformitate cu toate legile aplicabile. Acesta adoptă o politică de toleranță zero față de mită și corupție în toate operațiunile și relațiile sale la nivel global. Procedurile interne privind conflictele de interese, cadourile și ospitalitatea, precum și mecanismele de avertizare internă, sunt concepute pentru a reduce riscurile potențiale de fraudă și corupție.

Politicile Societății privind prevenirea fraudei, anti-mită și anti-corupție, împreună cu procedurile de avertizare internă, oferă îndrumări privind evaluarea riscurilor, conformitatea legală și raportarea preocupărilor.

Grupul și Consiliul de Supraveghere tratează cu seriozitate rapoartele de avertizare internă și acoperirea negativă din mass-media. Politicile existente asigură analiza oricăror încălcări ale codului intern de conduită sau ale cerințelor legale, sprijinite de un canal deschis de raportare. Verificările interne efectuate pe parcursul anului 2025, până la data aprobării situațiilor financiare, nu au identificat cazuri de încălcare a eticii sau de neconformitate cu legile și reglementările.

6. BAZELE EVALUARII

Situațiile financiare consolidate au fost întocmite pe baza costului istoric, cu excepția terenurilor, construcțiilor, echipamentelor și altor elemente de imobilizări corporale, care sunt evaluate utilizând modelul reevaluării.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE

Grupul a aplicat în mod consecvent următoarele politici contabile pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare consolidate.

a) Bazele consolidării

(i) Combinări de întreprinderi

Grupul contabilizează combinările de întreprinderi utilizând metoda achiziției atunci când ansamblul integrat de activități și active achiziționate corespunde definiției unei întreprinderi și controlul este transferat Grupului (a se vedea 6 (a) (ii)). Pentru a determina dacă un anumit ansamblu integrat de activități și active constituie o întreprindere, Grupul evaluează dacă ansamblul integrat de active și activități achiziționate include cel puțin o intrare și un proces aplicat intrării și dacă ansamblul achiziționat contribuie la capacitatea de a genera iesiri.

Grupul are opțiunea de a aplica un „test al concentrării” care permite o evaluare simplificată prin care se poate determina dacă un ansamblu de activități și active achiziționate nu constituie o întreprindere. Criteriile testului opțional al concentrării sunt îndeplinite dacă, în mod substanțial toată valoarea justă a activelor brute dobândite este concentrată într-un singur activ identificabil sau într-un grup de active identificabile similare.

Contravaloarea transferată în cadrul achiziției este, în general, evaluată la valoarea justă, similar activelor nete identificabile dobândite. Orice fond comercial rezultat este testat anual pentru depreciere. Orice castig în urma unei achiziții în condiții avantajoase a unei întreprinderi este recunoscut imediat în profit sau pierdere. Costurile de tranzacție sunt recunoscute pe cheltuieli atunci când au loc, cu excepția cazului în care sunt legate de emisiunea de titluri de creanță sau de capital.

Contravaloarea transferată nu include sumele utilizate pentru stingerea relațiilor contractuale anterioare achiziției. Astfel de sume sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere.

Orice contravaloare contingentă este evaluată la valoarea justă la data achiziției. Dacă o obligație de a plăti o contravaloare contingentă care îndeplinește definiția unui instrument financiar este clasificată în capitaluri proprii, atunci aceasta nu este reevaluată, iar decontarea ei este recunoscută de asemenea în capitaluri proprii. În caz contrar, contravaloarea contingentă este reevaluată la valoarea justă la fiecare dată de raportare, iar modificările ulterioare de valoare justă a contravalorii contingente sunt recunoscute în profit sau pierdere.

(ii) Filiale

Filialele sunt entități controlate de Grup. Grupul „controlează” o entitate atunci când este expus sau are drepturi asupra rezultatelor variabile pe baza participării sale în entitate și are capacitatea de a influența acele rezultate prin autoritatea sa asupra entității. Situațiile financiare ale filialelor sunt incluse în situațiile financiare consolidate de la data la care Grupul a obținut controlul până la data la care Grupul pierde controlul.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(iii) Interese care nu controlează ("NCI")

NCI sunt evaluate inițial la cota lor proporțională din activele nete identificabile ale entității dobândite la data achiziției.

Modificările participatiei Grupului în capitalurile proprii ale unei filiale care nu au drept rezultat pierderea controlului sunt contabilizate ca tranzacții cu capitaluri proprii.

(iv) Pierderea controlului

Atunci când Grupul pierde controlul asupra unei filiale, Grupul derecunoaște activele și datoriile filialei, precum și orice NCI aferent și alte componente ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere asociate cu pierderea controlului este recunoscut(ă) în profit sau pierdere. Orice investiție reținută în fosta filială este evaluată la valoarea justă atunci când Grupul a pierdut controlul.

(v) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice câștiguri sau pierderi nerealizate (cu excepția câștigurilor sau pierderilor din tranzacțiile în valută) sunt eliminate.

b) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută sunt convertite în moneda funcțională a societăților din Grup la cursurile de schimb de la datele tranzacțiilor.

Activele și datoriile monetare exprimate în valută sunt convertite în moneda funcțională la cursul de schimb de la data de raportare. Activele și datoriile nemonetare evaluate la valoarea justă într-o valută sunt convertite în moneda funcțională la cursul de schimb de la data la care a fost determinată valoarea justă. Elementele nemonetare evaluate pe baza costului istoric în valută sunt convertite la cursul de schimb de la data tranzacției. Diferențele de curs valutar sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere și prezentate în cheltuieli financiare.

c) Venituri din contractele cu clienții

Veniturile sunt evaluate pe baza contravalorii specificate în contractele cu clienții, respectiv în cazul veniturilor din furnizarea de energie electrică, acestea sunt evaluate în baza minimului dintre prețurile contractuale agreeate cu clienții și prețurile plafonate conform legislației, acolo unde este cazul. Grupul recunoaște veniturile atunci când transferă controlul asupra unui bun sau serviciu către client.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Următorul tabel oferă informații despre natura și momentul îndeplinirii obligațiilor de executare din contractele cu clienții, inclusiv termenii de plată semnificativi, precum și politicile de recunoaștere a veniturilor aferente.

	Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale	Recunoașterea venitului
Vânzarea angro de energie electrică	Grupul vinde majoritatea energiei electrice produse pe baza contractelor forward cu furnizorii și traderii de energie electrică, pe piața spot (piața pentru ziua următoare) către operatorul pieței (OPCOM) și pe piața de echilibrare către operatorul de sistem (Transelectrica). Facturile sunt emise la sfârșitul lunii sau la începutul lunii următoare pentru energia electrică livrată în luna curentă. Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică - producerea și consumarea energiei electrice sunt simultane deoarece energia electrică nu se stochează. Datoriile contractuale reprezintă în principal avansuri încasate de la clienți în legătură cu energia care urmează să fie livrată în cursul perioadei următoare.
Furnizarea de energie electrică către consumatori finali (vanzarea cu amanuntul)	Obligația de executare este reprezentată de livrarea energiei electrice la locația clientului, care include transportul și distribuția, efectuate prin intermediul activelor unor terți. Clienții obțin controlul asupra energiei electrice pe măsură ce aceasta este consumată. Veniturile sunt recunoscute pe baza volumelor comunicate Grupului de către operatorii de distribuție, care au la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distribuție, auto-citiri raportate de consumatori sau estimări ale energiei electrice livrate pentru care citirile nu au fost încă efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri și sfârșitul perioadei. Facturile sunt emise în general lunar, în luna următoare consumului. Termenul de plată este 45 de zile de la data facturii pentru clienții casnici și 30 de zile de la data facturii pentru clienții noncasnici	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică. La sfârșitul lunii se înregistrează o estimare pentru cantitatea de energie electrică furnizată în cursul lunii, dar nefacturată încă, aceasta reprezentând venituri nefacturate. Recunoașterea veniturilor nefacturate conferă dreptul necondiționat de a încasa contravaloarea energiei electrice furnizate și, de regulă, nu există diferențe între venitul estimat și suma facturată. Veniturile din furnizarea de energie electrică includ tarifele de transport și distribuție, care sunt facturate de Grup consumatorilor finali. Serviciile de transport și distribuție sunt furnizate de către operatorul de transport și operatorii de distribuție, iar costurile aferente sunt facturate de către operatorul de transport și operatorii de distribuție către Grup. Grupul a analizat dacă este agent sau principal în ceea ce privește serviciile de transport și distribuție transferate clientului, respectiv obligațiile legate de certificatele verzi, și a concluzionat că acționează în calitate de responsabil principal. Considerentele care susțin această concluzie includ: Grupul are o singură obligație de executare, și anume livrarea de energie electrică către locația consumatorului final, care include transportul și distribuția; consumul de energie electrică are loc instantaneu, deoarece energia electrică este produsă în centralele Grupului și livrată prin rețelele de transport și distribuție către locația consumatorului final.

	Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale	Recunoașterea venitului
Servicii de sistem	Serviciile de sistem constau în punerea la dispoziție de către Grup a unei capacități de producție convenite către operatorul de sistem, Transelectrica, pentru o anumită perioadă de timp. Această capacitate este utilizată de Transelectrica în procesul de echilibrare a sistemului energetic. Facturile pentru serviciile de sistem sunt emise lunar, la începutul fiecărei luni pentru serviciile prestate în luna anterioară. Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.	Deoarece Grupul pune la dispoziție o capacitate de producție măsurată în MWh și nu active specifice, Grupul a concluzionat că acest tip de contract nu conține un contract de leasing și, prin urmare, este în aria de aplicare a IFRS 15. Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile oferite de executarea de către Grup pe măsură ce serviciile sunt prestate. Tariful perceput pentru serviciile de sistem depinde de capacitățile orare puse la dispoziție (numărul de ore pentru care capacitatea de producție este pusă la dispoziție multiplicat cu capacitatea) și de tarifele orare. Atat capacitățile orare, cât și tarifele orare sunt stabilite pe baza rezultatelor licitațiilor zilnice organizate de operatorul de sistem. În situația în care, în intervalul de timp în care capacitatea este pusă la dispoziție, operatorul de sistem ordona Grupului să producă energie electrică folosind capacitatea pusă la dispoziție, energia electrică produsă este vândută pe piața de echilibrare la prețul stabilit pe această piață (a se vedea <i>Vanzarea angro de energie electrică</i> de mai sus).

d) Beneficiile angajaților

(i) Beneficii pe termen scurt ale angajaților

Beneficiile pe termen scurt ale angajaților sunt recunoscute ca o cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. O datorie este recunoscută la valoarea preconizată a fi plătită dacă Grupul are o obligație curentă legală sau implicită de a plăti această sumă pentru serviciile trecute furnizate de angajat, iar obligația poate fi estimată în mod credibil.

(ii) Planuri de contribuții determinate

Obligațiile privind contribuțiile la planurile de contribuții determinate sunt recunoscute ca o cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. Contribuțiile plătite în avans sunt recunoscute ca activ în măsura în care este disponibilă o rambursare în numerar sau o reducere a plăților viitoare.

(iii) Planuri de beneficii determinate

Obligația netă a Grupului în ceea ce privește planurile de beneficii determinate este calculată separat pentru fiecare plan prin estimarea valorii beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în perioada curentă și în perioadele anterioare, prin actualizarea acestei sume. Nu există active ale planului.

Planurile de beneficii determinate includ beneficii în numerar la pensionare și beneficii în natură constând din energie electrică acordată gratuit angajaților după pensionare.

Calculul obligațiilor privind beneficiile determinate se efectuează anual de către un actuar calificat, utilizând metoda unitatilor de credit proiectate.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Reevaluările datoriei privind beneficiile determinate, care constau din câștiguri și pierderi actuariale, sunt recunoscute imediat în alte elemente ale rezultatului global („AERG”). Grupul determină cheltuiala (venitul) net cu dobânda aferent(ă) datoriei nete privind beneficiul determinat al perioadei prin aplicarea ratei de actualizare utilizate pentru evaluarea obligației privind beneficiile determinate la începutul perioadei anuale la valoarea netă a datoriei privind beneficiile determinate la acea data, luând în considerare orice modificări ale datoriei nete privind beneficiile determinate în cursul perioadei ca urmare a contribuțiilor și plăților de beneficii. Cheltuiala netă cu dobânda și alte cheltuieli privind planurile de beneficii determinate sunt recunoscute în profit sau pierdere.

Atunci când beneficiile unui plan sunt modificate sau atunci când un plan este redus, modificările de beneficii rezultate care se referă la serviciile trecute sau câștigul sau pierderea ca urmare a reducerii sunt recunoscute imediat în profit sau pierdere. Grupul recunoaște câștigurile și pierderile din decontarea unui plan de beneficii determinate atunci când are loc decontarea.

(iv) Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului cu privire la beneficiile pe termen lung ale angajaților reprezintă valoarea beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în perioadele anterioare. Aceste beneficii sunt evaluate la valoarea actualizată. Reevaluările sunt recunoscute în profit sau pierdere în perioada în care apar.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților includ beneficii în numerar plătite angajaților atunci când îndeplinesc anumite praguri de vechime în munca.

(v) Beneficii la încetarea contractului de muncă

Beneficiile la încetarea contractului de muncă sunt recunoscute drept cheltuiala la data cea mai apropiată dintre data la care Grupul nu mai are nicio posibilitate reală de a renunța la oferta de acordare a acestor beneficii și data la care Grupul recunoaște costurile de restructurare. Dacă nu se așteaptă decontarea integrală a beneficiilor în mai puțin de 12 luni de la data de raportare, atunci acestea sunt evaluate la valoarea actualizată.

e) Profitul din exploatare

Profitul din exploatare este rezultatul generat din activitățile continue principale generatoare de venituri ale Grupului, precum și din alte venituri și cheltuieli legate de activitățile de exploatare. Profitul din exploatare nu include rezultatul financiar și impozitul pe profit.

f) Venituri și cheltuieli financiare

Veniturile și cheltuielile financiare ale Grupului includ:

- venituri din dobânzi;
- cheltuielile cu dobânzile;
- câștiguri sau pierderi din diferențe de curs valutar aferente activelor și datoriilor financiare;
- actualizarea provizioanelor pe termen lung.

Veniturile sau cheltuielile cu dobânda sunt recunoscute utilizând metoda dobânzii efective.

„Rata dobânzii efective” este rata care actualizează exact plățile sau încasările viitoare de numerar estimate pe durata de viață preconizată a instrumentului financiar la:

- valoarea contabilă brută a activului financiar; sau
- costul amortizat al datoriei financiare.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

La calcularea veniturilor și cheltuielilor cu dobânda, rata dobânzii efective se aplică valorii contabile brute a activului (atunci când activul nu este depreciat ca urmare a riscului de credit) sau costului amortizat al datoriei. Cu toate acestea, pentru activele financiare depreciate ca urmare a riscului de credit ulterior recunoașterii inițiale, veniturile din dobânzi sunt calculate prin aplicarea ratei dobânzii efective la costul amortizat al activului financiar. Dacă activul nu mai este depreciat ca urmare a riscului de credit, atunci calculul veniturilor din dobânzi se face prin raportare la valoarea contabilă brută.

g) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent și impozitul amânat. Aceasta este recunoscută în profit sau pierdere, cu excepția cazului în care se referă la o combinație de întreprinderi sau la elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale regulatului global.

Grupul a determinat că dobânzile și penalitățile legate de impozitul pe profit, nu îndeplinesc definiția impozitului pe profit și, prin urmare, sunt contabilizate în conformitate cu IAS 37 *Provizioane, datorii contingente și active contingente*.

(i) Impozit curent

Impozitul curent cuprinde impozitul preconizat de plată sau de recuperat aferent profitului sau pierderii impozabil(e) a anului curent precum și orice ajustare a impozitului de plătit sau de recuperat aferent anilor precedenți. Suma impozitului curent de plătit sau de recuperat este cea mai bună estimare a sumei preconizate a fi plătită sau recuperată care reflectă incertitudinea legată de impozitul pe profit, dacă este cazul. Acesta este determinat utilizând ratele de impozitare care au fost adoptate sau în mare măsura adoptate la data de raportare.

Creanțele și datoriile privind impozitul curent sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

(ii) Impozit amânat

Impozitul amânat este recunoscut în legătura cu diferențele temporare dintre valorile contabile ale activelor și datoriilor în scopul raportării financiare și baza fiscală a acestora. Impozitul amânat nu este recunoscut pentru:

- diferențele temporare care rezulta la recunoașterea inițială a activelor și datoriilor într-o tranzacție care nu reprezintă o combinație de întreprinderi și care nu afectează nici profitul sau pierderea contabilă, nici profitul impozabil sau pierderea fiscală;
- diferențele temporare asociate investițiilor în filiale, entități asociate și intereselor în participatie, în măsura în care Grupul este capabil să controleze momentul reluării diferențelor temporare și este probabil ca acestea să nu fie reluate în viitorul previzibil; și
- diferențele temporare impozabile care rezulta din recunoașterea inițială a fondului comercial.

Creanțele privind impozitul amânat sunt recunoscute pentru pierderi fiscale neutilizate, credite fiscale neutilizate și diferențe temporare deductibile, în limita probabilității ca va exista profit impozabil viitor față de care acestea pot fi utilizate. Profiturile impozabile viitoare sunt determinate pe baza reluării diferențelor temporare impozabile relevante. Dacă suma diferențelor temporare impozabile este insuficientă pentru a recunoaște integral o creanță privind impozitul amânat, atunci sunt luate în considerare profiturile impozabile viitoare, ajustate cu reluarea diferențelor temporare existente, pe baza planurilor de afaceri ale filialelor Grupului considerate individual. Creanțele privind impozitul amânat sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt reduse în măsura în care nu mai este probabil ca beneficiul fiscal aferent să fie realizat; astfel de reduceri sunt reluate atunci când probabilitatea unor profituri impozabile viitoare se îmbunătățește.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecințele fiscale care ar rezulta din modul în care Grupul se așteaptă, la data de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și datoriilor sale.

Creanțele și datoriile privind impozitul amânat sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(iii) Impozit suplimentar minim global

Legea 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinationale și naționale de mari dimensiuni transpune în legislația națională prevederile Directivei 2523/2022 privind asigurarea unui nivel minim de impozitare. De asemenea, conform articolului 5 din Legea 431/2023, pentru aplicarea acestei legi se utilizează explicațiile și exemplele din Ghidurile administrative emise de către Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică („OCDE”).

Legea 431/2023 este aplicabilă grupurilor de companii de mari dimensiuni, atât naționale cât și multinationale, mai exact cele care înregistrează o cifră de afaceri consolidată (la nivelul întregului grup) de minim 750 milioane Euro în cel puțin doi ani din cei patru anteriori anului de referință. Astfel, conform Legii, începând cu anul financiar 2024, un impozit suplimentar ("impozit suplimentar") ar trebui colectat de fiecare dată când rata efectivă de impozitare a unui grup de întreprinderi naționale sau multinaționale într-o anumită jurisdicție este sub 15%. Cota efectivă de impozitare („ETR”) se calculează anual la nivel de jurisdicție. ETR este calculată ca raport între impozitele acoperite ajustate ale Entităților Constitutive („CE”) – numărătorul și respectiv profitul net calificat al Entităților Constitutive – numitorul. Atât numărătorul, cât și numitorul reprezintă sumele cumulate ale tuturor CE-urilor situate într-o jurisdicție. OCDE a introdus o serie de regimuri de protecție („safe harbours”), acestea având ca scop simplificarea calculului pentru contribuabili, în special în ceea ce privește primii ani de aplicare a noului regim. Atât timp cât cel puțin unul din testele menționate în cadrul regimurilor de protecție (testul de minimis, testul ETR simplificat și testul profiturilor de rutină) este îndeplinit într-un an, se poate considera că impozitul suplimentar în acea jurisdicție pentru Grup este zero.

Astfel, Grupul analizează îndeplinirea a cel puțin unul din testele menționate anterior și în cazul, în care nu este îndeplinit niciunul din teste, efectuează calculul ETR la nivel de jurisdicție. În cazul în care ETR determinat este mai mic decât 15%, impozitul suplimentar necesar pentru a atinge minimul de 15% este recunoscut drept impozit pe profit.

h) Imobilizări corporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Elementele de imobilizări corporale sunt recunoscute inițial la cost, care include costul îndatorării capitalizat.

Dacă părți semnificative ale unui element de imobilizări corporale au durate de viață utilă diferite, atunci acestea sunt contabilizate ca elemente separate (componente majore) de imobilizări corporale.

Orice câștig sau pierdere care rezultă din cedarea unui element de imobilizări corporale este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Ulterior recunoașterii inițiale:

- terenurile, construcțiile, echipamentele și alte elemente de imobilizări corporale sunt evaluate la valoarea reevaluată; și
- imobilizările corporale în curs de execuție sunt evaluate la cost minus orice pierderi acumulate din depreciere.

Reevaluările sunt efectuate cu suficientă regularitate pentru a se asigura că valoarea contabilă nu diferă semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare.

Atunci când un element de imobilizări corporale este reevaluat, amortizarea acumulată este eliminată din valoarea contabilă brută, iar valoarea netă este ajustată la valoarea reevaluată a activului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, majorarea este recunoscută și acumulată în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiași activ recunoscută anterior în profit sau pierdere.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Dacă valoarea contabilă a unui activ este diminuată ca urmare a unei reevaluări, diminuarea este recunoscută în profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea este recunoscută în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare dacă există un sold creditor în rezerva din reevaluare pentru acel activ.

Diferența dintre valoarea reevaluată și valoarea contabilă netă a imobilizărilor corporale este recunoscută ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii.

Rezerva din reevaluare este transferată în rezultatul reportat într-o sumă corespunzătoare utilizării activului (pe măsură ce activul este amortizat) și la scoaterea din funcțiune sau cedarea activului.

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabil ca beneficii economice viitoare aferente acestor costuri intra în cadrul Grupului.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată a activelor și este recunoscută în profit sau pierdere. Terenurile și imobilizările în curs de execuție nu sunt amortizate.

Duratele de viață utilă estimate ale imobilizărilor corporale pentru perioada curentă și perioadele comparative sunt următoarele:

Categorie	Durata de viață utilă (ani)
Constructii și instalații speciale	65 - 97
	Minimul dintre durata de viață economică
Constructii și instalații speciale reprezentând bunuri de retur, conform contractului de concesiune (a se vedea Nota 5 a1)	utilă și perioada rămasă din contractul de concesiune
Echipamente tehnologice	25 - 47
Aparate și instalații de măsură și control	15 - 23
Mijloace de transport	16 - 24
Mobilier, echipamente de birou	12

Metodele de amortizare și duratele de viață utilă sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

i) Imobilizări necorporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Imobilizările necorporale care sunt achiziționate de Grup și au durate de viață utilă determinate sunt evaluate la cost minus amortizarea acumulată și orice pierderi din depreciere acumulate. Imobilizările necorporale includ în principal programe informatice și licențe.

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai atunci când acestea cresc beneficiile economice viitoare încorporate în activul specific la care se referă. Toate celelalte cheltuieli, inclusiv cheltuielile cu fondul comercial generat intern și mărcile, sunt recunoscute în profit sau pierdere atunci când sunt efectuate.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată pentru a diminua costul imobilizărilor necorporale mai puțin valoarea reziduală estimată a acestora utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată și este recunoscută în general în profit sau pierdere.

Duratele de viață utilă estimate ale programelor informatice și ale licențelor pentru perioada curentă și perioadele comparative sunt 3 - 5 ani.

Metodele de amortizare, duratele de viață utilă și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

j) Certificate verzi

Grupul recunoaște certificatele verzi primite în baza schemei de sprijin pentru producătorii de energie din surse regenerabile la cost (care este 0) la momentul obținerii dreptului de a le primi (atunci când energia electrică este produsă).

Grupul recunoaște certificatele verzi achiziționate la cost.

Grupul, în calitate de furnizor de energie electrică, are obligația legală să achiziționeze un număr de certificate verzi (a se vedea Nota 1 c)), al căror cost este ulterior transferat consumatorilor finali pe baza cantităților de energie electrică consumate. Pentru a îndeplini obligația legală anuală de achiziție (țintă sau cotă anuală), Grupul utilizează atât certificate verzi primite în cadrul schemei de sprijin, cât și certificate verzi achiziționate.

Certificatele verzi necesare pentru a îndeplini obligația (cota) sunt estimate de Grup, iar o datorie este recunoscută în Situația poziției financiare, ținând cont de costul de achiziție. Certificatele verzi suplimentare sunt achiziționate și recunoscute drept cheltuială în măsura necesară pentru a îndeplini obligația de cotă. Certificatele verzi achiziționate în plus față de cota obligatorie la sfârșitul perioadei de raportare sunt recunoscute în situația consolidată a poziției financiare. În cazul în care cota obligatorie nu este îndeplinită la sfârșitul perioadei de raportare, atunci Grupul recunoaște o datorie în situația consolidată a poziției financiare.

Costul certificatelor verzi transferate consumatorilor finali în valoare de 354.337 mii RON este recunoscut în profit sau pierdere ca parte a veniturilor din contractele cu clienții.

k) Instrumente financiare

(i) Recunoașterea și evaluarea inițială

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial atunci când sunt constituite. Toate celelalte active financiare și datorii financiare sunt recunoscute inițial atunci când Grupul devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitele la vedere și depozitele cu maturitate de până la trei luni de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste și sunt utilizate de Grup pentru gestionarea angajamentelor pe termen scurt.

Un activ financiar (cu excepția creanțelor comerciale care nu au o componentă de finanțare semnificativă) sau o datorie financiară este evaluat(ă) inițial la valoarea justă plus sau minus costurile tranzacției care sunt direct atribuibile achiziției sau emisiunii sale. O creanță comercială care nu conține o componentă de finanțare semnificativă este evaluată inițial la prețul tranzacției.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(ii) Clasificarea și evaluarea ulterioară

Active financiare

La recunoașterea inițială, un activ financiar este clasificat într-unul dintre următoarele modele de afaceri: deținut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale, deținut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale și în scopul vânzării sau altele.

Activele financiare nu sunt reclasificate după recunoașterea lor inițială, cu excepția cazului în care Grupul își modifica modelul de afaceri pentru gestionarea activelor financiare, caz în care toate activele financiare afectate sunt reclasificate în prima zi a primei perioade de raportare urmatore modificării modelului de afaceri.

Un activ financiar este clasificat ca fiind deținut în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale și evaluat la cost amortizat dacă îndeplinește următoarele două condiții:

- este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale; și
- termenii sai contractuali dau naștere, la anumite date, fluxurilor de numerar care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Toate activele financiare ale Grupului sunt clasificate ca deținute în vederea colectării și dau naștere intrării fluxurilor de numerar exclusiv pentru plata dobânzii și principalului.

Activele financiare evaluate la cost amortizat sunt evaluate ulterior la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Costul amortizat este diminuat cu pierderi din depreciere. Veniturile din dobânzi, câștigurile și pierderile din diferențe de curs valutar și pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Datorii financiare – Clasificare, evaluare ulterioară și câștiguri sau pierderi

Datoriile financiare sunt clasificate ca datorii financiare evaluate la costul amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Cheltuielile cu dobânzi și câștigurile sau pierderile din diferențe de curs valutar sunt recunoscute în profit sau pierdere.

Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

(iii) Derecunoaștere

Active financiare

Grupul derecunoaște un activ financiar atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de numerar care decurg din activul financiar expiră; sau
- transferă drepturile contractuale de a primi fluxurile de numerar într-o tranzacție în care:
 - sunt transferate majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate asupra activului financiar; sau
 - Grupul nu transferă și nici nu păstrează majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate și nu păstrează controlul asupra activului financiar.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Datorii financiare

Grupul recunoaște o datorie financiară atunci când obligațiile specificate în contract sunt stinse sau anulate sau expiră. De asemenea, Grupul recunoaște o datorie financiară atunci când termenii contractului sunt modificați și fluxurile de numerar ale datoriei modificate diferă în mod semnificativ, caz în care o nouă datorie financiară este recunoscută la valoarea justă pe baza termenilor contractuali modificați.

La derecunoașterea unei datorii financiare, diferența dintre valoarea contabilă stinsă și contravaloarea plătită (inclusiv orice active nemonetare transferate sau datorii asumate) este recunoscută în profit sau pierdere.

(iv) Compensare

Activele financiare și datoriile financiare sunt compensate și valoarea netă prezentată în situația poziției financiare atunci și numai atunci când Grupul are un drept legal curent de a compensa sumele și intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să realizeze activul și să deconteze datoria simultan.

I) Depreciere

(i) Active financiare

Grupul recunoaște pierderile de credit așteptate pe durata acestora (ECL) aferente investițiilor în instrumente de datorie care sunt evaluate la cost amortizat sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global. Valoarea pierderilor așteptate este actualizată la fiecare dată de raportare pentru a reflecta modificările riscului de credit de la recunoașterea inițială a instrumentului financiar.

Grupul recunoaște întotdeauna pierderi așteptate pe durata de viață pentru creanțele comerciale. Pierderile așteptate aferente acestor active financiare sunt estimate utilizând o matrice de provizionare bazată pe experiența istorică a Grupului privind pierderile de credit, ajustată pentru factori specifici debitorilor, condițiile economice generale și o evaluare atât a situației curente, cât și a direcției preconizate a evoluției acestora la data raportării, incluzând valoarea în timp a banilor, acolo unde este cazul. Grupul recunoaște ajustări ECL aferente și activelor din contracte.

Grupul măsoară ajustările pentru pierderi la un nivel egal cu pierderile așteptate pe durata de viață (lifetime ECL) (Nota 29).

La evaluarea unei creșteri semnificative a riscului de credit și la estimarea ECL, Grupul utilizează informații rezonabile și justificabile, relevante și disponibile fără costuri sau eforturi excesive, incluzând atât date cantitative, cât și calitative, precum și informații cu caracter prospectiv.

Grupul consideră că riscul de credit aferent unui activ financiar a crescut semnificativ dacă acesta înregistrează o întârziere de peste 90 de zile.

Grupul consideră ca un activ financiar prezintă riscul de neindeplinire a obligațiilor atunci când:

- este improbabil ca debitorul să își plătească integral obligațiile față de Societate, fără a recurge la acțiuni precum executarea garanției (dacă există); sau
- activul financiar este restant de mai mult de 180 de zile.

Indiferent de analiza de mai sus, Grupul consideră că a intervenit intrarea în neplată atunci când un activ financiar înregistrează o întârziere de peste 180 de zile, cu excepția situației în care Grupul deține informații rezonabile și justificabile care demonstrează că un criteriu de intrare în neplată stabilit la un termen mai lung este mai adecvat.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Pierderile din credite așteptate pe durata de viață reprezintă pierderile din credite așteptate care rezultă din toate evenimentele posibile de neplată pe parcursul duratei de viață estimate a unui instrument financiar.

Perioada maximă luată în considerare la estimarea pierderilor din credite așteptate este perioada contractuală maximă pe durata căreia Grupul este expus la riscul de credit.

Evaluarea ECL

ECL reprezintă o estimare a pierderilor din credit ponderată cu probabilitățile. Pierderile din credit sunt evaluate la valoarea actualizată a tuturor deficitelor de numerar (adică diferența dintre fluxurile de numerar datorate Grupului în conformitate cu contractul și fluxurile de numerar pe care Grupul se așteaptă să le primească).

Active financiare depreciate ca urmare a riscului de credit

La fiecare dată de raportare, Grupul analizează dacă activele financiare evaluate la cost amortizat sunt depreciate ca urmare a riscului de credit. Un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit atunci când au avut loc unul sau mai multe evenimente care au un impact negativ asupra fluxurilor de numerar viitoare estimate ale activului financiar.

Dovezile că un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit includ date observabile cu privire la următoarele evenimente:

- dificultatea financiară semnificativă a debitorului;
- o încălcare a contractului, de exemplu neîndeplinirea obligațiilor sau o întârziere a plății cu mai mult de 180 de zile;
- restructurarea unui împrumut sau a unui avans de către Grup în condiții pe care altfel Grupul nu le-ar lua în considerare; sau
- este probabil ca debitorul să intre în faliment sau în altă formă de reorganizare financiară.

Prezentarea ajustărilor pentru ECL în situația poziției financiare

Ajustările pentru pierdere aferente activelor financiare evaluate la costul amortizat sunt deduse din valoarea contabilă brută a activelor.

Derecunoașterea activelor financiare

Valoarea contabilă brută a unui activ financiar este derecunoscută atunci când Grupul nu are așteptări rezonabile de recuperare integrală sau parțială a activului.

(ii) Active nefinanciare

La fiecare dată de raportare, Grupul revizuieste valorile contabile ale activelor sale nefinanciare (altele decât stocurile, activele aferente contractelor cu clienții și creanțele privind impozitul amânat) pentru a determina dacă există vreun indiciu de depreciere. Dacă există un astfel de indiciu, atunci se estimează valoarea recuperabilă a activului.

Pentru testul de depreciere, activele sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă, care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar ale altor active sau CGU, în conformitate cu raționamentul descris în Nota 5 a3).

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei CGU reprezintă cea mai mare valoare dintre valoarea sa de utilizare și valoarea sa justă mai puțin costurile asociate cedării. Valoarea de utilizare se bazează pe fluxurile de numerar viitoare estimate, prezentate la valoarea lor actualizată utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piață cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului sau CGU.

O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei CGU depășește valoarea sa recuperabilă.

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere, cu excepția imobilizărilor corporale contabilizate la valoarea reevaluată, în cazul cărora pierderea din depreciere este recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și reduce rezerva din reevaluare în cadrul capitalurilor proprii în măsura în care aceasta reia o creștere din reevaluare anterioară aferentă aceluiași activ.

Reversarea este limitată astfel încât valoarea contabilă a activului să nu depășească valoarea sa recuperabilă și nici valoarea contabilă care ar fi fost determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută o pierdere din depreciere în anii anteriori. O astfel de reversare este recunoscută în contul de profit sau pierdere, cu excepția situației în care activul este prezentat la valoare reevaluată; în acest caz, reversarea este tratată ca o creștere din reevaluare.

m) Capitalul social

Grupul recunoaște modificările în capitalul social în conformitate cu legislația aplicabilă și după aprobarea lor de către Adunarea Generală a Acționarilor și înregistrarea la Registrul Comerțului.

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social statutar în termeni nominali a fost retransformat în conformitate cu IAS 29 „Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”, printr-o ajustare corespunzătoare a rezultatului reportat.

Acțiuni ordinare

Costurile incrementale direct atribuibile emisiunii de acțiuni ordinare sunt recunoscute ca o diminuare a capitalurilor proprii. Impozitul pe profit aferent costurilor de tranzacție ale unei tranzacții cu capitaluri proprii este contabilizat în conformitate cu IAS 12 (a se vedea Nota 7 (g)).

n) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca o deducere din capitalurile proprii în perioada în care distribuția lor este aprobată și sunt recunoscute ca datorie în măsura în care sunt neplătite la data de raportare. Dividendele sunt prezentate în notele la situațiile financiare atunci când distribuția lor este propusă după data de raportare și înainte de data emiterii situațiilor financiare.

o) Provizioane

Un provizion este recunoscut în cazul în care, ca urmare a unui eveniment anterior, Grupul are o obligație curentă, legală sau implicită, care poate fi estimată în mod credibil și este probabil ca pentru decontarea obligației să fie necesară o ieșire de resurse incorporând beneficii economice. Provizioanele sunt determinate prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare preconizate utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piață cu privire la valoarea în timp a banilor și la riscurile specifice datoriei. Reluarea actualizării este recunoscută în cheltuieli financiare.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Provizioane de dezafectare

Un provizion de dezafectare în legatura cu activele hidroenergetice abandonate sau trecute în post-utilizare și cheltuielile aferente sunt recunoscute atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a trece un activ în post-utilizare sau când Grupul nu are o alternativă realistă, cu excepția abandonării sau trecerii în post-utilizare a unui activ înainte de sfârșitul perioadei de concesiune (a se vedea Nota 5 (a4)).

Ulterior evaluării inițiale, obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Creșterea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în cheltuieli de exploatare.

Grupul recunoaște un provizion de dezafectare în corespondența cu imobilizările corporale cu privire la dezafectarea turbinelor eoliene. Obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Modificarea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în imobilizări corporale.

p) Active contingente și datorii contingente

O datorie contingentă este:

- a) o obligație potențială apărută ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărei existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unuia sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Grup; sau
- b) o obligație curentă apărută ca urmare a unor evenimente anterioare, dar care nu este recunoscută deoarece:
 - i. nu este probabil ca vor fi necesare ieșiri de resurse care să încorporeze beneficii economice pentru decontarea acestei obligații; sau
 - ii. valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil.

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare, ci sunt prezentate în note, cu excepția cazului în care posibilitatea unei ieșiri de resurse care încorporează beneficii economice este îndepărtată.

Un activ contingent este un activ potențial care apare ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărei existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unuia sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Grup.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare, cu excepția cazului în care este aproape sigur. Activele contingente sunt prezentate în note numai atunci când o intrare de beneficii economice este considerată probabilă.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

q) Incertitudini privind tratamentele fiscale

Grupul aplică IFRIC 23 "Incertitudini legate de tratamente fiscale" pentru contabilizarea incertitudinilor legate de impozitul pe profit.

Un „tratament fiscal incert” este un tratament fiscal legat de impozitul pe profit pentru care există incertitudini cu privire la faptul dacă autoritatea fiscală relevantă îl va accepta în baza legislației fiscale. Prezența unui tratament fiscal incert depinde atât de poziția specifică a unei entități, cât și de legislația fiscală aplicabilă. Prin urmare, tratamentele fiscale incerte apar adesea atunci când legea fiscală aplicabilă este neclară sau nu este înțeleasă în mod consecvent.

Dacă există incertitudini cu privire la tratament fiscal legat de impozitul pe profit, atunci Grupul ia în considerare dacă este probabil (mai mult probabil decât improbabil) ca o autoritate fiscală să accepte tratamentul fiscal inclus sau planificat să fie inclus în declarația fiscală a Grupului.

Grupul reflectă efectul incertitudinii cu privire la un tratament fiscal în măsurarea impozitului pe profit curent și amanat, după cum urmează:

- Este probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal al Grupului: dacă Grupul concluzionează că este probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal, atunci Grupul măsoară impozitul pe profit curent și amanat în concordanță cu tratamentul fiscal utilizat sau planificat să fie utilizat pentru întocmirea și depunerea declarației fiscale.
- Este puțin probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal al Grupului: dacă Grupul concluzionează că nu este probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal, atunci acesta reflectă efectul acelei incertitudini fiscale în determinarea profitului impozabil (sau a pierderii fiscale), bazei de impozitare, a pierderilor fiscale neutilizate, a creditelor fiscale neutilizate și a ratelor de impozitare determinate de aplicarea prezentei interpretări. Pentru a face acest lucru, Grupul folosește fie metoda celei mai probabile valori, fie metoda valorii preconizate - oricare dintre acestea preconizează mai bine determinarea incertitudinii.

Incertitudinile legate de alte taxe care nu sunt impozite pe profit (de exemplu, taxa pe valoarea adăugată sau taxe în scopul IFRIC 21 "Cotizații") sunt recunoscute și măsurate în conformitate cu IAS 37 "Provizioane, datorii contingente și active contingente", cu excepția cazului în care sunt tratate în mod specific într-un alt standard (de exemplu IAS 19 "Beneficiile angajaților" pentru contribuțiile la asigurări sociale).

Incertitudinile privind valoarea care va fi recunoscută ca provizion sunt tratate prin mijloace diferite, în funcție de împrejurări. În cazul în care provizionul în curs de evaluare implică o gamă largă de elemente, obligația este estimată prin ponderarea tuturor rezultatelor posibile în funcție de probabilitățile lor. Această metodă statistică de evaluare este denumită „valoare preconizată”. Prin urmare, provizionul va fi diferit în funcție de probabilitatea pierderii unei anumite sume. În cazul în care există un interval continuu de rezultate posibile și probabilitățile de realizare ale fiecăruia sunt egale, se utilizează punctul de la mijlocul intervalului.

În cazul în care este evaluată o singură obligație, rezultatul individual cel mai probabil poate constitui cea mai bună estimare a datoriei. Cu toate acestea, chiar și într-un astfel de caz, entitatea ia în considerare și alte rezultate posibile. În cazul în care alte rezultate posibile sunt, în cea mai mare parte, fie mai mari, fie mai mici decât rezultatul cel mai probabil, cea mai bună estimare va fi o sumă mai mare sau mai mică.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

r) Leasing

La inițierea unui contract, Grupul evaluează dacă acel contract este sau conține un contract de leasing. Un contract este sau conține un contract de leasing dacă acel contract acorda dreptul de a controla utilizarea unui activ identificat pentru o anumită perioadă de timp în schimbul unei contraprestații.

În calitate de locatar

La data începerii derulării sau la modificarea unui contract care conține o componentă de leasing, Grupul alocă contravaloarea din contract fiecărei componente de leasing pe baza prețurilor individuale relative.

Grupul recunoaște un activ aferent dreptului de utilizare și o datorie de leasing la data începerii derulării contractului de leasing. Activul aferent dreptului de utilizare este evaluat inițial la cost, care include valoarea inițială a datoriei de leasing ajustată cu orice plăți de leasing efectuate la data sau înainte de data începerii derulării, plus orice costuri directe inițiale suportate, minus orice stimulente primite în cadrul contractului de leasing.

Activul aferent dreptului de utilizare este ulterior amortizat utilizând metoda liniară de la data începerii până la sfârșitul perioadei de leasing, cu excepția cazului în care contractul de leasing transferă dreptul de proprietate asupra activului suport către Grup până la sfârșitul perioadei de leasing sau costul activului aferent dreptului de utilizare reflectă faptul că Grupul va exercita o opțiune de cumpărare. În acest caz, activul aferent dreptului de utilizare va fi amortizat pe durata de viață utilă a activului suport, care este determinată similar imobilizărilor corporale. În plus, activul aferent dreptului de utilizare este diminuat periodic cu pierderi din depreciere, dacă există, și ajustat pentru anumite reevaluări ale datoriei care decurge din contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată inițial la valoarea actualizată a plăților de leasing care nu sunt achitate la data începerii derulării contractului, actualizate utilizând rata dobânzii implicită în contractul de leasing sau, dacă această rată nu poate fi determinată imediat, rata marginală de împrumut a Grupului. În general, Grupul utilizează rata marginală de împrumut ca rată de actualizare.

Grupul își determină rata marginală de împrumut prin obținerea ratelor dobânzii din diferite surse de finanțare externe și face anumite ajustări pentru a reflecta termenii contractului de leasing și tipul activului suport.

Plățile de leasing incluse în evaluarea datoriei care decurge din contractul de leasing cuprind următoarele:

- plăți fixe de leasing, inclusiv plăți fixe în fond;
- plăți variabile de leasing care depind de un indice sau de o rată, evaluate inițial utilizând indicele sau rata de la data începerii derulării contractului;
- sumele preconizate a fi plătite în baza unor garanții aferente valorii reziduale; și
- prețul de exercitare al unei opțiuni de cumpărare dacă Grupul are certitudinea rezonabilă că o va exercita, plăți de leasing aferente unei perioade de prelungire opțională dacă Grupul are certitudinea rezonabilă că va exercita opțiunea de prelungire și penalități de reziliere a contractului de leasing, cu excepția cazului în care Grupul are certitudinea rezonabilă că nu va rezilia contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Datoria este reevaluată atunci când are loc o modificare a plăților de leasing viitoare care rezultă dintr-o schimbare a unui indice sau a unei rate, dacă are loc o modificare a estimării Grupului cu privire la sumele care se preconizează ca vor fi datorate în conformitate cu garanția aferentă valorii reziduale, dacă Grupul își modifică evaluarea privind probabilitatea exercitării unei opțiuni de cumpărare, extindere sau reziliere sau dacă are loc o revizuire a unei plăți de leasing fixe în fond.

Atunci când datoria care decurge din contractul de leasing este reevaluată în acest mod, se efectuează o ajustare corespunzătoare a valorii contabile a activului aferent dreptului de utilizare sau reevaluarea este înregistrată în profit sau pierdere dacă valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare a fost redusă la zero.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Grupul prezintă activele aferente dreptului de utilizare în imobilizări corporale în situația consolidată a poziției financiare.

Contracte de leasing pe termen scurt și contracte de leasing în care activul suport are o valoare mica

Grupul a ales să nu recunoască activele aferente dreptului de utilizare și datoriile care decurg din contractul de leasing pentru contractele de leasing pe termen scurt (cu o durată de leasing de cel mult 12 luni) și contractele de leasing în care activul suport are o valoare mica (mai mica decât echivalentul a 5.000 USD). Grupul recunoaște plățile de leasing asociate acestor contracte de leasing în cheltuieli de exploatare utilizând o baza liniară pe durata contractului de leasing.

s) Subvenții guvernamentale

Subvențiile guvernamentale aferente activelor sunt recunoscute inițial ca venituri înregistrate în avans la valoarea justă atunci când există siguranța rezonabilă că acestea vor fi primite și că Grupul va respecta condițiile atasate subvenției. Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute în profit sau pierdere în Alte venituri pe o bază sistematică pe durata de viață utilă a activelor.

Subvențiile aferente veniturilor, care compensează Grupul pentru cheltuielile efectuate, sunt recunoscute în profit sau pierdere în Alte venituri pe o bază sistematică în perioadele în care sunt recunoscute cheltuielile, cu excepția cazului în care condițiile primirii subvenției sunt îndeplinite după recunoașterea cheltuielilor aferente. În acest caz, subvenția este recunoscută atunci când devine incasabilă.

Pentru subvențiile aferente certificatelor verzi, a se vedea Nota 7 (j).

t) Raportare pe segmente

Rezultatele obținute pe segmente, care sunt raportate către Directorat și Consiliul de Supraveghere includ elemente atât direct atribuibile unui segment, precum și elemente care pot fi alocate pe o bază rezonabilă.

u) Evenimente ulterioare

Evenimentele care au loc după data de raportare până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații suplimentare despre condițiile care existau la datele de raportare (evenimente care conduc la ajustarea situațiilor financiare) sunt reflectate în aceste situații financiare. Evenimentele care au loc după datele de raportare până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații despre evenimentele care au avut loc după datele de raportare (evenimente care nu conduc la ajustarea situațiilor financiare), atunci când sunt semnificative, sunt prezentate în notele explicative la situațiile financiare.

v) Estimarea valorii juste

„Valoarea justă” este prețul care ar fi încasat pentru vânzarea unui activ sau plătit pentru transferul unei datorii într-o tranzacție normală între participanții pe piață, la data evaluării, pe piața principală sau, în absența acesteia, pe piața cea mai avantajoasă la care Grupul are acces la acea dată. Valoarea justă a unei datorii reflectă riscul de neperformanță al acesteia.

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Grupului necesită evaluarea valorilor juste pentru active și datorii financiare și active nefinanciare (a se vedea Nota 5 (b)).

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Grupul evaluează valoarea justă a unui instrument utilizând prețul cotelat pe o piață activă pentru acel instrument, atunci când este disponibil. O piață este considerată „activă” dacă tranzacțiile cu activul sau datoria au loc cu o frecvență și la un volum suficiente pentru a oferi informații de preț în mod constant.

Dacă nu există niciun preț cotelat pe o piață activă, atunci când Grupul utilizează tehnici de evaluare care maximizează utilizarea datelor de intrare observabile relevante și minimizează utilizarea datelor de intrare neobservabile. Tehnica de evaluare aleasă încorporează toți factorii pe care participanții pe piață i-ar lua în considerare în evaluarea unei tranzacții.

8. MODIFICARI ALE POLITICILOR CONTABILE

Politicele contabile aplicate în aceste situații financiare individuale sunt aceleași cu cele aplicate în situațiile financiare individuale ale Grupului la data și pentru anul financiar încheiat la 31 decembrie 2024.

9. COMPARATIVE

Situațiile financiare sunt prezentate pe o bază comparativă cu situațiile financiare ale anului precedent.

10. SEGMENTE OPERATIONALE

A. Bazele segmentarii

Grupul a identificat două segmente raportabile pe baza licențelor de operare deținute – producerea de energie electrică și furnizarea de energie electrică.

Tabelul următor descrie activitățile fiecărui segment raportabil:

Segment raportabil	Activități
Producerea de energie electrică	Producerea de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor și turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem către operatorul de sistem (punerea la dispoziție a unei capacități de producție agreate pentru nevoile de echilibrare ale sistemului energetic). Energia electrică produsă este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților care comercializează energie electrică pe piața angro de energie electrică, precum și furnizată consumatorilor finali prin intermediul segmentului de furnizare a energiei electrice.
Furnizarea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali non-casnici și casnici. Energia electrică furnizată consumatorilor finali este produsă, în principal, de segmentul de producere a energiei electrice, iar în cazul în care există un deficit, acesta este acoperit prin achiziții de energie electrică spot sau forward.

Directoratul Grupului revizuieste rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanța, deoarece conducerea consideră că aceasta informație este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor.

10. SEGMENTE OPERATIONALE (continuare)**B. Informații despre segmentele operationale**

Anul încheiat la 31 decembrie 2025	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Altele	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe	4.115.263	5.503.747	9.619.010	40.478	-	9.659.488
Venituri între segmente	1.673.946	-	1.673.946	-	(1.673.946)	-
Venituri ale segmentului	5.789.209	5.503.747	11.292.956	40.478	(1.673.946)	9.659.488
Profit înainte de impozitare al segmentului	2.973.780	944.186	3.917.966	40.478	-	3.958.444
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	198.240	41.166	239.406	-	-	239.406
Amortizarea imobilizărilor	(881.387)	(1.492)	(882.879)	-	-	(882.879)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale, net	(99.462)	(1)	(99.463)	-	-	(99.463)
Energie electrică achiziționată	(23.881)	(2.528.081)	(2.551.962)	-	1.640.603	(911.358)
Cheltuieli cu certificatele verzi	-	(387.680)	(387.680)	-	33.343	(354.338)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(991.831)	(27.767)	(1.019.598)	-	-	(1.019.598)
Apă uzinată	(444.764)	-	(444.764)	-	-	(444.764)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(122.721)	-	(122.721)	-	-	(122.721)
Transport și distribuție de energie electrică	(54.192)	(1.580.646)	(1.634.838)	-	-	(1.634.838)
Alte cheltuieli	(474.181)	(82.225)	(556.406)	-	-	(556.406)

Anul încheiat la 31 decembrie 2024	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Altele	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe	5.521.040	3.601.669	9.122.709	187.615	-	9.310.324
Venituri între segmente	1.342.630	-	1.342.630	-	(1.342.630)	-
Venituri ale segmentului	6.863.670	3.601.669	10.465.339	187.615	(1.342.630)	9.310.324
Profit înainte de impozitare al segmentului	4.128.743	528.237	4.656.980	187.615	-	4.844.595
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	248.648	7.918	256.566	-	-	256.566
Amortizarea imobilizărilor	(904.885)	(83)	(904.968)	-	-	(904.968)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale, net	(39.494)	-	(39.494)	-	-	(39.494)
Energie electrică achiziționată	(25.549)	(1.490.355)	(1.515.904)	-	1.307.056	(208.848)
Cheltuieli cu certificatele verzi	-	(309.108)	(309.108)	-	35.574	(273.534)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(859.564)	(25.833)	(885.397)	-	-	(885.397)
Apă uzinată	(517.805)	-	(517.805)	-	-	(517.805)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(234.654)	-	(234.654)	-	-	(234.654)
Transport și distribuție de energie electrică	(64.395)	(1.163.997)	(1.228.392)	-	-	(1.228.392)
Alte cheltuieli	(384.073)	(94.352)	(478.425)	-	-	(478.425)

Alte cheltuieli includ următoarele pozitii din situația de profit sau pierdere: Reparații, întreținere, materiale și consumabile, Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale și Alte cheltuieli de exploatare.

10. SEGMENTE OPERATIONALE (continuare)

Segmentul de producere a energiei electrice include, de asemenea, serviciile de sistem și producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA (a se vedea detaliile în Nota 11).

Veniturile între segmente includ valoarea energiei electrice produse și transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producător (segmentul de producere a energiei electrice) către portofoliul de furnizor (segmentul de furnizare a energiei electrice) în suma de 1,616,722 mii RON în anul 2025 (2024: 1.271.355 mii RON). Veniturile între segmente sunt calculate în baza unei metodologii aprobate de Directorat în 2021. Metodologia utilizată pentru calculul pretului de transfer între segmente are la bază costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu 2 luni înaintea lunii de calcul, plus o marja internă.

Cresterea profitabilității segmentului de furnizare de energie electrică în anul 2025 comparativ cu anul 2024 este consecința creșterii prețului de vânzare precum și a creșterii numărului de clienți.

Toate veniturile sunt obținute în România.

Activele și datoriile totale pe segmente nu sunt incluse în rapoartele de management revizuite de către Directorat.

11. VENITURI**A. Venituri din contractele cu clienții**

Grupul obține venituri din:

	2025	2024
Vânzarea angro a energiei electrice	3.864.223	5.217.335
Furnizare de energie electrică consumatorilor finali (vânzarea cu amanuntul)	5.503.747	3.601.669
Servicii de sistem	248.151	302.828
Servicii de mentenanță	2.889	877
Total	9.619.010	9.122.709

Veniturile din energia electrică furnizată consumatorilor finali reflectă valoarea volumului de energie furnizată, inclusiv dezechilibre pozitive, care are la bază citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distribuție, auto-citiri raportate de consumatori sau estimări ale operatorilor de distribuție privind energia electrică livrată până la finalul perioadei dacă citirile nu au fost încă efectuate.

Majoritatea vânzărilor de energie cu amănuntul în anul încheiat la 31 decembrie 2025 este către consumatori non-casnici (aproximativ 64% din volum, 63% în 2024), pentru care sunt efectuate citiri la sfârșitul fiecărei luni, date transmise de către operatorii de distribuție. De asemenea, aproximativ 71% (67% în 2023) din volumul furnizat consumatorilor casnici în anul 2024 este determinat pe baza citirilor de contoare la sfârșitul perioadei, iar restul are la bază estimarea consumului, în consecință, Grupul a considerat că riscul ajustării veniturilor ulterior sfârșitului perioadei, care ar putea rezulta din diferența dintre citirile de contoare și volumele estimate, ar avea un impact limitat asupra situațiilor financiare.

În 2025, Grupul a produs 11.847 GWh (2024: 13.864 GWh) și a vândut 14.056 GWh (2024: 14.666 GWh). Din cantitatea totală vândută, 7,244 GWh au fost furnizați consumatorilor finali în 2025 (5.572 GWh în 2024).

Grupul are contracte cu clienții pe perioade de până la 12 luni.

11. VENITURI (continuare)

Clienții care au reprezentat individual mai mult de 10% din veniturile Grupului sunt după cum urmează:

- Transelectrica SA, operatorul sistemului de energie electrică - servicii de sistem și producție de energie electrică pentru echilibrarea sistemului (ultima inclusă în Vânzarea energiei electrice produse) – 739.636 mii RON în 2025 (8%), 1.946.834 mii RON în 2024 (36%);
- OPCOM SA, operatorul pieței – vânzarea energiei electrice produse pe piața spot – 686.612 mii RON în 2025 (7%), 2.704.049 mii RON în 2024 (51%).

Momentul recunoașterii veniturilor:

	2025	2024
Venituri recunoscute în timp	9.616.121	9.121.832
Venituri recunoscute la un moment specific	2.889	877
Total	9.619.010	9.122.709

B. Datorii aferente contractelor cu clienții

La 31 decembrie 2025, Grupul are datorii aferente contractelor cu clienții în suma de 48.392 mii RON (31 decembrie 2024: 97.786 mii RON). Acestea reprezintă plăți în avans ale clienților pentru obligațiile contractuale viitoare de livrare și furnizare a energiei electrice.

Datoriile aferente contractelor cu clienții la 31 decembrie 2024 în suma de 97.786 mii RON au fost recunoscute la venituri în cursul anului 2025 (2024: 41.720 mii RON).

12. ALTE VENITURI

	2025	2024
Venituri din subvenții	5.725	5.812
Despăgubiri, amenzi și penalități	1.454	126.556
Castig din achiziția de filiale (Nota 30)	-	25.728
Alte venituri	33.299	29.519
Total	40.478	187.615

În data de 2 aprilie 2024, prin decizia nr. 1852 a Înaltei Curți de Casație și Justiție, litigiul cu autoritățile fiscale care a avut ca obiect anularea Deciziei de soluționare a contestației fiscale prelabile nr. 406/18.12.2014, anularea Deciziei de impunere nr. F-MC 851/21.01.2014, cu o valoare de 214.385 mii RON, precum și rambursarea sumei impuse, a fost soluționat definitiv în favoarea Hidroelectrica. În iulie 2024, sumele impuse au fost recuperate prin compensarea cu obligații fiscale aferente anului 2024. De asemenea, Grupul a încasat în luna septembrie 2024 dobânzi fiscale de 122.843 mii RON, aferente perioadei între executarea sumei impuse de către autorități și compensarea acesteia.

13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE**A. Apă uzinată**

Apa uzinată reprezintă apa utilizată de hidrocentrale pentru a produce energie electrică. Tariful pentru apa uzinată stabilit de către Administrația Națională Apele Române este de 37 RON per MWh. (2024: 37 RON/MWh).

B. Energie electrică achiziționată

Grupul achiziționează energie electrică pentru echilibrarea deficitului dintre energia electrică contractată pentru vânzare și energie electrică efectiv produsă sau pentru necesitățile activității de furnizare.

În 2025, Grupul a achiziționat 2.209 GWh (2024: 802 GWh) pentru 911.358 mii RON (2024: 208.848 mii RON). Creșterea achizițiilor de energie electrică în anul 2025 se datorează în principal scaderii producției proprii din cauza hidrologiei scăzute și a creșterii energiei livrate în segmentul de furnizare.

C. Transport și distribuție de energie electrică

	2025	2024
Injectia energiei electrice produse în sistemul național	39.174	62.360
Distribuția energiei electrice furnizate	1.301.106	949.131
Transportul energiei electrice furnizate	294.558	216.901
Total	1.634.838	1.228.392

Tarifele pentru serviciile de distribuție și transport al energiei electrice sunt reglementate. Creșterea cheltuielilor privind transportul și distribuția energiei electrice în anul 2025 comparativ cu 2024 este determinată de creșterea tarifelor reglementate începând cu 1 ianuarie 2025 și creșterea energiei livrate consumatorilor finali.

D. Certificate verzi

La 31 decembrie 2025, Grupul a înregistrat costuri în valoare de 354.338 mii RON (2025: 273.534 mii RON) reprezentând costul certificatelor verzi achiziționate pentru segmentul de furnizare, în baza obligației legale de a cumpăra certificate verzi de la producătorii de energie din surse regenerabile, în funcție de țintele sau cotele anuale stabilite prin lege, aplicabile cantității de energie electrică achiziționate și furnizate consumatorilor finali.

E. Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa pentru producătorii de energie electrică se calculează ca 100% asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și 400 RON/MWh (450 RON/MWh până la 31 martie 2024). Taxa pentru producătorii de energie electrică a fost aplicabilă până la 31 martie 2025.

În februarie 2025, Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 6/27.02.2025) prin care a prelungit aplicabilitatea impozitului cu încă 3 luni, până la 30 iunie 2025. Începând cu 1 aprilie 2025, impozitul pentru producătorii de energie se calculează prin aplicarea unei cote de 80% (redușă de la 100%) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON/MWh.

Impozitul înregistrat de Grup în 2025 este de 122.721 mii RON (2024: 234.654 mii RON).

13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE (continuare)**F. Alte cheltuieli de exploatare**

	2025	2024
Miscari în provizioane, net	23.992	5.770
Impozite și taxe locale	145.283	82.879
Paza	32.888	29.737
Sponsorizari	8.780	13.561
Servicii profesionale	16.820	12.696
Servicii în legatură cu construcțiile abandonate	10.113	10.642
Contribuția la ANRE	9.720	12.244
Contribuția la AMEPIP	8.649	11.267
Pierderi din penalizari	2.833	13.040
Pierderi la cedarea imobilizărilor corporale	1.293	6.253
Alte cheltuieli	147.419	109.151
Total	407.790	307.240

Creșterea taxelor locale față de anul precedent cu 64,404 mii RON se datorează înregistrării taxei pe construcții speciale, în valoare de 51.133 mii RON, taxă care a intrat în vigoare începând cu anul 2025.

Alte cheltuieli, în sumă de 147.419 mii RON, includ, printre altele cheltuieli cu licențe utilizate pentru o perioadă mai mică de un an, în valoare de 22.572 mii RON, redevențe plătite Ministerului Energiei în cadrul contractului de concesiune de servicii, în valoare de 6.360 mii RON, servicii prestate de terți, în valoare de 23.367 mii RON, comisioane de management, în valoare de 8.867 mii RON.

G. Onorariu auditori

Remunerarea auditorului statutar, Ernst & Young Assurance Services SRL, pentru serviciile de audit aferente anului 2025 (2024: KPMG Audit SRL) cât și onorariile aferente serviciilor non-audit sunt următoarele:

	2025 (EUR)	2024 (EUR)
Onorarii pentru auditarea situațiilor financiare individuale și consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 și a situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-EU	269.000	217.235
Onorarii pentru auditarea situațiilor financiare individuale conform OMFP 1802/2014 ale Hidroserv SA	22.000	
Total onorarii audit	291.000	217.235
Onorarii pentru servicii non-audit	167.000	129.859
Total onorarii	458.000	347.094

Serviciile non-audit includ revizuirea situațiilor financiare consolidate interimare simplificate, servicii de asigurare limitată.

14. REZULTATUL FINANCIAR

	2025	2024
Venituri din dobânzi	283.182	332.134
Alte venituri financiare	42.647	9.891
Venituri financiare	325.829	342.025
Cheltuieli cu dobânzile	(22.401)	(26.925)
Actualizarea provizioanelor pe termen lung	(65.864)	(58.476)
Câștig sau (pierdere) din diferențe de curs valutar	1.842	(58)
Cheltuieli financiare	(86.423)	(85.459)
Rezultat financiar net	239.406	256.566

Scăderea veniturilor din dobânzi se datorează, în general, scăderii ratelor dobânzilor și scăderii depozitelor pe parcursul perioadei, în comparație cu anul 2024.

Creșterea înregistrată în alte venituri de financiare, reprezintă penalități pentru plata cu întârziere generate de creșterea numărului de clienți și modificarea comportamentului de plată al clienților.

15. REZULTATUL PE ACȚIUNE

Calculul rezultatului pe acțiune s-a bazat pe următorul profit atribuibil acționarilor ordinari și pe numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare în circulație:

	2025	2024
Profit atribuibil acționarilor Societății		
Profit net atribuibil acționarilor Societății	3.369.694	4.127.916
Profitul atribuibil acționarilor ordinari	3.369.694	4.127.916
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare (de bază și diluate)		
Acțiuni ordinare emise la 1 ianuarie	449.802.567	449.802.567
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare la 31 decembrie	449.802.567	449.802.567
Rezultat pe acțiune (de bază și diluat) RON/acțiune	7,49	9,18

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Planuri de beneficii determinate	109.351	105.166
Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	47.717	45.310
Salarii datorate	83.066	77.612
Contribuții la asigurările sociale	31.788	30.357
Impozit pe salarii	5.649	5.398
Altele	17.874	12.034
Total	295.445	275.877
- Curente	155.541	147.281
- Pe termen lung	139.904	128.596

Partea curentă a beneficiilor angajaților este după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Planuri de beneficii determinate	12.847	14.513
Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	6.650	8.312
Salarii datorate	83.066	77.612
Contribuții la asigurările sociale	31.788	30.357
Impozit pe salarii	5.649	5.398
Altele	15.541	11.089
Total	155.541	147.281

Beneficii post angajare (planuri de beneficii determinate)

În conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în numerar angajaților la pensionare în funcție de vechimea în muncă în cadrul Societății, Hidroserv și UCMH, după cum urmează:

Beneficii la pensionare

Vechime în muncă	Numar de salarii lunare de baza brute	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Pana la 10 ani	1	1
Intre 10 si 25 ani	3	3
Peste 25 de ani	6	6

Beneficii în natură

De asemenea, în conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în natură constând din energie electrică gratuită (în limita a 1.200 kWh anual) angajaților pensionați din cadrul Societății și filialei Hidroserv, sub rezerva îndeplinirii anumitor condiții (cel puțin 15 ani vechime cumulată în cadrul Societății, Hidroserv sau altor societăți din sectorul energiei electrice sau cel puțin 10 ani consecutivi de vechime în astfel de societăți înainte de pensionare). În cazul decesului pensionarului, soțul supraviețuitor / soția supraviețuitoare are dreptul să primească același beneficiu până la momentul recăsătoriei sau decesului.

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

În conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în numerar angajaților Societății și Hidroserv în funcție de vechimea în munca în cadrul societăților, după cum urmează:

Prime jubiliare

Vechime în munca

20 ani
 25 ani
 30 ani
 35 ani
 40 ani
 45 ani

Numar salarii lunare de baza brute	
31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6

(i) Modificarea datoriilor privind beneficiile determinate și altor beneficii pe termen lung ale angajaților

Tabelele următoare prezintă reconcilierea dintre soldul inițial și soldul final al datoriilor privind beneficiile determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților și componentele acestora. Nu există active ale planurilor de beneficii.

Datorii privind beneficiile determinate

Sold la 1 ianuarie

Incluse în profit sau pierdere

Costul vechimii curente

Costul serviciului curent

Costul dobânzii

Beneficii plătite

Incluse în alte elemente ale rezultatului global

Pierderi/(castiguri) actuariale

Sold la 31 decembrie

2025	2024
105.166	98.154
4.944	4.606
1.077	-
7.061	5.756
(5.652)	(8.705)
(3.246)	5.355
109.351	105.166

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Sold la 1 ianuarie

Incluse în profit sau pierdere

Costul vechimii curente

Costul serviciului trecut

Costul dobânzii

Pierderi/(castiguri) actuariale

Beneficii plătite

Sold la 31 decembrie

2025	2024
45.310	44.163
2.503	2.292
1.068	-
3.346	2.722
7.409	6.395
(11.919)	(10.262)
47.717	45.310

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)**ii) Ipoteze actuariale**

Următoarele sunt principalele ipoteze actuariale la fiecare dată de raportare:

(a) Ipoteze macroeconomice:

- rata inflației utilizată la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 are la bază prognoza de inflație pentru RON a Băncii Naționale a României (BNR) după cum urmează:

Anul	Data evaluării 31 decembrie 2025	Data evaluării 31 decembrie 2024
2025	n/a	3,88%
2026	6.5%	3,33%
2027	3.07%	2,5%
2028+	2.5%	2,5%

- rata de actualizare utilizată a fost obținută pe baza ratelor dobânzii pentru RON publicate de Autoritatea Europeană de Asigurări și Pensii Ocupaționale (EIOPA), după cum urmează:

Anul	Data evaluării 31 decembrie 2025	Data evaluării 31 decembrie 2024
2025	n/a	6,671%
2026	6.111%	6,902%
2027	6.240%	7,074%
2028	6.365%	7,198%
2029+	6.481% - 4.059% (avg. 5.046%)	7,198% - 4,151% (in medie 5,295%)

- creșterea prețului energiei electrice pe kWh în linie cu rata inflației. Prețul energiei electrice utilizat în calculul actuarial este de 1,0045 LEI/kWh la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 0,833 LEI/kWh);
- rata mortalității utilizată este rata publicată de Institutul Național de Statistică pentru ultimii 10 ani de la data evaluării;
- taxele și contribuțiile la asigurări sociale sunt cele în vigoare la datele de raportare.

(b) Ipoteze specifice Grupului:

- rata de creștere a salariilor brute utilizată la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 este o rată egală cu rata inflației în anii următori;
- rata de fluctuație a angajaților utilizată la 31 decembrie 2025 are la bază mediile anuale de fluctuație a angajaților pentru ultimii 8 ani, diferențiate pe vârstă și sex (31 decembrie 2024: media ultimilor 8 ani). Rata medie ponderată de fluctuație a angajaților utilizată la 31 decembrie 2025 este 1,24% (31 decembrie 2024: 0,99%).

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)**(iii) Analiza de sensibilitate**

Ipotezele actuariale semnificative utilizate pentru determinarea obligațiilor privind beneficiile determinate și altor beneficii pe termen lung ale angajaților sunt rata de actualizare, creșterea salarială preconizată și rata de fluctuație a angajaților. Analiza de sensibilitate de mai jos prezintă efectul asupra datoriei privind beneficiile angajaților – creștere/(diminuare) și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor respective la sfârșitul perioadelor de raportare, în timp ce alte ipoteze rămân constante.

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Creștere	Diminuare	Creștere	Diminuare
Rata de actualizare (100 pb)	(11.603)	13.492	(10.914)	12.699
Rata de fluctuație a angajaților (100 pb)	(8.569)	6.271	(7.523)	4.672
Rata anuală de creștere a salariului (100 pb)	8.373	(7.495)	7.450	(6.698)

Analiza de sensibilitate prezentată mai sus poate să nu fie reprezentativă pentru modificarea efectivă a obligației privind beneficiile, deoarece este puțin probabil ca modificările ipotezelor să se producă independent unele față de altele, în timp ce anumite ipoteze pot fi corelate. În analiza de sensibilitate de mai sus, valoarea actualizată a obligației privind beneficiile a fost calculată utilizând metoda unitatii de credit proiectate la sfârșitul perioadei de raportare, care este aceeași cu cea aplicată pentru calcularea obligațiilor recunoscute în situația poziției financiare.

Cheltuieli privind beneficiile angajaților

	2025	2024
Numărul mediu de angajați	5.200	5.083
Număr de angajați la 31 decembrie	5.277	5.236
	2025	2024
Salarii și alte remunerații	933.261	812.669
Contribuții la asigurări sociale	40.367	33.683
Tichete de masă	45.970	39.045
Total	1.019.598	885.397

17. IMPOZITUL PE PROFIT

La determinarea impozitului curent și amânat, Grupul ia în considerare impactul pozițiilor fiscale incerte (a se vedea Nota 32). Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de rationamente cu privire la evenimentele viitoare.

Grupul consideră că înregistrările contabile pentru impozitul pe profit datorat sunt adecvate pentru toți anii fiscali deschiși, pe baza evaluării efectuate de conducere, luând în considerare diverși factori, inclusiv interpretarea legislației fiscale și experiența anterioară. Informații noi care să determine Grupul să-și modifice raționamentele cu privire la adecvarea datoriei fiscale existente pot deveni disponibile; astfel de modificări ale datoriei fiscale vor avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care este efectuată o astfel de determinare. (Nota 32).

Creșterea datoriei privind impozitul pe profit cu suma de 120.312 mii RON față de 31 decembrie 2024, se datorează creșterii impozitului pe profit de plată din trimestrul IV datorită profitabilității ridicate a acestui trimestru comparativ cu cel al perioadei precedente.

17. IMPOZITUL PE PROFIT (continuare)

(a) Sume recunoscute în profit sau pierdere

	2025	2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	652,514	759.365
Beneficiu privind impozitul pe profit amânat	(63,763)	(42.686)
Total	588,751	716.679

(b) Sume recunoscute în alte elemente ale rezultatului global

	2025 (Cheltuială)/ Înainte de beneficiu privind impozitare impozitul Net			2024 (Cheltuială)/ Înainte de beneficiu privind impozitare impozitul Net		
<i>Elemente care nu vor fi reclassificate ulterior în profit sau pierdere</i>						
Ajustări ale rezervei din reevaluare, net de impozit	(528)	-	(528)	(770)	-	(770)
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate	(3.243)	519	(2.724)	(5.357)	857	(4.500)
	(3.771)	519	(3.252)	(6.127)	857	(5.270)

(c) Reconcilierea ratei de impozitare efective

	2025		2024	
Profit înainte de impozitare		3.958.445		4.844.595
Impozitul calculat prin utilizarea ratei de impozitare a Grupului	16.0%	633.351	16,0%	775.135
Impozitul minim global	0.2%	7.822	0,2%	8.196
Efectul fiscal al:				
- Cheltuielilor nedeductibile	0.3%	13.085	0,4%	17.775
- Veniturilor neimpozabile	(0.00%)	(2.306)	(0,00%)	(1.920)
- Stimulentelor fiscale	(0.02%)	(69.204)	(0,02%)	(82.010)
- Deduceri rezervelor legale	(0.01%)	-	(0,01%)	(497)
- Diferente temporare nerecunoscute anterior	0.00%	6.003	-	-
Impozitul pe profit	14.8%	588,751	14,8%	716.679

În 2025 și 2024, stimulentele fiscale se referă la facilitatea fiscală pentru profitul reinvestit, stimulente fiscale pentru capitaluri proprii pozitive și pentru creșterea capitalurilor proprii și sponsorizări acordate.

Conform Codului Fiscal, anumite rezerve din reevaluare sunt supuse impozitului pe profit la distribuirea lor sub forma de dividende, dacă rezervele din reevaluare au fost deduse fiscal anterior.

17. IMPOZITUL PE PROFIT (continuare)

(d) Impozitul suplimentar minim global

Grupul se califică drept grup mare la nivel național și este supus impozitului suplimentar minim global conform Legii nr. 431/2023. Legea transpune în legislația națională prevederile Directivei 2523/2022 privind asigurarea unui nivel minim de impozitare ("Directiva 2523"), Directiva care include liniile directoare din pilonul doi al „Regulilor-model globale de combatere a erodării bazei impozabile” (denumite “regulile GloBE”) emise de Cadrul incluziv al OCDE/G20 privind BEPS precum și a Ghidurilor administrative privind regulile GloBE. Pentru anul 2025, Grupul a înregistrat o cheltuială și o datorie pe termen lung cu privire la impozitul suplimentar în valoare de 7.822 mii RON.

(e) Mișcarea soldurilor impozitului amânat

	Sold net la 1 ianuarie 2025	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2025	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale	1.709.600	(44.908)		1.664.692	-	1.664.692
Provizioane	(156.846)	(14.156)		(171.002)	(171.002)	-
Beneficiile angajaților	(24.273)	(655)	519	(24.408)	(24.408)	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(12.697)	(637)	-	(13.334)	(13.334)	-
Creanțe comerciale	(49.322)	(3.127)	-	(52.449)	(52.449)	-
Stocuri	(6.350)	(280)	-	(6.630)	(6.630)	-
Pierdere fiscală reportată	-	-	-	-	-	-
Total datorii (creante) privind impozitul amânat înainte de compensari	1.460.112	(63.763)	519	1.396.869	(267.823)	1.664.692
Impozit compensat	-	-	-	-	267.283	(267.283)
Datorii (creante) nete privind impozitul amânat	-	-	-	-	-	1.396.869
	Sold net la 1 ianuarie 2024	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2024	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale	1.741.524	(31.924)	-	1.709.600	-	1.709.600
Provizioane	(150.583)	(6.263)	-	(156.846)	(156.846)	-
Beneficiile angajaților	(22.771)	(645)	(857)	(24.273)	(24.273)	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(14.095)	1.398	-	(12.697)	(12.697)	-
Creanțe comerciale	(43.514)	(5.808)	-	(49.322)	(49.322)	-
Stocuri	(6.491)	141	-	(6.350)	(6.350)	-
Pierdere fiscală reportată	(415)	415	-	-	-	-
Total datorii (creante) privind impozitul amânat înainte de compensari	1.503.655	(42.686)	(857)	1.460.112	(249.488)	1.709.600
Impozit compensat	-	-	-	-	249.488	(249.488)
Datorii (creante) nete privind impozitul amânat	-	-	-	-	-	1.460.112

17. IMPOZITUL PE PROFIT (continuare)

e) Consecințe potențiale asupra impozitului pe profit

Grupul poate avea consecințe potențiale asupra impozitului pe profit care pot rezulta din plata de dividende către acționari din rezerve din reevaluare transferate în rezultatul reportat care, în conformitate cu legislația fiscală, sunt impozitate la momentul schimbării destinației, în măsura în care au fost deduse fiscal anterior. Astfel, distribuirea de dividende din astfel de rezerve va genera impozit pe profit suplimentar. Grupul are astfel de rezerve transferate în rezultatul reportat la 31 decembrie 2025, care în urma distribuirii ar genera impozit pe profit suplimentar pentru Grup în valoare de 27.229 mii RON (31 decembrie 2024: 18.837 mii RON).

Efectul fiscal potential al rezervelor din reevaluare impozabile la schimbarea destinației sau la distribuire (la o rată de impozitare de 16%) care nu au fost încă transferate la rezultatul reportat este în suma de 346.537 mii RON la 31 decembrie 2025 (354.931 mii RON la 31 decembrie 2024).

18. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR ȘI NUMERAR RESTRICȚIONAT

Numerar și echivalente de numerar

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi bancare	1.005.233	982.016
Depozite bancare cu scadența mai mică de 3 luni	179.928	598.595
Numerar în casă	158	157
Echivalente de numerar	2.415	849
Total	1.187.734	1.581.617

Numerar restricționat

La 31 decembrie 2025, numerarul restricționat include un depozit colateral în suma de 23.057 mii RON (2024: 21.057 mii RON) la Banca Comercială Română pentru emiterea unei garanții bancare în favoarea OPCOM în legătură cu tranzacțiile de pe Piața Zilei Următoare. În perioada de valabilitate, Grupul nu are acces la acest depozit. Numerarul restricționat mai include depozite colaterale consemnate pentru plata dividendelor precum și depozite consemnate pentru plata despagubirilor în cadrul programelor de expropriere.

19. INVESTIȚII ÎN DEPOZITE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	sub un an	peste un an	sub un an	peste un an
Depozite bancare cu scadența mai mică de 1 an deținute în scop investițional	3.732.016	-	3.475.933	-
Total	3.732.016	-	3.475.933	-

Depozitele bancare sunt depozite pe termen scurt cu scadența între 3 și 12 luni deținute în scop investițional și nu în scopul acoperirii angajamentelor de plată pe termen scurt. Rata medie a dobânzii la depozitele la termen a fost 6,74 % pe an în 2025 (2024: 5,89%, pe an).

20. CREANȚE COMERCIALE

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale – segmentul de producere	212.558	349.668
Creanțe comerciale – segmentul de furnizare	1.749.816	1.520.397
Ajustari pentru pierderi din deprecieri	(263.996)	(236.377)
Total	1.698.378	1.633.688

Veniturile nefacturate incluse în creanțele comerciale sunt în valoare brută de 685.844 mii RON la 31 decembrie 2025, reprezentând 35% din total creanțe comerciale brute (669.127 mii RON la 31 decembrie 2024, reprezentând 36% din total creanțe comerciale brute), din care 595.652 mii RON valoare brută se referă la segmentul de furnizare a energiei electrice (420.642 mii RON la 31 decembrie 2024).

Din soldul creanțelor facturate la 31 decembrie 2025, 182.739 mii RON reprezintă creanțe eșalonate la plată (31 decembrie 2024: 333.510 mii RON).

Mișcarea pierderilor din deprecierea creanțelor comerciale este următoarea:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	236.377	157.253
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	59.279	81.665
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate	(31.660)	(2.541)
Sold la 31 decembrie	263.996	236.377

Analiza pe vechimi a creanțelor comerciale este prezentată în Nota 29. Creanțele comerciale de încasat de la părțile afiliate sunt prezentate în Nota 33.

21. ALTE ACTIVE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Plăți efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte	-	63.612	-	63.612
Plăți în avans	55.150	305.961	14.104	208.558
Taxa pe valoarea adăugată de recuperat	1.950	-	892	-
Alte active	23.693	4.761	15.833	4.590
Ajustari pentru pierderi din deprecierea altor active	(15.833)	-	(6.903)	-
Total	64.960	374.334	23.926	276.760

Mișcarea ajustarilor pentru pierderi din deprecierea altor active este următoarea:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	6.903	9.691
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	10.486	-
Ajustari pentru pierderi din depreciere utilizate	-	(2.126)
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate	(1.556)	(662)
Sold la 31 decembrie	15.833	6.903

Plăți efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte

Detalii privind plățile în legătură cu tratamente incerte sunt prezentate în cadrul Notei 32.1

Grupul a recunoscut aceste plăți ca un activ în baza *IFRIC 23 "Incertitudini legate de tratamentele fiscale"*, deoarece acestea vor fi rambursate dacă Grupul câștigă litigiul cu privire la existența datoriei fiscale, fie vor fi utilizate pentru a plăti datoria în cazul pierderii litigiilor.

Plățile în avans pe termen lung reprezintă în principal avansurile plătite pentru contractul de re tehnologizare AHE Vidraru semnat în iunie 2024 soldurile comparative fiind reclassificate din plăți pe termen scurt, după natura lor. În plus, la data de 31 decembrie 2025 Avansurile plătite includ și sumele plătite în cadrul contractelor de re tehnologizare a CHE Stejaru și stații de pompe Lotru, semnate în 2025.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE

PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE

	Terenuri și amenajări de terenuri	Construcții și instalații speciale	Mașini, echipamente și alte Imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs de execuție	TOTAL
VALOARE CONTABILĂ BRUTĂ					
Sold la 1 ianuarie 2024	524.950	16.344.378	2.925.993	4.245.198	24.040.519
Intrări din achiziția de filiale	13.174	28.350	24.921	-	66.445
Adiții	4.434	726	26.290	275.867	307.317
Transferuri din imobilizări corporale în curs de execuție	-	72.911	151.514	(224.425)	-
Ieșiri	-	(1.049)	(7.214)	(7.225)	(15.488)
Sold la 31 decembrie 2024	542.558	16.445.316	3.121.504	4.289.415	24.398.793
Sold la 1 ianuarie 2025	542.558	16.445.316	3.121.504	4.289.415	24.398.793
Actualizare provizion dezafectare	-	(344)	-	-	(344)
Adiții	4.543	1.574	7.605	575.220	588.942
Transferuri din imobilizări corporale în curs de execuție	-	69.868	90.753	(160.621)	-
Transferuri la imobilizări necorporale	-	-	-	(17.574)	(17.574)
Ieșiri	(7.423)	(3.609)	(1.181)	(1.017)	(13.230)
Sold la 31 decembrie 2025	539.678	16.512.805	3.218.681	4.685.423	24.956.587
AMORTIZARE CUMULATĂ					
Sold la 1 ianuarie 2024	1.428	22.135	10.528	-	34.091
Cheltuiala cu amortizarea	801	412.914	489.414	-	903.129
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(6)	(6.286)	-	(6.292)
Sold la 31 decembrie 2024	2.229	435.043	493.656	-	930.928
Sold la 1 ianuarie 2025	2.229	435.043	493.656	-	930.928
Cheltuiala cu amortizarea	1.059	413.787	463.729	-	878.575
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(1.094)	(489)	-	(1.583)
Sold la 31 decembrie 2025	3.289	847.736	956.896	-	1.807.921
PIERDERI DIN DEPRECIERE CUMULATE					
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	3.579.774	3.579.774
Pierderi din deprecieri	-	-	3	109.636	109.639
Reluarea pierderilor din deprecieri	-	-	-	(70.042)	(70.042)
Sold la 31 decembrie 2024	-	-	3	3.619.368	3.619.371
Sold la 1 ianuarie 2025	-	-	3	3.619.368	3.619.371
Pierderi din deprecieri	-	-	683	101.240	101.923
Reluarea pierderilor din deprecieri	-	-	-	(2.049)	(2.049)
Sold la 31 decembrie 2025	-	-	686	3.718.559	3.719.245
VALOARE CONTABILĂ NETĂ					
Sold la 1 ianuarie 2024	523.522	16.322.243	2.915.465	665.424	20.426.654
Sold la 31 decembrie 2024	540.329	16.010.273	2.627.845	670.047	19.848.494
Sold la 31 decembrie 2025	536.389	15.665.071	2.261.099	966.864	19.429.425

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)**Imobilizări corporale în funcțiune**

Imobilizările corporale ale Grupului includ în principal construcții speciale, respectiv hidrocentrale, stații de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum și hidroagregate, echipamente și instalații și turbine eoliene. Grupul exploatează 188 de hidrocentrale cu o capacitate instalată de 6.372,403 MW, din care 5 stații de pompare cu o capacitate instalată de 91,5 MW și 36 de turbine eoliene cu o capacitate instalată de 108 MW.

Conform legislației aplicabile, Grupul trebuie să obțină autorizații de mediu în vederea desfășurării activității. Începând cu anul 2021 Grupul a obținut autorizații de mediu care își păstrează valabilitatea pe toată perioada în care, pentru acestea, sunt obținute vize anuale. Grupul are obligația de a solicita vize anuale de la Autoritatea Competentă pentru Protecția Mediului (ACPM). În anul 2025 și în anul 2024 au fost obținute vize anuale pentru toate autorizațiile care intră sub incidența acestor reguli, cu excepția acelor facilități care nu sunt în uz.

Condițiile prevăzute de autorizațiile de mediu includ respectarea legislației de mediu, aplicabilă obiectivelor eoliene și hidroenergetice, monitorizarea factorilor de mediu și frecvența de raportare a rezultatelor monitorizării, către ACPM. Pentru monitorizarea factorilor de mediu, Grupul efectuează măsurători ale indicatorilor de calitate fizică și chimică a apei din rezervoare, a apelor industriale și reziduale precum și măsurători ale nivelului de zgomot la limitele amplasamentelor. În anul 2024 au fost efectuate toate măsurătorile stabilite conform actelor de reglementare și nu au fost depășite limitele legale ale indicatorilor. Grupul preconizează că nici în anul 2025 nu vor fi depășite valorile limită ale indicatorilor, prevăzuți de legislația în vigoare și de actele de reglementare deținute.

Active aferente dreptului de utilizare

Imobilizările corporale includ active aferente dreptului de utilizare, în principal în legătură cu sediile Grupului, terenurile aferente parcului eolian și parcul auto, în valoare neta de 63.689 mii RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 75.375 mii RON) clasificate în Terenuri, Construcții și instalații speciale și Masini, echipamente și alte imobilizări corporale.

	2025	2025	2025	2024	2024	2024
	Terenuri si cladiri	Autovehicule	Total	Terenuri si cladiri	Autovehicule	Total
1 ianuarie	91.277	18.323	109.600	89.999	6.360	96.359
Intrari	1.780	349	2.129	1.278	18.210	19.488
Iesiri	(965)	(429)	(1.394)	-	(6.247)	(6.248)
31 decembrie	92.093	18.243	110.335	91.277	18.323	109.601
1 ianuarie	32.441	1.784	34.226	23.564	6.324	29.888
Intrari	9.153	4.403	13.557	8.876	1.708	10.586
Iesiri	-	-	(1.135)	-	(6.247)	(6.247)
31 decembrie	40.629	6.019	46.648	32.441	1.784	34.226
Valoare neta	51.464	12.224	63.688	58.836	16.359	75.375

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Reevaluarea imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale, cu excepția activelor aflate în curs de execuție și a activelor privind dreptul de utilizare, au fost reevaluate de un evaluator independent la data de 31 decembrie 2023.

Măsurarea valorii juste a imobilizărilor corporale este clasificată în Nivelul 3, deoarece tehnicile de evaluare utilizează inputuri care au un impact semnificativ asupra valorii juste înregistrate, dar care nu se bazează pe date observabile din piață. Valoarea justă a terenurilor Grupului a fost estimată utilizând abordarea prin comparație de piață, respectiv metoda comparației directe. Pentru construcțiile speciale, evaluatorul a utilizat metoda costului net de înlocuire, întrucât nu existau informații comparabile pe piață (incluzând centrale hidroelectrice și alte active cu grad ridicat de specializare, pentru care nu au mai fost realizate lucrări similare în ultimele decenii în România). Deprecierea fizică a fost determinată ca raport între durata de viață rămasă și durata de viață economică a fiecărui activ, aplicat la costul de înlocuire brut.

Pentru construcțiile cu destinație generală, evaluatorul a determinat costul de înlocuire net — respectiv costul necesar pentru a înlocui un activ cu un altul comparabil disponibil pe piață — calculat ca diferență între costul de înlocuire brut și depreciera fizică și depreciera externă. Deprecierea funcțională este luată în considerare la determinarea costului de înlocuire brut, ceea ce înseamnă că acest cost nu include funcționalități care nu sunt specifice activului evaluat.

Pe baza evaluării efectuate la 31 decembrie 2025, cu implicarea unui specialist independent care a corelat evoluția indicelui costurilor de construcție și alți indicatori macroeconomici cu producția estimată de energie electrică din centralele hidroelectrice și cu evoluția prognozată a prețului de vânzare, conducerea Grupului estimează că valoarea contabilă netă a imobilizărilor corporale evaluate prin modelul reevaluării aproximează valoarea justă la data bilanțului.

Imobilizari corporale in curs de executie

La 31 decembrie 2025, Grupul are imobilizari corporale în curs de execuție cu o valoare contabilă brută de 4.685.422 mii RON (31 decembrie 2024: 4.289.415 mii RON) pentru care a recunoscut pierderi din deprecieri cumulate în suma de 3.718.559 mii RON (31 decembrie 2024: 3.619.368 mii RON).

Principalele imobilizari corporale în curs de execuție se referă la construcția sau reabilitarea următoarelor proiecte sau centrale hidroelectrice: Bumbești - Livezeni, Siriu - Surduc, Rastolita, Cornetu-Avrig, Pașcani, Cerna Belareca, Cerna-Motru-Tismana, Bistra, Cosmești-Movileni, Valea Sadului, Făgăraș Hoghiz, Runcu Firiza; și la reabilitarea hidrocentralelor – CHE Stejaru, CHE Slatina, etc.

Aceste imobilizari corporale în curs de execuție includ în principal investiții cu funcțiuni complexe, reprezentate de obiective de investiții istorice privind schemele de amenajari hidroenergetice cu funcțiuni sociale (descrise mai jos) care au fost proiectate pentru a avea funcție energetică secundară. Obiectivele primare ale acestor obiective de investiții sunt gospodrirea rațională și sigură a alimentării cu apă, inclusiv:

- Limitarea efectelor inundațiilor și viiturilor;
- Protecția populației, a comunităților și a terenurilor agricole;
- Alimentarea cu apă a comunităților riverane;
- Asigurarea rezervelor de apă pentru alimentarea populației și a industriei din zona;
- Asigurarea debitului pentru irigații în perioadele de secetă;
- Menținerea debitului solid în acumulările de apă.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Funcțiunile sociale descrise mai sus sunt specifice autorităților publice, care sunt entități non-profit. De fapt, multe dintre aceste investiții aparțineau în trecut Agenției Naționale „Apele Române”, agentie guvernamentală care are ca obiect de activitate amenajarea teritoriului și gospodărirea apelor. Hidroelectrica SA este constituită în baza Legii nr. 31/1990 a societăților comerciale și nu este o organizație non-profit. În plus, Hidroelectrica nu beneficiază de fonduri publice pentru finalizarea unor astfel de investiții sociale, care, dacă ar continua să fie finanțate, ar diminua averea acționarilor.

Aceste proiecte hidroenergetice „istorice” au fost inițiate în principal între 1982 și 1989, în urma unor decrete ale Consiliului de Stat, și au fost finanțate din fonduri publice, prin ministerele implicate în calitate de proprietari. După 1989, unele dintre aceste proiecte au fost continuate de Agenția Națională Apele Române, finanțate din fonduri publice, înainte de a fi transferate către Hidroelectrica. Condițiile economice și energetice s-au schimbat substanțial față de anii 1980 și 1990, în principal din cauza închiderii fondurilor de investiții centralizate ale statului, iar beneficiarii acestor lucrări complexe au încetat finanțarea lucrărilor specifice incluse în proiectele hidroenergetice, în timp ce costurile acestor lucrări au rămas să fie suportate de Hidroelectrica.

După ce Hidroelectrica a intrat în insolvență în iunie 2012 și în perspectivă viitoare listări planificate a acțiunilor Societății, administratorii judiciari au acordat o prioritate deosebită orientării către profit a Societății și gestionării raționale a numerarului.

În anul 2017 Grupul a contractat un expert tehnic extern, ISPH SA, pentru estimarea costurilor de abandonare, conservare și securizare a lucrărilor executate cu privire la investițiile cu funcțiuni complexe. În anul 2018, pe baza analizei costurilor și beneficiilor, conducerea a decis să abandoneze anumite obiective de investiții, după cum sunt prezentate mai jos și în Nota 28.

Pentru obiectivele de investiții pentru care s-a luat decizia de abandonare, au fost recunoscute pierderi din depreciere la nivelul valorii contabile brute totale a acestora. Valoarea contabilă brută a investițiilor abandonate este 590.890 mii RON la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024. Pentru aceste obiective de investiții, Grupul a recunoscut provizioane de dezafectare și refacere a amplasamentului (a se vedea Nota 28).

Proiect	Obiectiv	Valoarea contabilă brută	Pierderi din depreciere cumulate	Valoarea contabilă netă
Borca-Poiana Teiului	Treapta Galu	9.023	(9.023)	-
Cosmești-Movileni	Treapta Cosmești	93.207	(93.207)	-
AHE SURDUC – SIRIU	Treapta Cireșu-Surduc	17.345	(17.345)	-
Făgăraș-Hoghiz	Făgăraș - Hoghiz	174.950	(174.950)	-
Runcu-Firiza	Runcu-Firiza	87.807	(87.807)	-
Dâmbovița – Clăbucet	Dâmbovița - Clăbucet	34.762	(34.762)	-
Valea Sadului-Vădeni	Valea Sadului-Vădeni	165.209	(165.209)	-
Altele		8.587	(8.587)	-
Total		590.890	(590.890)	-

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

În 2025 și 2024 au fost recunoscute pierderi din depreciere pentru imobilizări corporale în curs de execuție, altele decât activele abandonate menționate mai sus, astfel:

Proiect	Valoarea contabilă brută 31 decembrie 2025	Pierderi din depreciere cumulate 31 decembrie 2025	Valoare contabilă netă 31 decembrie 2025	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2025
AHE Bumbești-Livezeni	806.577	446.184	360.393	23.409
CHE RACOVITA	62.796	62.796	-	-
AHE Rastolita	736.807	736.807	-	13.958
AHE Siriu-Surduc	769.692	677.544	92.148	28.402
AHE Pașcani	470.422	470.422	-	34.806
AHE Cerna-Belareca	319.451	319.451	-	501
AHE Cornetu-Avrig	108.391	107.100	1.291	-
Cerna Motru Tismana – etapa II	73.618	72.943	676	-
Lac redresor Sebeș	59.958	59.958	-	-
Bistra	44.293	37.304	6.989	-
Retehnologizare Porțile de Fier II	45.265	45.265	-	-
Altele	67.131	66.615	516	-
Total	3.564.401	3.102.389	462.012	101.077

Proiect	Valoarea contabilă brută 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere cumulate 31 decembrie 2024	Valoare contabilă netă 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2024
AHE Bumbești-Livezeni	789.333	(422.775)	366.558	(28.314)
CHE RACOVITA	62.781	(62.781)	-	-
AHE Rastolita	722.849	(722.849)	-	68.778
AHE Siriu-Surduc	750.191	(666.488)	83.703	(33.447)
AHE Pașcani	435.616	(435.616)	-	39.133
AHE Cerna-Belareca	318.950	(318.950)	-	685
AHE Cornetu-Avrig	108.262	(106.985)	1.277	1.036
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.943	(72.943)	-	-
Lac redresor Sebeș	56.363	(56.363)	-	-
Bistra	45.013	(45.013)	-	4
Retehnologizare Porțile de Fier II	45.265	(45.265)	-	-
Altele	78.572	(72.450)	6.122	(8.281)
Total	3.486.138	(3.028.478)	457.660	39.594

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)*Determinarea valorilor recuperabile*

Determinarea valorilor recuperabile ale investițiilor în curs de mai sus a avut la baza o serie de ipoteze privind fezabilitatea finalizării investițiilor și fluxurile de numerar previzionate.

Ipotezele semnificative utilizate pentru estimarea valorii recuperabile sunt prezentate mai jos. Estimările au avut la baza atât date istorice, cât și evaluarea conducerii cu privire la tendințele viitoare legate de prețurile energiei electrice, marje, costuri de finalizare și riscul climatic:

Ipoteze	Metoda de elaborare a ipotezelor	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Costuri de finalizare a proiectelor, fluxurile de numerar anuale până la finalizare și data punerii în funcțiune	In baza contractelor încheiate cu furnizorii pentru fiecare proiect sau a estimărilor făcute de conducere (a se vedea mai jos)	
Capacități instalate	pe baza datelor tehnice pentru fiecare proiect (a se vedea mai jos)	
Rata de utilizare (producție)	In medie 80% din capacitatea de producție (energia anuală de proiect) (pe baza istoricului producției de energie electrică a Societății și a ajustării aferente riscului climatic)	In medie 80% din capacitatea medie de producție (energia anuală de proiect) (pe baza istoricului producției de energie electrică a Societății și a ajustării aferente riscului climatic)
Prețurile energiei electrice	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanți externi pentru perioada 2025-2060, ajustate pentru anumite ipoteze; creșterea anuală a prețurilor cu 2% (rata inflației pe termen lung) pentru perioada 2061 – 2080	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanți externi pentru perioada 2024 – 2060; creșterea anuală a prețurilor cu 2% (rata inflației pe termen lung) pentru perioada 2061 – 2080
Cheltuieli de exploatare	Pentru proiectele Bumbesti Livezeni, Rastolita, Siriu Surduc și Pascani, Grupul a determinat fluxurile de numerar viitoare estimând cheltuielile de exploatare specifice fiecărui proiect (cheltuieli cu apa uzinată, cheltuieli cu remuneratia angajaților, cheltuieli cu mentenanța, cheltuieli cu materialele), precum și cheltuieli indirecte.	
Durata de viață utilă	50 ani	50 ani
Rata de actualizare înainte de impozitare	10,6%	10,4%

Estimările Grupului cu privire la costurile necesare finalizării proiectelor în curs de execuție, precum și capacitățile anuale de producție care vor fi instalate, sunt după cum urmează:

An	Costuri de finalizare estimate		Capacitate instalată anuală (MW)	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
2025	-	160.975	-	30
2026	194.890	520.670	-	10
2027	495.949	667.949	-	207
2028	810.022	335.701	404	222
2029	187.584	118.145	152	65
2030	198.112	10.000	65	-
Total	1.886.556	1.813.440	621	534

Grupul estimează că aproximativ 88% din capacitatea suplimentară de producție va fi instalată până la sfârșitul anului 2028.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Pierderile din depreciere recunoscute au fost determinate în principal de modificarea ipotezelor utilizate cu privire la prețurile viitoare ale energiei electrice, modificarea ratei de discountare și actualizarea programului de lucrări în timp.

Principalele variații ale valorii recuperabile/pierderilor din depreciere în anii 2025 și 2024 se referă la următoarele proiecte de investiții:

- Proiectul Bumbesti-Livezeni, cu o valoare contabilă netă de 360.393 mii RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 366.558 mii RON), pentru care lucrările au fost suspendate în 2017 din cauza faptului că autorizațiile de construcție și de mediu au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizații non-profit. Proiectul a început în 2003, în timp ce în 2005 Parcul Național Defileul Jiului a fost declarat regiune protejată; în consecință, Grupul trebuie să reevalueze impactul asupra mediului și să obțină autorizații noi.
Deprecierea suplimentară în suma de 23.408 mii RON din 2025 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinată de utilizarea fluxurilor de numerar bazate pe cheltuieli de exploatare specifice proiectului și actualizarea ipotezelor folosite.
Grupul este în prezent în proces de obținere a autorizațiilor noi de construire și de mediu în vederea continuării lucrărilor. În 2022, autoritățile au comunicat Grupului că documentația prezentată nu respectă cerințele legale și trebuie revizuită.
În cursul anului 2024, documentația de mediu revizuită a fost retransmisă autorităților și au avut loc consultările publice privind aceasta. Conducerea consideră că nu există probleme care să împiedice Grupul să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință, valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2028.
- Proiectul Siriu-Surduc cu o valoare contabilă netă de 92.147 mii RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 83.703 mii RON), pentru care lucrările au fost suspendate din cauza faptului că autorizațiile de construire și de mediu pentru construcția barajului au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizații non-profit. Proiectul a început în 1983 și cuprinde 3 hidrocentrale, dintre care una a fost pusă în funcțiune în 1988, pentru alta conducerea a decis abandonarea proiectului, iar a treia este încurs de executie, lucrările fiind suspendate până la revizuirea impactului asupra mediului și obținerea unor noi autorizații.
Deprecierea suplimentară în suma de 28.401 mii RON din 2025 pentru proiectul Siriu-Surduc a fost determinată de utilizarea fluxurilor de numerar bazate pe cheltuieli de exploatare specifice proiectului și actualizarea ipotezelor folosite.
Conducerea consideră că nu există probleme care să împiedice Grupul să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință, valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2028.

Analiza de sensibilitate

Analiza de sensibilitate de mai jos prezintă efectul asupra profitului înainte de impozitare și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor cheie la sfârșitul perioadelor de raportare, în timp ce alte ipoteze rămân constante.

	Rata de actualizare înainte de impozitare	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
		Crestere cu 100 puncte de baza	Descrestere cu 100 puncte de baza
2025		(108.651)	135.358
2024		(121.363)	154.595

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

		Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
		Crestere cu 5%	Descrestere 5%
2025	Cheltuieli de exploatare	(10.124)	10.124
2024		(13.403)	13.403
		Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
		Crestere cu 5%	Descrestere cu 5%
2025	Preturile energiei electrice	62.844	(62.844)
2024		89,417	(89,417)
		Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
		Crestere cu 500 puncte de baza	Descrestere cu 500 puncte de baza
2025	Rata de utilizare	62.844	(62.844)
2024		71.593	(71.442)

23. CAPITAL ȘI REZERVE

(a) Capital social

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Capital social la valoare nominala	4.498.026	4.498.026
Ajustarea la inflație în conformitate cu IAS 29	1.028.871	1.028.871
Total	5.526.898	5.526.898

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social în termeni nominali a fost rețrătat în conformitate cu IAS 29 „Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”, ajustările aferente fiind recunoscute în rezultatul raportat.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, capitalul social autorizat subscris al Societății este împărțit în 449.802.567 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 RON pe acțiune. Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferă un drept de vot.

Acționari	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Număr de acțiuni	%	Număr de acțiuni	%
Ministerul Energiei	360.094.390	80,0561%	360.094.390	80,0561%
Persoane juridice	75.600.136	16,8074%	73.287.787	16,2933%
Persoane fizice	14.108.041	3,1365%	16.420.390	3,6506%
Total	449.802.567	100%	449.802.567	100%

23. CAPITAL ȘI REZERVE (continuare)**(b) Rezerva din reevaluare**

Reconcilierea dintre soldul initial și soldul final al rezervei din reevaluare este după cum urmează:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	11.548.962	12.038.616
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale, net de impozit	(464.672)	(488.884)
Miscarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizărilor corporale	(528)	(770)
Reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-
Impozit amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-
Sold la 31 decembrie	11.083.762	11.548.962

(c) Alte rezerve

Alte rezerve includ:

- rezerva legală în suma de 928.970 mii RON (31 decembrie 2024: 928.970 mii RON), constituită anual la nivelul fiecărei societăți a Grupului în proporție de 5% din profitul înainte de impozitare până când rezerva legală totală ajunge la 20% din capitalul social vărsat nominal. Rezervele legale sunt obligatorii, sunt deductibile la calculul impozitului pe profit și nu sunt distribuibile.
- alte rezerve nedistribuibile în suma de 97.000 mii RON la 31 decembrie 2025 și 2024, constituite în 2006 în baza Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 89/2004.

(d) Dividende

În data de 29 aprilie 2025, Adunarea Generală a Acționarilor Societății a aprobat distribuirea de dividende din profitul anului 2024, în sumă de 4.043.229 mii RON, reprezentând 100% din profitul net al anului 2024 eligibil pentru distribuire conform situațiilor financiare individuale statutare ale Societății.

Valoarea dividendelor pe acțiune distribuite este de 8,99 RON/acțiune (2024: 13,99 RON/acțiune).

Datoriile în legătură cu dividendele includ:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Dividende de plată	6,452	5.183
Impozit pe dividende	285	470
Total	6,737	5.653

Societățile din România pot distribui dividende numai din profiturile conform situațiilor financiare individuale statutare întocmite în conformitate cu reglementările contabile din România.

(e) Gestionarea capitalului

Gestionarea capitalului de către Grup este influențată în mod semnificativ de reglementări. Distribuirea dividendelor este guvernată de reglementări speciale, inclusiv Ordonanța de Guvern nr. 64/2001, conform căreia, în cazul societăților deținute integral sau majoritar de stat, minimum 50% din profitul contabil se distribuie sub formă de dividende, dacă alte legi speciale nu prevăd altfel.

23. CAPITAL ȘI REZERVE (continuare)

Politica Grupului este de a menține o bază de capital puternică pentru a menține încrederea investitorilor, creditorilor și a pieței și pentru a susține dezvoltarea viitoare a activității. Conducerea monitorizează rentabilitatea capitalului, precum și nivelul dividendelor distribuite către acționari.

Raportul dintre datorii nete / (numerar și investiții pe termen scurt, net) și EBITDA AJUSTATA nu trebuie să depășească 3.

	2025	2024
Imprumuturi bancare	213.315	300.733
Datorii aferente contractelor de leasing	71.648	79.354
Minus: Numerar și echivalente de numerar	(1.187.734)	(1.581.617)
Minus: Investiții pe termen scurt	(3.732.016)	(3.475.933)
Datorii nete/ (numerar și investiții pe termen scurt, net) (A)	(4.634.787)	(4.677.463)
EBITDA AJUSTATA ⁽¹⁾ (B)	4.833.528	5.516.597
Raportul dintre Datorii nete/ (numerar și investiții pe termen scurt, net) și EBITDA AJUSTATA (A/B)	(0,96)	(0,85)

(1) EBITDA (Profitul înainte de dobânzi, impozitare, amortizare și depreciere) AJUSTATA este calculată pornind de la EBITDA definită și calculată ca profitul/(pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale și (ii) cheltuieli și venituri din dobânzi, AJUSTATA CU deprecierea/reversarea deprecierei imobilizărilor corporale și necorporale. EBITDA și EBITDA AJUSTATA nu sunt indicatori IFRS și nu trebuie tratate ca alternative la indicatori IFRS. Mai mult, EBITDA AJUSTATA nu este definită în mod unitar. Metoda de calcul a EBITDA AJUSTATA utilizată de alte societăți poate fi semnificativ diferită față de cea utilizată de Grup. În consecință, EBITDA AJUSTATA prezentată în această notă nu poate fi utilizată, ca atare, în scopul comparației cu EBITDA sau EBITDA AJUSTATA a altor societăți.

24. ÎMPRUMUTURI

Descriere	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BRD Groupe Societe Generale din data de 4 martie 2021 în suma de 1.250.000 mii RON - împrumut contractat pentru finanțarea achiziției Crucea Wind Farm SA și Hidroelectrica Wind Services SRL. Încasări din împrumut: 130.000 mii EUR (reprezentând 635.219 mii RON) Rambursare: rate trimestriale între 11 iunie 2021 și 11 martie 2028. Dobânda este legată la EURIBOR 3 luni plus o marjă. Anul scadenței: 2028.	215.315	300.733
Total împrumuturi	215.315	300.733
Porțiunea curentă	94.957	92.887
Porțiunea pe termen lung	118.358	207.846

În 2025 Grupul a rambursat împrumuturi în suma de 93.674 mii RON (2024: 92.350 mii RON).

Contractul de împrumut cu BRD Groupe Societe Generale include următorii indicatori financiari:

- Rata de acoperire a serviciului datoriei determinată ca raportul dintre EBITDA din care se deduc plățile de dividende, cheltuielile de capital și impozitele, pe de o parte, și serviciul datoriei, pe de altă parte – valoarea minimă 1,1;
- rata de îndatorare – valoarea maximă 3,0.

Conform contractului de împrumut, în cazul în care nu este îndeplinit unul dintre indicatorii de mai sus, Societatea beneficiază de o perioadă de remediere de 60 de zile de la care creditorul a notificat Societatea.

24. ÎMPRUMUTURI (continuare)

La 31 decembrie 2025, rata de acoperire a serviciului datoriei, așa cum este definită prin contract, este sub 1,1, în consecință, porțiunea pe termen lung în valoare de 118.358 mii RON trebuie clasificată ca și datorie pe termen scurt. Întrucât serviciul datoriei nete definit prin contract este pozitiv având în vedere serviciul datoriei comparat cu EBITDA, dobânzile fiind mai mari decât serviciul datoriei. Societatea a primit o derogare din partea băncii, ulterior datei de 31 decembrie 2025.

O situație similară a fost înregistrată la 31 decembrie 2024, porțiunea pe termen lung fiind de 207.846 mii RON. Societatea a primit o derogare din partea băncii, ulterior datei de 31 decembrie 2024.

Reconcilierea mișcării datoriilor cu fluxurile de numerar din activitatea de finanțare

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Soldul la 1 ianuarie 2025	300.733	79.354	380.087
Modificări generate din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare			
Rambursare a împrumuturilor bancare	(93.674)	-	(93.674)
Plăți de leasing	-	(9.486)	(9.486)
Total modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare	(93.674)	(9.486)	(103.160)
Efectul modificării cursurilor de schimb valutar	(6.505)	-	(6.505)
Alte modificări			
<i>Aferente datoriilor</i>			
Modificări ale contractelor de leasing	-	1.780	1.780
Cheltuieli cu dobânzile	6.765	5.224	11.989
Dobânzi plătite	(7.014)	(5.224)	(12.238)
Total alte modificări aferente datoriilor	249	1.780	1.530
Sold la 31 decembrie 2025	213.315	71.648	284.963

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Soldul la 1 ianuarie 2024	393.535	66.301	459.836
Modificări generate din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare			
Rambursare a împrumuturilor bancare	(92.350)	-	(92.350)
Plăți de leasing	-	(6.436)	(6.436)
Total modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare	(92.350)	(6.436)	(98.786)
Efectul modificării cursurilor de schimb valutar	(58)	-	(58)
Alte modificări			
<i>Aferente datoriilor</i>			
Modificări ale contractelor de leasing	-	19.489	19.489
Cheltuieli cu dobânzile	14.136	4.311	18.447
Dobânzi plătite	(14.530)	(4.311)	(18.841)
Total alte modificări aferente datoriilor	(394)	19.489	19.095
Sold la 31 decembrie 2024	300.733	79.354	380.087

25. DATORII COMERCIALE

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori de energie electrica	194.151	107.729
Furnizori de distribuție a energiei electrice	184.014	146.328
Furnizori de imobilizări corporale	159.951	38.888
Furnizor de apă uzinată	101.298	70.287
Furnizori de întreținere și reparații	25.928	14.511
Alți furnizori	126.882	52.939
Total datorii comerciale	792.224	430.682
Portiunea curentă	777.323	429.683
Portiunea pe termen lung	14.901	999

Furnizorii de energie electrică, distribuție a energiei electrice și apă sunt în principal cei prezentați în Nota 33 Părți afiliate.

Alți furnizori includ furnizori de servicii, materiale și consumabile.

Grupul are garanții primite de la furnizori în suma de 667.069 mii RON la 31 decembrie 2025 (470.255 mii RON la 31 decembrie 2024), în afara bilanțului. Acestea sunt garanții de bună execuție sub formă de scrisori de garanție bancară, polițe de asigurare și conturi escrow. Creșterea reprezintă în principal garanțiile primite pentru lucrări de rețehnologizare și mentenanță.

26. ALTE DATORII

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Datorii către stat	53.989	-	39.339	-
Garanții de bună execuție	10.357	57.758	7.056	52.403
Garanții contractuale clienți	45.505	-	57.587	-
Datorii în legătură cu dividendele	6.736	-	5.653	-
Altele	29.787	109	14.614	109
Total	146.374	57.867	124.249	52.512

Datoriile curente către stat reprezintă în principal TVA de plată în suma de 49.448 mii RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 37.573 mii RON).

Începând cu al doilea trimestru al anului 2024, Grupul solicită potențialilor clienți finali cu risc de contrapartidă mai multe opțiuni de garanție de plată, inclusiv constituirea de garanții monetare. În acest sens, sunt constituite depozitele de garanție deschise de clienți, valoarea depozitului fiind bazată pe valoarea contractuală estimată a energiei electrice furnizate pentru o perioadă de până la trei luni, acestea fiind valabile pe perioada contractuală.

27. VENITURI INREGISTRATE ÎN AVANS

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Subvenții guvernamentale	5.555	191.455	6.091	201.002
Altele	53	933	55	995
Total	5.608	192.388	6.146	201.997

Subvențiile guvernamentale reprezintă sume primite de la stat pentru construcția anumitor proiecte de investiții.
Reconcilierea între soldul initial și soldul final al subvențiilor guvernamentale:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	207.093	182.486
Creșteri în cursul anului	5.869	30.514
Utilizare pentru exproprieri	(9.340)	-
Reluări la venituri	(6.612)	(5.907)
Sold la 31 decembrie	197.010	207.093

28. PROVIZIOANE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Litigii și dispute	93.481	-	71.420	-
Dezafectare	-	911.465	-	848.189
Provizioane fiscale	-	97.667	-	95.316
Alte provizioane	11.017	-	11.050	-
Total	104.498	1.009.132	82.470	943.505

	Litigii și dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Soldul la 1 ianuarie 2025	71.420	848.189	95.316	11.050	1.025.975
Provizioane recunoscute în corespondență cu imobilizările corporale	-	127	-	-	127
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	22.214	21.327	-	-	43.541
Provizioane utilizate	-	-	-	-	-
Provizioane reversate	(149)	(17.288)	(4.407)	(32)	(21.876)
Actualizarea provizioanelor (Nota 14)	(4)	59.111	6.758	-	65.864
Sold la 31 decembrie 2025	93.481	911.466	97.667	11.018	1.113.630

28. PROVIZIOANE (continuare)

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Soldul la 1 ianuarie 2024	163.588	746.286	90.544	1.771	1.002.189
Provizioane recunoscute în corespondența cu imobilizările corporale	-	(344)	-	-	(344)
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	1.881	50.152	-	10.410	31.960
Provizioane utilizate	(65.279)	-	-	(1.026)	(66.305)
Provizioane reversate	(28.770)	-	(1.608)	(105)	-
Actualizarea provizioanelor (Nota 14)	-	52.096	6.380	-	58.476
Sold la 31 decembrie 2024	71.420	848.189	95.316	11.050	1.025.975

I. Provizioane pentru litigii si dispute

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, provizioanele pentru litigii includ 67.618 mii RON în legătură cu litigiul cu Asocieria Romelectro SA. Hidroconstrucția SA și ISPH Project Development SA (Asocieria) început în 2013. Obiectul litigiului îl constituie disputele privind contractul semnat în 2004 pentru proiectul de investiții Bumbești-Livezeni. Asocieria a pretins 88.400 mii RON reprezentând lucrări suplimentare efectuate de Asocierie începând cu anul 2010 până la data începerii litigiului. În urma mai multor hotărâri și apeluri în 2019. Dosarul a fost trimis spre rejudecare. În 2020 Curtea a solicitat un raport de expertiză tehnică. Pe baza sentințelor anterioare, a raportului de expertiză emis la 17 februarie 2022 și având în vedere probabilitatea unui rezultat nefavorabil, Grupul a recunoscut un provizion de 67.618 mii RON. Grupul a recunoscut în 2025 provizioane suplimentare pentru dobânzi și penalități în legătură cu plata cu întârziere a lucrărilor care nu au fost inițial recunoscute.

II. Provizioane pentru dezafectare

În 2018 și 2019, conducerea Societății a decis să abandoneze anumite proiecte de investiții în curs de execuție (Nota 22). În consecință, Grupul a recunoscut provizioane de dezafectare în profit sau pierdere pentru valoarea actualizată a lucrărilor estimate a fi necesare pentru abandonarea acelor active. Costurile de dezafectare au fost estimate pe baza unor studii efectuate de un expert tehnic extern în 2017, actualizate în cursul anului 2024 luând în considerare costul curent al activităților principale de abandon.

Principalele costuri de abandonare incluse în provizion sunt:

- costul demolării construcțiilor existente;
- costul transportului deșeurilor la cel mai apropiat depozit ecologic;
- taxa de mediu, în conformitate cu cerințele legale;
- costul de depozitare a deșeurilor la un depozit ecologic.

Costurile au fost actualizate utilizând o rată de actualizare între 4,73% și 5,73% (31 decembrie 2024: între 5,27% și 7,09%), în funcție de perioada de dezafectare preconizată.

Un provizion de dezafectare în suma de 15.299 mii RON este aferent parcului eolian. Efectele modificărilor ipotezelor care stau la baza costurilor de dezafectare pentru parcul eolian sunt recunoscute în corespondența cu imobilizările corporale.

28. PROVIZIOANE (continuare)**III. Provizioane fiscale**

Provizioanele fiscale în suma de 97.667 mii RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 95.316 mii RON) reprezintă valoarea actualizată a TVA preconizată fi plătită la scoterea din evidența a proiectelor de investiții abandonate (Nota 22).

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor**(a) Clasificări contabile și valori juste**

În conformitate cu IFRS 9, activele și datoriile financiare ale Grupului sunt evaluate la cost amortizat. În conformitate cu modelul de afaceri al Grupului, activele și datoriile financiare sunt deținute în vederea colectării fluxurilor de numerar contractuale, iar aceste fluxuri de numerar sunt exclusiv plăți de principal și dobânzi. Grupul nu a inclus informații privind valoarea justă pentru activele și datoriile financiare care nu sunt evaluate la valoarea justă dacă valoarea contabilă reprezintă o aproximare rezonabilă a valorii juste.

(b) Gestionarea riscului financiar**Riscul de credit**

Riscul de credit este riscul ca Grupul să suporte o pierdere financiară dacă un client sau o contrapartidă la un instrument financiar nu își îndeplinește obligațiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanțe comerciale, numerar și echivalente de numerar și investiții în depozite.

Numerarul și depozitele bancare sunt plasate în instituții financiare care sunt considerate ca având o bonitate ridicată, parte din acestea fiind deținute de Statul Roman cum ar fi CEC Bank sau Exim Bank.

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabilă a activelor financiare reprezintă expunerea maximă la riscul de credit.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale	1.698.378	1.633.688
Numerar și echivalente de numerar	1.187.734	1.581.617
Numerar restricționat	55.124	21.057
Investiții în obligațiuni corporative și depozite	3.732.016	3.475.933
Total	6.673.252	6.712.295

Creanțe comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este influențată în principal de caracteristicile individuale ale fiecărui client. Grupul a stabilit o politică de credit conform căreia fiecare client nou non-casnic este analizat individual din punct de vedere al bonității înainte de încheierea unui contract, astfel încât vânzarea să se realizeze către clienții cu o bonitate adecvată. Pentru clienții casnici, o astfel de analiză a riscului de credit nu se efectuează din cauza naturii și numărului clienților cât și a legislației în vigoare. Ajustările pentru pierderi din deprecierea creanțelor comerciale reflectă pierderile din credit preconizate, calculate pe baza ratelor de pierdere.

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2025:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante	2,04%	964.353	(19.498)	944.856
Restante - de la 0 la 3 luni	15,61%	118.051	(18.454)	99.597
Restante - de la 3 la 6 luni	55,76%	54.937	(30.633)	24.304
Restante - de la 6 luni la 1 an	89,37%	64.069	(58.124)	5.945
Restante - mai mult de 1 an	100,00%	137.272	(137.287)	-
Total		1.338.682	(263.996)	1.074.686
Clienți analizați individual		623.692	-	623.692
Total creanțe comerciale		1.962.374	(263.996)	1.698.378

Tabelul următor prezintă informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2024:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante	2,21%	803.320	(17.745)	785.476
Restante - de la 0 la 3 luni	17,80%	140.963	(25.096)	115.867
Restante - de la 3 la 6 luni	73,31%	69.496	(50.945)	18.550
Restante - de la 6 luni la 1 an	100,00%	69.294	(69.294)	-
Restante - mai mult de 1 an	100,00%	73.297	(73.297)	-
Total	-	1.156.270	(236.377)	919.893
Clienți analizați individual	-	713.795	-	713.795
Total creanțe comerciale	-	1.870.065	(236.377)	1.633.688

Clienții analizați individual reprezintă sume restante de la clienți pentru care Grupul consideră că există un risc de neincasare neglijabil.

Ratele pierderilor estimate pentru anul 2025 se bazează pe pierderile din credit efective înregistrate în ultimele șase trimestre luând în considerare evoluția segmentului de furnizare (31 decembrie 2024: ultimele șase trimestre).

Grupul are garanții primite de la clienți în suma de 591.806 mii RON la 31 decembrie 2025 (527.949 mii RON la 31 decembrie 2024) sub formă de scrisori de garanție bancară. Începând cu anul 2024 Grupul înregistrează de asemenea și depozite de garanție deschise de clienți reprezentând garanții plătite în valoare de 45.505 mii RON (2024: 57.587 mii RON) (vezi Nota 26).

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)**Riscul de lichiditate**

Riscul de lichiditate reprezintă riscul ca Grupul să aibă dificultăți în onorarea obligațiilor asociate datoriilor financiare decontate prin transferul numerarului sau altui activ financiar. Grupul are numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt semnificative, prin urmare nu se confruntă cu un risc de lichiditate semnificativ.

Grupul monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din incasarea creanțelor comerciale, precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata împrumuturilor, datoriilor comerciale și altor datorii. Grupul urmărește să mențină un nivel al conturilor bancare curente și al depozitelor bancare care să depășească ieșirile de numerar previzionate pentru plata datoriilor financiare.

Expunerea la riscul de lichiditate

Tabelul următor prezintă scadențele contractuale rămase ale datoriilor financiare la data de raportare. Fluxurile de numerar contractuale sunt prezentate ca sume brute și neactualizate și includ plățile contractuale de dobânzi estimate.

	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1 - 5 ani	> 5 ani
31 decembrie 2025					
Datorii financiare					
Datorii comerciale	792.224	792.224	777.323	14.901	-
Împrumuturi bancare	213.315	219.217	98.802	120.415	-
Datorii aferente contractelor de leasing	71.648	89.782	14.597	46.701	28.484
Total	1.077.187	1,101,223	890,722	182,017	28.484
	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1 - 5 ani	> 5 ani
31 decembrie 2024					
Datorii financiare					
Datorii comerciale	430.682	430.682	429.683	999	-
Împrumuturi bancare	300.733	316.524	100.618	215.906	-
Datorii aferente contractelor de leasing	79.354	101.968	14.329	50.922	36.717
Total	810.769	849.174	544.630	267.827	36.717

Riscul de piață

Riscul de piață este riscul ca modificările prețurilor de piață – cursul de schimb și rata dobânzii – să afecteze profitul Grupului sau valoarea instrumentelor financiare deținute. Obiectivul gestionării riscului de piață este de a controla expunerile la riscul de piață în limite acceptabile, optimizând în același timp rezultatele.

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

(i) Riscul de rată a dobânzii

Grupul are împrumuturi bancare pe termen lung cu rate de dobânda variabile, care pot expune Grupul la riscul de rata a dobânzii.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente cu rată fixă		
Active financiare		
Numerar restricționat	55.124	21.057
Investiții în depozite și obligațiuni corporative	3.732.016	3.475.933
Total	3.787.140	3.496.990
Datorii financiare		
Datorii aferente contractelor de leasing	(71.648)	(79.354)
Total	(71.648)	(79.354)
Instrumente cu rata variabila		
Datorii financiare		
Împrumuturi bancare	(213.315)	(300.733)
Total	(213.315)	(300.733)

Analiza de senzitivitate a valorii juste a instrumentelor cu rată fixă

Grupul nu are active financiare și datorii financiare cu rată a dobânzii fixă recunoscute la valoare justă prin profit sau pierdere. Prin urmare, o modificare a ratelor dobânzii la data de raportare nu ar avea ca rezultat un câștig sau o pierdere în profit sau pierdere.

Analiza de senzitivitate a fluxurilor de numerar ale instrumentelor cu rată variabilă

O modificare rezonabilă cu 50 de puncte de bază a ratelor dobânzii la data de raportare ar fi crescut (diminuat) profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile, în special cursurile de schimb valutar, rămân constante.

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare	
	creștere cu 50 puncte de baza	diminuare cu 50 puncte de baza
2025		
Instrumente cu rata variabila	(1.066)	1.066
2024		
Instrumente cu rata variabila	(1.504)	1.504

(ii) Riscul valutar

Grupul este expus riscului valutar de tranzacționare în măsura în care există un dezechilibru între monedele în care sunt exprimate vânzările, achizițiile, creanțele și împrumuturile și moneda funcțională a societăților Grupului. Moneda funcțională a Grupului este Leul românesc (RON).

Moneda în care sunt exprimate aceste tranzacții este în principal RON. Anumite datorii sunt exprimate în valute ca EUR și USD. Politica Grupului de gestionare a riscului este de a utiliza în principal moneda locală. Grupul nu utilizează instrumente derivate sau instrumente de hedging.

	31 decembrie 2025 -echivalentul în mii RON al valutei-		
	EUR	USD	CHF
Creanțe comerciale	228	-	-
Investitii în depozite și obligațiuni	277.256	-	-
Numerar și echivalente de numerar	3.468	89	3
Datorii comerciale	60.176	160	-
Împrumuturi bancare	213.315	-	-
Datorii aferente contractelor de leasing	58.719	-	-
Expunere neta la nivelul situației poziției financiare	(51.258)	(71)	3

	31 decembrie 2024 -echivalentul în mii RON al valutei-		
	EUR	USD	CHF
Creanțe comerciale	221	-	-
Alte active	78.840		
Numerar și echivalente de numerar	382.420	112	3
Datorii comerciale	(3.898)	(160)	-
Împrumuturi bancare	(300.733)	-	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(62.432)	-	-
Expunere neta la nivelul situației poziției financiare	94.418	(48)	3

Au fost aplicate următoarele cursuri de schimb:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
RON / EUR	5,0985	4,9741
RON / USD	4,3417	4,7768
RON / CHF	5,4743	5,2806

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)*Analiza de senzitivitate*

O apreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere /(diminuare) a profitului înainte de impozitare 2025 (mii RON)	Creștere /(diminuare) a profitului înainte de impozitare 2024 (mii RON)
EUR	2.563	4.721
USD	4	2
Total	(2.567)	4.719

O depreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2025 (mii RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2024 (mii RON)
EUR	(2.563)	(4.721)
USD	(4)	2
Total	(2.567)	(4.719)

30. ACHIZIȚIA DE FILIALE

În 22 februarie 2023, Societatea a fost declarată câștigătoare a procedurii de vânzare a liniilor de business ABC și platforma Călnicel, care erau în proprietatea UCM Reșița SA.

În ianuarie 2024, Grupul a înființat o nouă filială, Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L., prin care a preluat afacerea de la UCM Reșița SA. Obiectul principal de activitate al noii filiale este fabricarea de motoare și turbine (cod CAEN 2811).

În data de 22 ianuarie 2024, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor ("AGEA") a aprobat tranzacția și documentele tranzacției privind preluarea afacerii de la U.C.M. Reșița S.A. Tranzacția a fost finalizată în urma îndeplinirii condițiilor suspensive, în data de 11 martie 2024. Prețul total pentru transferul dreptului de proprietate asupra afacerii este de 67.879 mii RON.

Grupul a înregistrat costuri aferente achiziției în suma de 1.128 mii RON pentru servicii de due-diligence și onorarii juridice. Aceste costuri au fost incluse în alte cheltuieli de exploatare.

30. ACHIZIȚIA DE FILIALE (continuare)

Tabelul următor prezintă valorile activelor preluate. Grupul nu a preluat datorii.

	mii RON
Imobilizări necorporale	17.576
Imobilizări corporale	66.446
Stocuri	9.585
Valoarea justă a activelor nete identificabile achiziționate	93.607

Rezultatul tranzacției este următorul:

	mii RON
Valoarea justă a activelor nete identificabile achiziționate	93.607
Contravaloarea transferată	67.879
Castig din achiziția filialei	25.728

Evaluarea activelor și datoriilor a fost efectuată de un expert evaluator.

Tranzacția a fost contabilizată ca o combinație de întreprinderi, utilizând metoda achiziției, în conformitate cu IFRS 3. Contraprestația transferată a fost evaluată la valoarea justă, calculată ca valorile juste la data achiziției ale activelor transferate de Societate și ale datoriilor asumate de Societate față de fostul proprietar al entității achiziționate, precum și ale participației de capital emise de Grup în schimbul controlului asupra entității achiziționate. Valoarea justă a activelor și datoriilor a fost determinată cu implicarea unui expert evaluator, rezultând un câștig din achiziție avantajosă de 25.728 mii RON. Activele identificate achiziționate au fost reprezentate de active necorporale, imobilizări corporale și stocuri. De asemenea, au fost transferate procesele și angajații entității achiziționate.

31. ANGAJAMENTE**31.1 Angajamente contractuale**

Grupul are următoarele angajamente contractuale:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	2.516.721	1.372.035

În 2025, Grupul a semnat contractul pentru realizarea lucrărilor de rețehnologizare a CHE Stejaru și staiilor de pompe de mare putere Lotru.

În iunie 2024, Hidroelectrica a semnat contractul de realizare a lucrărilor de rețehnologizare AHE Vidraru cu Asocieria formată din ELECTROMONTAJ (Lider de asociere) și Koncar – Engineering Co. Ltd. pentru producție și servicii (Croatia), având ca subcontractant pe BUTAN GRUP. ca urmare a finalizării procedurii de atribuire prin licitație deschisă. Prețul contractului este de 937.709 mii RON. lucrările urmând să fie realizate în 84 de luni. conform graficului de execuție.

31.2 Garanții

Grupul a emis garanții de bună execuție în suma de 184.269 mii RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 45.350 mii RON) în principal în legătură cu obligațiile sale de livrare a energiei electrice și în legătură cu obligațiile sale de plată legate de tranzacțiile de cumpărare a energiei electrice pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică.

32. DATORII CONTINGENTE

32.1 Litigii, dispute si incertitudini fiscale

Principalele litigii în care este implicată Grupul cu expunere potențială de 195.206 mii RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 195.206 mii RON). sunt prezentate ca datorii contingente:

a) Litigii cu autoritățile fiscale

Expunere potențială: 63.612 mii RON la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroelectrica

Dosar nr. 638/2/2024 și dosar nr. 1962/2/2024

Obiectul dosarului: Anularea Deciziei de impunere nr. A-DAF 6890/11.05.2023

În anul 2022. taxa pentru producătorii de energie electrica a fost subiectul unor frecvente modificări în ceea ce privește modul de calcul. Una dintre modificări a fost instituita prin Legea nr. 357/2022. care a fost publicata la 16 decembrie 2022. Societatea a aplicat prevederile legii incepand cu 16 decembrie 2022.

Dupa cum este mentionat in Nota 13E Societatea a facut obiectul unor controale fiscale privind taxa pentru producatorii de energie electrica de catre Directia Generala Antifrauda Fiscala a ANAF. Conform procesului verbal intocmit in data de 11 aprilie 2023. organele fiscale au aplicat modificarile introduse de lege retroactiv incepand cu 1 septembrie 2022 si. prin urmare. au calculat impozit suplimentar in valoare de 62.052 mii RON.

In data de 28 aprilie 2023 Societatea a primit o decizie de impunere pentru suma de 62.052 mii RON. Societatea a contestat Decizia de impunere această contestație fiind respinsă de către Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor din cadrul Ministerului Finanțelor.

Societatea a argumentat prin cererea de chemare în judecată (Dosar nr. 638/2/2024, constituit pe rolul Curtii de Apel Bucuresti) că modificările succesive ale actelor normative cu privire la metodologia de calcul a taxei pentru producătorii de energie electrică nu pot avea aplicabilitate decât pentru viitor, începând cu data publicării modificării actelor normative și nu retroactiv, asa cum au considerat autoritățile fiscale.

In data de 17 decembrie 2024 instanta a pronuntat o hotarare favorabila Hidroelectrica prin care a anulat decizia de solutionare a contestatiei si decizia de impunere si a dispus restituirea catre reclamanta a sumei de 62.052 mii RON. Dosarul va putea face obiectul unui recurs odata ce hotărârea Curții de Apel va fi redactată și comunicată.

ANAF a promovat recurs impotriva Sentintei Curtii de Apel Bucuresti, dosarul 638/2/2024 fiind inaintat spre solutionare Inaltei Curti de Casatie si Justitie, primul termen in recurs fiind fixat pentru data de 13 mai 2026.

În data de 7 august 2023 Societatea a primit o decizie referitoare la obligații-accesorii în sumă de 1.560 mii RON în conformitate cu Decizia de impunere menționată anterior. Grupul a contestat și această decizie, constituindu-se dosarul nr. 1962/2/2024, pe rolul Tribunalului Bucuresti. Acesta este suspendat pana la solutionarea definitiva a dosarului nr.638/2/2024. In raport cu hotararea pronuntata in Dosarul 638/2/2024, Grupul apreciaza ca si litigiul care face obiectul Dosarului 1962/2/2024 va fi solutionat favorabil.

32. DATORII CONTINGENTE (continuare)

b) Litigiu cu Hidroconstrucția SA

Expunere potențială: 98.762 mii RON la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstrucția SA

Dosar nr: 12257/3/2022

Obiectul dosarului: Rezilierea Contractului nr. 672/1989 privind Amenajarea hidroenergetică complexă a râului Olt pe sectorul Făgăraș-Hoghiz; daune-interese.

Hidroconstrucția SA a formulat pretenții în suma de 98.762 mii RON constând din profituri nerealizate ca urmare a suspendării de către Hidroelectrică a lucrărilor de construcții aferente proiectului de investiții Făgăraș Hoghiz. De asemenea, Hidroconstrucția a solicitat instanței să dispună rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023 instanța a pronunțat o hotărâre în favoarea Societății, prin care a respins pretențiile Hidroconstrucției. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstrucția SA.

La data de 12 octombrie 2023, instanța de apel a anulat sentința primei instanțe și a dispus judecare pe fond a cauzei. La data de 3 iulie 2025, instanța a admis, în parte, cererea de chemare în judecată, dispunând rezilierea contractului și a respins celelalte capete de cerere ca neîntemeiate. Dosarul va putea face obiectul unui recurs odată ce hotărârea instanței va fi redactată și comunicată.

Hidroconstrucția a formulat recurs împotriva hotărârii sus-menționate, dosarul fiind înaintat spre soluționare Înaltei Curți de Casatie și Justiție, în cauza nefiind încă fixat primul termen de judecată.

În baza analizei juridice asupra pretențiilor formulate de către Hidroconstrucția, Conducerea consideră cererea de chemare în judecată neîntemeiată în ceea ce privește daunele-interese care au fost pretinse de reclamanta. Pe baza aspectelor prezentate, Conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului sub aspectul pretențiilor pecuniare (daunele-interese solicitate) și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

c) Litigiu cu Hidroconstrucția SA

Expunere potențială: 32.832 mii RON la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstrucția SA

Dosar nr: 44443/3/2016, în prezent dosar nr. 11314/3/2021

Obiectul dosarului: Pretenții - contravaloarea costurilor generate de sistarea lucrărilor de construcție aferente unor proiecte de investiții în curs de execuție

Hidroconstrucția SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcții efectuate înaintea intrării în insolvența a Hidroelectrică. Societatea susține că astfel de pretenții nu au temei, având în vedere procesul de insolvență al Hidroelectrică și faptul că reclamanta și-a pierdut dreptul la pretenții, deoarece nu le-a înregistrat în tabelul creditorilor.

În martie 2018 prima instanță a respins pretențiile Hidroconstrucției SA. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstrucția SA. Societatea a contestat de asemenea hotărârea, deoarece prevedea taxe administrative în sarcina Hidroelectrică.

În aprilie 2019, Curtea de Apel a trimis cauza primei instanțe pentru rejudecare. Dosarul a fost redeschis de prima instanță (dosarul nr. 11314/3/2021).

În aprilie 2022, instanța a dispus întocmirea unui raport de expertiză în construcții hidrotehnice și a unui raport de expertiză contabilă de către experți independenți. În cauza a fost întocmit raportul de expertiză în specialitatea construcții hidrotehnice, ambele părți formulând obiecțiuni față de conținutul acestuia. Instanța a admis în parte obiecțiunile formulate de părți, următorul termen de judecată, acordat pentru ca expertul să răspundă obiecțiunilor incuviințate, precum și față de lipsa raportului de expertiză contabilă, fiind stabilit pentru data de 17 iunie 2026.

32. DATORII CONTINGENTE (continuare)

Pe baza hotărârii inițiale a primei instanțe, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Societății și în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

32.2 Cadrul legislativ fiscal

Controalele fiscale sunt frecvente în România, constând din verificări amănunțite ale registrelor contabile ale contribuabililor. Astfel de controale au loc uneori după luni sau chiar ani de la stabilirea datoriilor fiscale. În consecință, societățile ar putea datora impozite și amenzi semnificative. În plus, legislația fiscală este supusă unor modificări frecvente, iar autoritățile manifestă de multe ori inconsecvențe în interpretarea legislației.

Declarațiile fiscale pot face obiectul revizuirii și corecțiilor de autoritățile fiscale, în general pentru o perioadă de cinci ani după ce au fost depuse la autoritățile fiscale.

Autoritățile fiscale române au efectuat controale fiscale cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroelectrica până la 20 iunie 2012, iar cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroserv până la 31 decembrie 2014.

Conducerea consideră că au fost recunoscute rezerve adecvate în situațiile financiare individuale pentru toate datoriile fiscale semnificative; cu toate acestea, persistă riscul ca autoritățile fiscale să aibă poziții diferite, acesta reprezentând un risc normal al mediului contabil/fiscal din România.

În anul 2025, Societatea-mamă a fost notificată de autoritățile fiscale cu privire la inițierea unei inspecții fiscale generale pentru perioada 2019 - 2024, care acoperă toate taxele și impozitele datorate bugetului de stat central. Inspecția se află în prezent în stadiul preliminar – stabilirea domeniului de aplicare și solicitări de informații.

32.3 Obligații de dezafectare

După cum este descris în Nota 5 a4), Grupul a identificat obligații de dezafectare în legătură cu facilitățile sale hidroenergetice. Conducerea estimează că, exceptând activele abandonate sau trecute în post-utilizare în urma deciziilor conducerii și cu excepția parcului eolian, pentru care sunt recunoscute provizioane de dezafectare (a se vedea Notele 22 și 28), apariția unor evenimente care ar necesita abandonarea sau trecerea în post-utilizare a altor active din domeniul public sau a hidrocentralor deținute de Grup până la sfârșitul contractului de concesiune (29 de ani de la 31 decembrie 2024) este improbabilă, având în vedere durata de viață utilă îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanță și modernizări.

33. PĂRȚI AFILIATE**a) Entitatea care controlează în ultimă instanță**

Entitatea care controlează în ultima instanță este statul român, reprezentat de Ministerul Energiei, cu o participație de 80,0561%.

b) Tranzacții cu personalul-cheie din conducere

Personalul-cheie din conducere include membrii Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere.

Remunerația Directoratului	2025	2024
Cheltuieli recunoscute în cursul anului		
Componenta fixă	14.500	3.945
Componenta variabilă	4.734	7.890
Reversarea excedentului recunoscut în anul precedent	(7.890)	-
Total	11.344	11.835
Plăți efectuate în cursul anului	2025	2024
Componenta fixă	14.500	3.945
Componenta variabilă (pentru anul precedent)	7.855	-
Total	22.355	3.945

Directoratul este format din 5 membri numiți pe o perioadă de 4 ani.

Remunerația directorilor executivi constă în: o indemnizație fixă lunară care nu poate depăși de cinci ori media salariului mediu brut lunar pe ultimele 12 luni (începând cu luna decembrie 2025) înainte de numire publicat de Institutul Național de Statistică (INS) pentru codul de activitate al Societății (CAEN) conform clasificării activităților din economia națională. și o componentă variabilă calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanțari. negociați și aprobați de adunarea generală a acționarilor.

În anul 2024, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat componenta variabilă anuală pentru membrii Directoratului, aceasta fiind limitată la 24 indemnizații brute lunare. Suma maximă anuală a componentei variabile pentru toți membrii Directoratului este 7.889.760 RON.

Conform deciziei Consiliului de Supraveghere, adoptată în interesul companiei și al tuturor acționarilor, având în vedere obligațiile care decurg din Jalonul 121 (PNRR), contextul instituit prin Decizia Comisiei Europene C(2025) 3490/28.05.2025, precum și statutul Hidroelectrica de emitent listat pe o piață reglementată, două dintre contractele de mandat au încetat prin acordul părților în luna septembrie 2025. Astfel, suma maximă a componentei variabile aferente anului 2025 s-a diminuat la 4.734 mii RON. În urma încetării, prin acordul părților, a celor două contracte de mandat, au fost stabilite compensații în valoare totală de 3.156 mii RON.

În data de 28 iulie 2025, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat noii indicatori-cheie de performanță financiari și nefinanțari rezultați din Planul de Administrare al Societății.

La data de 14 decembrie 2025, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat salariul lunar fix la de cinci ori salariul mediu brut lunar calculat conform celor descrise mai sus, în conformitate cu prevederile Legii 109/2011. În plus, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat indicatorii de performanță financiari și nefinanțari revizuiți.

33. PĂRȚI AFILIATE (continuare)

Grupul nu are obligații contractuale privind pensii pentru foștii directori.

Remunerația Consiliului de Supraveghere

	2025	2024
Cheltuieli recunoscute în cursul anului		
Componenta fixă	3.805	1.779
Componenta variabilă	991	1.777
Reversarea excedentului recunoscut în anul precedent	(1.777)	-
Total	3.019	3.556
Plăți efectuate în cursul anului	2025	2024
Componenta fixă	3.805	1.779
Componenta variabilă (pentru anul precedent)	1.726	-
Total	5.531	1.779

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri numiți pe o perioadă de 4 ani.

Remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere a fost aprobată prin hotărâri ale acționarilor în anii 2024 și 2025. Conform acestor hotărâri, remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere constă într-o indemnizație fixă lunară brută, egală cu de 2 ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de Societate (cod CAEN 3511), la nivel de clasă conform clasificăției activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii și o componenta variabilă a remunerației, calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari, negociați și aprobați de Adunarea Generală a Acționarilor.

În anul 2024, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat componenta variabilă anuală pentru membrii Consiliului de Supraveghere, aceasta fiind limitată la de 12 ori indemnizația fixă lunară. Suma maximă anuală a componentei variabile pentru toți membrii Consiliului de Supraveghere este 1.776.816 RON.

În data de 28 iulie 2025, Adunarea Generală Ordinara a Acționarilor a aprobat noii indicatori-cheie de performanță financiari și nefinanciari rezultați din Planul de Administrare al Societății.

Nu au fost acordate împrumuturi membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului în 2025 și 2024.

Nu au fost acordate / primite garanții către / de la membrii Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului.

33. PĂRȚI AFILIATE (continuare)**c) Tranzacții cu alte societăți în care statul detine control sau influență semnificativă**

În cursul normal al activității, Grupul are tranzacții cu alte entități în care statul detine control sau influență semnificativă, referitoare în principal la taxa pe apa uzinată, achiziția de energie electrică, servicii de transport și de sistem și vânzare de energie electrică, după cum urmează:

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2025	Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2025
Administrația Națională Apele Române	430.067	98.226
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrică din România)	680.444	152.173
OPCOM (operatorul pieței de energie electrică din România)	267.197	683
Distribuție Energie Electrică România	450.832	45.448
Alții	390.778	64.514
Total	2.219.318	361.044

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2024	Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2024
Administrația Națională Apele Române	502.739	69.381
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrică din România)	1.038.931	107.498
OPCOM (operatorul pieței de energie electrică din România)	22.478	150
Distribuție Energie Electrică România	293.620	59.657
Alții	50.688	1.062
Total	1.908.456	237.748

Client	Vânzări (fără TVA) 2025	Creanțe, valoare brută (cu TVA) 31 decembrie 2025	Pierdere din depreciere 31 decembrie 2025	Creanțe, valoare netă (cu TVA) 31 decembrie 2025
CNTEE Transelectrica S.A.	739.636	90.230	-	90.230
Operatorul Pieței De Energie Electrică Furnizare	686.612	428	-	428
Rompetrol Rafinare	302.854	25.785	-	25.785
Compania Municipală Termoelectrică	238.367	32.178	-	32.178
Alții	44.983	17.816	-	17.816
Total	502.158	168.584	(27.692)	140.892
	2.514.610	335.021	(27.692)	307.329

Client	Vânzări (fără TVA) 2024	Creanțe, valoare brută (cu TVA) 31 decembrie 2024	Pierdere din depreciere 31 decembrie 2024	Creanțe, valoare netă (cu TVA) 31 decembrie 2024
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrică din România)	1.946.834	192.449	-	192.449
OPCOM (operatorul pieței de energie electrică din România)	2.704.049	73.489	-	73.489
Electrică Furnizare	163.692	5.923	-	5.923
Rompetrol Rafinare	206.462	64.461	-	64.461
S.N.G.N Romgaz SA	52.005	5.610	-	5.610
Raja SA	14.861	5.132	-	5.132
SN Radiocomunicații SA	19.108	116	-	116
Compania Municipală Termoelectrică	36.713	6.213	-	6.213
Engie România	8.164	-	-	-
Alții	192.015	152.796	(34.085)	118.711
Total	5.343.903	506.189	(34.085)	472.104

Alți clienți includ în principal instituții publice, autorități locale și instituții de învățământ publice către care Grupul a furnizat energie electrică în 2025 și 2024.

33. PĂRȚI AFILIATE (continuare)

Solduri

Banca	Conturi curente	Depozite bancare	Conturi curente	Depozite bancare
	2025		2024	
Exim Bank (Banca Romaneasca)	120.779	1.167.145	605	1.573.286
CEC Bank	19.260	100.373	38.973	882.191
Total	140.039	1.267.518	39.578	2.455.477

Tranzacții

Banca	Depozite bancare constituite	Venituri din dobanzi	Depozite bancare constituite	Venituri din dobanzi
	2025		2024	
Exim Bank (Banca Romaneasca)	6.008.500	89.879	6.435.000	91.193
CEC Bank	250.000	7.210	3.079.832	54.005
Total	6.258.500	97.089	9.514.832	145.198

34. EVENIMENTE ULTERIOARE

La sfârșitul lunii februarie 2026, a avut loc un eveniment geopolitic semnificativ în Orientul Mijlociu, care a dus la creșterea tensiunilor regionale și la incertitudine. Ca urmare a creșterii tensiunilor geopolitice, începând cu februarie 2026, s-a înregistrat o creștere semnificativă a volatilității piețelor, precum și fluctuații ale prețurilor la energie, petrol și gaze. În acest context, sunt așteptate creșteri inflaționiste și perturbări în lanțurile globale de aprovizionare, precum și o încetinire a creșterii economice.

Grupul nu are expuneri directe către părți afiliate și/sau clienți sau furnizori cheie ori bănci din regiunea afectată.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Directie Financiara

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Catre actionarii Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.

Raport asupra auditului situatiilor financiare consolidate

Opinia

Am auditat situatiile financiare consolidate ale Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea”) si ale filialelor sale (impreuna denumite “Grupul”) cu sediul social in Bd. Ion Mihalache, nr. 15-17, etaj 10-15, sector 1, Bucuresti, Romania, identificata prin codul unic de inregistrare fiscala 13267213, care cuprind situatia consolidata a pozitiei financiare la data de 31 decembrie 2025, situatia consolidata a profitului sau pierderii si a altor elemente ale rezultatului global, situatia consolidata a modificarilor capitalului propriu si situatia consolidata a fluxurilor de numerar pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data si note la situatiile financiare consolidate, inclusiv un sumar al politicilor contabile materiale.

In opinia noastra, situatiile financiare consolidate anexate ofera o imagine fidela si justa a pozitiei financiare consolidate a Grupului la data de 31 decembrie 2025, ca si a performantei financiare consolidate si a fluxurilor de numerar consolidate ale acestuia pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data, in conformitate cu Standardele de Contabilitate IFRS, adaptate de UE.

Bazele opiniei

Noi am efectuat auditul conform Standardelor Internationale de Audit (ISA), Regulamentului (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului din 16 aprilie 2014 („Regulamentul (UE) nr. 537/2014”) si Legii nr. 162 /2017 („Legea 162/2017”). Responsabilitatile noastre conform acestor standarde sunt descrise mai detaliat in sectiunea „Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare consolidate” din raportul nostru. Suntem independenti fata de Grup conform Codului International de etica al profesionistilor contabili (inclusiv standardele internationale de independenta) emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Etica pentru Contabili (codul IESBA), aplicabil auditului situatiilor financiare ale entitatilor de interes public, conform cerintelor etice care sunt relevante pentru auditul situatiilor financiare ale entitatilor de interes public in Romania, inclusiv Regulamentul (UE) nr. 537/2014 si Legea 162/2017, si ne-am indeplinit responsabilitatile etice conform acestor cerinte si conform Codului IESBA. Consideram ca probele de audit pe care le-am obtinut sunt suficiente si adecvate pentru a constitui baza pentru opinia noastra.

Evidentierea unor aspecte

Atragem atentia asupra Notei 2 la situatiile financiare consolidate, care descrie faptul ca situatiile financiare consolidate anexate, au fost intocmite in legatura cu obligatiile de raportare ale Societatii conform Legii 24/2017 privind emitentii de instrumente financiare si operatiuni de piata. Asa cum este descris in Nota 2, Grupul a publicat si situatii financiare consolidate intocmite conform unui alt cadru de raportare cu scop general, Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, asupra carora am exprimat o opinie de audit nemodificata in raportul nostru emis in data de 26 martie 2026. Opinia noastra nu este emisa cu rezerve in legatura cu acest aspect.

Alte aspecte

Situatiile financiare consolidate ale Grupului pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2024, intocmite conform Standardelor Contabile IFRS, adoptate de UE, au fost auditate de catre un alt auditor care a emis o opinie nemodificata pe data de 26 martie 2025, cu un paragraf de evidentierea unor aspecte, in care auditorul a atras atentia asupra faptului ca Grupul a intocmit si un set de situatii financiare consolidate conform Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare.

Aspecte cheie de audit

Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, in baza rationamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanta pentru auditul situatiilor financiare consolidate din perioada curenta. Aceste aspecte au fost abordate in contextul auditului desfasurat asupra situatiilor financiare consolidate in ansamblu, si in formarea opiniei noastre asupra acestora, si nu emitem o opinie separata cu privire la aceste aspecte cheie.

Pentru fiecare aspect de mai jos, am prezentat in acel context o descriere a modului in care auditul nostru a abordat respectivul aspect.

Am indeplinit responsabilitatile descrise in sectiunea „Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare consolidate” din raportul nostru, inclusiv in legatura cu aceste aspecte cheie. In consecinta, auditul nostru a inclus efectuarea procedurilor proiectate sa raspunda la evaluarea noastra cu privire la riscul de erori semnificative in cadrul situatiilor financiare consolidate. Rezultatele procedurilor noastre de audit, inclusiv ale procedurilor efectuate pentru a aborda aspectele de mai jos, constituie baza pentru opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare consolidate anexate.

Aspectul cheie de audit	Modul în care auditul nostru a abordat aspectul-cheie de audit
Recunoasterea veniturilor din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul) Detalii referitoare la Veniturile din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali se regasesc la Nota 7 c) si Nota 11, iar detalii despre creantele comerciale aferente, inclusiv facturile de intocmit, se regasesc in Nota 20 In cursul anului 2025 Grupul a inregistrat venituri din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul) in suma de 5.503.747 mii lei. La 31 decembrie 2025, creantele comerciale brute pentru segmentul de furnizare erau in valoare de 1.749.816 mii lei, din care facturi de intocmit de 595.652 mii lei. Veniturile din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali sunt determinate pe baza consumului aferent fiecarui consumator, acesta fiind determinat pe baza citirilor de contor sau a volumelor estimate comunicate de operatorii de distributie, si a preturilor reglementate sau contractuale aplicabile. Grupul nu s-a putut baza pe sistemul sau informatic pentru a determina automat suma facturilor de intocmit din furnizarea de energie electrica catre consumatorii finali. Acest calcul implica un nivel ridicat de procesare manuala, din cauza volumului mare de date provenite din surse diverse, obtinute de Societate in luna urmatoare perioadei de livrare. Avand in vedere valoarea semnificativa a sumelor inregistrate, nivelul mare de procesare necesar pentru calcularea veniturilor din furnizarea energiei electrice pentru anul 2025, precum si a soldurilor creantelor comerciale si facturilor de intocmit la 31 decembrie 2025, cat si amploarea procedurilor noastre de audit asupra acestei arii, consideram ca acesta este un aspect cheie de audit.	
	Procedurile noastre de audit au inclus, dar nu s-au limitat la, urmatoarele proceduri: • Am obtinut o intelegere a procesului Grupului privind recunoasterea veniturilor din furnizarea energiei electrice catre clientii finali (vanzarea cu amanuntul); • Am obtinut confirmarea externa de la operatorul pietei de energie electrica (Transelectrica) referitoare la cantitatile de energie electrica transportate pentru segmentul de furnizare in cursul anului 2025 si le-am reconciliat cu cantitatile inregistrate de Grup; • Ne-am format in mod independent o asteptare privind veniturile din activitatea de furnizare, bazata pe cantitatile de energie electrica livrate, comunicate de operatorii de distributie in rapoartele lunare, si preturile medii de vanzare testate printr-un esantion de contracte; • Am testat un esantion de tranzactii selectate din veniturile din furnizarea de energie electrica recunoscute pe parcursul anului, prin compararea cantitatii facturate cu cantitatea consumata si a pretului de vanzare cu conditiile contractuale si cu cerintele legale stabilite prin mecanismul de plafonare; • Am evaluat nivelul facturilor de intocmit pentru furnizarea de energie electrica la sfarsitul anului, pe baza volumelor comunicate de operatorii de distributie si a preturilor medii contractuale; • Am analizat concordanta dintre facturile de intocmit pentru furnizarea de energie recunoscute la sfarsitul anului si sumele facturate in perioada de dupa data bilantului;

- Pentru un esantion din clientii industriali din segmentul de vanzare cu amanuntul, am obtinut confirmari externe pentru soldurile creantelor comerciale la sfarsitul anului;
- Pentru clientii casnici din segmentul de vanzare cu amanuntul, am obtinut analiza incasarilor ulterioare pentru soldurile creantelor comerciale la sfarsitul perioadei si, pentru un esantion de clienti, am reconcilat suma din sold cu documentele suport, cum ar fi facturile si extrasele bancare pentru sumele incasate dupa sfarsitul anului.

De asemenea, am evaluat caracterul adecvat al informatiilor prezentate de Grup in notele la situatiile financiare consolidate cu privire la veniturile din furnizarea energiei electrice catre clientii finali, precum si creantele comerciale si facturile de intocmit aferente.

Alte informatii

Alte informatii includ Raportul Anual, precum si Raportul de Remunerare, dar nu includ situatiile financiare consolidate si raportul nostru de audit cu privire la acestea. Conducerea este responsabila pentru alte informatii.

Opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare consolidate nu acopera alte informatii si nu exprimam nicio forma de concluzie de asigurare asupra acestora.

In legatura cu auditul efectuat de noi asupra situatiilor financiare consolidate, responsabilitatea noastra este de a citi aceste alte informatii si, facand acest lucru, de a analiza daca acestea nu sunt in concordanta, in mod semnificativ, cu situatiile financiare consolidate sau cunostintele pe care le-am obtinut in urma auditului sau daca acestea par sa includa erori semnificative. Daca, in baza activitatii desfasurate, ajungem la concluzia ca exista erori semnificative cu privire la aceste alte informatii, noi trebuie sa raportam acest lucru. Nu avem nimic de raportat in acest sens.

Responsabilitatea conducerii si a persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situatiile financiare consolidate

Conducerea Grupului are responsabilitatea intocmirii si prezentarii fidele a situatiilor financiare consolidate in conformitate cu Standadele de Contabilitate IFRS, adoptate de UE, si pentru acel control intern pe care conducerea il considera necesar pentru a permite intocmirea de situatii financiare consolidate care sunt lipsite de denaturari semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare.

La intocmirea situatiilor financiare consolidate, conducerea este responsabila sa evalueze abilitatea Grupului de a-si desfasura activitatea conform principiului continuitatii activitatii si sa prezinte, daca este cazul, aspectele referitoare la continuitatea activitatii si folosirea principiului continuitatii activitatii, mai putin in cazul in care conducerea intentioneaza sa lichideze Grupul sau sa ii inceteze activitatea sau nu are nicio alternativa reala decat sa procedeze astfel.

Persoanele responsabile cu guvernanta au responsabilitatea supravegherii procesului de raportare financiara a Grupului.

Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare consolidate

Obiectivele noastre constau in obtinerea unei asigurari rezonabile privind masura in care situatiile financiare consolidate, luate in ansamblu, nu contin denaturari semnificative cauzate de eroare sau fraudă si de a emite un raport de audit care sa includa opinia noastra. Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, insa nu este o garantie ca un audit desfasurat in conformitate cu standardele ISA va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa, daca aceasta exista. Denaturarile pot fi cauzate fie de fraudă fie de eroare si sunt considerate semnificative daca se poate preconiza, in mod rezonabil, ca acestea, atat la nivel individual sau luate in ansamblu, vor influenta deciziile economice ale utilizatorilor luate in baza acestor situatii financiare consolidate.

Ca parte a unui audit in conformitate cu standardele ISA, ne exercitam rationamentul profesional si ne mentinem scepticismul profesional pe intreg parcursul auditului. De asemenea:

- ▶ Identificam si evaluam riscurile de denaturare semnificativa a situatiilor financiare consolidate, cauzate fie de fraudă fie de eroare, stabilim si efectuam proceduri de audit care sa raspunda acestor riscuri si obtinem probe de audit suficiente si adecvate pentru a constitui o baza pentru opinia noastra. Riscul de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de fraudă este mai ridicat decat cel de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de eroare, deoarece fraudă poate include complicitate, falsuri, omisiuni intentionate, declaratii false sau evitarea controlului intern.
- ▶ Intelegem controlul intern relevant pentru audit pentru a stabili procedurile de audit adecvate in circumstantele date, dar nu si in scopul exprimarii unei opinii asupra eficacitatii controlului intern al Grupului.

- ▶ Evaluăm gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate și rezonabilitatea estimărilor contabile și a prezentărilor aferente de informații realizate de către conducere.
- ▶ Concluzionăm asupra caracterului adecvat al utilizării de către conducere a principiului continuității activității, și determinăm, pe baza probelor de audit obținute, dacă există o incertitudine semnificativă cu privire la evenimente sau condiții care ar putea genera îndoieli semnificative privind capacitatea Grupului de a-și continua activitatea. În cazul în care concluzionăm că există o incertitudine semnificativă, trebuie să atragem atenția, în raportul de audit, asupra prezentărilor aferente din situațiile financiare consolidate sau, în cazul în care aceste prezentări sunt neadecvate, să ne modificăm opinia. Concluziile noastre se bazează pe probele de audit obținute până la data raportului nostru de audit. Cu toate acestea, evenimente sau condiții viitoare pot determina ca Grupul să nu își mai desfășoare activitatea în baza principiului continuității activității.
- ▶ Evaluăm prezentarea, structura și conținutul general al situațiilor financiare consolidate, inclusiv al prezentărilor de informații, și măsură în care situațiile financiare consolidate reflectă tranzacțiile și evenimentele de bază într-o manieră care realizează prezentarea fidelă.
- ▶ Planificăm și efectuăm auditul de grup pentru a obține suficiente probe de audit adecvate cu privire la informațiile financiare ale entităților sau activităților de afaceri din cadrul Grupului ca bază pentru formarea unei opinii asupra situațiilor financiare consolidate. Suntem responsabili pentru îndrumarea, supravegherea și revizuirea procedurilor de audit în scopul auditului la nivelul grupului. Suntem singurii responsabili pentru opinia noastră de audit.

Comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, obiectivele planificate și programarea în timp a auditului, precum și constatarile semnificative ale auditului, inclusiv orice deficiențe semnificative ale controlului intern, pe care le identificăm pe parcursul auditului nostru.

De asemenea, prezentăm persoanelor responsabile cu guvernanta o declarație cu privire la conformitatea noastră cu cerințele etice privind independența și le comunicăm toate relațiile și alte aspecte care pot fi considerate, în mod rezonabil, ca ar putea să ne afecteze independența și, unde este cazul, acțiunile întreprinse pentru eliminarea amenințărilor cu privire la independența sau măsurile de protecție aplicate pentru a reduce acele amenințări.

Dintre aspectele pe care le comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, stabilim acele aspecte care au avut cea mai mare importanță în cadrul auditului asupra situațiilor financiare consolidate din perioada curentă și, prin urmare, reprezintă aspecte cheie de audit.

Raport cu privire la alte cerinte legale si de reglementare

Raportare asupra unor informatii, altele decat situatiile financiare consolidate si raportul nostru de audit asupra acestora

Pe langa responsabilitatile noastre de raportare conform standardelor ISA si descrise in sectiunea „Alte informatii”, referitor la Raportul Anual si Raportul de remunerare, noi am citit aceste rapoarte si raportam urmatoarele:

- a) in Raportul Anual nu am identificat informatii care sa nu fie consecvente, sub toate aspectele semnificative, cu informatiile prezentate in situatiile financiare consolidate la data de 31 decembrie 2025, atasate;
- b) Raportul Anual, cu exceptia raportului de durabilitate care face obiectul unei misiuni separate de asigurare , include, sub toate aspectele semnificative, informatiile cerute de Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, Anexa 1, articolele 15-19 si articolele 26-27;
- c) pe baza cunostintelor noastre si a intelegerii dobandite in cursul auditului situatiilor financiare consolidate intocmite la data de 31 decembrie 2025 cu privire la Grup si la mediul acesteia, nu am identificat informatii eronate semnificative prezentate in Raportul Anual (excludem aici raportul de durabilitate care face obiectul unei misiuni separate de asigurare);
- d) Raportul de remunerare identificat mai sus, include, sub toate aspectele semnificative, informatiile cerute de articolul 107 (1) si (2) din Legea 24/2017 privind emitentii de instrumente financiare si operatiuni de piata.

Alte cerinte privind cuprinsul raportului de audit conform Regulamentului (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului

Numirea si aprobarea auditorului

Am fost numiti auditori ai Grupului de catre Adunarea Generala a Actionarilor la data de 28 iulie 2025 pentru a audita situatiile financiare consolidate ale exercitiului financiar incheiat la 31 decembrie 2025. Durata totala de misiune continua, inclusiv reinnoirile (prelungirea perioadei pentru care am fost numiti initial) si renumirile anterioare drept auditori a fost de un an, acoperind exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025.

Consecventa cu raportul suplimentar adresat Comitetului de Audit

Opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare consolidate exprimata in acest raport este in concordanta cu raportul suplimentar adresat Comitetului de Audit al Societatii, pe care l-am emis in aceeasi data in care am emis si acest raport.

Servicii non-audit

Nu am furnizat Grupului servicii non-audit interzise mentionate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului si ramanem independenti fata de Grup pe durata auditului.

Nu am furnizat Societatii si entitatilor controlate de aceasta alte servicii decat cele de audit statutar si cele prezentate in raportul anual si in situatiile financiare.

Raport asupra conformitatii formatului electronic al situatiilor financiare consolidate incluse in raportul anual consolidat cu cerintele Regulamentului ESEF.

Am efectuat un angajament de asigurare rezonabila asupra conformitatii situatiilor financiare consolidate ale Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea”) si ale filialelor sale (impreuna denumite “Grupul”) pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025, incluse in fisierul electronic anexat „Pachet de raportare Societatea de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A..zip” (identificat cu 787200IISRQX09PRB732-2025-12-31-1-ro.zip (986bd21c9548dde3d67920951a590fe1b7bb13c8a197537737ed613c87ec1e07)) cu cerintele Regulamentul delegat (UE) 2019/815 al Comisiei din 17 decembrie 2018 de completare a Directivei 2004/109/CE a Parlamentului European si a Consiliului in ceea ce priveste standardele tehnice de reglementare privind specificarea unui format de raportare electronic unic („Regulamentul ESEF”). Opinia noastra este exprimata exclusiv in ceea ce priveste formatul electronic al situatiilor financiare consolidate si nu adreseaza alte informatii incluse in raportul anual consolidat.

Descrierea obiectului si a criteriilor aplicabile

Conducerea a intocmit formatul electronic al situatiilor financiare consolidate ale Grupului pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025 in conformitate cu cerintele Regulamentului ESEF si pentru a se conforma cu acestea.

Cerintele de intocmire a situatiilor financiare consolidate in format ESEF sunt specificate in Regulamentul ESEF si reprezinta, in opinia noastra, criteriile aplicabile astfel incat sa exprimam o opinie de asigurare rezonabila.

Responsabilitatile conducerii si ale persoanelor responsabile cu guvernanta

Conducerea Grupului este responsabila de conformitatea cu cerintele Regulamentului ESEF la intocmirea formatului electronic al situatiilor financiare consolidate in XHTML. Aceasta responsabilitate include selectarea si aplicarea etichetelor iXBRL adecvate utilizand taxonomia specificata in Regulamentul ESEF si pentru a asigura consecventa intre formatul electronic, lizibil pentru om, al situatiilor financiare consolidate (XHTML) si situatiile financiare consolidate auditate. Responsabilitatea conducerii Grupului include, de asemenea, proiectarea, implementarea si mentinerea controalelor interne pe care le considera necesare pentru a permite intocmirea de situatii financiare consolidate in format ESEF care sa fie lipsite de denaturari semnificative raportate la Regulamentul ESEF.

Persoanele responsabile cu guvernanta au responsabilitatea supravegherii procesului de raportare financiara in ceea ce priveste intocmirea situatiilor financiare consolidate ale Grupului, inclusiv aplicarea Regulamentului ESEF.

Responsabilitatea auditorului

Responsabilitatea noastra este de a exprima o opinie de asigurare rezonabila asupra conformitatii formatului electronic al situatiilor financiare consolidate cu cerintele Regulamentului ESEF.

Am efectuat o misiune de asigurare rezonabila in conformitate cu ISAE 3000 (revizuit) „Misiunile de asigurare, altele decat auditul sau revizuirea informatiilor financiare istorice” [ISAE 3000 (revizuit)]. Aceste standarde preved ca noi sa respectam standardele etice si sa planificam si sa ne desfasuram misiunea astfel incat sa obtinem o asigurare rezonabila privind masura in care formatul electronic al situatiilor financiare consolidate ale Grupului este intocmit, sub toate aspectele semnificative, in conformitate cu criteriile aplicabile mentionate mai sus. Natura, plasarea in timp si extinderea procedurilor selectate depind de rationamentul nostru, incluzand o evaluare a riscului de denaturare semnificativa raportata la cerintele Regulamentului ESEF cauzata fie de fraudă, fie de eroare.

Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, insa nu este o garantie ca misiunea de asigurare desfasurata in conformitate cu ISAE 3000 (revizuit) va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa raportata la cerinte, daca aceasta exista.

Independenta noastra si managementul calitatii

Aplicam Standardul International de Management al Calitatii 1, Managementul Calitatii pentru firmele care efectuează audituri sau revizui ale situatiilor financiare sau alte misiuni de asigurare sau servicii conexe, care necesita proiectarea, implementarea și operarea unui sistem de management al calitatii, inclusiv politici sau proceduri privind conformitatea cu cerintele etice, standardele profesionale si cerintele legale si de reglementare aplicabile. Ne-am mentinut independenta si confirmam ca am respectat cerintele privind etica si independenta impuse de Codul International de etica al profesionistilor contabili (inclusiv standardele internationale de independenta) emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Etica pentru Contabili (codul IESBA).

Sumarul procedurilor efectuate

Obiectivul procedurilor pe care le-am planificat si le-am desfasurat a constat in obtinerea unei asigurari rezonabile ca formatul electronic al situatiilor financiare consolidate este intocmit, sub toate aspectele semnificative, in conformitate cu cerintele Regulamentului ESEF. In desfasurarea evaluarii noastre asupra conformitatii cu cerintele Regulamentului ESEF a formatului electronic de raportare al situatiilor financiare consolidate ale Grupului, ne-am mentinut scepticismul profesional si am aplicat rationamentul profesional. De asemenea:

- ▶ am obtinut o intelegere a controlului intern si procesele legate de aplicarea Regulamentului ESEF in ceea ce priveste situatiile financiare consolidate ale Grupului, inclusiv intocmirea situatiilor financiare consolidate ale Grupului in format XHTML si etichetarea in limbaj care poate fi citit automat (iXBRL);
- ▶ am testat validitatea formatului XHTML aplicat;
- ▶ am verificat daca formatul electronic, lizibil pentru om, al situatiilor financiare consolidate (XHTML) corespunde situatiilor financiare consolidate auditate;
- ▶ am evaluat caracterul complet al etichetarii informatiilor din situatiile financiare consolidate utilizand limbajul care poate fi citit automat (iXBRL) conform cerintelor Regulamentului ESEF;

Shape the future

- ▶ am evaluat caracterul adecvat al etichetelor iXBRL aplicate, selectate din taxonomia de baza si crearea extensiilor pentru elementele din taxonomia extinsa specificata in Regulamentul ESEF, in cazul in care nu au existat elemente adecvate in taxonomia de baza;
- ▶ am evaluat ancorarea extensiilor taxonomiei de elementele din taxonomia extinsa specificata in Regulamentul ESEF.

Consideram ca probele pe care le-am obtinut sunt suficiente si adecvate pentru a constitui baza pentru opinia noastra.

Opinie asupra conformitatii formatului electronic al situatiilor financiare consolidate cu cerintele Regulamentului ESEF

Pe baza procedurilor pe care le-am desfasurat, in opinia noastra , formatul electronic al situatiilor financiare consolidate ale Grupului pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025, este intocmit, sub toate aspectele semnificative, in conformitate cu cerintele Regulamentului ESEF.

In numele,

Ernst & Young Assurance Services SRL
Bd. Ion Mihalache 15-17, etaj 21, Bucuresti, Romania

Inregistrat in Registrul Public electronic cu nr. FA77



Nume Auditor / Partener: Alexandru Lupea
Inregistrat in Registrul Public electronic cu nr. AF273

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)
Firma de audit: ERNST & YOUNG ASSURANCE SERVICES S.R.L.
Registrul Public Electronic: FA77

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)
Auditor financiar: Lupea Alexandru
Registrul Public Electronic: AF273

Bucuresti, Romania
26 martie 2026

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA SA
Societate administrata in sistem dualist



SITUATII FINANCIARE INDIVIDUALE
pentru anul încheiat la
31 decembrie 2025

Întocmite in conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016
cu modificările ulterioare

CUPRINS

PAGINA:

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

SITUAȚIA INDIVIDUALA A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025

1 - 2

SITUAȚIA INDIVIDUALA A PROFITULUI SAU PIERDERII ȘI ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

3

SITUAȚIA INDIVIDUALA A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

4 - 5

SITUAȚIA INDIVIDUALA A FLUXURILOR DE NUMERAR PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

6 - 7

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INDIVIDUALE LA DATA ȘI PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

8 - 96

BAZELE ÎNTOCMIRII

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE	8
2. BAZELE CONTABILITĂȚII	12
3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE	13
4. STANDARDE EMISE CARE NU SUNT ÎNCA ÎN VIGOARE	13
5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI ESTIMĂRILOR CONTABILE	14
6. BAZELE EVALUĂRII	24
7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE	24
8. MODIFICĂRI POLITICI CONTABILE	43
9. COMPARATIVE	43

PERFORMANȚA FINANCIARĂ

10. SEGMENTE OPERATIONALE	43
11. VENITURI	46
12. ALTE VENITURI	48
13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE	49
14. REZULTATUL FINANCIAR	51
15. REZULTATUL PE ACȚIUNE	51

BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR	52

IMPOZIT PE PROFIT

17. IMPOZIT PE PROFIT	56

ACTIVE

18. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR ȘI NUMERAR RESTRICȚIONAT	59
19. INVESTIȚII ÎN DEPOZITE	60
20. CREAȚE COMERCIALE	60
21. ALTE ACTIVE	61
22. IMOBILIZĂRI CORPORALE	62
23. INVESTIȚII ÎN FILIALE	71

CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII

24. CAPITAL ȘI REZERVE	72
25. ÎMPRUMUTURI	74
26. DATORII COMERCIALE	76
27. ALTE DATORII	77
28. VENITURI ÎN AVANS	77

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A.

Situatii financiare individuale

LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

29. PROVIZIOANE	78
INSTRUMENTE FINANCIARE	
30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI	80
ALTE INFORMAȚII	
31. ANGAJAMENTE	86
32. DATORII CONTINGENTE	87
33. PĂRȚI AFILIAȚE	90
34. EVENIMENTE ULTERIOARE	96

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA SA Societate administrata in sistem dualist
SITUATIA INDIVIDUALA A POZITIEI FINANCIARE
 LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	22	19.292.990.942	19.686.065.023
Imobilizări necorporale		48.307.096	36.206.966
Investiții in filiale	23	315.226.810	315.226.810
Numerar restricționat	18	23.057.471	-
Alte active imobilizate	21	472.139.579	275.702.809
Total active imobilizate		20.151.721.898	20.313.201.608
Active circulante			
Stocuri		69.851.954	68.696.720
Creanțe comerciale	20	1.697.693.169	1.632.834.052
Investiții in depozite	19	3.732.016.142	3.475.932.995
Numerar și echivalente de numerar	18	816.143.749	1.356.523.240
Numerar restricționat	18	32.666.071	21.057.471
Alte active circulante	21	57.873.032	21.662.777
Total active circulante		6.406.244.117	6.576.707.255
Total active		26.557.966.015	26.889.908.863
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social	24	4.498.025.670	4.498.025.670
Ajustarea la inflație a capitalului social	24	1.028.872.000	1.028.872.000
Patrimoniu public		45.324.243	45.324.243
Rezerva din reevaluare	24	11.088.735.173	11.555.225.745
Alte rezerve	24	1.017.729.953	1.017.729.953
Rezultat reportat		4.431.870.117	4.671.250.019
Total capitaluri proprii		22.110.557.156	22.816.427.630
Datorii			
Datorii pe termen lung			
Împrumuturi bancare	25	118.358.036	207.846.322
Datorii aferente contractelor de leasing		61.511.401	70.110.288
Venituri in avans	28	146.636.351	156.271.412
Datorii privind impozitul pe profit curent	17	7.743.356	8.116.947
Datorii privind impozitul amânat	17	1.393.785.861	1.456.172.881
Beneficiile angajaților	16	126.030.247	116.454.138
Provizioane	29	1.009.131.883	943.504.704
Datorii comerciale	26	14.900.534	998.585
Alte datorii	27	54.695.970	54.659.563
Total datorii pe termen lung		2.932.793.639	3.014.134.840

(continuare la pagina 2)

SITUATIA INDIVIDUALA A POZITIEI FINANCIARE

LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate in RON, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Datorii curente			
Împrumuturi bancare	25	94.957.232	92.886.954
Datorii aferente contractelor de leasing		10.136.499	9.244.000
Datorii comerciale	26	819.409.878	475.115.635
Datorii aferente contractelor cu clienții	11	48.391.638	97.786.127
Datorii privind impozitul pe profit curent	17	175.454.931	56.869.918
Venituri in avans	28	5.594.476	6.133.103
Beneficiile angajaților	16	87.070.447	79.929.776
Provizioane	29	146.263.699	124.382.716
Taxa pentru producătorii de energie electrica	13E	-	2.135.558
Alte datorii	27	127.336.420	114.862.606
Total datorii curente		1.514.615.220	1.059.346.393
Total datorii		4.447.408.859	4.073.481.233
Total capitaluri proprii și datorii		26.557.966.015	26.889.908.863

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare individuale.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA SA administrata in sistem dualist
SITUATIA INDIVIDUALA A PROFITULUI SAU PIERDERII ȘI A ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	2025	2024
Venituri	11	9.622.795.031	9.123.148.860
Alte venituri	12	35.053.501	148.936.882
Apa uzinată	13A	(444.764.067)	(517.805.427)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților	16	(778.485.394)	(676.554.906)
Transport și distribuție de energie electrică	13C	(1.634.837.904)	(1.228.392.210)
Energie electrică achiziționată	13B	(911.358.305)	(208.848.067)
Cheltuieli cu certificatele verzi	13D	(354.337.865)	(273.534.123)
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	22	(871.938.024)	(896.091.345)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale, net	22	(99.463.122)	(39.493.787)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	20	(32.317.469)	(67.936.740)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile		(340.793.731)	(303.342.358)
Taxa pentru producătorii de energie electrica	13E	(122.721.182)	(234.654.212)
Alte cheltuieli de exploatare	13F	(381.234.519)	(298.236.230)
Profit din exploatare		3.685.596.950	4.527.196.337
Venituri financiare	14	315.256.803	337.849.633
Cheltuieli financiare	14	(85.411.116)	(84.617.159)
Rezultat financiar net		229.845.687	253.232.474
Profit înainte de impozitare		3.915.442.637	4.780.428.811
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	(577.925.516)	(708.877.229)
Profit net		3.337.517.121	4.071.551.582
Rezultat pe acțiune			
Rezultatul pe acțiune de baza si diluat (RON)	15	7,42	9,05
Alte elemente ale rezultatului global			
Ajustări ale rezervei din reevaluare, net de impozit		(510.200)	(770.110)
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit		351.628	1.383.073
Total alte elemente ale rezultatului global		(158.572)	612.963
Rezultat global		3.337.358.549	4.072.164.545

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare individuale.

Bogdan-Nicolae BADEA Președinte Directorat	Radu Ioan CONSTANTIN Membru Directorat	Ianăș RĂDOI Membru Directorat
Petronel CHIRIAC Director Direcție Financiară		Marian FETIȚA Manager Departament Contabilitate

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA SA Societate administrata in sistem dualist
SITUATIA INDIVIDUALA A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, dacă nu este indicat altfel)

	Capital social	Ajustarea la inflație a capitalului social	Patrimoniu public	Rezerva din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	12.047.813.106	1.017.729.953	6.399.236.025	25.037.000.997
Rezultat global							
Profit net	-	-	-	-	-	4.071.551.582	4.071.551.582
Alte elemente ale rezultatului global							
Mișcarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizărilor corporale	-	-	-	(770.110)	-	-	(770.110)
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	-	-	-	-	-	1.383.073	1.383.073
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(770.110)	-	1.383.073	612.963
Total rezultat global	-	-	-	(770.110)	-	4.072.934.655	4.072.164.545
Tranzacții cu acționarii Societății							
Contribuții si distribuiri							
Dividende (Nota 24)	-	-	-	-	-	(6.292.737.912)	(6.292.737.912)
Total tranzacții cu acționarii Societății	-	-	-	-	-	(6.292.737.912)	(6.292.737.912)
Alte modificări ale capitalurilor proprii							
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale (Nota 24)	-	-	-	(491.817.251)	-	491.817.251	-
Sold la 31 decembrie 2024	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	11.555.225.745	1.017.729.953	4.671.250.019	22.816.427.630

(continuare in pagina 5)

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA SA Societate administrata in sistem dualist
SITUATIA INDIVIDUALA A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate în RON, dacă nu este indicat altfel)

	Capital social	Ajustarea la inflație a capitalului social	Patrimoniu public	Rezerva din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	11.555.225.745	1.017.729.953	4.671.250.019	22.816.427.630
Rezultat global							
Profit net	-	-	-	-	-	3.337.517.121	3.337.517.121
Alte elemente ale rezultatului global							
Mișcarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizărilor corporale	-	-	-	(510.200)	-	-	(510.200)
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	-	-	-	-	-	351.628	351.628
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(510.200)	-	351.628	(158.572)
Total rezultat global	-	-	-	(510.200)	-	3.337.868.749	3.337.358.549
Tranzacții cu acționarii Societății							
Contribuții și distribuiri							
Dividende (Nota 24)	-	-	-	-	-	(4.043.229.023)	(4.043.229.023)
Total tranzacții cu acționarii Societății	-	-	-	-	-	(4.043.229.023)	(4.043.229.023)
Alte modificări ale capitalurilor proprii							
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale (Nota 24)	-	-	-	(465.980.372)	-	465.980.372	-
Sold la 31 decembrie 2025	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	11.088.735.173	1.017.729.953	4.431.870.117	22.110.557.156

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare individuale.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

SITUAȚIA INDIVIDUALA A FLUXURILOR DE NUMERAR

PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate in RON, dacă nu este indicat altfel)

Fluxuri de numerar din activități de exploatare:	Nota	2025	2024
Profit net		3.337.517.121	4.071.551.582
<i>Ajustări pentru:</i>			
Amortizarea imobilizărilor corporale	22	866.441.920	893.257.152
Amortizarea imobilizărilor necorporale		5.496.104	2.834.193
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale, net	22	99.463.122	39.493.787
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	20	32.317.469	67.936.740
Ajustări pentru deprecierea stocurilor		(415.518)	(580.592)
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli		21.511.010	(14.252.468)
Pierderi din cedări de imobilizări corporale	13F	2.448.872	5.489.339
Pierderi din diferențe de curs valutar		6.505.363	(211.220)
Venituri din dobânzi	14	(271.083.441)	(327.958.055)
Cheltuieli cu dobânzile	14	21.379.170	26.117.608
Dobânda aferentă provizionului de dezafectare		65.869.790	58.476.191
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	577.925.516	708.877.229
		4.765.376.498	5.531.031.486
Modificări în:			
Creanțe comerciale		(97.176.586)	1.346.618.362
Stocuri		(739.717)	(7.318.385)
Numerar restricționat		(34.666.071)	80.000.000
Alte active		(239.968.113)	43.876.820
Datorii comerciale		247.729.683	48.011.627
Venituri în avans		(10.173.688)	25.456.959
Beneficiile angajaților		7.745.756	7.418.002
Alte datorii		(45.755.984)	110.140.309
Numerar generat din activități de exploatare		4.592.371.778	7.185.235.180
Dobânzi plătite		(12.239.091)	(18.840.756)
Impozit pe profit plătit		(522.168.092)	(831.670.339)
Numerar net din activitatea de exploatare		4.057.964.595	6.334.724.085
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale		(463.450.774)	(280.713.219)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale		(17.561.973)	(287.734)
Plăți pentru depozite deținute în scop investițional		(9.080.000.000)	(6.950.000.000)
Încasări din depozite deținute în scop investițional		8.815.000.000	7.850.000.000
Încasări din răscumpărarea obligațiunilor corporative		--	353.331.500
Dobânzi încasate		287.321.382	301.699.785
Plăți reprezentând aport la capitalul social al subsidiarelor	23	-	(244.650.000)
Numerar net din/(utilizat în) activitatea de investiții		(458.691.365)	1.029.380.332

(continuare la pagina 7)

SITUAȚIA INDIVIDUALA A FLUXURILOR DE NUMERAR

PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate in RON, dacă nu este indicat altfel)

Fluxuri de numerar din activități de exploatare:	Nota	2025	2024
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:			
Rambursări de împrumuturi	25	(93.673.821)	(92.349.679)
Plăți aferente contractelor de leasing	25	(9.486.038)	(6.436.017)
Dividende plătite	24	(4.036.492.863)	(6.287.085.221)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(4.139.652.722)	(6.385.870.917)
 Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(540.379.492)	978.233.500
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	18	1.356.423.240	378.289.740
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	18	816.143.748	1.356.523.240

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare individuale.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE

(a) Informații generale despre Societate

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica SA („Societatea” sau „Hidroelectrica”) este o Societate pe acțiuni, înregistrată în România. Sediul social al Societății este Bd. Ion Mihalache nr. 15 - 17, Clădirea Tower Center, etajele 10 - 15, Sector 1, București. Societatea este înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului sub nr. J40/7426/2000 și are cod unic de înregistrare 13267213.

Aceste situații financiare sunt situațiile financiare individuale (neconsolidate) ale Societății de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica SA.

Societatea are ca principale obiecte de activitate producerea de energie electrică (hidro și eoliană) și furnizarea de energie electrică consumatorilor finali.

La 31 decembrie 2025, Statul Roman prin Ministerul Energiei are o deținere de 360.094.390 acțiuni, reprezentând 80,0561 % din capitalul social și din totalul drepturilor de vot. Restul acțiunilor sunt tranzacționate pe Bursa de Valori București după cum urmează: 75.600.136 acțiuni, reprezentând 16,8074% din capitalul social sunt deținute de către persoane juridice și 14.108.041 acțiuni reprezentând 3,1365% din capitalul social sunt deținute de către persoane fizice.

Societatea este administrată în sistem dualist, de către Consiliul de Supraveghere și Directorat.

Între 23 iunie și 4 iulie 2023, Societatea a derulat o ofertă publică inițială. Alocarea acțiunilor a fost realizată în data de 5 iulie 2023, oferta totală cuprinzând întreaga deținere a Fondului Proprietatea, și anume 89.708.177 acțiuni, reprezentând 19,9439% din capitalul social al Societății.

Prima zi de tranzacționare a acțiunilor Hidroelectrica la Bursa de Valori București a fost 12 iulie 2023.

Lista filialelor

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 Hidroelectrica are următoarele filiale:

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participație la 31 decembrie 2025	% participație la 31 decembrie 2024
Hidroserv SA (Societate în reorganizare)	Servicii în sectorul energetic (întreținere, reparații, construcții)	București , România	100%	100%
Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice SRL	Fabricarea de motoare și turbine	Reșița, România	100%	100%

Hidroserv SA a intrat în procedura de insolvență în octombrie 2016. În 2020, a fost aprobat un plan de reorganizare a filialei de către Adunarea Creditorilor și confirmat de judecătorul sindic. Pe data de 25 iunie 2025, procedura insolvenței a fost finalizată.

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE

În 22 februarie 2023, Societatea a fost declarată câștigătoare a procedurii de vânzare a liniilor de business ABC și platforma Calnicel, ale UCM Reșița SA. În ianuarie 2024, Societatea a înființat o nouă filială, Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice SRL, prin care a preluat afacerea de la U.C.M. Reșița SA. Tranzacția a fost finalizată în data de 11 martie 2024.

Toate veniturile sunt obținute în România.

(b) Cadrul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei („ANRE”).

Principalele responsabilități ale ANRE includ: licențierea entităților care activează în sectorul energetic, emiterea reglementărilor aplicabile pieței de energie electrică, aprobarea prețurilor și tarifelor reglementate și emiterea metodologiilor pentru stabilirea prețurilor și tarifelor reglementate.

(c) Principalele activități ale Societății

Producerea de energie electrică și servicii de sistem

Societatea produce energie electrică prin exploatarea a 188 de hidrocentrale și microhidrocentrale, inclusiv 5 stații de pompare (principalele capacități de producție fiind Porțile de Fier I și Porțile de Fier II, care reprezintă aproximativ 40% din totalul energiei electrice produse) și 36 de turbine eoliene de câte 3 MW fiecare.

Energia electrică produsă este vândută atât pe piața angro, cât și pe piața cu amănuntul (furnizare către consumatorii finali).

La 1 ianuarie 2023 a fost implementat de Guvern un mecanism de achiziție centralizată a energiei electrice, prin care producătorii de energie electrică vor vinde cantitatea de energie electrică disponibilă (necontractată până în noiembrie 2022) către operatorul pieței, OPCOM, la prețul fix de 450 RON/MWh.

În martie 2024 Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 32/28.03.2024) prin care, începând cu data de 1 aprilie 2024, mecanismul MACEE devine voluntar, lăsând producătorilor posibilitatea de a vinde energia la prețul de 400 RON/MWh până la data de 31 decembrie 2024. Astfel, pentru anul 2024, prețul plătit de achizitorul unic (OPCOM) producătorilor de energie electrică care vând energia electrică prin intermediul MACEE în cadrul licitațiilor lunare este după cum urmează:

- 450 RON/MWh pentru energia contractată până la data de 31 martie 2024;
- 400 RON/MWh pentru energia contractată începând cu data de 1 aprilie 2024.

Începând cu 1 ianuarie 2025, mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice a fost eliminat.

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE

Hidroelectrica SA furnizează, de asemenea, servicii de sistem către operatorul sistemului energetic național, Transelectrica. Serviciile de sistem presupun punerea la dispoziția Transelectrica a unei capacități convenite de producere a energiei electrice într-o anumită perioadă de timp, astfel încât să permită operatorului de sistem să realizeze echilibrarea permanentă a sistemului energetic.

Furnizarea de energie electrică către consumatorii finali

Piața energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată și toți consumatorii sunt liberi să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care pot achiziționa energie electrică la prețuri negociate.

Societatea furnizează energie electrică la tarife negociate atât consumatorilor industriali, cât și consumatorilor casnici. Tariful de furnizare include, pe lângă prețul energiei electrice, costurile de transport și distribuție a energiei electrice (a se vedea politica contabilă 7 (c)), contribuția la schema de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență, și costul certificatelor verzi (a se vedea secțiunea privind *certIFICATELE VERZI*).

Începând cu 1 noiembrie 2021, din cauza creșterii semnificative a prețurilor energiei pe piețele internaționale și naționale și a impactului acestora asupra consumatorilor din România, Guvernul a implementat scheme de sprijin pentru consumatori, după cum urmează:

- plafonarea tarifelor de furnizare a energiei electrice pentru consumatorii casnici și non-casnici până la data de 30 iunie 2025. Diferența între prețul plafonat și costul reglementat a fost acoperit parțial printr-o subvenție acordată de stat pentru a compensa impactul mecanismului de plafonare. Pe măsură ce Societatea depune cererile de rambursare la autoritățile competente, în conformitate cu legislația în vigoare, creanța și venitul aferent sunt înregistrate în contabilitate (Nota 11). Impactul acestui mecanism asupra performanței financiare a societății în anul 2025 a fost diminuarea veniturilor ca urmare a plafonării prețurilor cu 46 milioane RON.

Certificate verzi („CV”)

În calitate de producător de energie electrică din surse regenerabile (energie eoliană și energie hidroelectrică în microhidrocentrale tehnologizate cu o capacitate instalată de cel mult 10 MW și cu o durată de funcționare de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune, precum și energie eoliană), Societatea primește certificate verzi prin schema de sprijin a certificatelor verzi.

În anul 2025, Societatea a primit 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în microhidrocentrala eligibilă și 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian în anul 2025 și anul 2024. În 2024 a primit între 2,92 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în microhidrocentralele eligibile. În 2025, Societatea a generat din portofoliu propriu de producție 24.635 CV din centrala hidroelectrică și 197.813 CV din grupuri eoliene (parcul eolian CEE Crucea Nord) (2024: 28.089 CV din centrale hidroelectrice și 217.200 CV din grupuri eoliene).

Prețul de vânzare trebuie să se încadreze între valorile minime și maxime stabilite de lege:

- (a) o valoare minimă de tranzacționare de 29,4 EUR/CV și;
- (b) o valoare maximă de tranzacționare de 35 EUR/CV.

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE

În calitate de furnizor de energie electrică, Societatea este obligată să achiziționeze un număr de certificate verzi calculat prin înmulțirea cotei anuale obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi cu cantitatea (în MWh) de energie electrică furnizată consumatorilor finali. ANRE stabilește nivelul anual al cotei obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi. Societatea este eligibilă să primească certificate verzi pentru producția parcului eolian Crucea, care sunt utilizate pentru a stinge parțial obligația de respectare a cotei anuale obligatorii. Diferența este achiziționată de Societate pentru atingerea cotei, iar Societatea recunoaște contravaloarea necesară pentru achiziționarea certificatelor verzi pentru îndeplinirea cotei în „Datorii comerciale”.

Cota aplicabilă pentru 2025 este 0,49983 certificate verzi pe MWh (cota aplicabilă 2024: 0,496 certificate verzi pe MWh).

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa pentru producătorii de energie electrică este calculată prin aplicarea procentului de 100% asupra prețului mediu lunar de vânzare al energiei electrice care depășește prețul de 400 MWh aplicabilă până la 31 martie 2025.

În februarie 2025, Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 6/27.02.2025) prin care se prelungește aplicabilitatea taxei cu o perioadă de 3 luni până la 30 iunie 2025. Începând cu data de 01 aprilie 2025, taxa pentru producătorii de energie este calculată prin aplicarea procentului de 80% (scăzut de la 100%) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza veniturilor lunare ale segmentului de producere de energie electrică, din producție proprie, care includ și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producător (segmentul de producere) în portofoliul de furnizor (segmentul de furnizare), minus cheltuielile lunare cu dezechilibre.

Taxa pentru producătorii de energie electrică a fost eliminată începând cu 1 iulie 2025.

Taxa pe construcții speciale

Începând cu 1 ianuarie 2025, impozitul pe construcții a fost introdus prin Ordonanța de Urgență a Guvernului (OUG) 156/2024, cu modificările ulterioare, calculat ca 0,5 % din valoarea contabilă netă a construcțiilor eligibile deținute la 31 decembrie a anului precedent și a construcțiilor care fac obiectul unui contract de concesiune.

Societatea a înregistrat o cheltuială cu impozitul de 51.133.367 RON pentru perioada încheiată la 31 decembrie 2025.

2. BAZELE CONTABILITĂȚII

Aceste situații financiare individuale au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, cu modificările ulterioare („OMFP 2844/2016”). În accepțiunea OMFP 2844/2016, Standardele Internaționale de Raportare Financiară („IFRS”) reprezintă standardele adoptate potrivit procedurii prevăzute de Regulamentul Comisiei Europene nr. 1606/2002 al Parlamentului European și al Consiliului din 19 iulie 2002 privind aplicarea standardelor internaționale de contabilitate (IFRS adoptate de Uniunea Europeană). OMFP nr. 2844/2016 include și prevederi adiționale față de prevederile IFRS adoptate de UE, Societatea identificând în cazul sau specific în principal aspectele enumerate mai jos.

Situațiile financiare individuale au fost autorizate pentru emitere de către Directoratul Societatii la data de 25 martie 2026 și de către Consiliul de Supraveghere la data de 26 martie 2026.

OMFP 2844/2016 este conform cu Standardele de Contabilitate IFRS așa cum au fost adoptate de Uniunea Europeană, cu următoarele excepții:

- IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar cu privire la moneda funcțională și cu excepția IAS 12 Impozitul pe profit referitor la tratamentul impozitului minim pe cifra de afaceri ca o cheltuială cu impozitul pe profit.
- Aceste excepții nu afectează conformitatea situațiilor financiare ale Societății cu Standardele de Contabilitate IFRS, așa cum au fost adoptate de UE.

Societatea întocmește și un set principal de situații financiare consolidate în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 în limba engleza aprobate la aceeași dată cu aceste situații financiare.

Adițional, Societatea a identificat următoarele diferențe de prezentare dintre IFRS-EU și OMFP nr. 2844/2016, care sunt reflectate în acest set de situații financiare:

- Taxa plătită pentru racordarea capacităților de producere a energiei electrice la rețeaua electrică este prezentată ca parte a „Imobilizărilor corporale” în situațiile financiare IFRS-EU, în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 este prezentată ca „Imobilizări necorporale” (valoarea netă a taxelor plătite pentru racordare inclusă în imobilizări necorporale este de 30.470.918 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 32.096.035 RON);
- Impactul retratării capitalului social statutar în termeni nominali conform IAS 29 “Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”, în suma de 1.028.872.000 RON, este prezentat ca parte a “Capitalului social” în situațiile financiare IFRS-EU în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 este prezentat ca un element de capital separat de capitalul social și anume “Ajustarea la inflație în conformitate cu IAS 29”;
- Contribuția în numerar primită de la stat pentru construirea activelor din domeniul public în suma de 45.324.243 RON la 31 decembrie 2025 și 2024 (ex. anumite tipuri de active, cum ar fi barajele, care vor fi transferate statului la sfârșitul duratei lor de viață economică) este prezentată ca “Venituri în avans” în situațiile financiare IFRS-EU, în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 este prezentat ca “Patrimoniul public”;
- Obligațiile privind bonusurile angajaților în suma de 42.529.000 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 42.681.942 RON) sunt prezentate ca “Datorii privind beneficiile angajaților” în situațiile financiare IFRS-EU, în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 sunt prezentate ca “Provizioane”. De asemenea cheltuiala aferentă în cursul anului în suma de 42.529.000 RON este inclusă în „Alte cheltuieli de exploatare”, în timp ce în situațiile financiare IFRS-EU era în „Cheltuieli cu beneficiile angajaților”.

2 BAZELE CONTABILITĂȚII (continuare)

Situațiile financiare individuale au fost întocmite pe baza continuității activității. Informații despre politicile contabile ale Societății sunt incluse în Nota 7.

3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE

Aceste situații financiare individuale sunt prezentate în Lei românești (RON), aceasta fiind și moneda funcțională a Societății. Toate sumele sunt prezentate în RON, dacă nu este indicat altfel.

4. ADOPTAREA DE STANDARDE IFRS NOI ȘI REVIZUITE ȘI INTERPRETĂRI, ASTFEL CUM AU FOST ADOPTATE DE UNIUNEA EUROPEANĂ

Următoarele Standarde IFRS noi, amendamente și interpretări ale Standardelor IFRS existente au fost adoptate începând cu 1 ianuarie 2025. Efectul adoptării acestora este prezentat mai jos:

- IAS 21 – Efectele variației cursurilor de schimb valutar: lipsa unui curs de schimb oficial (amendamente). Modificările intră în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2025. Noul standard IFRS adoptat nu a avut un impact semnificativ asupra politicilor contabile ale Societății.

Standarde emise, dar care nu sunt încă în vigoare și nu au fost adoptate timpuriu

- IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentare - Clasificarea și măsurarea Instrumentelor Financiare (Amendamente). În mai 2024, IASB a emis amendamente la Clasificarea și Măsurarea Instrumentelor Financiare, care modifică standardele IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări, iar acestea sunt aplicabile pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2026, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.
- IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări - Contracte care fac referire la energie electrică dependentă de factori naturali (Amendamente). În decembrie 2024, IASB a emis modificări specifice pentru o mai bună prezentare a contractelor care fac referire la energia electrică dependentă de factori naturali, amendamente care modifica IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări, acestea intra în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2026, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.
- Îmbunătățiri anuale ale standardelor de contabilitate IFRS – Volumul 11. În iulie 2024, IASB a emis Îmbunătățiri anuale ale standardelor de contabilitate IFRS – Volumul 11. O entitate trebuie să adopte aceste amendamente pentru perioadele de raportare anuală care încep la sau după 1 ianuarie 2026. Adoptarea anticipată este permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ;

4. ADOPTAREA DE STANDARDE IFRS NOI ȘI REVIZUITE ȘI INTERPRETĂRI, ASTFEL CUM AU FOST ADOPTATE DE UNIUNEA EUROPEANĂ (continuare)

Standardele/modificările care nu sunt încă în vigoare și nu au fost încă aprobate de Uniunea Europeană

- IFRS 18 Prezentare și descriere în situațiile financiare. În aprilie 2024, IASB a emis IFRS 18 Prezentarea și descrierea în situațiile financiare, care înlocuiește IAS 1 - Prezentarea Situațiilor Financiare, acesta intra în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2027, cu adoptarea anticipată permisă. În perioadele de raportare următoare. Societatea este în curs de a identifica impactul amendamentelor asupra situațiilor financiare și a Notelor acestora. Impactul estimat asupra situațiilor financiare se referă la:
 - Diferențele de curs valutar vor fi clasificate în categoria în care sunt incluse veniturile și cheltuielile aferente elementului care generează diferențele de curs valutar;
 - Vor fi introduse noi prezentări de informații: (a) indicatori de performanță definiți de conducere; (b) cheltuieli specifice după natură, în cazul în care cheltuielile sunt prezentate după natură în categoria operațională a situației profitului sau pierderii; și (c) o reconciliere pentru fiecare element din situația profitului sau pierderii între valorile retratate prezentate prin aplicarea IFRS 18 și valorile prezentate anterior prin aplicarea IAS 1.
 - Dobânzile încasate și dobânzile plătite vor fi clasificate în activitățile de finanțare.
- IFRS 19 – Filiale fără răspundere publică: prezentări de informații (inclusiv amendamente). În mai 2024, IASB a emis IFRS 19 Filiale fără răspundere publică: prezentări de informații, care va intra în vigoare pentru perioadele de raportare anuală care încep la sau după 1 ianuarie 2027, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ;
- IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar: Conversia într-o monedă de prezentare hiperinflaționistă (Amendamente). În noiembrie 2025, IASB a emis amendamente privind conversia într-o monedă de prezentare hiperinflaționistă, care modifică IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar, iar acestea devin aplicabile pentru perioadele de raportare anuale care încep la sau după 1 ianuarie 2027, aplicarea anticipată fiind permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ;
- Amendament la IFRS 10 – Situații financiare consolidate și IAS 28 – Investițiile în entitățile asociate și în asocierile în participație: Vânzarea sau aportul de active între un investitor și entitatea asociată sau asocierea în participație. În decembrie 2015, IASB a amânat pe termen nelimitat data de intrare în vigoare a acestui amendament, în așteptarea rezultatului proiectului său de cercetare privind metoda punerii în echivalență.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE

Pentru întocmirea acestor situații financiare individuale, conducerea a elaborat raționamente și estimări care afectează aplicarea politicilor contabile ale Societății și valorile raportate ale activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări.

Estimările și ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute prospectiv.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

a) Raționamente

Informații despre raționamentele facute în aplicarea politicilor contabile care au cele mai semnificative efecte asupra sumelor recunoscute în situațiile financiare sunt prezentate mai jos:

a1) Contract de concesiune

În noiembrie 1998 a fost emisă Legea nr. 213/1998, care reglementează statutul domeniului public. Această lege prevede că dreptul de proprietate asupra bunurilor din domeniul public aparține statului sau autorităților locale care pot închiria bunurile aflate în proprietate publică. În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și ale Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) a închiriat Societății amenajările hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurile pe care se afla acestea. Astfel, în decembrie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 171/27.12.2004 între Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) (concedent) și Societate (concesionar) pentru activele hidroenergetice aflate în patrimoniul public la 31 decembrie 2003.

Principalele clauze ale contractului de concesiune și modificările sale ulterioare sunt următoarele:

- Statul, prin Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei), deține dreptul de proprietate asupra activelor de domeniul public care fac obiectul contractului;
- Societatea are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani de la data semnării (perioada poate fi prelungită, în conformitate cu prevederile legii concesiunilor, cu jumătate din perioada inițială, prin acordul comun al partilor), în scopul exploatarei, reabilitării, modernizării rețehnologizării, precum și construcției de noi amenajări hidroenergetice conform programelor de investiții;
- Societatea plătește o redevență anuală de 1/1000 din veniturile anuale din producția de energie electrică și servicii de sistem produse în hidrocentrale;
- La încetarea contractului, anumite active care au fost utilizate de concesionar în derularea concesiunii vor fi restituite concedentului, după cum este explicat mai jos;
- Societatea are obligația de a utiliza activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și ale licenței de funcționare.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

Contractul de concesiune prevede următoarele tipuri de active:

- Bunuri de retur – active din domeniul public care aparțin concedentului și care sunt restituite concedentului cu titlu deplin, gratuit și libere de orice sarcini la încetarea contractului de concesiune. Bunurile de retur sunt active din domeniul public, cum ar fi baraje, diguri, ecluze, care fac obiectul concesiunii/leasingului, precum și cele rezultate din investiții/modernizări ale acestor active efectuate de Societate în perioada contractului de concesiune. Societatea amortizează aceste investiții/modernizări pe durata minimă dintre perioada rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.
- Bunuri de preluare – active care aparțin concesionarului și sunt utilizate de concesionar în perioada concesiunii și care sunt similare ca natură cu activele din domeniul public de mai sus (amenajări de terenuri, construcții, instalații speciale și echipamente tehnologice), asupra cărora, la încetarea contractului de concesiune, concedentul are opțiunea de preluare în schimbul unei plăți egale cu „valoarea contabilă actualizată” la data preluării. În interpretarea Societății, „valoarea contabilă actualizată” este valoarea contabilă netă la data preluării și, având în vedere că Societatea utilizează modelul reevaluării, această valoare va fi valoarea reevaluată la acea dată. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.
- Bunuri proprii – active care, la încetarea contractului de concesiune, rămân în proprietatea concesionarului. Bunurile proprii sunt activele (construcții, instalații speciale, echipamente tehnologice, aparate de măsură și control, mijloace de transport, mobilier, echipamente de birou, echipamente de protecție și alte imobilizări corporale) care aparțin concesionarului și sunt utilizate de acesta în perioada concesiunii, cu excepția bunurilor de preluare. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.

În analiza aplicării IFRIC 12 „Acorduri de concesiune a serviciilor”, Societatea a luat în considerare următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat în analiza contractului de concesiune:

- a) Concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce pret; și;
- b) Concedentul controlează – prin dreptul de proprietate, dreptul de beneficiu sau în alt mod – orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului.

Societatea a concluzionat că nu se încadrează în aria de aplicare a IFRIC 12, deoarece nu îndeplinește caracteristica a) de mai sus, concedentul nu reglementează cui trebuie să presteze concesionarul serviciul și la ce pret. Societatea a considerat că mecanismul de fixare a prețurilor introdus de Guvern începând cu 1 ianuarie 2023 nu afectează această concluzie, deoarece acest mecanism este temporar și se aplică numai unei părți din producție.

Societatea recunoaște redevența aferentă contractului de concesiune în Alte cheltuieli de exploatare.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

a2) Leasing și modernizări ale bunurilor de retur

În analiza aplicării IFRS 16 „Contracte de leasing” asupra contractului de concesiune prezentat mai sus, Societatea a luat în considerare următoarele criterii pentru a determina dacă acest contract conține un contract de leasing:

- a) locatarul are dreptul de a obține în esență toate beneficiile economice din utilizarea activului identificat;
- b) locatarul are dreptul de a dispune cu privire la utilizarea activului identificat.

Societatea a concluzionat că ambele criterii sunt îndeplinite și, în consecință, contractul de concesiune conține un contract de leasing, deoarece Ministerul Energiei a transferat Societății dreptul de a controla utilizarea activelor din domeniul public (bunuri de retur) în schimbul unei redevențe. Conform IFRS 16, Societatea a determinat valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare și valoarea datoriei de leasing aferente acestui contract ca fiind zero, deoarece plățile viitoare de leasing sunt variabile și depind de veniturile Societății, redevența fiind calculată ca procent din venituri.

În ceea ce privește modernizările efectuate în legătură cu bunurile de retur, Societatea a concluzionat că acestea reprezintă modernizări ale unui activ în sistem leasing pentru care Societatea este „proprietar contabil”, în sensul că aceste modernizări servesc intereselor Societății, în calitate de locatar, de a utiliza și controla activele în sistem leasing. În consecință, Societatea a recunoscut modernizările bunurilor de retur ca imobilizări corporale. Societatea amortizează aceste active pe durata cea mai mică dintre perioada rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.

Societatea consideră că următoarele considerente indică faptul că Societatea este „proprietarul contabil” al modernizărilor efectuate:

- a) Ministerul Energiei, în calitate de locator, nu rambursează Societății, în calitate de locatar, costul modernizărilor efectuate. În consecință, modernizările sunt finanțate integral din sursele Societății, iar Societatea este responsabilă pentru suportarea costurilor;
- b) Societatea nu are obligația de a face modernizări ale bunurilor de retur. Deciziile privind modernizarea bunurilor de retur sunt luate de Societate în funcție de nevoile sale de a utiliza aceste active și sunt efectuate exclusiv pentru utilizarea preconizată de către Societate a activelor închiriate;
- c) Societatea are permisiunea de a aduce modificări modernizărilor de active închiriate fără consimțământul locatorului sau fără a compensa locatorul;
- d) Modernizările sunt efectuate pe riscul și responsabilitatea Societății (Societatea își asumă riscul depășirii costurilor) și nu sunt disponibile concedentului până la încetarea contractului de concesiune.

a3) Unități generatoare de numerar („UGN”)

O unitate generatoare de numerar este cel mai mic grup identificabil de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă, care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

Societatea a concluzionat că activele aferente hidrocentralelor reprezintă o singură unitate generatoare de numerar, în principal pe baza următoarelor considerente:

- Societatea deține o singură licență de producere a energiei hidroelectrice, care acopera toate centralele electrice în ansamblu.
- licența stipulează obligația Societății de a menține disponibilitatea capacităților sale de producție în ansamblu;
- decizia de producere a energiei electrice într-o hidrocentrală se face pe baza condițiilor tehnice de funcționare ale celorlalte hidrocentrale;
- echilibrarea energiei electrice contractate și produse se face la nivelul Societății și nu la nivelul centralelor individuale;
- contractele sunt încheiate pe baza energiei electrice totale estimate a fi produsă într-o anumită perioadă în toate hidrocentralele Societății, iar prețul este stabilit pentru întreaga producție.

Societatea are diferite proiecte de investiții aflate în curs de execuție, legate de active hidroenergetice cu funcții complexe/multiple, pentru care pot fi realizate estimări fiabile ale fluxurilor viitoare de numerar fiind testate individual pentru depreciere. În ceea ce privește Parcul Eolian Crucea, Societatea a concluzionat, de asemenea, că acesta reprezintă o UGN individuală și separată.

a4) Obligații de dezafectare

Ordinul Ministerului Apelor și Mediului nr. 119 din 11 februarie 2002 privind aprobarea Procedurii de trecere în conservare, post-utilizare sau abandonare a barajelor prevede procedurile de post-utilizare și abandonare a barajelor (inclusiv diguri, hidrocentrale și ecluze), care trebuie efectuate de către deținătorii de baraje în anumite condiții prevăzute de lege. Societatea nu are nicio obligație legală sau contractuale de dezafectare și refacere a amplasamentului, altele decât cele care decurg din Ordinul nr. 119, care sunt prezentate în paragrafele de mai jos.

Deținătorii de baraj sunt definiți prin OUG nr. 244 din 28 noiembrie 2000 (republicată) privind siguranța barajelor ca persoane juridice cu orice titlu, care au în păstrare, proprietate și/sau administrare un baraj.

Post-utilizarea se referă la barajele care și-au îndeplinit durata normală de funcționare și care pot fi utilizate în continuare în alte scopuri decât cele pentru care au fost construite inițial. Post-utilizarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări care să asigure noua funcționalitate a barajului în condiții de siguranță pentru protecția populației și a mediului. Măsurile și lucrările necesare se realizează atât prin grija deținătorului sau administratorului barajului, cât și a post-utilizatorului.

Post-utilizarea barajelor se propune de către deținătorii barajelor și se aprobă prin ordin al ministrului în subordinea, coordonarea sau autoritatea căruia se află entitatea care deține barajul, pe baza avizului Ministerului Apelor și Mediului.

După executarea lucrărilor prevăzute în proiectul de post-utilizare, se efectuează predarea-preluarea acestora între fostul deținător și post-utilizator.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

Abandonarea se referă la barajele terminate sau neterminate, cu sau fără durata normală de viață depășită, care nu mai pot fi ținute în funcțiune sau post-utilizate din cauza imposibilității tehnice sau a costurilor foarte ridicate și care, în același timp, reprezintă un potențial pericol pentru populație și mediu. Abandonarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări pentru dezafectarea barajului, reconstrucția ecologică a zonei și asigurarea corespunzătoare a curgerii debitelor lichide și solide, inclusiv a debitului maxim de apă, în secțiunea barată. Măsurile și lucrările necesare se realizează prin grija deținătorului sau a administratorului barajului și trebuie să asigure condițiile de curgere existente anterior executării barajului.

Evenimentele declanșatoare ale operațiunilor de abandonare a barajelor includ:

- solicitarea deținătorilor barajelor, atunci când aceștia constată că nu se pot îndeplini cerințele de performanță necesare conform legii, barajele prezentând un risc asociat inacceptabil;
- dispoziția organelor de control, în urma unor expertize efectuate care arată că barajele prezintă un risc asociat inacceptabil, constituind un real pericol pentru populație și mediu;
- accidente, atunci când concluziile expertizei specifică expres abandonarea din cauza costului foarte ridicat al refacerilor necesare, precum și neîndeplinirii cerințelor de performanță și a criteriilor de siguranță etc.

Recepția lucrărilor de dezafectare și reconstrucție ecologică se realizează de reprezentanți ai deținătorului barajului și ai administrației publice centrale sau locale, care preia în folosință zona respectivă, prin încheierea unui proces-verbal de predare-preluare.

Statul Român, prin Ministerul Economiei și Comerțului, în prezent Ministerul Energiei, deține dreptul de proprietate asupra amenajărilor hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurilor pe care acestea sunt amplasate, care aparțin domeniului public și care fac obiectul contractului de concesiune menționat mai sus. Societatea are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani (28 de ani rămași la 31 decembrie 2025).

Conform contractului de concesiune, Societatea are dreptul ca pe parcursul contractului să abandoneze sau să dezactiveze active care fac parte din domeniul public cu acordul concedentului.

Societatea consideră că, în conformitate cu prevederile și practicile legale aplicabile, abandonarea are loc în situații extreme, când barajele devin un risc inacceptabil cu impact asupra mediului și populației. Având în vedere că aceste construcții au funcțiuni complexe în plus față de producerea de energie electrică, inclusiv protecția împotriva inundațiilor, alimentarea cu apă, irigații, etc., post-utilizare este modul uzual prin care aceste construcții vor fi transferate administrației publice centrale sau locale, după ce nu mai pot fi utilizate în scopuri de producere a energiei electrice.

Lucrările necesare pentru post-utilizare se stabilesc prin documentație tehnică întocmită pe baza unei evaluări a stării de siguranță a barajului la acel moment, realizată de experți atestați de ministere și atestați/avizați de Ministerul Apelor și Mediului.

Lucrările de abandonare se realizează pe baza unei documentații speciale întocmite și avizul autorității de gospodărire a apelor, acordul de protecție a mediului, și avizul administrației publice locale și centrale. Aceste documentații și avize vor stabili activitățile necesare pentru abandonare.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Lucrările și costurile pentru post-utilizare sau abandonare sunt supuse unor incertitudini semnificative cauzate de faptul că rata de degradare și durata de viață a unui baraj variază semnificativ de la un caz la altul (unele ar putea ajunge la mai mult de 100 de ani), precum și de complexitatea și varietatea lucrărilor care pot fi necesare pentru trecerea în post-utilizare sau abandonare, în funcție de starea fizică a fiecărui baraj la momentul intrării în post-utilizare sau al abandonării, de împărțirea costurilor între detinator și post-utilizator, precum și de perioada foarte îndelungată de timp din prezent până la momentul în care ar fi efectuate lucrările de abandonare, dacă este cazul. De asemenea, există incertitudini semnificative legate de evoluția gradului de degradare și de determinarea duratei de viață efective a unui baraj, care sunt dependente de dezastru naturale (inundații, alunecări de teren, cutremure etc.) și de rezistența construcției.

În plus, Societatea estimează că până la încetarea contractului de concesiune (perioada rămasă fiind de 28 de ani la 31 decembrie 2025) apariția situațiilor care să necesite post-utilizarea sau abandonarea activelor din domeniul public sau a activelor proprii – diguri, hidrocentrale și ecluze (altele decât imobilizările în curs de execuție descrise în Nota 22) este improbabilă, având în vedere durata de viață îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanță și modernizări.

În consecință, Societatea recunoaște provizioane de dezafectare numai atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a-l trece în post-utilizare sau nu a avut nicio alternativă realistă decât să facă acest lucru în timpul perioadei de concesiune. Provizioanele sunt recunoscute pe baza costurilor rezultate din documentația tehnică întocmită de specialiști angajați de Societate.

a5) Contracte de vânzare-cumpărare de energie electrică

În conformitate cu IFRS 9 „Instrumente financiare”, un contract de cumpărare sau vânzare a unui element nefinanciar (inclusiv energie electrică) poate fi clasificat și recunoscut ca instrument financiar. În conformitate cu paragrafele 2.4 și 2.6 ale IFRS 9, în cazul în care contractele de cumpărare sau vânzare a elementelor nefinanciare pot fi decontate net în numerar sau într-un alt instrument financiar sau prin schimbul de instrumente financiare, inclusiv în cazul în care activul-suport se poate converti fără dificultăți în numerar, acestea intră în aria de aplicare a IFRS 9. Standardul prevede o excepție de la aplicarea IFRS 9 pentru contractele care sunt inițiate și continuă să fie deținute în scopul primirii sau livrării unui element nefinanciar în conformitate cu cerințele preconizate de entitate cu privire la cumpărare, vânzare sau utilizare („excepția aferentă utilizării proprii”).

Energia electrică este un activ care se poate converti fără dificultăți în numerar și, prin urmare, conducerea a efectuat o analiză pentru a determina dacă excepția aferentă utilizării proprii se aplică contractelor sale.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

Principalele considerente sunt:

- Societatea este producătoare de energie electrică și intenția și scopul exclusiv este de a vinde toată energia electrică produsă;
- contractele de vânzare forward sunt încheiate cu intenția exclusivă de a livra energia electrică produsă; Societatea nu acționează ca un broker/dealer de energie electrică;
- tranzacțiile de vânzare-cumpărare pe piețele spot (piața pentru ziua următoare, piața intra-zilnică și piața de echilibrare) sunt încheiate numai pentru îndeplinirea necesităților de vânzare și responsabilității de echilibrare a Societății;
- în 2020, Societatea a început să fie activă în sectorul furnizării de energie electrică (vanzarea de energie electrică către consumatori finali), acționând, de asemenea, și ca furnizor de servicii (inclusiv serviciul de relații cu clienții); și
- Societatea a utilizat pe scară redusă contracte forward de achiziție de energie electrică, scopul acestora fiind acoperirea necesarului de angajamente contractuale pentru livrarile către consumatorii finali.

Societatea a concluzionat că excepția aferentă utilizării proprii se aplică tuturor contractelor sale de vânzare și cumpărare de energie electrică în 2025 și 2024 și, prin urmare, nu intra în aria de aplicare a IFRS 9.

b) Ipoteze și incertitudini asociate estimărilor

Informații cu privire la ipotezele și incertitudinile asociate estimărilor la data de raportare care prezintă un risc semnificativ de a conduce la o ajustare semnificativă a valorilor contabile ale activelor și datoriilor în anul financiar următor sunt incluse în următoarele Note:

- Nota 22 – ipoteze cu privire la reevaluarea imobilizărilor corporale;
- Nota 22 – ipoteze cu privire la determinarea valorii recuperabile a imobilizărilor în curs de execuție;
- Nota 7 g) și h) – estimări ale duratelor de viață utilă ale imobilizărilor corporale și necorporale;
- Nota 10 – estimări în legătură cu pretul de transfer al energiei între activitatea de producție și activitatea de furnizare utilizate în calculul taxei pentru producătorii de energie electrică;
- Notele 29 și 32 – recunoașterea și evaluarea provizioanelor și datoriilor contingente;
- Notele 7 k), 20 și 30 b) – determinarea pierderilor din credit preconizate pentru creanțele comerciale;
- Nota 16 – evaluarea obligațiilor privind planurile de beneficii determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților: principalele ipoteze actuariale;
- Nota 29 – estimări aferente provizioanelor de dezafectare.

Determinarea valorilor juste

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Societății necesită determinarea valorilor juste pentru activele și datoriile financiare și activele nefinanciare (imobilizări corporale).

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

Atunci cand determina valoarea justa a unui activ sau a unei datorii, Societatea utilizeaza date de intrare observabile pe piața în măsura în care este posibil. Valorile juste sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste pe baza datelor de intrare utilizate în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) pe piețe active pentru active sau datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în Nivelul 1, care sunt observabile pentru un activ sau datorie, fie direct (adica sub forma de prețuri), fie indirect (adica derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru activ sau datorie care nu se bazeaza pe date observabile pe piață (date de intrare neobservabile).

Dacă datele de intrare utilizate pentru a determina valoarea justa a unui activ sau a unei datorii sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste, atunci evaluarea la valoare justa este clasificată în întregime la același nivel al ierarhiei valorii juste cu cel mai jos nivel al datelor de intrare semnificative pentru întreaga evaluare.

Societatea recunoaște transferurile între nivelele ierarhiei valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare în care a avut loc modificarea.

Informații suplimentare despre ipotezele utilizate în evaluarea la valoare justa sunt incluse în următoarele Note:

- Nota 22: imobilizări corporale; și
- Nota 30: instrumente financiare.

Riscuri asociate schimbărilor climatice

Hidroelectrica se confruntă cu riscuri legate de schimbările climatice, care pot influența disponibilitatea resurselor de apă, un factor esențial în producția de energie hidroelectrică. Acestea includ variabilitatea precipitațiilor, cu potențialul de a modifica cursurile râurilor, afectând astfel disponibilitatea apei pentru producția de energie. Creșterea frecvenței fenomenelor meteorologice extreme – cum ar fi seceta din 2024 care a condus la o scădere semnificativă a producției hidroelectrice. Cu toate acestea, Societatea a observat istoric că în timpul secetelor, prețurile energiei electrice au o tendință de creștere, ceea ce face ca Societatea să beneficieze prin marje de profit crescute mai degrabă decât prin volume vândute.

Pentru a răspunde riscurilor climatice, Hidroelectrica pune accent pe diversificarea portofoliului său energetic, concentrându-se în special pe expansiunea în surse de energie regenerabilă. Societatea intenționează să dezvolte și să achiziționeze parcuri solare și ferme eoliene suplimentare, având ca țintă un plus de minimum 500 MW de capacitate instalată în următorii ani. Această orientare către energia solară și eoliană este strategică, în special având în vedere corelația inversă între producția de energie solară și nivelurile apei pentru hidroenergie. Adoptarea energiei solare oferă astfel o compensare în perioadele de disponibilitate scăzută a apei, subliniind importanța unui mix energetic versatil și rezilient în fața provocărilor aduse de variabilitatea climatică.

Implicațiile riscurilor legate de schimbările climatice asupra situațiilor financiare includ valoarea justă a activelor, legate de facilitățile hidroenergetice, care pot fi afectate de un volum mai scăzut de producție de energie estimat pe durata de viață utilă proiectată ca urmare a schimbărilor climatice comparativ cu indicatorii tehnici și economici inițiali ai acestor proiecte. Aceste implicații potențiale sunt luate în considerare în testul de depreciere economică efectuat ca parte a exercițiului de reevaluare la data de 31 decembrie 2023.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

De asemenea, în ceea ce privește obiectivele de investiții aflate în curs de execuție, testele specifice de depreciere iau în considerare o producție de energie electrică prognozată mai mică, având în vedere variabilitatea preconizată a precipitațiilor.

Securitatea muncii și operarea în condiții de siguranță

Protejarea oamenilor este o prioritate pentru Societate, care se angajează să desfășoare operațiuni sigure și responsabile pentru a proteja sănătatea și siguranța angajaților, contractorilor și comunităților din jur. Acest angajament este demonstrat prin politici bine stabilite de sănătate și securitate, programe continue de învățare și dezvoltare prin instruirii privind drepturile omului și siguranța la locul de muncă, precum și prin actualizarea anuală a Planului de Prevenire și Protecție SSM.

Deși Societatea își propune să atingă obiectivul de zero accidente grave la locul de muncă, incidente pot totuși să apară. Cu toate acestea, prioritățile principale ale Societății rămân îmbunătățirea condițiilor de lucru în siguranță.

Risc cibernetic

Digitalizarea aduce numeroase beneficii, dar crește și riscurile legate de securitatea cibernetică și dependența de sisteme informatice. Pe măsură ce operațiunile Societății se extind și depind tot mai mult de sistemele IT și infrastructura de rețea, aceste riscuri pot genera întreruperi operaționale, fraude sau furt de date.

Orice defecțiune a sistemelor IT, inclusiv cele cauzate de atacuri cibernetice, poate afecta negativ activitatea, situația financiară și operațiunile. Sistemele se confruntă cu amenințări precum pene de curent și atacuri cibernetice, iar în ciuda măsurilor de securitate cibernetică, a planurilor de recuperare în caz de dezastru și a instruirii angajaților, nu putem fi complet protejați împotriva tuturor tentativelor de acces neautorizat. Societatea își îmbunătățește continuu sistemele IT și securitatea cibernetică pentru a proteja confidențialitatea și integritatea datelor, instruind totodată angajații să gestioneze responsabil riscurile cibernetice și eventualele defecțiuni ale sistemelor IT.

Managementul riscurilor și controlul intern

Cadrul de control intern al Societății include respectarea valorilor companiei și a ghidurilor privind etica și responsabilitatea corporativă. Un angajament puternic față de integritate, responsabilitate și comportament etic este esențial în prevenirea și detectarea fraudei, mitei și corupției. Societatea se angajează să își desfășoare activitatea corect, onest și în deplină conformitate cu toate legile aplicabile. Acesta adoptă o politică de toleranță zero față de mită și corupție în toate operațiunile și relațiile sale la nivel global. Procedurile interne privind conflictele de interese, cadourile și ospitalitatea, precum și mecanismele de avertizare internă, sunt concepute pentru a reduce riscurile potențiale de fraudă și corupție.

Politicile Societății privind prevenirea fraudei, anti-mită și anti-corupție, împreună cu procedurile de avertizare internă, oferă îndrumări privind evaluarea riscurilor, conformitatea legală și raportarea preocupărilor.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE (continuare)

Societatea și Consiliul de Supraveghere tratează cu seriozitate rapoartele de avertizare internă și acoperirea negativă din mass-media. Politicile existente asigură analiza oricăror încălcări ale codului intern de conduită sau ale cerințelor legale, sprijinite de un canal deschis de raportare. Verificările interne efectuate pe parcursul anului 2025, până la data aprobării situațiilor financiare, nu au identificat cazuri de încălcare a eticii sau de neconformitate cu legile și reglementările.

6. BAZELE EVALUĂRII

Situațiile financiare individuale au fost întocmite pe baza costului istoric, cu excepția terenurilor, construcțiilor, echipamentelor și altor elemente de imobilizări corporale, care sunt evaluate utilizând modelul reevaluării.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE

Societatea a aplicat în mod consecvent următoarele politici contabile pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare individuale.

(a) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută sunt convertite în moneda funcțională la cursurile de schimb de la datele tranzacțiilor.

Activele și datoriile monetare exprimate în valută sunt convertite în monedă funcțională la cursul de schimb de la data de raportare. Activele și datoriile nemonetare evaluate la valoarea justă într-o valută sunt convertite în monedă funcțională la cursul de schimb de la data la care a fost determinată valoarea justă. Elementele nemonetare evaluate pe baza costului istoric în valută sunt convertite la cursul de schimb de la data tranzacției. Diferențele de curs valutar sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere și prezentate în cheltuieli financiare.

(b) Venituri din contractele cu clienții

Veniturile sunt evaluate pe baza contravalorii specificate în contractele cu clienții, respectiv în cazul veniturilor din furnizarea de energie electrică, acestea sunt evaluate în baza minimului dintre prețurile contractuale agreeate cu clienții și prețurile plafonate conform legislației, acolo unde este cazul. Societatea recunoaște veniturile atunci când transferă controlul asupra unui bun sau serviciu către client.

Următorul tabel oferă informații despre natura și momentul îndeplinirii obligațiilor de executare din contractele cu clienții, inclusiv termenii de plată semnificativi precum și politicile de recunoaștere a veniturilor aferente.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

	Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale	Recunoașterea venitului
Vanzarea angro de energie electrică	Societatea vinde majoritatea energiei electrice produse pe baza contractelor forward cu furnizorii și traderii de energie electrica, pe piața spot (piața pentru ziua următoare), către operatorul pieței (OPCOM) și pe piața de echilibrare către operatorul de sistem (Transelectrica). Facturile sunt emise la sfârșitul lunii sau la începutul lunii următoare pentru energia electrica livrată în luna curentă. Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consuma simultan beneficiile pe măsură ce Societatea livrează energie electrică - producerea și consumarea energiei electrice sunt simultane deoarece energia electrică nu se stochează. Datoriile contractuale reprezintă în principal avansuri încasate de la clienți în legătură cu energii care urmează să fie livrată în cursul perioadei următoare.
Furnizarea de energie electrica către consumatori finali (vanzarea cu amanuntul)	Obligația de executare este reprezentată de livrarea energiei electrice la locația clientului, care include transportul și distribuția, efectuate prin intermediul activelor unor terți. Clienții obțin controlul asupra energiei electrice pe măsura ce aceasta este consumată. Veniturile sunt recunoscute pe baza volumelor comunicate Societății de către operatorii de distribuție, care au la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distribuție, auto-citiri raportate de consumatori sau estimări ale energiei electrice livrate pentru care citirile nu au fost încă efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri și sfârșitul perioadei. Facturile sunt emise în general lunar, în luna următoare consumului. Termenul de plată este 45 de zile de la data facturii pentru clienții casnici și 30 de zile de la data facturii pentru clienții noncasnici.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consuma simultan beneficiile pe măsură ce Societatea livrează energie electrică. La sfârșitul lunii se înregistrează o estimare pentru cantitatea de energie electrică furnizată în cursul lunii, dar nefacturată încă, aceasta reprezentând venituri nefacturate. Recunoașterea veniturilor nefacturate conferă dreptul necondiționat de a încasa contravaloarea energiei electrice furnizate și, de regulă, nu există diferențe între venitul estimat și suma facturată. Veniturile din furnizarea de energie electrica includ tarifele de transport și distribuție, care sunt facturate de Societate consumatorilor finali. Serviciile de transport și distribuție sunt furnizate de către operatorul de transport și operatorii de distribuție, iar costurile aferente sunt facturate de către operatorul de transport și operatorii de distribuție către Societate. Societatea a analizat dacă este agent sau principal în ceea ce privește serviciile de transport și distribuție transferate clientului (și obligațiile aferente privind certificatele verzi, așa cum sunt descrise la punctul 7.j), respectiv obligațiile legate de certificatele verzi, și a concluzionat că acționează în calitate de responsabil principal. Considerentele care susțin această concluzie includ: Societatea are o singură obligație de executare, și anume livrarea de energie electrica către locația consumatorului final, care include transportul și distribuția; consumul de energie electrică are loc instantaneu, deoarece energia electrică este produsă în centralele Societății și livrată prin rețelele de transport și distribuție către locația consumatorului final.
Servicii de sistem	Serviciile de sistem constau în punerea la dispoziție de către Societate a unei capacități de producție convenite către operatorul de sistem, Transelectrica, pentru o anumită perioadă de timp. Aceasta capacitate este utilizată de Transelectrica în procesul de echilibrare a sistemului energetic.	Deoarece Societatea pune la dispoziție o capacitate de producție măsurată în MWh și nu active specifice, Societatea a concluzionat că acest tip de contract nu conține un contract de leasing și, prin urmare, este în aria de aplicare a IFRS 15.

Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale	Recunoașterea venitului
Facturile pentru serviciile de sistem sunt emise lunar, la începutul fiecărei luni pentru serviciile prestate în luna anterioară.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile oferite de executarea de către Societate pe măsura ce serviciile sunt prestate.
Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.	Tariful perceput pentru serviciile de sistem depinde de capacitățile orare puse la dispoziție (numărul de ore pentru care capacitatea de producție este pusă la dispoziție multiplicat cu capacitatea) și de tarifele orare.
	Atat capacitățile orare, cât și tarifele orare sunt stabilite pe baza rezultatelor licitațiilor zilnice organizate de operatorul de sistem.
	În situația în care, în intervalul de timp în care capacitatea este pusă la dispoziție, operatorul de sistem ordonă Societății să producă energie electrică folosind capacitatea pusă la dispoziție, energia electrică produsă este vândută pe piața de echilibrare la prețul stabilit pe această piață (a se vedea <i>Vanzarea angro de energie electrica</i> de mai sus).

(c) Beneficiile angajaților

(i) Beneficii pe termen scurt ale angajaților

Beneficiile pe termen scurt ale angajaților sunt recunoscute ca o cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. O datorie este recunoscută la valoarea preconizată a fi plătită dacă Societatea are o obligație curentă legală sau implicită, de a plăti această sumă pentru serviciile trecute furnizate de angajat, iar obligația poate fi estimată în mod credibil.

(ii) Planuri de contribuții determinate

Obligațiile privind contribuții la planurile de contribuții determinate sunt recunoscute drept cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. Contribuțiile plătite în avans sunt recunoscute ca activ în măsura în care este disponibilă o rambursare în numerar sau o reducere a plăților viitoare.

(iii) Planuri de beneficii determinate

Obligația netă a Societății în ceea ce privește planurile de beneficii determinate este calculată separat pentru fiecare plan prin estimarea valorii beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în perioada curentă și în perioadele anterioare, prin actualizarea acestei sume. Nu există active ale planului.

Planurile de beneficii determinate includ beneficii în numerar la pensionare și beneficii în natură constând din energie electrică acordată gratuit angajaților după pensionare.

Calculul obligațiilor privind beneficiile determinate se efectuează anual de către un actuar calificat utilizând metoda unitatilor de credit proiectate.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Reevaluările datoriei privind beneficiile determinate, care constau din câștiguri și pierderi actuariale, sunt recunoscute imediat în alte elemente ale rezultatului global („AERG”). Societatea determină cheltuiala (venitul) net cu dobânda aferent(ă) datoriei nete privind beneficiul determinat al perioadei, prin aplicarea ratei de actualizare utilizate pentru evaluarea obligației privind beneficiile determinate la începutul perioadei anuale, la valoarea netă a datoriei privind beneficiile determinate la acea dată, luând în considerare orice modificări ale datoriei nete privind beneficiile determinate în cursul perioadei, ca urmare a contribuțiilor și plăților de beneficii. Cheltuiala netă cu dobânda și alte cheltuieli privind planurile de beneficii determinate sunt recunoscute în profit sau pierdere.

Atunci când beneficiile unui plan sunt modificate sau atunci când un plan este redus, modificările de beneficii rezultate care se referă la serviciile trecute sau câștigul sau pierderea ca urmare a reducerii sunt recunoscute imediat în profit sau pierdere. Societatea recunoaște câștigurile și pierderile din decontarea unui plan de beneficii determinate atunci când are loc decontarea.

(iv) Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Societății cu privire la beneficiile pe termen lung ale angajaților reprezintă valoarea beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în perioadele anterioare. Aceste beneficii sunt evaluate la valoarea actualizată. Reevalorile sunt recunoscute în profit sau pierdere în perioada în care acestea apar.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților includ beneficii în numerar plătite angajaților atunci când îndeplinesc anumite praguri de vechime în muncă.

(v) Beneficii la încetarea contractului de muncă

Beneficiile la încetarea contractului de muncă sunt recunoscute drept cheltuială la data cea mai apropiată dintre data la care Societatea nu mai are nicio posibilitate reală de a renunța la oferta de acordare a acestor beneficii și data la care Societatea recunoaște costurile de restructurare. Dacă nu se așteaptă decontarea integrală a beneficiilor în mai puțin de 12 luni de la data de raportare, atunci acestea sunt evaluate la valoarea actualizată.

(d) Profitul din exploatare

Profitul din exploatare este rezultatul generat din activitățile continue principale generatoare de venituri ale Societății, precum și din alte venituri și cheltuieli legate de activitățile de exploatare. Profitul din exploatare nu include rezultatul financiar și impozitul pe profit.

(e) Venituri și cheltuieli financiare

Veniturile și cheltuielile financiare ale Societății includ:

- venituri din dobânzi;
- cheltuielile cu dobânzile;
- câștiguri sau pierderi din diferențe de curs valutar aferente activelor și datoriilor financiare;
- actualizarea provizioanelor pe termen lung.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Veniturile sau cheltuielile cu dobânda sunt recunoscute utilizând metoda dobânzii efective.

"Rata dobânzii efective" este rata care actualizează exact plățile sau încasările viitoare de numerar estimate pe durata de viață preconizată a instrumentului financiar la:

- valoarea contabilă brută a activului financiar; sau
- costul amortizat al datoriei financiare.

La calcularea veniturilor și cheltuielilor cu dobânda, rata dobânzii efective se aplică valorii contabile brute a activului (atunci când activul nu este depreciat ca urmare a riscului de credit) sau costului amortizat al datoriei. Cu toate acestea, pentru activele financiare depreciate ca urmare a riscului de credit ulterior recunoașterii inițiale, veniturile din dobânzi sunt calculate prin aplicarea ratei dobânzii efective la costul amortizat al activului financiar. Dacă activul nu mai este depreciat ca urmare a riscului de credit, atunci calculul veniturilor din dobânzi se face prin raportare la valoarea contabilă brută.

(f) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent și impozitul amânat. Aceasta este recunoscută în profit sau pierdere, cu excepția cazului în care se referă la o combinație de întreprinderi sau la elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale regulatului global.

Societatea a determinat că dobânzile și penalitățile legate de impozitul pe profit, nu îndeplinesc definiția impozitului pe profit și, prin urmare, sunt contabilizate în conformitate cu IAS 37 *Provizioane, datorii contingente și active contingente*.

(i) Impozit curent

Impozitul curent cuprinde impozitul preconizat de plată sau de recuperat aferent profitului sau pierderii impozabil(e) a anului curent precum și orice ajustare a impozitului de plătit sau de recuperat aferent anilor precedenți.

Suma impozitului curent de plătit sau de recuperat este cea mai bună estimare a sumei preconizate a fi plătită sau recuperată care reflectă incertitudinea legată de impozitul pe profit, dacă este cazul. Acesta este determinat utilizând ratele de impozitare care au fost adoptate sau în mare măsură adoptate la data de raportare.

Creaștele și datoriile privind impozitul curent sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(ii) Impozit amânat

Impozitul amânat este recunoscut în legătura cu diferențele temporare dintre valorile contabile ale activelor și datoriilor în scopul raportării financiare și baza fiscală a acestora. Impozitul amânat nu este recunoscut pentru:

- diferențele temporare care rezulta la recunoașterea inițială a activelor și datoriilor într-o tranzacție care nu reprezintă o combinație de întreprinderi și care nu afectează nici profitul sau pierderea contabilă, nici profitul impozabil sau pierderea fiscală;
- diferențele temporare asociate investițiilor în filiale, entități asociate și intereselor în participatie, în măsura în care Societatea este capabilă să controleze momentul reluării diferențelor temporare și este probabil ca acestea să nu fie reluate în viitorul previzibil; și
- diferențele temporare impozabile care rezulta din recunoașterea inițială a fondului comercial.

Creanțele privind impozitul amânat sunt recunoscute pentru pierderi fiscale neutilizate, credite fiscale neutilizate și diferențe temporare deductibile, în limita probabilității ca va exista profit impozabil viitor față de care acestea pot fi utilizate. Profiturile impozabile viitoare sunt determinate pe baza reluării diferențelor temporare impozabile relevante. Dacă suma diferențelor temporare impozabile este insuficientă pentru a recunoaște integral o creanță privind impozitul amânat, atunci sunt luate în considerare profiturile impozabile viitoare, ajustate cu reluarea diferențelor temporare existente, pe baza planurilor de afaceri ale Societății. Creanțele privind impozitul amânat sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt reduse în măsura în care nu mai este probabil ca beneficiul fiscal aferent să fie realizat; astfel de reduceri sunt reluate atunci când probabilitatea unor profituri impozabile viitoare se îmbunătățește.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecințele fiscale care ar rezulta din modul în care Societatea se așteaptă, la data de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și datoriilor sale.

Creanțele și datoriile privind impozitul amânat sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

iii) Impozit suplimentar minim global

Legea 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinationale și naționale de mari dimensiuni transpune în legislația națională prevederile Directivei 2523/2022 privind asigurarea unui nivel minim de impozitare. De asemenea, conform articolului 5 din Legea 431/2023, pentru aplicarea acestei legi se utilizează explicațiile și exemplele din Ghidurile administrative emise de către Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică („OCDE”).

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Legea 431/2023 este aplicabila grupurilor de companii de mari dimensiuni, atat nationale cat si multinationale, mai exact cele care inregistreaza o cifra de afaceri consolidata (la nivelul intregului grup) de minim 750 milioane EUR in cel putin doi ani din cei patru anteriori anului de referinta. Astfel, conform Legii, începând cu anul financiar 2024, un impozit suplimentar ("*impozit suplimentar*") ar trebui colectat de fiecare dată când rata efectivă de impozitare a unui grup de întreprinderi naționale sau multinaționale într-o anumită jurisdicție este sub 15%. Cota efectiva de impozitare („ETR”) se calculeaza anual la nivel de jurisdicție. ETR este calculata ca raport între impozitele acoperite ajustate ale Entitatilor Constitutive („CE”) – numaratorul si respectiv profitul net calificat al Entitatilor Constitutive – numitorul. Atat numaratorul, cat si numitorul reprezinta sumele cumulate ale tuturor CE-urilor situate într-o jurisdicție. OCDE a introdus o serie de regimuri de protectie („safe harbours”), acestea avand ca scop simplificarea calculului pentru contribuabili, in special in ceea ce priveste primii ani de aplicare a noului regim. Atat timp cat cel putin unul din testele mentionate in cadrul regimurilor de protectie (testul de minimis, testul ETR simplificat si testul profiturilor de rutina) este indeplinit într-un an, se poate considera ca impozitul suplimentar in acea jurisdicție pentru Grup este zero.

Astfel, Societatea analizeaza indeplinirea a cel putin unul din testele mentionate anterior si in cazul, in care nu este indeplinit niciunul din teste, efectueaza calculul ETR la nivel de jurisdicție. In cazul in care ETR determinat este mai mic decat 15%, impozitul suplimentar necesar pentru a atinge minimul de 15% este recunoscut drept impozit pe profit.

(g) Imobilizări corporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Elementele de imobilizări corporale sunt recunoscute inițial la cost, care include costul indatorarii capitalizat.

Daca parti semnificative ale unui element de imobilizari corporale au durate de viață utila diferite, atunci acestea sunt contabilizate ca elemente separate (componente majore) ale imobilizarilor corporale.

Orice câștig sau pierdere care rezulta din cedarea unui element de imobilizări corporale este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Ulterior recunoașterii inițiale:

- terenurile, construcțiile, echipamentele și alte elemente de imobilizări corporale sunt evaluate la valoarea reevaluată; si
- imobilizările corporale în curs de execuție sunt evaluate la cost minus orice pierderi acumulate din depreciere.

Reevaluările sunt efectuate cu suficientă regularitate, pentru a se asigura ca valoarea contabilă nu difera semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare.

Atunci cand un element de imobilizări corporale este reevaluat, amortizarea acumulată este eliminată din valoarea contabilă brută, iar valoarea netă este ajustata la valoarea reevaluată a activului.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, majorarea este recunoscută și acumulată în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiași activ recunoscută anterior în profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este diminuată ca urmare a unei reevaluări, diminuarea este recunoscută în profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea este recunoscută în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare dacă există un sold creditor în rezerva din reevaluare pentru acel activ.

Diferența dintre valoarea reevaluată și valoarea contabilă netă a imobilizărilor corporale este recunoscută ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii.

Rezerva din reevaluare este transferată în rezultatul reportat într-o sumă corespunzătoare utilizării activului (pe măsura ce activul este amortizat) și la scoaterea din funcțiune sau cedarea activului.

Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabil ca beneficii economice viitoare aferente acestor costuri vor intra în cadrul Societății.

(ii) Amortizare

Amortizarea este calculată utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată a activelor și este recunoscută în profit sau pierdere. Terenurile și imobilizările în curs de execuție nu sunt amortizate.

Duratele de viață utilă estimate ale imobilizărilor corporale pentru perioada curentă și perioada comparativă sunt următoarele:

Categoria	Durata de viață utilă (ani)
Construcții și instalații speciale	65 - 97
Construcții și instalații speciale reprezentând bunuri de retur conform contractului de concesiune (a se vedea Nota 5 a1))	Minimul dintre durata de viață economică utilă și perioada rămasă din contractul de concesiune
Echipamente tehnologice	25 – 47
Aparate și instalații de măsură și control	15 – 23
Mijloace de transport	16 – 24
Mobilier, echipamente de birou	12

Metodele de amortizare și duratele de viață utilă sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(h) Imobilizări necorporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Imobilizările necorporale care sunt achiziționate de Societate și care au durate de viață utilă determinate sunt evaluate la cost minus amortizarea acumulată și orice pierderi din depreciere acumulate. Imobilizarile necorporale includ în principal programe informatice și licențe.

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai atunci când acestea cresc beneficiile economice viitoare încorporate în activul specific la care se referă. Toate celelalte cheltuieli, inclusiv cheltuielile cu fondul comercial generat intern și mărcile, sunt recunoscute în profit sau pierdere atunci când sunt efectuate.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată pentru a diminua costul imobilizărilor necorporale mai puțin valoarea reziduală estimată a acestora, utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată și este recunoscută în general în profit sau pierdere.

Duratele de viață utilă estimate ale programelor informatice și ale licențelor pentru perioada curentă și perioada comparativă sunt 3 - 5 ani.

Metodele de amortizare, duratele de viață utilă și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

(i) Certificate verzi

Societatea recunoaște certificatele verzi primite în baza schemei de sprijin pentru producătorii de energie din surse regenerabile la cost (care este 0) la momentul obținerii dreptului de a le primi (atunci când energia electrică este produsă).

Societatea recunoaște certificatele verzi achiziționate la cost.

Societatea, în calitate de furnizor de energie electrică, are obligația legală să achiziționeze un număr de certificate verzi (a se vedea Nota 1 c)), al caror cost este ulterior transferat consumatorilor finali pe baza cantităților de energie electrică consumate. Pentru a îndeplini obligația legală anuală de achiziție (tinta sau cota anuală), Societatea utilizează atât certificate verzi primite în cadrul schemei de sprijin, cât și certificate verzi achiziționate.

Certificatele verzi necesare pentru a îndeplini obligația (cota) sunt estimate de Grup, iar o datorie este recunoscută în Situația poziției financiare, ținând cont de costul de achiziție. Certificatele verzi suplimentare sunt achiziționate și recunoscute drept cheltuială în măsura necesară pentru a îndeplini obligația de cotă. Certificatele verzi achiziționate în plus față de cota obligatorie la sfârșitul perioadei de raportare sunt recunoscute în situația poziției financiare. În cazul în care cota obligatorie nu este îndeplinită la sfârșitul perioadei de raportare, atunci Societatea recunoaște o datorie în situația poziției financiare.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Costul certificatelor verzi transferate consumatorilor finali în valoare de 354.337.865 RON este recunoscut în profit sau pierdere ca parte a Veniturilor din contractele cu clienții.

(j) Instrumente financiare

(i) Recunoaștere și evaluare inițială

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial atunci când sunt constituite. Toate celelalte active financiare și datorii financiare sunt recunoscute inițial atunci când Societatea devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile de numerar, depozitele la vedere și depozitele cu maturitate de până la trei luni de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste și sunt utilizate de Societate pentru gestionarea angajamentelor pe termen scurt.

Un activ financiar (cu excepția creanțelor comerciale care nu au o componentă de finanțare semnificativă) sau o datorie financiară este evaluat/(ă) inițial la valoarea justă plus sau minus costurile tranzacției care sunt direct atribuibile achiziției sau emisiunii sale. O creanță comercială care nu conține o componentă de finanțare semnificativă este evaluată inițial la prețul tranzacției.

Investițiile în filiale - sunt investiții strategice pe termen lung și sunt înregistrate la costul istoric, diminuat cu orice ajustări pentru depreciere recunoscute ca o cheltuială în perioada în care deprecierea este identificată. Principalii indicatori considerați pentru identificarea deprecierii sunt performanța curentă și prognozată a subsidiarei, în contextul industriei în care aceasta operează. La recunoașterea inițială, costul investiției este măsurat la valoarea justă a contraprestației transferate, care include valoarea justă a oricărei contraprestații amânate. La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, investițiile constau în subsidiare controlate integral.

(ii) Clasificarea și evaluarea ulterioară

Active financiare

La recunoașterea inițială un activ financiar este clasificat într-unul dintre următoarele modele de afaceri: detinut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale, detinut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale și în scopul vânzării sau altele.

Activele financiare nu sunt reclasificate după recunoașterea lor inițială, cu excepția cazului în care Societatea își modifică modelul de afaceri pentru gestionarea activelor financiare, caz în care toate activele financiare afectate sunt reclasificate în prima zi a primei perioade de raportare următoare modificării modelului de afaceri.

Un activ financiar este clasificat ca fiind detinut în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale și evaluat la cost amortizat dacă îndeplinește următoarele două condiții:

- este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale; și
- termenii săi contractuali dau naștere, la anumite date, fluxurilor de numerar care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Toate activele financiare ale Societatii sunt clasificate ca deținute în vederea colectării și dau naștere intrării fluxurilor de numerar exclusiv pentru plata dobânzii și principalului.

Activele financiare evaluate la cost amortizat sunt evaluate ulterior la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Costul amortizat este diminuat cu pierderi din depreciere. Veniturile din dobânzi, câștigurile și pierderile din diferențe de curs valutar și pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Datorii financiare – Clasificare, evaluare ulterioară și câștiguri sau pierderi

Datoriile financiare sunt clasificate ca datorii financiare evaluate la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Cheltuielile cu dobânzi și câștigurile sau pierderile din diferențe de curs valutar sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

(iii) Derecunoaștere

Active financiare

Societatea derecunoaște un activ financiar atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de numerar care decurg din activul financiar expira, sau
- transferă drepturile contractuale de a primi fluxurile de numerar într-o tranzacție în care:
 - sunt transferate majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate asupra activului financiar, sau
 - Societatea nu transferă și nici nu păstrează majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate, și nu păstrează controlul asupra activului financiar.

Datorii financiare

Societatea derecunoaște o datorie financiară atunci când obligațiile specificate în contract sunt stinse sau anulate sau expiră. De asemenea, Societatea derecunoaște o datorie financiară atunci când termenii contractului sunt modificați și fluxurile de numerar ale datoriei modificate diferă în mod semnificativ, caz în care o nouă datorie financiară este recunoscută la valoarea justă pe baza termenilor contractuali modificați.

La derecunoașterea unei datorii financiare, diferența dintre valoarea contabilă stinsă și contravaloarea platită (inclusiv orice active nemonetare transferate sau datorii asumate) este recunoscută în profit sau pierdere.

(iv) Compensare

Activele financiare și datoriile financiare sunt compensate și valoarea netă prezentată în situația poziției financiare atunci și numai atunci când Societatea are un drept legal curent de a compensa sumele și intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să realizeze activul și să deconteze datoria simultan.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(a) Depreciere

(i) Active financiare

Societatea recunoaște pierderile de credit așteptate pe durata acestora (ECL) aferente investițiilor în instrumente de datorie care sunt evaluate la cost amortizat sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global. Valoarea pierderilor așteptate este actualizată la fiecare dată de raportare pentru a reflecta modificările riscului de credit de la recunoașterea inițială a instrumentului financiar.

Societatea recunoaște întotdeauna pierderi așteptate pe durata de viață pentru creanțele comerciale. Pierderile așteptate aferente acestor active financiare sunt estimate utilizând o matrice de provizionare (provision matrix) bazată pe experiența istorică a Societății privind pierderile de credit, ajustată pentru factori specifici debitorilor, condițiile economice generale și o evaluare atât a situației curente, cât și a direcției preconizate a evoluției acestora la data raportării, incluzând valoarea în timp a banilor, acolo unde este cazul. Societatea recunoaște ajustări ECL aferente și activelor din contracte.

Societatea măsoară ajustările pentru pierderi la un nivel egal cu pierderile așteptate pe durata de viață (Nota 30).

La evaluarea unei creșteri semnificative a riscului de credit și la estimarea ECL, Societatea utilizează informații rezonabile și justificabile, relevante și disponibile fără costuri sau eforturi excesive, incluzând atât date cantitative, cât și calitative, precum și informații cu caracter prospectiv.

Societatea consideră că riscul de credit aferent unui activ financiar a crescut semnificativ dacă acesta înregistrează o întârziere de peste 90 de zile.

Societatea consideră ca un activ financiar prezintă riscul de neindeplinire a obligațiilor atunci când:

- este improbabil ca debitorul să își platească integral obligațiile față de Societate, fără a recurge la acțiuni precum executarea garanției (dacă există); sau
- activul financiar este restant de mai mult de 180 de zile.

Indiferent de analiza de mai sus, Societatea consideră că a intervenit intrarea în neplată atunci când un activ financiar înregistrează o întârziere de peste 180 de zile, cu excepția situației în care Societatea deține informații rezonabile și justificabile care demonstrează că un criteriu de intrare în neplată stabilit la un termen mai lung este mai adecvat.

Pierderile din credite așteptate pe durata de viață reprezintă pierderile din credite așteptate care rezultă din toate evenimentele posibile de neplată pe parcursul duratei de viață estimate a unui instrument financiar.

Perioada maximă luată în considerare la estimarea pierderilor din credite așteptate este perioada contractuală maximă pe durata căreia Grupul este expus la riscul de credit.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Evaluarea ECL

ECL reprezintă o estimare a pierderilor din credit ponderată cu probabilitățile. Pierderile din credit sunt evaluate la valoarea actualizată a tuturor deficitelor de numerar (adică diferența dintre fluxurile de numerar datorate Societății în conformitate cu contractul și fluxurile de numerar pe care Societatea se așteaptă să le primească).

Active financiare depreciate ca urmare a riscului de credit

La fiecare dată de raportare, Societatea analizează dacă activele financiare evaluate la cost amortizat sunt depreciate ca urmare a riscului de credit. Un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit atunci când au avut loc unul sau mai multe evenimente care au un impact negativ asupra fluxurilor de numerar viitoare estimate ale activului financiar.

Dovezile că un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit includ date observabile cu privire la următoarele evenimente:

- dificultatea financiară semnificativă a debitorului;
- o încălcare a contractului, de exemplu neîndeplinirea obligațiilor sau o întârziere a plății cu mai mult de 180 de zile;
- restructurarea unui împrumut sau a unui avans de către Societate în condiții pe care altfel Societatea nu le-ar lua în considerare; sau
- este probabil că debitorul să intre în faliment sau în altă formă de reorganizare financiară.

Prezentarea ajustărilor pentru ECL în situația poziției financiare

Ajustările pentru pierdere aferente activelor financiare evaluate la costul amortizat sunt deduse din valoarea contabilă brută a activelor.

Derecunoasterea activelor financiare

Valoarea contabilă brută a unui activ financiar este derecunoscută atunci când Societatea nu are așteptări rezonabile de recuperare integrală sau parțială a activului.

(ii) Active nefinanciare

La fiecare dată de raportare, Societatea revizuieste valorile contabile ale activelor sale nefinanciare (altele decât stocurile, activele aferente contractelor cu clienții și creanțele privind impozitul amânat) pentru a determina dacă există vreun indiciu de depreciere. Dacă există un astfel de indiciu, atunci se estimează valoarea recuperabilă a activului.

Pentru testul de depreciere activele sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă, care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar ale altor active sau CGU, în conformitate cu raționamentul descris în Nota 5 a3).

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei CGU reprezintă cea mai mare valoare dintre valoarea sa de utilizare și valoarea sa justă mai puțin costurile asociate cedării. Valoarea de utilizare se bazează pe fluxurile de numerar viitoare estimate, prezentate la valoarea lor actualizată, utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piață cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului sau CGU.

O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei CGU depășește valoarea sa recuperabilă.

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere, cu excepția imobilizărilor corporale contabilizate la valoarea reevaluată, în cazul cărora pierderea din depreciere este recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și reduce rezerva din reevaluare în cadrul capitalurilor proprii în măsura în care aceasta reia o creștere din reevaluare anterioară aferentă aceluiași activ.

Reversarea este limitată astfel încât valoarea contabilă a activului să nu depășească valoarea sa recuperabilă și nici valoarea contabilă care ar fi fost determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută o pierdere din depreciere în anii anteriori. O astfel de reversare este recunoscută în contul de profit sau pierdere, cu excepția situației în care activul este prezentat la valoare reevaluată; în acest caz, reversarea este tratată ca o creștere din reevaluare.

(b) Capitalul social

Societatea recunoaște modificările în capitalul social în conformitate cu legislația aplicabilă și după aprobarea lor de către Adunarea Generală a Acționarilor și înregistrarea la Registrul Comerțului.

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social statutar în termeni nominali a fost retransformat în conformitate cu IAS 29 "*Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste*" printr-o ajustare corespunzătoare a rezultatului raportat.

Acțiuni ordinare

Costurile incrementale direct atribuibile emisiunii de acțiuni ordinare sunt recunoscute ca o diminuare a capitalurilor proprii. Impozitul pe profit aferent costurilor de tranzacție ale unei tranzacții cu capitaluri proprii este contabilizat în conformitate cu IAS 12 (a se vedea Nota 7 (f)).

(c) Patrimoniul public

Patrimoniul public reprezintă valoarea activelor care aparțin domeniului public și care au fost finanțate din surse bugetare (fonduri publice). Valoarea finanțată din surse bugetare a acestor active este recunoscută inițial în venituri în avans, și ulterior drept element asimilat capitalurilor proprii în patrimoniul public la momentul recepționării și punerii în funcțiune a activelor. Conform HG 1705/2006, aceste active vor fi transferate în inventarul instituțiilor din a căror surse au fost finanțate, după finalizarea duratei de viață economică, în baza unui act normativ adoptat în acest sens. Conform OMFP 2844/2016, entitățile care nu au finalizat procedurile legale de transfer al bunurilor de natura patrimoniului public, le evidențiază separat în capitalurile proprii, în conturi de elemente asimilate capitalului.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(d) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca o deducere din capitalurile proprii în perioada în care distribuirea lor este aprobată și sunt recunoscute ca datorie în măsura în care sunt neplătite la data de raportare. Dividendele sunt prezentate în Notele la situațiile financiare atunci când distribuirea lor este propusă după data de raportare și înainte de data emiterii situațiilor financiare.

(e) Provizioane

Un provizion este recunoscut în cazul în care, ca urmare a unui eveniment anterior, Societatea are o obligație curentă, legală sau implicită, care poate fi estimată în mod credibil și este probabil ca pentru decontarea obligației să fie necesară o ieșire de resurse incorporând beneficii economice. Provizioanele sunt determinate prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare preconizate utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piață cu privire la valoarea în timp a banilor și la riscurile specifice datoriei. Reluarea actualizării este recunoscută în cheltuieli financiare.

Provizioane de dezafectare

Un provizion de dezafectare în legătură cu activele hidroenergetice abandonate sau trecute în post-utilizare și cheltuielile aferente sunt recunoscute atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a trece un activ în post-utilizare sau când Societatea nu are o alternativă realistă, cu excepția abandonării sau trecerii în post-utilizare a unui activ înainte de sfârșitul perioadei de concesiune (a se vedea Nota 5 a4)).

Ulterior evaluării inițiale, obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Creșterea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în cheltuieli de exploatare.

Societatea recunoaște un provizion de dezafectare în corespondența cu imobilizările corporale cu privire la dezafectarea turbinelor eoliene. Obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Modificarea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în imobilizări corporale.

(f) Active contingente și datorii contingente

O datorie contingentă este:

- a) o obligație potențială apărută ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărei existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unui sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Societate; sau
- b) o obligație curentă apărută ca urmare a unor evenimente anterioare, dar care nu este recunoscută deoarece:
 - i. nu este probabil ca vor fi necesare ieșiri de resurse care să încorporeze beneficii economice pentru decontarea acestei obligații; sau
 - ii. valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare, ci sunt prezentate în Note, cu excepția cazului în care posibilitatea unei ieșiri de resurse care încorporează beneficii economice este îndepărtată.

Un activ contingent este un activ potențial care apare ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărui existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unui sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Societate.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare, cu excepția cazului în care este aproape sigur. Activele contingente sunt prezentate în Note numai atunci când o intrare de beneficii economice este considerată probabilă.

(g) Incertitudini privind tratamentele fiscale

Societatea aplică IFRIC 23 "Incertitudini legate de tratamente fiscale" pentru contabilizarea incertitudinilor legate de impozitul pe profit.

Un „tratament fiscal incert” este un tratament fiscal legat de impozitul pe profit pentru care există incertitudini cu privire la faptul că autoritatea fiscală relevantă îl va accepta în baza legislației fiscale. Prezența unui tratament fiscal incert depinde atât de poziția specifică a unei entități, cât și de legislația fiscală aplicabilă. Prin urmare, tratamentele fiscale incerte apar adesea atunci când legea fiscală aplicabilă este neclară sau nu este înțeleasă în mod consecvent.

Dacă există incertitudini cu privire la tratament fiscal legat de impozitul pe profit, atunci Societatea ia în considerare dacă este probabil (mai mult probabil decât improbabil) ca o autoritate fiscală să accepte tratamentul fiscal inclus sau planificat să fie inclus în declarația fiscală a Societății.

Societatea reflectă efectul incertitudinii cu privire la un tratament fiscal în măsurarea impozitului pe profit curent și amanat, după cum urmează:

- Este probabil că autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal al Societății: dacă Societatea concluzionează că este probabil că autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal, atunci Societatea măsoară impozitul pe profit curent și amanat în concordanță cu tratamentul fiscal utilizat sau planificat să fie utilizat pentru întocmirea și depunerea declarației fiscale.
- Este puțin probabil că autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal al Societății: dacă Societatea concluzionează că nu este probabil că autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal, atunci acesta reflectă efectul acelei incertitudini fiscale în determinarea profitului impozabil (sau a pierderii fiscale), bazei de impozitare, a pierderilor fiscale neutilizate, a creditelor fiscale neutilizate și a ratelor de impozitare determinate de aplicarea prezentei interpretări. Pentru a face acest lucru, Societatea folosește fie metoda celei mai probabile valori, fie metoda valorii preconizate - oricare dintre acestea preconizează mai bine determinarea incertitudinii.

Incertitudinile legate de alte taxe care nu sunt impozite pe profit (de exemplu, taxa pe valoarea adăugată sau taxe în scopul IFRIC 21 "Cotizații") sunt recunoscute și măsurate în conformitate cu IAS 37 "Provizioane, datorii contingente și active contingente", cu excepția cazului în care sunt tratate în mod specific într-un alt standard (de exemplu IAS 19 "Beneficiile angajaților" pentru contribuțiile la asigurări sociale).

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Incertitudinile privind valoarea care va fi recunoscuta ca provizion sunt tratate prin mijloace diferite, în funcție de împrejurări. În cazul în care provizionul în curs de evaluare implică o gamă largă de elemente, obligația este estimată prin ponderarea tuturor rezultatelor posibile în funcție de probabilitățile lor. Această metodă statistică de evaluare este denumită „valoare preconizată”. Prin urmare, provizionul va fi diferit în funcție de probabilitatea pierderii unei anumite sume. În cazul în care există un interval continuu de rezultate posibile și probabilitățile de realizare ale fiecăruia sunt egale, se utilizează punctul de la mijlocul intervalului.

În cazul în care este evaluată o singură obligație, rezultatul individual cel mai probabil poate constitui cea mai bună estimare a datoriei. Cu toate acestea, chiar și într-un astfel de caz, entitatea ia în considerare și alte rezultate posibile. În cazul în care alte rezultate posibile sunt, în cea mai mare parte, fie mai mari, fie mai mici decât rezultatul cel mai probabil, cea mai bună estimare va fi o sumă mai mare sau mai mică.

(h) Leasing

La inițierea unui contract, Societatea evaluează dacă acel contract este sau conține un contract de leasing. Un contract este, sau conține, un contract de leasing dacă acel contract acordă dreptul de a controla utilizarea unui activ identificat pentru o anumită perioadă de timp în schimbul unei contraprestatii.

In calitate de locatar

La data începerii derulării sau la modificarea unui contract care conține o componentă de leasing, Societatea alocă contravaloarea din contract fiecărei componente de leasing pe baza prețurilor individuale relative.

Societatea recunoaște un activ aferent dreptului de utilizare și o datorie de leasing la data începerii derulării contractului de leasing. Activul aferent dreptului de utilizare este evaluat inițial la cost, care include valoarea inițială a datoriei de leasing, ajustată cu orice plăți de leasing efectuate la data sau înainte de data începerii derulării, plus orice costuri directe suportate, minus orice stimulente primite în cadrul contractului de leasing.

Activul aferent dreptului de utilizare este ulterior amortizat utilizând metoda liniară de la data începerii până la sfârșitul perioadei de leasing, cu excepția cazului în care contractul de leasing transferă dreptul de proprietate asupra activului suport către Societate până la sfârșitul perioadei de leasing sau costul activului aferent dreptului de utilizare reflectă faptul că Societatea va exercita o opțiune de cumpărare. În acest caz activul aferent dreptului de utilizare va fi amortizat pe durata de viață utilă a activului suport, care este determinată similar imobilizărilor corporale. În plus, activul aferent dreptului de utilizare este diminuat periodic cu pierderi din depreciere, dacă există, și ajustat pentru anumite reevaluări ale datoriei care decurge din contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată inițial la valoarea actualizată a plăților de leasing care nu sunt achitate la data începerii derulării contractului, actualizate utilizând rata dobânzii implicită în contractul de leasing sau, dacă această rată nu poate fi determinată imediat, rata marginală de împrumut a Societății. În general, Societatea utilizează rata marginală de împrumut ca rata de actualizare.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Societatea își determină rata marginală de împrumut prin obținerea ratelor dobânzii din diferite surse de finanțare externe și își face anumite ajustări pentru a reflecta termenii contractului de leasing și tipul activului suport.

Plățile de leasing incluse în evaluarea datoriei care decurge din contractul de leasing cuprind următoarele:

- plăți fixe de leasing, inclusiv plăți fixe în fond;
- plăți variabile de leasing care depind de un indice sau de o rată, evaluate inițial utilizând indicele sau rata de la data începerii derulării contractului;
- sumele preconizate a fi plătite în baza unor garanții aferente valorii reziduale; și
- prețul de exercitare al unei opțiuni de cumpărare dacă Societatea are certitudinea rezonabilă că o va exercita, plăți de leasing aferente unei perioade de prelungire opțională dacă Societatea are certitudinea rezonabilă că va exercita opțiunea de prelungire și penalități de reziliere a contractului de leasing, cu excepția cazului în care Societatea are certitudinea rezonabilă că nu va rezilia contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Datoria este reevaluată atunci când are loc o modificare a plăților de leasing viitoare care rezultă dintr-o schimbare a unui indice sau a unei rate, dacă are loc o modificare a estimării Societății cu privire la sumele care se preconizează ca vor fi datorate în conformitate cu garanția aferentă valorii reziduale, dacă Societatea își modifică evaluarea privind probabilitatea exercitării unei opțiuni de cumpărare, extindere sau reziliere sau dacă are loc o revizuire a unei plăți de leasing fixe în fond.

Atunci când datoria care decurge din contractul de leasing este reevaluată în acest mod, se efectuează o ajustare corespunzătoare a valorii contabile a activului aferent dreptului de utilizare sau reevaluarea este înregistrată în profit sau pierdere dacă valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare a fost redusă la zero.

Societatea prezintă activele aferente dreptului de utilizare în Imobilizări corporale în situația poziției financiare.

Contracte de leasing pe termen scurt și contracte de leasing în care activul suport are o valoare mică

Societatea a ales să nu recunoască activele aferente dreptului de utilizare și datoriile care decurg din contractul de leasing pentru contractele de leasing pe termen scurt (cu o durată de leasing de cel mult 12 luni) și contractele de leasing în care activul suport are o valoare mică (mai mică decât echivalentul a 5.000 USD). Societatea recunoaște plățile de leasing asociate acestor contracte de leasing în cheltuieli de exploatare utilizând o bază liniară pe durata contractului de leasing.

(i) Subvenții guvernamentale

Subvențiile guvernamentale aferente activelor sunt recunoscute inițial ca venituri înregistrate în avans la valoarea justă atunci când există siguranța rezonabilă că acestea vor fi primite și că Societatea va respecta condițiile atașate subvenției. Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute în profit sau pierdere în alte venituri pe o bază sistematică pe durata de viață utilă a activelor.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Subvențiile aferente veniturilor, care compensează Societatea pentru cheltuielile efectuate, sunt recunoscute în profit sau pierdere în Alte venituri pe o bază sistematică în perioadele în care sunt recunoscute cheltuielile, cu excepția cazului în care condițiile primirii subvenției sunt îndeplinite după recunoașterea cheltuielilor aferente. În acest caz, subvenția este recunoscută atunci când devine incasabilă.

Pentru subvențiile aferente certificatelor verzi, a se vedea Nota 7 (i).

(j) Raportare pe segmente

Rezultatele obținute pe segmente, care sunt raportate către Directorat și Consiliul de Supraveghere includ elemente atât direct atribuibile unui segment, precum și elemente care pot fi alocate pe o bază rezonabilă.

(k) Evenimente ulterioare

Evenimentele care au loc după data de raportare și până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații suplimentare despre condițiile care existau la data de raportare (evenimente care conduc la ajustarea situațiilor financiare) sunt reflectate în aceste situații financiare. Evenimentele care au avut loc după data de raportare până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații despre evenimentele care au loc după data de raportare (evenimente care nu conduc la ajustarea situațiilor financiare), atunci când sunt semnificative, sunt prezentate în Notele explicative la situațiile financiare.

(l) Estimarea valorii juste

“Valoarea justă” este prețul care ar fi încasat pentru vânzarea unui activ sau plătit pentru transferul unei datorii într-o tranzacție normală între participanți pe piața la data evaluării, pe piața principală sau, în absența acesteia, pe piața cea mai avantajoasă la care Societatea are acces la acea dată. Valoarea justă a unei datorii reflectă riscul de neperformanță al acesteia.

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Societății necesită evaluarea valorilor juste pentru active și datorii financiare și active nefinanciare (a se vedea Nota 5 (b)).

Societatea evaluează valoarea justă a unui instrument utilizând prețul cotelat pe o piață activă pentru acel instrument, atunci când este disponibil. O piață este considerată "activă" dacă tranzacțiile cu activul sau datoria au loc cu o frecvență și la un volum suficiente pentru a oferi informații de preț în mod constant.

Dacă nu există niciun preț cotelat pe o piață activă, atunci când Societatea utilizează tehnici de evaluare care maximizează utilizarea datelor de intrare observabile relevante și se minimizează utilizarea datelor de intrare neobservabile. Tehnica de evaluare aleasă încorporează toți factorii pe care participanții pe piața i-ar lua în considerare în evaluarea unei tranzacții.

8. MODIFICARI ALE POLITICILOR CONTABILE

Politicile contabile aplicate in aceste situatii financiare individuale sunt aceleasi cu cele aplicate in situațiile financiare individuale ale Societatii la data si pentru anul financiar incheiat la 31 decembrie 2024.

9. COMPARATIVE

Situațiile financiare individuale sunt prezentate pe o bază comparativă cu situațiile financiare individuale ale anului precedent.

10. SEGMENTE OPERATIONALE

A. Bazele segmentarii

Societatea a identificat doua segmente raportabile pe baza licentelor de operare detinute – producerea de energie electrica și furnizarea de energie electrică.

Tabelul urmator descrie activitatile fiecărui segment raportabil:

Segment raportabil	Activitati
Producerea de energie electrica	Producerea de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralor si turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem catre operatorul de sistem (punerea la dispozitie a unei capacitati de productie agreeate pentru nevoile de echilibrare ale sistemului energetic). Energie electrica produsa este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților care comercializeaza energie electrică pe piata angro de energie electrica, precum si furnizata consumatorilor finali prin intermediul segmentului de furnizare a energiei electrice.
Furnizarea de energie electrica	Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali non-casnici și casnici. Energia electrica furnizata consumatorilor finali este produsa, in principal, de segmentul de productie a energiei electrice, iar in cazul in care exista un deficit, acesta este acoperit prin achizitii de energie electrica spot sau forward.

Directoratul Societății revizuieste rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanța, deoarece conducerea consideră că aceasta informație este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor.

10. SEGMENTE OPERATIONALE (continuare)

B. Informatii despre segmentele operationale

Anul incheiat la 31 decembrie 2025	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Altele	Eliminari intre segmente	Total
Venituri externe	4.112.373.887	5.510.421.144	9.622.795.031	35.053.501	-	9.647.848.532
Venituri intre segmente	1.673.945.907	-	1.673.945.907	-	(1.673.945.907)	-
Venituri ale segmentului	5.786.319.794	5.510.421.144	11.296.740.938	35.053.501	(1.673.945.907)	9.647.848.532
Profit inainte de impozitare al segmentului	2.936.202.840	944.186.296	3.880.389.136	35.053.501	-	3.915.442.637
Rezultat financiar net	188.679.627	41.166.060	229.845.687	-	-	229.845.687
Amortizarea imobilizarilor	(870.446.020)	(1.492.004)	(871.938.024)	-	-	(871.938.024)
Pierderi din deprecierea imobilizarilor corporale si necorporale, net	(99.462.374)	(748)	(99.463.122)	-	-	(99.463.122)
Energie electrica achizitionata	(23.880.422)	(2.528.081.278)	(2.551.961.700)	-	1.640.603.395	(911.358.305)
Cheltuieli cu certIFICATELE verzi	-	(387.680.377)	(387.680.377)	-	33.342.512	(354.337.865)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(750.718.731)	(27.766.663)	(778.485.394)	-	-	(778.485.394)
Apa uzinata	(444.764.067)	-	(444.764.067)	-	-	(444.764.067)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(122.721.182)	-	(122.721.182)	-	-	(122.721.182)
Transport si distributie de energie electrica	(54.192.034)	(1.580.645.870)	(1.634.837.904)	-	-	(1.634.837.904)
Alte cheltuieli	(672.120.761)	(82.224.958)	(754.345.719)	-	-	(754.345.719)

10.SEGMENTE OPERATIONALE (continuare)

Anul încheiat la 31 decembrie 2024	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Altele	Eliminari între segmente	Total
Venituri externe	5.520.163.184	3.602.985.676	9.123.148.860	148.936.882	-	9.272.085.742
Venituri între segmente	1.342.797.031	-	1.342.797.031	-	(1.342.797.031)	-
Venituri ale segmentului	6.862.960.215	3.602.985.676	10.465.945.891	148.936.882	(1.342.797.031)	9.272.085.742
Profit înainte de impozitare al segmentului	4.103.255.268	528.236.661	4.631.491.929	148.936.862	-	4.780.428.811
Rezultat financiar net	245.314.959	7.917.515	253.232.474	-	-	253.232.474
Amortizarea imobilizărilor	(896.008.456)	(82.889)	(896.091.345)	-	-	(896.091.345)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale și necorporale, net	(39.493.787)	-	(39.493.787)	-	-	(39.493.787)
Energie electrică achiziționată	(25.715.723)	(1.490.355.288)	(1.516.071.011)	-	1.307.222.944	(208.848.067)
Cheltuieli cu certificatele verzi	-	(309.108.210)	(309.108.210)	-	35.574.087	(273.534.123)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(650.722.043)	(25.832.863)	(676.554.906)	-	-	(676.554.906)
Apa uzinată	(517.805.427)	-	(517.805.427)	-	-	(517.805.427)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(234.654.212)	-	(234.654.212)	-	-	(234.654.212)
Transport și distribuție de energie electrică	(64.394.869)	(1.163.997.341)	(1.228.392.210)	-	-	(1.228.392.210)
Alte cheltuieli	(575.163.352)	(94.351.976)	(669.515.328)	-	-	(669.515.328)

Alte cheltuieli includ următoarele pozitii din situația de profit sau pierdere: Reparații, întreținere, materiale și consumabile, Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale și Alte cheltuieli de exploatare.

Segmentul de producere a energiei electrice include, de asemenea, serviciile de sistem și producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA (a se vedea detaliile în Nota 11).

Veniturile între segmente includ valoarea energiei electrice produse și transferată în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producător (segmentul de producere a energiei electrice) în portofoliul de furnizor (segmentul furnizare a energiei electrice) în suma de 1.616.722.973 RON în anul 2025 (2024: 1.271.354.516 RON). Veniturile între segmente sunt calculate în baza unei metodologii aprobate de Directorat în anul 2021. Metodologia utilizată pentru calculul prețului de transfer între segmente are la baza costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiat cu 2 luni înainte de luna de calcul, plus o marjă internă.

Cresterea veniturilor din segmentul de producere a energiei electrice în anul 2025, comparativ cu aceeași perioadă din 2024, s-a datorat în principal creșterii prețului de vânzare per MWh și creșterii numărului de clienți.

Toate veniturile sunt obținute în România.

Activele și datoriile totale pe segmente nu sunt incluse în rapoartele de management revizuite de către Directorat.

11. VENITURI

A. Venituri din contractele cu clienții

Societatea obține venituri din:

	2025	2024
Vanzarea angro a energiei electrice	3.864.222.971	5.217.335.087
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul)	5.510.421.144	3.602.985.676
Servicii de system	248.150.916	302.828.097
Total	9.622.795.031	9.123.148.860

Veniturile din energia electrica furnizata consumatorilor finali reflecta valoarea volumului de energie furnizata, inclusiv dezechilibre pozitive, care are la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distributie, auto-citiri raportate de consumatori sau estimări ale operatorilor de distribuție privind energia electrică livrată până la finalul perioadei dacă citirile nu au fost încă efectuate.

11. VENITURI (continuare)

Majoritatea vanzarilor de energie cu amanuntul in anul incheiat la 31 decembrie 2025 este catre consumatori non-casnici (aproximativ 64 % din volum, 63% in 2024), pentru care sunt efectuate citiri la sfarsitul fiecarei luni, date transmise de catre operatorii de distributie. De asemenea, aproximativ 71% (67% in 2024) din volumul furnizat consumatorilor casnici in anul 2025 este determinat pe baza citirilor de contoare la sfarsitul perioadei, iar restul are la baza estimarea consumului. In consecinta, Societatea a considerat ca riscul ajustarii veniturilor ulterior sfarsitului perioadei, care ar putea rezulta din diferenta dintre citirile de contoare si volumele estimate, ar avea un impact limitat asupra situatiilor financiare.

În 2025, Societatea a produs 11.847 GWh (2024: 13.864 GWh) și a vândut 14.056 GWh (2024: 14.666 GWh). Din cantitatea totală vândută, 7.244 GWh au fost furnizati consumatorilor finali în 2025 (5.572 GWh în 2024).

Societatea are contracte cu clientii pe perioade de pana la 12 luni.

Clientii care reprezinta individual mai mult de 10% din veniturile Societatii sunt dupa cum urmeaza:

- Transelectrica SA, operatorul sistemului de energie electrica - servicii de sistem si productie de energie lectrice pentru echilibrarea sistemului (ultima inclusa în Vanzarea energiei electrice produse) – 739.636.134 RON in 2025 (8%), 1.946.833.917 RON in 2024 (21%);
- OPCOM SA, operatorul pietei – vanzarea energiei electrice produse pe piata spot – 686.612.232 RON in 2025 (7%), 2.704.049.345 RON in 2024 (30%).

Momentul recunoasterii veniturilor:

	2025	2024
Venituri recunoscute in timp	9.622.795.031	9.123.148.860
Total	9.622.795.031	9.123.148.860

B. Datorii aferente contractelor cu clientii

La 31 decembrie 2025, Societatea are datorii aferente contractelor cu clientii in suma de 48.391.638 RON (31 decembrie 2024: 97.786.127 alte RON). Acestea reprezinta plati in avans ale clientilor pentru obligatiile contractuale viitoare de livrare si furnizare a energiei electrice.

Datoriile aferente contractelor cu clientii la 31 decembrie 2024 în suma de 97.786.127 RON au fost recunoscute la venituri în cursul anului 2025 (2024: 41.719.807 RON).

12. ALTE VENITURI

	2025	2024
Venituri din subvenții	5.642.425	5.794.211
Despagubiri, amenzi și penalități	884.077	126.282.247
Alte venituri	28.526.999	16.860.424
Total	35.053.501	148.936.882

În data de 2 aprilie 2024, prin decizia nr. 1852 a Înaltei Curți de Casație și Justiție, litigiul cu autoritățile fiscale care a avut ca obiect anularea Deciziei de soluționare a contestației fiscale prealabile nr. 406/18.12.2014, anularea Deciziei de impunere nr. F-MC 851/21.01.2014, cu o valoare de 214.385.212 RON, precum și rambursarea sumei impuse, a fost soluționat definitiv în favoarea Hidroelectrica. În iulie 2024, sumele impuse au fost recuperate prin compensarea cu obligații fiscale aferente anului 2024. De asemenea, Societatea a încasat în luna septembrie 2024 dobânzi fiscale de 122.842.704 RON, aferente perioadei între executarea sumei impuse de către autorități și compensarea acesteia.

13.CHELTUIELI DE EXPLOATARE**A. Apa uzinată**

Apa uzinată reprezintă apa utilizată de hidrocentrale pentru a produce energie electrică. Tariful pentru apa uzinată stabilit de către Administrația Națională Apele Române este de 37 RON per MWh (2024: 37 RON per MWh).

B. Energie electrică achiziționată

Societatea achiziționează energie electrică pentru echilibrarea deficitului dintre energia electrică contractată pentru vânzare și energia electrică efectiv produsă sau pentru necesitățile segmentului de furnizare.

În 2025, Societatea a achiziționat 2.209 GWh (2024: 802 GWh) pentru 911.358.305 RON (2024: 208.848.067 RON).

Creșterea achizițiilor de energie electrică în anul 2025 se datorează în principal scaderii cantității de energie electrică produsă, pe fondul condițiilor hidrologice nefavorabile, precum și a creșterii cantității de energie electrică necesară segmentului de furnizare.

13.CHELTUIELI DE EXPLOATARE (continuare)

C. Transport si distribuție de energie electrică

	2025	2024
Injectia energiei electrice produse in sistemul național	39.173.613	62.359.501
Distribuția energiei electrice furnizate	1.301.105.512	949.130.524
Transportul energiei electrice furnizate	294.558.779	216.902.185
Total	1.634.837.904	1.228.392.210

Tarifele pentru serviciile de distribuție si transport al energiei electrice sunt reglementate.

Creșterea costurilor de transport și distribuție energie electrica în anul 2025, comparative cu aceeași perioada a anului 2024, este determinată de creșterea tarifelor reglementate începând cu 1 ianuarie 2025 și de creșterea volumului de energie livrată consumatorilor finali.

D. Certificate verzi

La 31 decembrie 2025, Societatea a înregistrat costuri în valoare de 354.337.865 RON (2025: 273.534.123 RON) reprezentând costul certificatelor verzi achiziționate pentru segmentul de furnizare, în baza obligației legale de a cumpăra certificate verzi de la producătorii de energie din surse regenerabile, în funcție de țintele sau cotele anuale stabilite prin lege, aplicabile cantității de energie electrică achiziționate și furnizate consumatorilor finali.

E. Taxa pentru producătorii de energie electrica

Taxa pentru producătorii de energie electrică este calculată prin aplicarea procentului de 100% asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON (450 RON pe MWh pana la 31 martie 2024).

În februarie 2025, Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 6/27.02.2025) prin care se prelungește aplicabilitatea taxei cu o perioada de 3 luni pana la 30 iunie 2025. Începând cu data de 01 aprilie 2025, taxa pentru producătorii de energie este calculată prin aplicarea procentului de 80% (scazut de la 100%) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON pe MWh.

Taxa înregistrată de Grup in anul 2025 a fost in suma de 122.721.182 RON (2024: 234.654.212 RON).

13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE (continuare)

F. Alte cheltuieli de exploatare

	2025	2024
Miscari in provizioane, net	21.511.010	25.863.081
Impozite si taxe locale	143.480.551	81.616.684
Paza	26.751.073	23.958.430
Sponsorizari	8.780.048	13.560.664
Servicii profesionale	16.216.399	11.575.992
Servicii in legatura cu constructiile abandonate	10.112.609	10.641.918
Contributia ANRE	9.719.571	12.243.581
Contributia la AMEPIP	8.648.942	11.266.739
Pierderi din penalizari	2.815.633	12.694.544
Pierdere la cedarea imobilizărilor corporale	2.448.872	5.489.339
Alte cheltuieli	130.749.812	89.325.258
Total	381.234.519	298.236.230

Creșterea taxelor locale față de anul precedent se datorează înregistrării taxei pe construcții speciale, în valoare de 51.133.367 RON, taxă care a intrat în vigoare începând cu anul 2025.

Alte cheltuieli, în sumă de 130.749.812 RON, includ, printre altele cheltuieli cu licențe utilizate pentru o perioadă mai mică de un an, în valoare de 22.572.612 RON, redevențe plătite Ministerului Energiei în cadrul contractului de concesiune de servicii, în valoare de 6.360.539 RON, servicii prestate de terți, în valoare de 19.769.499 RON, comisioane de management, în valoare de 8.866.834 RON.

G. Onorariu auditori

Remunerarea auditorului statutar, Ernst & Young Assurance Services SRL, pentru serviciile de audit aferente anului 2025 (2024: KPMG Audit SRL) cat si onorariile aferente serviciilor non-audit sunt următoarele:

	2025 (EUR)	2024 (EUR)
Onorarii pentru auditarea situatiilor financiare individuale si consolidate intocmite in conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 si a situatiilor financiare consolidate intocmite in conformitate cu IFRS-EU	269.000	217.235
Onorarii pentru auditarea situațiilor financiare individuale conform OMFP 1802/2014 ale Hidroserv SA	22.000	-
Total onorarii audit	291.000	217.235
Onorarii pentru servicii non-audit	167.000	129.859
Total onorarii	458.000	347.094

Serviciile non-audit includ revizuirea situatiilor financiare consolidate interimare simplificate, servicii de asigurare limitata.

14. REZULTATUL FINANCIAR

	2025	2024
Venituri din dobânzi	271.083.441	327.958.055
Dividende	1.516.400	-
Alte venituri financiare	42.656.962	9.891.578
Venituri financiare	315.256.803	337.849.633
Cheltuieli cu dobânzile	(21.379.170)	(26.117.608)
Actualizarea provizioanelor pe termen lung	(65.869.790)	(58.476.191)
Castig sau (pierdere) din diferențe de curs valutar	1.837.844	(23.360)
Cheltuieli financiare	(85.411.116)	(84.617.159)
Rezultat financiar net	229.845.687	253.232.474

Scăderea veniturilor din dobânzi se datorează, în general, scăderii ratelor dobânzilor și scăderii depozitelor pe parcursul perioadei, în comparație cu anul 2024.

Creșterea înregistrată în alte venituri financiare, reprezintă penalități pentru plata cu întârziere generate de creșterea numărului de clienți și modificarea comportamentului de plată al clienților.

15. REZULTATUL PE ACȚIUNE

Calculul rezultatului pe acțiune s-a bazat pe urmatorul profit atribuibil acționarilor ordinari și pe numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare în circulație:

	2025	2024
Profit atribuibil acționarilor Societății		
Profit net atribuibil acționarilor Societății	3.337.517.121	4.071.551.582
Profit atribuibil acționarilor ordinar	3.337.517.121	4.071.551.582
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare (de bază și diluate)		
Acțiuni ordinare emise la 1 ianuarie	449.802.567	449.802.567
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare la 31 decembrie	449.802.567	449.802.567
Rezultat pe acțiune (de baza și diluat) RON/acțiune	7,42	9,05

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Planuri de beneficii determinate	98.597.734	92.743.253
Alte beneficii pe termen lung ale angajatilor	43.179.024	42.301.294
Salarii datorate	35.010.541	29.816.913
Contribuții la asigurarile sociale	24.958.836	24.166.439
Impozit pe salarii	4.402.379	4.265.390
Altele	6.952.180	3.090.625
Total	213.100.694	196.383.914
- Curente	87.070.447	79.929.776
- Pe termen lung	126.030.247	116.454.138

Portiunea curenta a beneficiilor angajatilor este dupa cum urmeaza:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Planuri de beneficii determinate	11.787.842	11.398.343
Alte beneficii pe termen lung ale angajatilor	6.119.476	7.994.265
Salarii datorate	35.010.541	29.816.913
Contributii la asigurarile sociale	24.958.836	24.166.439
Impozit pe salarii	4.402.379	4.265.390
Altele	4.791.373	2.288.426
Total	87.070.447	79.929.776

Beneficii post-angajare (planuri de beneficii determinate)

In conformitate cu Contractul Colectiv de Munca, Societatea ofera beneficii in numerar angajatilor la pensionare in functie de vechimea in munca in cadrul Societatii, după cum urmeaza:

<i>Beneficii la pensionare</i>		
Vechime in munca	Numar de salarii lunare de baza brute	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Pana la 10 ani	1	1
Intre 10 si 25 ani	3	3
Peste 25 de ani	6	6

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)

Beneficii în natură

De asemenea, în conformitate cu Contractul Colectiv de Munca, Societatea ofera beneficii în natură constând din energie electrică gratuită (în limita a 1.200 kWh anual) angajaților pensionati din cadrul Societății, sub rezerva îndeplinirii anumitor condiții (cel puțin 15 ani vechime cumulată în cadrul Societății sau altor societăți din sectorul energiei electrice sau cel puțin 10 ani consecutivi de vechime în astfel de societăți înainte de pensionare). În cazul decesului pensionarului, sotul supraviețuitor / sotia supraviețuitoare are dreptul să primească același beneficiu până la momentul recasătoriei sau decesului.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

În conformitate cu Contractul Colectiv de Munca, Societatea ofera beneficii în numerar angajaților în funcție de vechimea în muncă în cadrul Societății, după cum urmează:

<i>Prime jubiliare</i>		
Vechime în muncă	Număr salarii lunare de bază brute	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
20 ani	1	1
25 ani	2	2
30 ani	3	3
35 ani	4	4
40 ani	5	5
45 ani	6	6

(i) Modificarea datoriilor privind beneficiile determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Tabelele următoare prezintă reconcilierea dintre soldul inițial și soldul final al datoriilor privind beneficiile determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților și componentele acestora. Nu există active ale planurilor de beneficii.

Datorii privind beneficiile determinate	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	92.743.253	93.243.143
<i>Incluse în profit sau pierdere</i>		
Costul vechimii curente	4.305.703	3.913.823
Costul dobânzii	6.361.644	5.129.144
Beneficii plătite	(4.394.260)	(7.896.343)
<i>Incluse în alte elemente ale rezultatului global</i>		
Pierderi/(castiguri) actuariale	(418.606)	(1.646.514)
Sold la 31 decembrie	98.597.734	92.743.253

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	42.301.294	41.085.875
<i>Incluse în profit sau pierdere</i>		
Costul vechimii curente	2.273.103	2.153.738
Costul dobânzii	3.027.985	2.541.283
Pierderi/(castiguri) actuariale	6.690.903	6.417.101
Beneficii plătite	(11.114.261)	(9.896.703)
Sold la 31 decembrie	43.179.024	42.301.294

(ii) Ipoteze actuariale

Următoarele sunt principalele ipoteze actuariale la fiecare dată de raportare:

(a) Ipoteze macroeconomice:

- rata inflației utilizată la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 are la baza prognoza de inflație pentru RON a Bancii Naționale a României (BNR), după cum urmează:

Anul	Data evaluării 31 decembrie 2025	Data evaluării 31 decembrie 2024
2025	n/a	3,88%
2026	6,5%	3,33%
2027	3,07%	2,5%
2028 +	2,5%	2,5%

- rata de actualizare utilizată a fost obținută pe baza ratelor dobânzii pentru RON publicate de Autoritatea Europeană de Asigurări și Pensii Ocupaționale (EIOPA), după cum urmează:

Anul	Data evaluării 31 decembrie 2025	Data evaluării 31 decembrie 2024
2025	n/a	6,671%
2026	6,111%	6,902%
2027	6,240%	7,074%
2028	6,365%	7,198%
2029 +	6,481% - 4,059% (în medie 5,046%)	7,198% - 4,151% (în medie 5,295%)

- creșterea prețului energiei electrice pe KWh în linie cu rata inflației. Prețul energiei electrice utilizat în calculul actuarial este 1,0045 RON/KWh la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 0,833 RON/KWh);
- rata mortalității utilizată este rata publicată de Institutul Național de Statistică pentru ultimii 10 ani de la data evaluării;
- taxele și contribuțiile la asigurări sociale sunt cele în vigoare la datele de raportare.

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)

(b) Ipoteze specifice Societății

- rata de creștere a salariilor brute utilizată la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 este o rată egală cu rata inflației în anii următori;
- rata de fluctuație a personalului utilizată la 31 decembrie 2025 are la bază mediile anuale de fluctuație a angajaților pentru ultimii 8 ani, diferențiate pe vârstă și sex (31 decembrie 2024: media ultimilor 8 ani). Rata medie ponderată de fluctuație a angajaților utilizată la 31 decembrie 2025 este 1,24% (31 decembrie 2024: 0,99%).

(iii) Analiza de sensibilitate

Ipotezele actuariale semnificative utilizate pentru determinarea obligațiilor privind beneficiile determinate și altor beneficii pe termen lung ale angajaților sunt rata de actualizare, creșterea salarială preconizată și rata de fluctuație a angajaților. Analiza de sensibilitate de mai jos prezintă efectul asupra datoriei privind beneficiile angajaților – creștere/(diminuare), și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor respective la sfârșitul perioadelor de raportare, în timp ce alte ipoteze rămân constante.

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Creștere	Diminuare	Creștere	Diminuare
rata de actualizare (100 pb)	(10.905.411)	12.735.759	(10.359.640)	12.102.339
rata de fluctuație a angajaților (100 pb)	(7.846.522)	5.836.523	(7.316.676)	4.459.459
rata de creștere a salariului (100 pb)	7.029.050	(6.297.477)	6.414.534	(5.758.253)

Analiza de sensibilitate prezentată mai sus poate să nu fie reprezentativă pentru modificarea efectivă a obligației privind beneficiile, deoarece este puțin probabil ca modificările ipotezelor să se producă independent unele față de altele, în timp ce anumite ipoteze pot fi corelate. În analiza de sensibilitate de mai sus, valoarea actualizată a obligației privind beneficiile a fost calculată utilizând metoda unității de credit proiectate la sfârșitul perioadei de raportare, care este aceeași cu cea aplicată pentru calcularea obligațiilor recunoscute în situația pozitiei financiare.

Cheltuieli privind beneficiile angajaților

	2025	2024
Numărul mediu de angajați	3.544	3.537
Număr de angajați la 31 decembrie	3.601	3.582
	2025	2024
Salarii și alte retribuiții	713.531.260	620.079.320
Contribuții la asigurări sociale	33.853.544	28.612.458
Tichete de masă	31.100.590	27.863.128
Total	778.485.394	676.554.906

17. IMPOZITUL PE PROFIT

La determinarea impozitului curent și amanat, Societatea ia în considerare impactul pozițiilor fiscale incerte (a se vedea Nota 32). Aceasta evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de raționamente cu privire la evenimentele viitoare.

Societatea considera că înregistrările contabile pentru impozitul pe profit datorat sunt adecvate pentru toți anii fiscali deschisi, pe baza evaluării efectuate de conducere, luând în considerare diversi factori, inclusiv interpretarea legislației fiscale și experiența anterioară. Informații noi care să determine Societatea să-și modifice raționamentele cu privire la adecvarea datoriilor fiscale existente pot deveni disponibile; astfel de modificări ale datoriilor fiscale vor avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care este efectuată o astfel de determinare (Nota 32).

Creșterea datoriei privind impozitul pe profit cu suma de 118.585.013 RON față de 31 decembrie 2024, se datorează creșterii impozitului pe profit de plată din trimestrul 4 datorită profitabilității ridicate a acestui trimestru comparativ cu cel al perioadei precedente.

(a) Sume recunoscute în profit și pierdere

	2025	2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	640.379.514	751.244.170
Beneficiu privind impozitul pe profit amânat	(62.453.998)	(42.366.941)
Total	577.925.516	708.877.229

(b) Sume recunoscute în alte elemente ale rezultatului global

	2025			2024		
	Inainte de impozitare	Cheltuiala / (beneficiu) privind impozitul	Net	Inainte de impozitare	Cheltuiala / (beneficiu) privind impozitul	Net
<i>Elemente care nu vor fi reclasificate ulterior în profit sau pierdere</i>						
Ajustări ale rezervei din reevaluare, net de impozit	(510.200)	-	(510.200)	(770.110)	-	(770.110)
Modificări ale obligatiilor privind beneficiile determinate	418.606	(66.978)	351.628	1.646.514	(263.441)	1.383.073
	(91.594)	(66.978)	158.572	876.404	(263.441)	612.963

17. IMPOZITUL PE PROFIT(continuare)**(c) Reconcilierea ratei de impozitare efective**

	2025		2024	
Profit înainte de impozitare	- 3.915.442.637		- 4.780.428.811	
Impozit calculat prin utilizarea ratei de impozitare a Societății	16%	626.470.822	16%	764.868.610
Impozitul minim global	0,0%	7.743.356	0,2%	8.116.947
Efectul fiscal al:				
- Cheltuielilor nedeductibile	0,2%	6.300.394	0,4%	17.170.709
- Veniturilor neimpozabile	(0,0%)	(245.127)	(0,0%)	(2.371)
- Stimulentelor fiscale	(1,3%)	(68.346.785)	(1,7%)	(81.276.666)
- Diferente temporare nerecunoscute anterior	0.2%	6.002.856	-	-
Impozitul pe profit	15,0%	577.925.516	14,8%	708.877.229

În 2025 și 2024, stimulentele fiscale se referă la facilitatea fiscală pentru profitul reinvestit, stimulente fiscale pentru capitaluri proprii pozitive și pentru creșterea capitalurilor proprii și sponsorizări acordate.

Conform Codului Fiscal, anumite rezerve din reevaluare sunt supuse impozitului pe profit la distribuirea lor sub forma de dividende, dacă rezervele din reevaluare au fost deduse fiscal anterior.

(d) Impozitul suplimentar minim global

Societatea se califică drept grup mare la nivel național și este supus impozitului suplimentar minim global conform Legii nr. 431/2023. Legea transpune în legislația națională prevederile Directivei 2523/2022 privind asigurarea unui nivel minim de impozitare ("Directiva 2523"), Directiva care include liniile directoare din pilonul doi al „Regulilor-model globale de combatere a erodării bazei impozabile” (denumite “regulile GloBE”) emise de Cadrul incluziv al OCDE/G20 privind BEPS precum și a Ghidurilor administrative privind regulile GloBE. Pentru anul 2025, Societatea a înregistrat o cheltuială și o datorie pe termen lung cu privire la impozitul suplimentar în valoare de 7.822.302 RON (2024: 8.195.893 RON).

17. IMPOZITUL PE PROFIT(continuare)**(e) Mișcarea soldurilor impozitului amânat**

	Sold net la 1 ianuarie 2025	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2025	Creante privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale	1.701.633.004	(43.262.374)	-	1.658.370.630	-	1.658.370.630
Provizioane	(155.688.162)	(13.980.565)	-	(169.668.727)	(169.668.727)	-
Beneficiile angajaților	(21.607.129)	(1.144.132)	66.978	(22.684.283)	(22.684.283)	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(12.696.686)	(636.836)	-	(13.333.522)	(13.333.522)	-
Creante comerciale	(49.161.353)	(3.149.912)	-	(52.311.265)	(52.311.265)	-
Stocuri	(6.306.793)	(280.179)	-	(6.586.972)	(6.586.972)	-
Total datorii (creante) privind impozitul înainte de compensari	1.456.172.881	(62.453.998)	66.978	1.393.785.861	(264.584.769)	1.658.370.630
Impozit compensat	-	-	-	-	264.584.769	(264.584.769)
Datorii (creante) nete privind impozitul amânat	-	-	-	-	-	1.393.785.861

	Sold net la 1 ianuarie 2024	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2024	Creante privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale	1.732.736.184	(31.103.181)	-	1.701.633.004	-	1.701.633.004
Provizioane	(149.493.392)	(6.194.770)	-	(155.688.162)	(155.688.162)	-
Beneficiile angajaților	(21.492.642)	(377.928)	263.441	(21.607.129)	(21.607.129)	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(14.094.736)	1.398.050	-	(12.696.686)	(12.696.686)	-
Creante comerciale	(42.978.974)	(6.182.379)	-	(49.161.353)	(49.161.353)	-
Stocuri	(6.400.060)	93.267	-	(6.306.793)	(6.306.793)	-
Total datorii (creante) privind impozitul înainte de compensari	1.498.276.380	(42.366.941)	263.441	1.456.172.881	(245.460.123)	1.701.633.004
Impozit compensat	-	-	-	-	245.460.123	(245.460.123)
Datorii (creante) nete privind impozitul amânat	-	-	-	-	-	1.456.172.881

17. IMPOZITUL PE PROFIT(continuare)

f) Consecințe potențiale asupra impozitului pe profit

Societatea poate avea consecințe potențiale asupra impozitului pe profit care pot rezulta din plata de dividende către acționari din rezerve din reevaluare transferate în rezultatul reportat care, în conformitate cu legislația fiscală, sunt impozitate în momentul schimbării destinației, în măsura în care au fost deduse fiscal anterior. Astfel, distribuirea de dividende din astfel de rezerve va genera impozit pe profit suplimentar. Societatea are astfel de rezerve transferate în rezultatul reportat la 31 decembrie 2025, care în urma distribuirii ar genera impozit pe profit suplimentar pentru Societate în suma de 27.229.601 RON (31 decembrie 2024: 18.836.539 RON).

Efectul fiscal potențial al rezervelor din reevaluare impozabile la schimbarea destinației sau la distribuire (la o rată de impozitare de 16%) care nu au fost încă transferate la rezultatul reportat este în suma de 346.537.747 RON la 31 decembrie 2025 (354.930.809 RON la 31 decembrie 2024).

18. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR SI NUMERAR RESTRICTIONAT

Numerar si echivalente de numerar

	<u>31 decembrie 2025</u>	<u>31 decembrie 2024</u>
Conturi bancare	813.656.635	975.938.522
Depozite bancare cu maturitate mai mică de 3 luni	-	379.648.372
Numerar în casă	71.906	87.645
Echivalente de numerar	2.415.208	848.701
Total	816.143.749	1.356.523.240

Numerar restrictionat

La 31 decembrie 2025, numerarul restricționat este compus din depozite colaterale pe termen lung, în valoare de 23.057.471 RON (2024: 21.057.471 RON) constituite la Banca Comercială Română pentru emiterea de garanții bancare în favoarea OPCOM, aferente tranzacțiilor de pe Piața Zilei Următoare. În perioada de valabilitate, Societatea nu are acces la acest depozit.

În plus, numerarul restricționat include depozite consemnate pentru plata dividendelor și numerar consemnat pentru plata de despăgubiri care urmează a fi plătite pentru exproprieri.

19. INVESTIȚII ÎN DEPOZITE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Depozite bancare cu scadenta mai mica de 1 an detinute in scop investitional	3.732.016.142	-	3.475.932.995	-
TOTAL	3.732.016.142	-	3.475.932.995	-

Depozitele bancare sunt depozite pe termen scurt cu scadente între 3 și 12 luni detinute în scop investitional și nu în scopul acoperirii angajamentelor de plată pe termen scurt. Rata medie a dobânzii la depozitele la termen a fost 6,74% pe an în 2025 (2024: 5,89 %, pe an).

20. CREANȚE COMERCIALE

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale – segmentul de producere a energiei electrice (angro)	284.312.314	415.677.082
Creanțe comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul)	1.749.809.713	1.521.268.359
Ajustari pentru pierderi din depreciere	(336.428.858)	(304.111.389)
Total	1.697.693.169	1.632.834.052

Facturile de întocmit incluse în creanțele comerciale sunt în valoare brută de 685.870.552 RON la 31 decembrie 2025, reprezentând 34% din total creanțe comerciale brute (668.926.120 RON la 31 decembrie 2024, reprezentând 35% din total creanțe comerciale brute), din care 595.652.046 RON valoare brută se referă la segmentul de furnizare a energiei electrice (2024: 420.887.122 RON).

Din soldul creanțelor facturate la 31 decembrie 2025, 182.739.882 RON reprezintă creanțe esalonate la plată (31 decembrie 2024: 333.509.906 RON).

Miscarea pierderilor din deprecierea creanțelor comerciale este următoarea:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	304.111.389	235.879.050
Ajustări pentru pierderi din depreciere recunoscute	58.739.723	80.401.850
Ajustari pentru pierderi din depreciere utilizate	(2.623.286)	(964.504)
Ajustări pentru pierderi din depreciere reversate	(23.798.968)	(11.205.007)
Sold la 31 decembrie	336.428.858	304.111.389

Analiza pe vechimi a creanțelor comerciale este prezentată în Nota 30. Creanțele comerciale de încasat de la părțile afiliate sunt prezentate în Nota 33.

21. ALTE ACTIVE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Plati efectuate în legatura cu tratamente fiscale incerte	-	63.612.328	-	63.612.328
Avansuri pentru imobilizări	-	402.750.734	-	208.557.734
Cheltuieli în avans	54.620.972	-	13.844.591	-
Taxa pe valoarea adaugata de recuperat	901.646	-	551.335	-
Alte active	17.549.922	5.776.517	13.367.601	3.532.747
Ajustări pentru pierderi din deprecierea altor active	(15.199.508)	-	(6.100.750)	-
Total	57.873.032	472.139.579	21.662.777	275.702.809

Mișcarea ajustărilor pentru pierderi din deprecierea altor active este urmatoarea:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	6.100.750	27.753.513
Ajustări pentru pierderi din depreciere recunoscute	9.098.758	-
Ajustari pentru pierderi din depreciere utilizate	-	(21.339.041)
Ajustări pentru pierderi din depreciere reversate	-	(313.722)
Sold la 31 decembrie	15.199.508	6.100.750

Plati efectuate în legatura cu tratamente fiscale incerte

Detalii privind plățile în legătură cu tratamente incerte sunt prezentate în cadrul Notei 32.1 a).

Societatea a recunoscut aceste plăți ca un activ în baza IFRIC 23 "Incertitudini legate de tratamentele fiscale", deoarece acestea vor fi rambursate dacă Societatea câștigă litigiul cu privire la existența datoriei fiscale, fie vor fi utilizate pentru a plăti datoria în cazul pierderii litigiilor.

Plățile în avans pe termen lung reprezintă în principal avansurile plătite pentru contractul de retehnologizare AHE Vidraru semnat în iunie 2024, soldurile comparative fiind reclasificate din plăți pe termen scurt, după natura lor. În plus, la data de 31 decembrie 2025 Avansurile plătite includ și sumele plătite în cadrul contractelor de retehnologizare a CHE Stejaru și stații de pompe Lotru, semnate în 2025.

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA SA Societate administrata in sistem dualist
NOTE EXPLICATIVE LA SITUATIILE FINANCIARE INDIVIDUALE
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, dacă nu este indicat altfel)

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE

	Terenuri și amenajări de terenuri	Construcții și instalații speciale	Mașini, echipamente și alte Imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs de execuție	TOTAL
VALOARE CONTABILĂ BRUTĂ					
Sold la 1 ianuarie 2024	500.750.815	16.317.530.457	2.869.904.350	4.244.098.888	23.932.284.510
Adiții	4.432.913	541.477	18.246.350	280.446.101	303.666.841
Transferuri din imobilizări corporale în curs de execuție	-	72.863.441	151.185.998	(224.049.439)	-
Ieșiri	-	(413.376)	(7.060.183)	(7.225.333)	(14.698.892)
Sold la 31 decembrie 2024	505.183.728	16.390.521.999	3.032.276.515	4.293.270.217	24.221.252.459
Sold la 1 ianuarie 2025	505.183.728	16.390.521.999	3.032.276.515	4.293.270.217	24.221.252.459
Adiții	4.543.373	1.475.050	445.513	595.004.261	601.468.197
Transferuri din imobilizări corporale în curs de execuție	-	69.868.200	90.703.619	(160.571.819)	-
Transferuri în imobilizări necorporale	-	-	-	(17.576.272)	(17.576.272)
Actualizare cheltuieli dezafectare	-	127.362	-	-	127.362
Ieșiri	(7.422.523)	(3.606.795)	(830.730)	(854.412)	(12.714.460)
Sold la 31 decembrie 2025	502.304.578	16.458.385.816	3.122.594.917	4.709.271.975	24.792.557.286
AMORTIZARE CUMULATĂ					
Sold la 1 ianuarie 2024	1.427.990	22.136.235	6.324.001	-	29.888.226
Cheltuiala cu amortizarea	771.796	411.398.231	481.087.125	-	893.257.152
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(5.448)	(6.261.991)	-	(6.267.439)
Sold la 31 decembrie 2024	2.199.786	433.529.018	481.149.135	-	916.877.939
Sold la 1 ianuarie 2025	2.199.786	433.529.018	481.149.135	-	916.877.939
Cheltuiala cu amortizarea	1.019.306	412.059.838	453.417.217	-	866.496.361
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(1.093.925)	(344.883)	-	(1.438.808)
Sold la 31 decembrie 2025	3.219.092	844.494.931	934.221.469	-	1.781.935.492
PIERDERI DIN DEPRECIERE CUMULATE					
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	3.578.781.450	3.578.781.450
Pierderi din depreciere	-	-	3.175	109.636.096	109.639.271
Reluarea pierderilor din depreciere	-	-	-	(70.111.224)	(70.111.224)
Sold la 31 decembrie 2024	-	-	3.175	3.618.306.322	3.618.309.497
Sold la 1 ianuarie 2025	-	-	3.175	3.618.306.322	3.618.309.497
Pierderi din depreciere	-	-	-	101.240.022	101.240.022
Reluarea pierderilor din depreciere	-	-	-	(1.918.667)	(1.918.667)
Sold la 31 decembrie 2025	-	-	3.175	3.717.627.677	3.717.630.852
VALOARE CONTABILĂ NETĂ					
Sold la 1 ianuarie 2024	499.322.825	16.295.394.222	2.863.580.349	665.317.438	20.323.614.834
Sold la 31 decembrie 2024	502.983.942	15.956.992.981	2.551.124.205	674.963.895	19.686.065.023
Sold la 31 decembrie 2025	499.085.486	15.613.890.885	2.188.370.273	991.644.298	19.292.990.942

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)**Imobilizări corporale în funcțiune**

Imobilizările corporale ale Societății includ în principal construcții speciale, respectiv centrale hidroelectrice, stații de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum și hidroagregate, echipamente și instalații și turbine eoliene. Societatea exploatează 188 centrale hidroelectrice cu o capacitate instalată de 6.372.403 MW, din care 5 stații de pompare cu o capacitate instalată de 91.5 MW, și 36 de turbine eoliene cu o capacitate instalată de 108 MW.

Conform legislației aplicabile, Societatea trebuie să obțină autorizații de mediu în vederea desfășurării activității. Începând cu anul 2021 Societatea a obținut autorizații de mediu care își păstrează valabilitatea pe toată perioada în care, pentru acestea, sunt obținute vize anuale. Societatea are obligația de a solicita vize anuale de la Autoritatea Competentă pentru Protecția Mediului (ACPM). În anul 2024 și în anul 2025 au fost obținute vize anuale pentru toate autorizațiile care intră sub incidența acestor reguli, cu excepția acelor facilități care nu sunt în uz.

Condițiile prevăzute de autorizațiile de mediu includ respectarea legislației de mediu, aplicabilă obiectivelor eoliene și hidroenergetice, monitorizarea factorilor de mediu și frecvența de raportare a rezultatelor monitorizării, către ACPM. Pentru monitorizarea factorilor de mediu, Societatea efectuează măsurători ale indicatorilor de calitate fizică și chimică a apei din rezervoare, a apelor industriale și reziduale precum și măsurători ale nivelului de zgomot la limitele amplasamentelor. În anul 2025 au fost efectuate toate măsurătorile stabilite conform actelor de reglementare și nu au fost depășite limitele legale ale indicatorilor. Societatea preconizează că nici în anul 2026 nu vor fi depășite valorile limită ale indicatorilor, prevăzuți de legislația în vigoare și de actele de reglementare deținute.

Active aferente dreptului de utilizare

Imobilizările corporale includ active aferente dreptului de utilizare, în principal în legătură cu sediile Societății, terenurile aferente parcului eolian și parcul auto, în valoare netă de 63.688.588 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 75.375.204 RON), clasificate în Terenuri, Construcții și instalații speciale și Mașini, echipamente și alte imobilizări corporale.

	2025	2025	2025	2024	2024	2024
	Terenuri și clădiri	Autovehicule	Total	Terenuri și clădiri	Autovehicule	Total
1ianuarie	91.277.846	18.323.418	109.601.264	89.999.223	6.360.480	96.359.703
Intrări	1.780.923	349.200	2.130.123	1.278.623	18.210.711	19.489.334
Iesiri	(965.338)	(429.009)	(1.394.347)	-	(6.247.773)	(6.247.773)
31decembrie	92.093.430	18.243.609	110.337.040	91.277.846	18.323.418	109.601.264
1ianuarie	(32.441.144)	(1.784.916)	34.226.060	(23.564.225)	6.324.001	29.888.226
Intrări	9.153.124	4.403.906	13.557.030	8.876.919	1.708.688	10.585.607
Iesiri	-	-	(1.134.638)	-	(6.247.773)	(6.247.773)
31decembrie	40.628.930	6.019.322	46.648.452	32.441.144	1.784.916	34.226.060
Valoare netă	51.464.500	12.224.087	63.688.587	58.836.702	16.358.502	75.375.204

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Reevaluarea imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale, cu excepția activelor aflate în curs de execuție și a activelor privind dreptul de utilizare, au fost reevaluate de un evaluator independent la data de 31 decembrie 2023.

Măsurarea valorii juste a imobilizărilor corporale este clasificată în Nivelul 3, deoarece tehnicile de evaluare utilizează inputuri care au un impact semnificativ asupra valorii juste înregistrate, dar care nu se bazează pe date observabile din piață. Valoarea justă a terenurilor Societății a fost estimată utilizând abordarea prin comparație de piață, respectiv metoda comparației directe. Pentru construcțiile speciale, evaluatorul a utilizat metoda costului net de înlocuire, întrucât nu existau informații comparabile pe piață (incluzând centrale hidroelectrice și alte active cu grad ridicat de specializare, pentru care nu au mai fost realizate lucrări similare în ultimele decenii în România). Deprecierea fizică a fost determinată ca raport între durata de viață rămasă și durata de viață economică a fiecărui activ, aplicat la costul de înlocuire brut.

Pentru construcțiile cu destinație generală, evaluatorul a determinat costul de înlocuire net — respectiv costul necesar pentru a înlocui un activ cu un altul comparabil disponibil pe piață — calculat ca diferență între costul de înlocuire brut și depreciera fizică și depreciera externă. Deprecierea funcțională este luată în considerare la determinarea costului de înlocuire brut, ceea ce înseamnă că acest cost nu include funcționalități care nu sunt specifice activului evaluat.

Pe baza evaluării efectuate la 31 decembrie 2025, cu implicarea unui specialist independent care a corelat evoluția indicelui costurilor de construcție și alți indicatori macroeconomici cu producția estimată de energie electrică din centralele hidroelectrice și cu evoluția prognozată a prețului de vânzare, conducerea Societății estimează că valoarea contabilă netă a imobilizărilor corporale evaluate prin modelul reevaluării aproximează valoarea justă la data bilanțului.

Imobilizări corporale în curs de execuție

La 31 decembrie 2025. Societatea are imobilizări corporale în curs de execuție cu o valoare contabilă brută de 4.709.533.797 RON (31 decembrie 2024: 4.293.270.217 RON) pentru care a recunoscut pierderi din deprecieri cumulate în sumă de 3.717.627.679 RON (31 decembrie 2024: 3.618.306.322 RON).

Principalele imobilizări corporale în curs de execuție se referă la construcția sau reabilitarea următoarelor proiecte sau centrale hidroelectrice: Bumbesti - Livezeni. Siriu – Surduc. Rastolita. Cornetu-Avrig. Pascani. Cerna Belareca. Cerna-Motru-Tismana. Bistra. Cosmesti-Movileni. Valea Sadului. Fagaras Hoghiz. Runcu Firiza; și la reabilitarea hidrocentralelor - CHE Stejaru. CHE Slatina etc.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Aceste imobilizări corporale în curs de execuție includ în principal investiții cu funcțiuni complexe, reprezentate de obiective de investiții istorice privind schemele de amenajări hidroenergetice cu funcțiuni sociale (descrise mai jos) care au fost proiectate pentru a avea funcție energetică secundară. Obiectivele primare ale acestor obiective de investiții sunt gospodărirea rațională și sigură a alimentării cu apă, inclusiv:

- Limitarea efectelor inundațiilor și viiturilor;
- Protecția populației, comunităților și a terenurilor agricole;
- Alimentare cu apă a comunităților riverane;
- Asigurarea rezervelor de apă pentru alimentarea populației și a industriei din zonă;
- Asigurarea debitului pentru irigații în perioadele de secetă;
- Menținerea debitului solid în acumulările de apă.

Funcțiunile sociale descrise mai sus sunt specifice autorităților publice, care sunt entități non-profit. De fapt, multe dintre aceste investiții aparțineau, în trecut, Agenției Naționale „Apele Române”, agenție guvernamentală care are ca obiect de activitate amenajarea teritoriului și gospodărirea apelor. Hidroelectrica SA este constituită în baza Legii nr. 31/1990 a societăților comerciale și nu este o organizație non-profit. În plus Hidroelectrica nu beneficiază de fonduri publice pentru finalizarea unor astfel de investiții sociale, care, dacă ar continua să fie finanțate, ar diminua averea acționarilor.

Aceste proiecte hidroenergetice “istorice” au fost inițiate în principal între 1982 și 1989, în urma unor decrete ale Consiliului de Stat, și au fost finanțate din fonduri publice, prin ministerele implicate, în calitate de proprietari. După 1989, unele dintre aceste proiecte au fost continuate de Agenția Națională Apele Române, finanțate din fonduri publice, înainte de a fi transferate către Hidroelectrica. Condițiile economice și energetice s-au schimbat substanțial față de anii 1980 și 1990, în principal din cauza închiderii fondurilor de investiții centralizate ale statului, iar beneficiarii acestor lucrări complexe au încetat finanțarea lucrărilor specifice incluse în proiectele hidroenergetice, în timp ce costurile acestor lucrări au rămas să fie suportate de Hidroelectrica.

După ce Hidroelectrica a intrat în insolvență în iunie 2012 și în perspectiva viitoarei listări planificate a acțiunilor Societății, administratorii judiciari au acordat o prioritate deosebită orientării către profit a Societății și gestionării raționale a numerarului.

În anul 2017 Societatea a contractat un expert tehnic extern, ISPH SA, pentru estimarea costurilor de abandonare, conservare și securizare a lucrărilor executate cu privire la investițiile cu funcțiuni complexe. În anul 2018, pe baza analizei costurilor și beneficiilor, conducerea a decis să abandoneze anumite obiective de investiții, după cum sunt prezentate mai jos și în Nota 29.

Pentru obiectivele de investiții pentru care s-a luat decizia de abandonare, au fost recunoscute pierderi din depreciere la nivelul valorii contabile brute totale a acestora. Valoarea contabilă brută a investițiilor abandonate este 590.889.477 RON la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024. Pentru aceste obiective de investiții Societatea recunoaște provizioane de dezafectare și refacere a amplasamentului (a se vedea Nota 29).

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Proiect	Obiectiv	Valoare contabilă brută	Pierderi din depreciere cumulate	Valoare contabilă netă
Borca-Poiana Teiului	Treapta Galu	9.022.718	(9.022.718)	-
Cosmești-Movileni	Treapta Cosmești	93.206.729	(93.206.729)	-
AHE Surduc - Siriu	Treapta Ciresu-Surduc	17.345.275	(17.345.275)	-
Fagaras-Hoghiz	Fagaras - Hoghiz	174.949.578	(174.949.578)	-
Runcu-Firiza	Runcu-Firiza	87.807.430	(87.807.430)	-
Dambovită-Clabucet	Dambovită – Clabucet	34.761.669	(34.761.669)	-
Valea Sadului-Vadeni	Valea Sadului-Vadeni	165.209.205	(165.209.205)	-
Altele		8.586.873	(8.586.873)	-
Total	-	590.889.477	(590.889.477)	-

În anii 2025 și 2024 au fost recunoscute pierderi din depreciere pentru imobilizări corporale în curs de execuție, altele decât activele abandonate menționate mai sus, astfel:

Proiect	Valoare contabilă brută la 31 decembrie 2025	Pierderi din depreciere cumulate la 31 decembrie 2025	Valoare netă contabilă la 31 decembrie 2025	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) în 2025
AHE Bumbesti-Livezeni	806.576.940	(446.183.742)	360.393.198	(23.408.845)
CHE Racovita	62.796.188	(62.796.188)	-	-
AHE Rastolita	736.807.263	(736.807.263)	-	(13.958.289)
AHE Siriu-Surduc	769.691.907	(677.544.385)	92.147.521	(28.401.758)
AHE Pascani	470.421.909	(470.421.909)	-	(34.806.305)
AHE Cerna-Belareca	319.451.464	(319.451.464)	-	(501.355)
AHE Cornetu-Avrig	108.390.789	(107.100.183)	1.290.606	-
Cerna Motru				
Tismana - etapa II	73.618.102	(72.942.551)	675.551	-
Lac redresor Sebes	59.957.775	(59.957.775)	-	-
Bistra	44.292.876	(37.303.605)	6.989.271	-
Retehnologizare				
Portile de Fier II	45.265.051	(45.265.051)	-	-
Altele	67.130.946	(66.614.739)	516.206	-
Total	3.564.401.206	(3.102.388.854)	462.012.352	101.076.552

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Proiect	Valoare contabilă brută la 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere cumulate la 31 decembrie 2024	Valoare netă contabilă 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) în 2024
AHE Bumbesti- Livezeni	789.332.611	(422.774.897)	366.557.714	(28.314.053)
CHE Racovita	62.781.188	(62.781.188)	-	-
AHE Rastolita	722.848.974	(722.848.974)	-	68.778.292
AHE Siriu-Surduc	750.190.905	(666.488.060)	83.702.845	(33.447.119)
AHE Pascani	435.615.604	(435.615.604)	-	39.132.979
AHE Cerna- Belareca	318.950.109	(318.950.109)	-	684.944
AHE Cornetu- Avrig	108.261.601	(106.985.994)	1.275.606	1.036.370
Cerna Motru				
Tismana - etapa II	72.942.551	(72.942.551)	-	-
Lac redresor				
Sebes	56.363.185	(56.363.185)	-	-
Bistra	45.013.279	(45.013.279)	-	3.513
Retehnologizare				
Portile de Fier II	45.265.051	(45.265.051)	-	-
Altele	77.511.317	(71.387.954)	6.123.363	(8.350.052)
Total	3.485.076.373	(3.027.416.845)	457.659.528	39.524.874

Determinarea valorilor recuperabile

Determinarea valorilor recuperabile ale investițiilor în curs de mai sus a avut la baza o serie de ipoteze privind fezabilitatea finalizării investițiilor și fluxurile de numerar previzionate.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Ipotezele semnificative utilizate pentru estimarea valorii recuperabile sunt prezentate mai jos. Estimările au avut la baza atât date istorice, cât și evaluarea conducerii cu privire la tendințele viitoare legate de prețurile energiei electrice, marje, costuri de finalizare și riscul climatic:

Ipoteze	Metoda de elaborare a ipotezelor	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Costurile de finalizare a proiectelor, fluxuri de numerar anuale până la finalizare și data punerii în funcțiune	În baza contractelor încheiate cu furnizorii pentru fiecare proiect sau a estimărilor făcute de conducere (a se vedea mai jos)	
Capacități instalate	Pe baza datelor tehnice pentru fiecare proiect (a se vedea mai jos)	
Rata de utilizare (productie)	În medie 80% din capacitatea de producție (energia anuală de proiect) (pe baza istoricului producției de energie electrică a Societății și a ajustării aferente riscului climatic)	În medie 80% din capacitatea de producție (energia anuală de proiect) (pe baza istoricului producției de energie electrică a Societății și a ajustării aferente riscului climatic)
Prețurile energiei electrice	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanți externi pentru perioada 2025 - 2060, ajustate pentru anumite ipoteze; creșterea anuală a prețurilor cu 2% (rata cu 2% (rata inflației pe termen lung) pentru perioada 2061 – 2080	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanți externi pentru perioada 2025 – 2060; creștere anuală a prețurilor de 2% (rata inflației pe termen lung) pentru perioada 2061 – 2080
Cheltuieli de exploatare	Pentru proiectele Bumbesti Livezeni, Rastolita, Siriu Surduc și Pascani. Societatea a determinat fluxurile de numerar viitoare estimând cheltuielile de exploatare specifice fiecărui proiect (cheltuieli cu apă uzată, cheltuieli cu remunerația angajaților, cheltuieli cu mentenanța, cheltuieli cu materialele), precum și cheltuieli indirecte.	Pentru proiectele Bumbesti Livezeni, Rastolita, Siriu Surduc și Pascani. Societatea a determinat fluxurile de numerar viitoare estimând cheltuielile de exploatare specifice fiecărui proiect (cheltuieli cu apă uzată, cheltuieli cu remunerația angajaților, cheltuieli cu mentenanța, cheltuieli cu materialele), precum și cheltuieli indirecte.
Durata de viață utilă	50 ani	50 ani
Rata de actualizare înainte de impozitare	10.6%	10.4%

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Estimarile Societatii cu privire la costurile necesare finalizarii proiectelor în curs de executie, precum și capacitățile anuale de producție care vor fi instalate, sunt după cum urmează:

An	Costuri de finalizare estimate		Capacitate instalata anuala (MW)	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
2025	-	160.974.719	-	30
2026	194.890.000	520.669.795	-	10
2027	495.949.000	667.949.194	-	207
2028	810.021.668	335.701.069	404	222
2029	187.583.555	118.144.882	152	65
2030	198.112.190	10.000.000	65	-
Total	1.886.556.413	1.813.439.659	621	534

Societatea estimează că aproximativ 88% din capacitatea suplimentară de producție va fi instalată până la sfârșitul anului 2028.

Pierderile din depreciere recunoscute au fost determinate în principal de modificarea ipotezelor utilizate cu privire la prețurile viitoare ale energiei electrice. modificarea ratei de discountare și actualizarea programului de lucrări în timp.

Principalele variații ale valorii recuperabile/ pierderilor din depreciere în anii 2025 și 2024 se referă la următoarele proiecte de investiții:

- Proiectul Bumbesti-Livezeni. cu o valoarea contabilă netă de 360.393.198 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 366.557.714 RON). pentru care lucrările au fost suspendate în 2017 din cauza faptului că autorizațiile de construire și de mediu au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizații non-profit. Proiectul a început în 2003, în timp ce în 2005 Parcul Național Defileul Jiului a fost declarat regiune protejată; în consecință, Societatea trebuie să reevalueze impactul asupra mediului și să obțină autorizații noi.

Deprecierea suplimentară în suma de 23.408.845 RON înregistrată în 2025 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinată de modificarea principalelor ipoteze (rata de actualizare, prețurile energiei și rata inflației).

Societatea este în prezent în proces de obținere a autorizațiilor noi de construire și de mediu în vederea continuării lucrărilor. În 2022, autoritățile au comunicat Societatii că documentația prezentată nu respecta cerințele legale și trebuie revizuită.

În cursul anului 2024, documentația de mediu revizuită a fost retransmisă autorităților și au avut loc consultările publice privind aceasta. Conducerea consideră că nu există probleme care să împiedice Societatea să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință, valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2028.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

- Proiectul Siriu-Surduc cu o valoare contabilă netă de 74.802.246 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 83.702.844 RON), pentru care lucrările au fost suspendate din cauza faptului că autorizațiile de construire și de mediu pentru construcția barajului au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu numite organizații non-profit. Proiectul a început în 1983 și cuprinde 3 hidrocentrale, dintre care una a fost pusă în funcțiune în 1988, pentru alta conducerea a decis abandonarea proiectului, iar a treia este în curs de execuție, lucrările fiind suspendate până la revizuirea impactului asupra mediului și obținerea unor noi autorizații.

Ajustarea suplimentară de depreciere de 28.401.759 RON în 2025 pentru proiectul Siriu-Surduc a fost determinată de modificarea principalelor ipoteze (rata de actualizare, prețurile energiei și inflația).

Conducerea consideră că nu există aspecte probleme care să împiedice Societatea să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință, valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2028.

Analiza de sensibilitate

Analiza de sensibilitate de mai jos prezintă efectul asupra profitului înainte de impozitare și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor cheie la sfârșitul perioadelor de raportare. În timp ce alte ipoteze rămân constante.

Rata de actualizare înainte de impozitare	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 100 puncte de baza	Descrestere cu 100 puncte de baza
2025	(108.651.041)	135.367.789
2024	(121.362.849)	154.595.489

Cheltuieli de exploatare	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 5%	Descrestere 5%
2025	10.124.282	(10.124.282)
2024	(13.402.966)	13.402.966

Prețurile energiei electrice	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 5%	Descrestere cu 5%
2025	62.844.024	(62.844.024)
2024	71.593.345	(71.441.872)

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Rata de utilizare	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 500 puncte de baza	Descrestere cu 500 puncte de baza
2025	62.844.024	(62.844.024)
2024	89.416.997	(88.187.104)

23. INVESTIȚII ÎN FILIALE

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroserv SA	70.576.810	70.576.810
Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice SRL	244.650.000	244.650.000
Total	315.226.810	315.226.810

În ianuarie 2024 Societatea a constituit o noua subsidiara, Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice SRL, aportul initial la capitalul social al subsidiarei fiind de 119.650.000 RON. Ulterior, în noiembrie 2024, Societatea a efectuat a doua contributie la capitalul social al subsidiarei de 125.000.000 RON. În martie 2024, Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice SRL a preluat a liniilor de business ABC și platforma Calnicel ale UCM Resita SA., suma platita fiind 67.879.000 RON.

La 31 decembrie 2025 și 2024, activele nete conform situațiilor financiare statutare ale subsidiarelor sunt:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active nete - Hidroserv SA	154.881.561	131.576.158
Active nete - UCMH SRL	284.759.021	247.906.485

24. CAPITAL ȘI REZERVE

(a) Capital social

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Capital social la valoare nominala	4.498.025.670	4.498.025.670
Ajustarea la inflatie in conformitate cu IAS 29	1.028.872.000	1.028.872.000
Total	5.526.897.670	5.526.897.670

Pana la 31 decembrie 2003, capitalul social in termeni nominali a fost retratat in conformitate cu IAS 29 „Raportarea financiara in economiile hiperinflationiste”, ajustarile aferente fiind recunoscute in rezultatul reportat.

La 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024, capitalul social autorizat subscris al Societății este împărțit în 449.802.567 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 RON pe acțiune. Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferea un drept de vot.

Actionari	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Numar de actiuni	%	Numar de actiuni	%
Ministerul Energiei	360.094.390	80.0561%	360.094.390	80.0561%
Persoane juridice	75.600.136	16.8074%	73.287.787	16.2933%
Persoane fizice	14.108.041	3.1365%	16.420.390	3.6506%
Total	449.802.567	100%	449.802.567	100%

(b) Rezerva din reevaluare

Reconcilierea dintre soldul inițial și soldul final al rezervei din reevaluare este după cum urmează:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	11.555.225.745	12.047.813.106
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizarii și ieșirilor de imobilizări corporale. net de impozit	(465.980.372)	(491.817.251)
Miscarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizarilor corporale	(510.200)	(770.110)
Sold la 31 decembrie	11.088.735.173	11.555.225.745

24. CAPITAL ȘI REZERVE (continuare)**(c) Alte rezerve**

Alte rezerve includ:

- rezerva legala in suma de 920.729.953 RON (31 decembrie 2024: 920.729.953 RON). constituită anual in proportie de 5% din profitul înainte de impozitare pana cand rezerva legala totala ajunge la 20% din capitalul social varsat nominal. Rezervele legale sunt obligatorii și sunt deductibile la calculul impozitului pe profit si nu sunt distribuibile.
- alte rezerve nedistribuibile in suma de 97.000.000 RON la 31 decembrie 2025 si 2024. constituite in 2006 in baza Ordonantei de Urgenta a Guvernului nr. 89/2004.

(d) Dividende

In data de 29 aprilie 2025. Adunarea Generală a Acționarilor Societatii a aprobat distribuirea de dividende din profitul anului 2024, in suma de 4.043.229.023 RON, reprezentând 100% din profitul net al anului 2024 eligibil pentru distribuire conform situațiilor financiare individuale statutare ale Societății.

Valoarea dividendelor pe actiune distribuite este de 8.988897 RON/actiune (2024: 13.99 RON/actiune).

Datoriile în legătură cu dividendele includ:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Dividende de plată	6.451.583	5.182.867
Impozit pe dividende	284.577	469.825
Total	6.736.160	5.652.692

Societatile din Romania pot distribui dividende numai din profiturile conform situatiilor financiare individuale statutare intocmite in conformitate cu reglementarile contabile din Romania.

(e) Gestionarea capitalului

Gestionarea capitalului de catre Societate este influentata in mod semnificativ de reglementari. Distribuirea dividendelor este guvernata de reglementari speciale, inclusiv Ordonanta de Guvern nr. 64/2001, conform careia, in cazul societatilor detinute integral sau majoritare de stat, minimum 50% din profitul contabil se distribuie sub forma de dividende, daca alte legi speciale nu prevad altfel.

Politica Societatii este de a mentine o baza de capital puternica pentru a mentine increderea investitorilor, creditorilor si a pietei si pentru a sustine dezvoltarea viitoare a activitatii. Conducerea monitorizeaza rentabilitatea capitalului, precum si nivelul dividendelor distribuite catre actionari.

Raportul dintre datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt. net) si EBITDA ajustat nu trebuie sa depaseasca 3.

24. CAPITAL ȘI REZERVE (continuare)

	2025	2024
Imprumuturi bancare	213.315.268	300.733.276
Datorii aferente contractelor de leasing	71.647.900	79.354.288
Minus: Numerar si echivalente de numerar	(816.143.749)	(1.356.523.240)
Minus: Investitii pe termen scurt	(3.732.016.142)	(3.475.932.995)
Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt. net) A	(4.263.196.723)	(4.452.368.671)
EBITDA AJUSTATA ⁽¹⁾ B	4.703.009.302	5.472.649.687
Raportul dintre Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt. net) si EBITDA AJUSTATA A/B	(0,91)	(0,81)

(1) EBITDA (Profitul înainte de dobânzi, impozitare, amortizare și depreciere) AJUSTATA este calculata pornind de la EBITDA definita si calculata ca profitul/(pierderea) înainte de impozitare. înainte de (i) amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale și (ii) cheltuieli si venituri din dobanzi. AJUSTATA CU (a) deprecierea/reversarea deprecierei imobilizărilor corporale si necorporale si (b) deprecierea/reversarea deprecierei imobilizarilor financiare. EBITDA sau EBITDA AJUSTATA nu sunt indicatori IFRS si nu trebuie tratate ca alternative la indicatorii IFRS. Mai mult, EBITDA AJUSTATA nu este definita in mod unitar. Metoda de calcul a EBITDA AJUSTATA utilizata de alte societati poate fi semnificativ diferita fata de cea utilizata de Societate. In consecinta, EBITDA AJUSTATA prezentata in aceasta Nota nu poate fi utilizata, ca atare, in scopul comparatiei cu EBITDA sau EBITDA AJUSTATA a altor societati.

25. ÎMPRUMUTURI

Descriere	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BRD Groupe Societe Generale din data de 4 martie 2021 in suma de 1.250.000.000 RON – imprumut contractat pentru finantarea achizitiei Crucea Wind Farm SA si Hidroelectrica Wind Services SRL. Incasari din imprumut: 130 milioane EUR (reprezentand 635.219.000 RON)	213.315.268	300.733.276
Rambursare: rate trimestriale in perioada 11 iunie 2021 - 11 martie 2028. Dobanda este legata la EURIBOR 3 luni plus o marja. Anul scadentei: 2028	-	-
Total împrumuturi	213.315.268	300.733.276
Portiunea curenta	94.957.232	92.886.954
Portiunea pe termen lung	118.358.036	207.846.322

În 2025 Societatea a rambursat împrumuturi în sumă de 93.673.821 RON (2024: 92.349.679 RON).

Contractul de împrumut cu BRD Groupe Societe Generale include următorii indicatori financiari:

- Rata de acoperire a serviciului datoriei determinată ca raportul dintre EBITDA din care se deduc plățile de dividende, cheltuielile de capital și impozitele, pe de o parte, și serviciul datoriei, pe de altă parte – valoarea minimă 1.1;
- rata de îndatorare – valoarea maximă 3.0.

25. ÎMPRUMUTURI (continuare)

Conform contractului de împrumut, în cazul în care nu este îndeplinit unul dintre indicatorii de mai sus. Societatea beneficiază de o perioadă de remediere de 60 de zile de la care creditorul a notificat Societatea.

La 31 decembrie 2025, rata de acoperire a serviciului datoriei, așa cum este definită prin contract, este sub 1,1, în consecință, porțiunea pe termen lung în valoare de 118.358.036 RON trebuie clasificată ca și datorie pe termen scurt. Întrucât serviciul datoriei nete definit prin contract este pozitiv având în vedere serviciul datoriei comparat cu EBITDA, dobânzile fiind mai mari decât serviciul datoriei, managementul consideră că este în conformitate din punct de vedere tehnic. Societatea a primit o derogare din partea băncii, ulterior datei de 31 decembrie 2025.

O situație similară a fost înregistrată la 31 decembrie 2024, porțiunea pe termen lung fiind de 207.846.322 RON. Societatea a primit o derogare din partea băncii, ulterior datei de 31 decembrie 2024.

Reconcilierea mișcării datoriilor cu fluxurile de numerar din activitatea de finanțare

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	300.733.276	79.354.288	380.087.563
Modificari generate din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare			
Rambursari de imprumuturi bancare	(93.673.821)	-	(93.673.821)
Plati de leasing	-	(9.486.038)	(9.486.038)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare	(93.673.821)	(9.486.038)	(103.159.859)
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	6.505.363	-	6.505.363
Alte modificari			
Aferente datoriilor	-	-	-
Modificari ale contractelor de leasing	-	1.779.650	1.779.650
Cheltuieli cu dobânzile	6.765.118	5.224.422	11.989.540
Dobanzi platite	(7.014.669)	(5.224.422)	(12.239.091)
Total alte modificari aferente datoriilor	(249.550)	1.779.650	1.530.099
Sold la 31 decembrie 2025	213.315.268	71.647.900	284.963.167

25. ÎMPRUMUTURI (continuare)

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	393.534.741	66.300.971	459.835.711
Modificari generate din fluxuri de numerar din activitatea de finantare			
Rambursari de imprumuturi bancare	(92.349.679)	-	(92.349.679)
Plati de leasing	-	(6.436.017)	(6.436.017)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finantare	(92.349.679)	(6.436.017)	(98.785.696)
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	(58.212)	-	(58.212)
Alte modificari			
Aferente datoriilor	-	-	-
Modificari ale contractelor de leasing	-	19.489.334	19.489.334
Cheltuieli cu dobanzile	14.136.228	4.310.953	18.447.181
Dobanzi platite	(14.529.803)	(4.310.953)	(18.840.756)
Total alte modificari aferente datoriilor	(393.574)	19.489.334	19.095.759
Sold la 31 decembrie 2024	300.733.276	79.354.288	380.087.563

26. DATORII COMERCIALE

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori de energie electrică	194.104.731	107.728.825
Furnizori de distributie a energiei electrice	183.987.973	146.305.563
Furnizori de imobilizări corporale	205.091.782	74.328.377
Furnizori de apa uzinată	101.173.106	70.250.442
Furnizori de intretinere si reparatii	53.200.462	41.528.690
Alti furnizori	96.752.358	35.972.324
Total datorii comerciale	834.310.412	476.114.220
Portiunea curenta	819.409.878	475.115.635
Portiunea pe termen lung	14.900.534	998.585

Furnizorii de energie electrica, distributie a energiei electrice, apa si intretinere si reparatii sunt în principal cei prezentati în Nota 33 Parti afiliate.

Alti furnizori includ furnizori de servicii. materiale si consumabile.

Societatea are garantii primite de la furnizori în suma de 798.191.652 RON la 31 decembrie 2025 (474.497.200 RON la 31 decembrie 2024). Acestea sunt garantii de buna executie sub forma de scrisori de garantie bancara, polite de asigurare si conturi escrow. Creșterea se datorează în principal garanțiilor primite pentru lucrări contractate de Societate pentru lucrări de rețehnologizare și mentenanță.

27. ALTE DATORII

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Datorii catre stat	25.762.266	-	29.705.046	-
Garantii de buna executie	20.063.420	54.586.301	7.955.007	54.550.218
Garantii contractuale clienti	45.512.292	-	57.587.395	-
Datorii in legatura cu dividendele	6.736.160	-	5.652.692	-
Altele	29.262.282	109.669	13.962.466	109.345
Total	127.336.420	54.695.970	114.862.606	54.659.563

Datoriile curente catre stat reprezinta in principal TVA de plata in suma de 21.392.597 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 28.078.111 RON).

Începând cu al doilea trimestru al anului 2024, Societatea solicita potențialilor clienți finali cu risc de contrapartida mai multe opțiuni de garanție de plată, inclusiv constituirea de garanții monetare. În acest sens sunt constituite depozitele de garanție deschise de clienți, valoarea depozitului fiind bazată pe valoarea contractuală estimată a energiei electrice furnizate pentru o perioadă de până la trei luni, acestea fiind valabile pe perioada contractuală.

28. VENITURI ÎN AVANS

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Subventii guvernamentale	5.554.937	145.702.825	6.091.097	155.275.571
Altele	39.539	933.526	42.006	995.841
Total	5.594.476	146.636.351	6.133.103	156.271.412

Subvențiile guvernamentale reprezinta sume primite de la stat pentru constructia anumitor proiecte de investitii.

Reconcilierea între soldul initial si soldul final al subventiilor guvernamentale:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	161.366.668	136.878.918
Cresteri in cursul anului	5.941.752	30.377.190
Reluari la venituri	(16.050.658)	(5.889.440)
Sold la 31 decembrie	151.257.762	161.366.668

29. PROVIZIOANE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Litigii si dispute	92.717.470	-	70.651.160	-
Dezafectare	-	911.465.144	-	848.188.672
Provizioane fiscale	-	97.666.739	-	95.316.032
Alte provizioane	53.546.229	-	53.731.556	-
Total	146.263.699	1.009.131.883	124.382.716	943.504.704

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Altele	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	70.651.160	848.188.672	95.316.032	53.731.556	1.067.887.420
Provizioane recunoscute în corespondența cu imobilizarile corporale	-	127.362	-	-	127.362
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	22.214.369	21.326.721	-	42.543.456	86.084.546
Provizioane utilizate	-	-	-	(42.681.941)	(42.681.941)
Provizioane reversate	(148.058)	(17.289.494)	(4.407.200)	(46.842)	(21.891.594)
Actualizarea provizioanelor (Nota 14)	-	59.111.883	6.757.907	-	65.869.790
Sold la 31 decembrie 2025	92.717.470	911.465.144	97.666.739	53.546.229	1.155.395.582

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Altele	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	162.818.480	746.285.396	90.544.424	24.359.462	1.024.007.762
Provizioane recunoscute în corespondența cu imobilizarile corporale	-	(344.065)	-	-	(344.065)
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	1.881.095	50.150.967	-	53.091.457	74.641.213
Provizioane utilizate	(65.279.278)	-	-	(23.614.403)	(88.893.681)
Provizioane reversate	(28.769.137)	-	(1.608.209)	(104.960)	-
Actualizarea provizioanelor (Nota 14)	-	52.096.374	6.379.817	-	58.476.191
Sold la 31 decembrie 2024	70.651.160	848.188.672	95.316.032	53.731.556	1.067.887.420

29. PROVIZIOANE (continuare)

I.Provizioane pentru litigii si dispute

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, provizioanele pentru litigii includ 67.618.460 RON în legătură cu litigiul cu Asocieria Romelectro SA. Hidroconstrucția SA și ISPH Project Development SA (Asocieria) început în 2013. Obiectul litigiului îl constituie disputele privind contractul semnat în 2004 pentru proiectul de investiții Bumbesti-Livezeni. Asocieria a pretins 88.400.000 RON reprezentând lucrări suplimentare efectuate de Asocierie începând cu anul 2010 până la data începerii litigiului. În urma mai multor hotărâri și apeluri în 2019, dosarul a fost trimis spre judecare. În 2020, Curtea a solicitat un raport de expertiză tehnică. Pe baza sentințelor anterioare, a raportului de expertiză emis la 17 februarie 2022 și având în vedere probabilitatea unui rezultat nefavorabil, Societatea a recunoscut un provizion de 67.618.460 RON. Societatea a recunoscut în 2025 provizioane suplimentare pentru dobânzi și penalități în legătură cu plata cu întârziere a lucrărilor care nu au fost initial recunoscute.

II.Provizioane pentru dezafectare

În 2018 și 2019, conducerea Societății a decis să abandoneze anumite proiecte de investiții în curs de execuție (Nota 22). În consecință, Societatea a recunoscut provizioane de dezafectare în profit sau pierdere pentru valoarea actualizată a lucrărilor estimate a fi necesare pentru abandonarea acelor active. Costurile de dezafectare au fost estimate pe baza unor studii efectuate de un expert tehnic extern în 2017, actualizate în cursul anului 2025 luând în considerare costul curent al activităților principale de abandon.

Principalele costuri de abandonare incluse în provizion sunt:

- costul demolării construcțiilor existente;
- costul transportului deșeurilor la cel mai apropiat depozit ecologic;
- taxa de mediu, în conformitate cu cerințele legale;
- costul de depozitare a deșeurilor la un depozit ecologic.
- Costurile au fost actualizate utilizând o rată de actualizare între 4,73% și 5,73% (31 decembrie 2024: între 5,27% și 7,09%), în funcție de perioada de dezafectare preconizată.

Un provizion de dezafectare în suma de 15.299.726 RON este aferent parcului eolian. Efectele modificărilor ipotezelor care stau la baza costurilor de dezafectare pentru parcul eolian sunt recunoscute în corespondență cu imobilizările corporale.

III.Provizioane fiscale

Provizioanele fiscale în suma de 97.666.739 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 95.316.032 RON) reprezintă valoarea actualizată a TVA preconizată a fi platită la scoaterea din evidență a proiectelor de investiții abandonate (Nota 22).

29. PROVIZIOANE (continuare)

IV. Alte provizioane

	Participarea salariaților la profit	Remunerația variabilă a membrilor Directoratului. Consiliului de Supraveghere și management	Altele	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	25.917.365	16.764.576	11.049.615	53.731.556
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	29.504.000	13.025.000	14.456	42.543.456
Provizioane utilizate	(25.917.365)	(16.764.576)	-	(42.681.941)
Provizioane reversate	-	-	(46.842)	(46.842)
Sold la 31 decembrie 2025	29.504.000	13.025.000	11.017.229	53.546.229

	Participarea salariaților la profit	Remunerația variabilă a membrilor Directoratului, Consiliului de Supraveghere și management	Altele	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	23.614.403	-	745.059	24.359.462
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	25.917.365	16.764.576	10.409.516	53.091.457
Provizioane utilizate	(23.614.403)	-	-	(23.614.403)
Provizioane reversate	-	-	(104.960)	(104.960)
Sold la 31 decembrie 2024	25.917.365	16.764.576	11.049.615	53.731.556

30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI

(a) Clasificări contabile și valori juste

În conformitate cu IFRS 9, activele și datoriile financiare ale Societății sunt evaluate la cost amortizat. În conformitate cu modelul de afaceri al Societății, activele și datoriile financiare sunt deținute în vederea colectării fluxurilor de numerar contractuale, iar aceste fluxuri de numerar sunt exclusiv plăți de principal și dobânzi. Societatea nu a inclus informații privind valoarea justă pentru activele și datoriile financiare care nu sunt evaluate la valoarea justă dacă valoarea contabilă reprezintă o aproximare rezonabilă a valorii juste.

(b) Gestionarea riscului financiar

Riscul de credit

Riscul de credit este riscul ca Societatea să suporte o pierdere financiară dacă un client sau o contrapartidă la un instrument financiar nu își îndeplinește obligațiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanțe comerciale, numerar și echivalentele de numerar și investiții în depozite și obligațiuni corporative.

Numerarul și depozitele bancare sunt plasate în instituții financiare care sunt considerate ca având o bonitate ridicată, parte din acestea fiind deținute de Statul Roman cum ar fi CEC Bank sau Exim Bank.

30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI (continuare)*Expunerea la riscul de credit*

Valoarea contabilă a activelor financiare reprezintă expunerea maximă la riscul de credit.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale	1.697.693.169	1.632.834.052
Numerar și echivalente de numerar	816.143.749	1.356.523.240
Numerar restricționat	55.723.542	21.057.471
Investiții în depozite	3.732.016.142	3.475.932.995
Total	6.301.576.602	6.486.347.758

Creanțele comerciale

Expunerea Societății la riscul de credit este influențată în principal de caracteristicile individuale ale fiecărui client. Societatea a stabilit o politică de credit conform careia fiecare client nou non-casnic este analizat individual din punct de vedere al bonității înainte de încheierea unui contract. astfel încât vânzarea să se realizeze către clienții cu o bonitate adecvată. Pentru clienții casnici, o astfel de analiză a riscului de credit nu se efectuează din cauza naturii și numărului clienților cât și a legislației în vigoare. Ajustările pentru pierderi din deprecierea creanțelor comerciale reflecta pierderile din credit preconizate, calculate pe baza ratelor de pierdere.

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2025:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante	2,02%	963.609.054	(19.486.649)	944.122.405
Restante - de la 0 la 3 luni	15,61%	118.043.539	(18.422.462)	99.621.077
Restante - de la 3 la 6 luni	55,76%	54.935.923	(30.632.607)	24.303.316
Restante - de la 6 luni la 1 an	90,72%	64.069.017	(58.124.448)	5.954.687
Restante - mai mult de 1 an	100,00%	209.750.473	(209.740.354)	-
Total		1.410.408.005	(336.416.639)	1.074.001.485
Clienți analizați individual		623.691.684	-	623.691.684
Total creanțe comerciale		2.034.099.689	(336.416.639)	1.697.693.169

30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI (continuare)

Tabelul urmator prezinta informatii cu privire la expunerea la riscul de credit si pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creantele comerciale la 31 decembrie 2024:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante	2.21%	802.366.376	(17.744.371)	784.622.005
Restante - de la 0 la 3 luni	17.80%	140.961.970	(25.095.806)	115.866.164
Restante - de la 3 la 6 luni	73.31%	69.495.832	(50.945.404)	18.550.428
Restante - de la 6 luni la 1 an	100.00%	69.230.782	(69.230.782))	-
Restante - mai mult de 1 an	100.00%	141.095.026	(141.095.026)	-
Total		1.223.149.986	(304.111.389)	919.038.597
Clienți analizați individual		713.795.455	-	713.795.455
Total creanțe comerciale		1.936.945.441	304.111.389)	1.632.834.052

Clienții analizați individual reprezintă sume restante de la clienții pentru care Societatea considera ca există un risc de neincasare neglijabil.

Ratele pierderilor estimate pentru anul 2025 se bazează pe pierderile din credit efective înregistrate în ultimele șase trimestre luând în considerare evoluția segmentului de furnizare (31 decembrie 2024: ultimele șase trimestre).

Societatea are garanții primite de la clienți în suma de 591.805.583 RON la 31 decembrie 2025 (527.949.485 RON la 31 decembrie 2024) sub formă de scrisori de garanție bancară. Începând cu anul 2024 Societatea înregistrează de asemenea și depozite de garanție deschise de clienți reprezentând garanții plătite în valoare de 45.504.714 RON (2024: 57.587.000 RON) (vezi Nota 27).

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate reprezintă riscul ca Societatea să aiba dificultăți în onorarea obligațiilor asociate datoriilor financiare decontate prin transferul numerarului sau altui activ financiar. Societatea are numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt semnificative prin urmare nu se confruntă cu un risc de lichiditate semnificativ.

Societatea monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din încasarea creanțelor comerciale, precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata împrumuturilor datoriilor comerciale și altor datorii. Societatea urmărește să mențină un nivel al conturilor bancare curente și al depozitelor bancare care să depășească ieșirile de numerar previzionate pentru plata datoriilor financiare.

Expunerea la riscul de lichiditate

Tabelul urmator prezintă scadențele contractuale rămase ale datoriilor financiare la data de raportare. Fluxurile de numerar contractuale sunt prezentate ca sume brute și neactualizate și includ plățile contractuale de dobânzi estimate.

30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI (continuare)

31 decembrie 2025	Valoare contabilă	Fluxuri de numerar contractuale			
		Total	< 12 luni	1 - 5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale	834.310.412	834.310.412	819.409.878	14.900.534	-
Imprumuturi bancare	213.315.268	219.217.273	98.802.637	120.414.636	-
Datorii aferente contractelor de leasing	71.647.900	89.781.274	14.596.149	46.701.259	28.483.866
Total	1.119.273.580	1.143.308.959	932.808.664	182.016.428	28.483.866

31 decembrie 2024	Valoare contabilă	Fluxuri de numerar contractuale			
		Total	< 12 luni	1 - 5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale	476.114.220	476.114.220	475.115.635	998.585	-
Imprumuturi bancare	300.733.276	316.523.991	100.618.245	215.905.746	-
Datorii aferente contractelor de leasing	79.354.288	101.967.239	14.327.708	50.922.328	36.717.203
Total	856.201.784	894.605.450	590.061.588	267.826.659	36.717.203

Riscul de piață

Riscul de piață este riscul ca modificările preturilor pieței – cursul de schimb și rata dobânzii – să afecteze profitul Societății sau valoarea instrumentelor financiare deținute. Obiectivul gestionării riscului de piață este de a controla expunerile la riscul de piață în limite acceptabile, optimizând în același timp rezultatele.

30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI (continuare)

(i) *Riscul de rată a dobânzii*

Societatea are împrumuturi bancare pe termen lung cu rate de dobândă variabile care pot expune Societatea la riscul de rată a dobânzii.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente cu rata fixă		
Active financiare		
Numerar restricționat	55.723.542	21.057.471
Investiții în depozite și obligațiuni	3.732.016.142	3.475.932.995
Total	3.787.739.684	3.496.990.466
Datorii financiare		
Datorii aferente contractelor de leasing	(71.647.900)	(79.354.288)
Total	(71.647.900)	(79.354.288)
Instrumente cu rata variabilă		
Datorii financiare		
Împrumuturi bancare	(213.315.268)	(300.733.276)
Total	(213.315.268)	(300.733.276)

Analiza de sensibilitate a valorii juste a instrumentelor cu rata fixă

Societatea nu are active financiare și datorii financiare cu rata dobânzii fixă recunoscute la valoare justă prin profit sau pierdere. Prin urmare, o modificare a ratelor dobânzii la data de raportare nu ar avea ca rezultat un castig sau o pierdere în profit sau pierdere.

Analiza de sensibilitate a fluxurilor de numerar ale instrumentelor cu rata variabilă

O modificare rezonabilă potențială cu 50 de puncte de bază a ratelor dobânzii la data de raportare ar fi crescut (diminuat) profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune ca toate celelalte variabile, în special cursurile de schimb valutare, rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare	
	creștere cu 50 puncte de bază	diminuare cu 50 puncte de bază
2025		
Instrumente cu rata variabilă	(1.066.576)	1.066.576
2024		
Instrumente cu rata variabilă	(1.503.666)	1.503.666

30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI (continuare)

(ii) Riscul valutar

Societatea este expusa riscului valutar de tranzactionare in masura in care exista un dezechilibru intre monedele in care sunt exprimate vanzarile, achizițiile, creantele si imprumuturile si moneda functionala a Societatii. Moneda functionala a Societatii este Leul romanesc (RON).

Moneda in care sunt exprimate aceste tranzactii este in principal RON. Anumite datorii sunt exprimate in valute ca EUR si USD. Politica Societatii de gestionare a riscului este de a utiliza in principal moneda locala. Societatea nu utilizeaza instrumente derivate sau instrumente de hedging.

	31 decembrie 2025		
	-echivalentul in RON al valutei-		
	EUR	USD	CHF
Creanțe comerciale	228.068	-	-
Investiții în obligațiuni corporative si depozite	277.256.430	-	-
Numerar și echivalente de numerar	2.557.892	89.298	2.604
Datorii comerciale	(59.648.480)	-	-
Împrumuturi bancare	(213.315.268)	-	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(58.718.651)	-	-
Expunere netă la nivelul situației pozitivei financiare	(51.640.009)	89.298	2.604

	31 decembrie 2024		
	echivalentul in RON al valutei-		
	EUR	USD	CHF
Creanțe comerciale	221.340	-	-
Investiții în obligațiuni corporative si depozite	78.137.224	-	-
Numerar și echivalente de numerar	382.244.722	112.499	2.512
Datorii comerciale	(3.870.977)	(160.093)	-
Împrumuturi bancare	(300.733.276)	-	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(62.432.290)	-	-
Expunere netă la nivelul situației pozitivei financiare	93.566.743	(48.594)	2.512

Au fost aplicate următoarele cursuri de schimb:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
RON / EUR	5.0985	4.9741
RON / USD	4.3417	4.7768
RON / CHF	5.4743	5.2806

30. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI (continuare)

Analiza de sensibilitate

O apreciere cu 5% a leului românesc (RON) fata de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Aceasta analiza presupune ca toate celelalte variabile raman constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2025 (RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2024 (RON)
EUR	2.582.000	(4.678.337)
USD	(4.465)	2.380
CHF	(130)	(126)
Total	2.577.405	(4.676.083)

O depreciere cu 5% a leului românesc (RON) fata de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Aceasta analiza presupune ca toate celelalte variabile raman constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2025 (RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2024 (RON)
EUR	(2.582.000)	4.678.337
USD	4.465	(2.380)
CHF	130	126
Total	(2.577.405)	4.676.083

31. ANGAJAMENTE

31.1. ANGAJAMENTE CONTRACTUALE

Societatea are următoarele angajamente contractuale:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	2.516.720.628	1.372.035.019

În 2025, Societatea a semnat contractul pentru realizarea lucrărilor de retehnologizare a CHE Stejaru si stațiilor de pompe de mare putere Lotru.

În iunie 2024. Hidroelectrica a semnat contractul de realizare a lucrărilor de retehnologizare AHE Vidraru cu Asocierea formată din ELECTROMONTAJ (Lider de asociere) și Koncar – Engineering Co. Ltd. for production and services (Croatia). având ca subcontractant pe BUTAN GRUP. ca urmare a finalizarii procedurii de atribuire prin licitație deschisă.

31. ANGAJAMENTE (continuare)

Prețul contractului este de 937.709.185 RON. lucrările urmând sa fie realizate în 84 de luni. conform graficului de execuție.

31.2 GARANȚII

Societatea a emis garantii de buna executie in suma de 184.269.318 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 45.350.256 RON) in principal in legatura cu garantarea obligatiilor sale de livrare a energiei electrice si in legatura cu obligatiile sale de plata legate de tranzactiile de cumparare de energie electrica pe piata pentru ziua urmatoare si piata intrazilnica.

32. DATORII CONTINGENTE

32.1 LITIGII, DISPUTE SI INCERTITUDINI FISCALE

Principalele litigii în care este implicată Societatea cu expunere potențială de 195.206.600 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 195.206.600 RON). sunt prezentate ca datorii contingente:

a) Litigii cu autoritățile fiscale

Expunere potențială: 63.612.328 RON la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroelectrica

Dosar nr. 638/2/2024 și dosar nr. 1962/2/2024

Obiectul dosarului: Anularea Deciziei de impunere nr. A-DAF 6890/11.05.2023

În anul 2022. taxa pentru producătorii de energie electrica a fost subiectul unor frecvente modificări in ceea ce privește modul de calcul. Una dintre modificări a fost instituita prin Legea nr. 357/2022. care a fost publicata la 16 decembrie 2022. Societatea a aplicat prevederile legii incepand cu 16 decembrie 2022.

Societatea a facut obiectul unor controale fiscale privind taxa pentru producatorii de energie electrica de catre Directia Generala Antifrauda Fiscala a ANAF. Conform procesului verbal intocmit in data de 11 aprilie 2023. organele fiscale au aplicat modificarile introduse de lege retroactiv incepand cu 1 septembrie 2022 si. prin urmare. au calculat impozit suplimentar in valoare de 62.052.115 RON.

In data de 28 aprilie 2023 Societatea a primit o decizie de impunere pentru suma de 62.052.115 RON. Societatea a contestat Decizia de impunere. această contestație fiind respinsă de către Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor din cadrul Ministerului Finanțelor.

Societatea a argumentat prin cererea de chemare în judecată (Dosar nr. 638/2/2024, constituit pe rolul Curtii de Apel Bucuresti) că modificările succesive ale actelor normative cu privire la metodologia de calcul a taxei pentru producătorii de energie electrică nu pot avea aplicabilitate decât pentru viitor, începând cu data publicării modificării actelor normative și nu retroactiv, asa cum au considerat autoritățile fiscale.

32. DATORII CONTINGENTE (continuare)

In data de 17 decembrie 2024 instanta a pronuntat o hotarare favorabila Hidroelectrica prin care a anulat decizia de solutionare a contestatiei si decizia de impunere si a dispus restituirea catre reclamanta a sumei de 62.052 mii RON. Dosarul va putea face obiectul unui recurs odata ce hotărârea Curții de Apel va fi redactată și comunicată.

ANAF a promovat recurs impotriva Sentintei Curtii de Apel Bucuresti, dosarul 638/2/2024 fiind inaintat spre solutionare Inaltei Curti de Casatie si Justitie, primul termen in recurs fiind fixat pentru data de 13 mai 2026.

În data de 7 august 2023 Societatea a primit o decizie referitoare la obligații-accesorii în sumă de 1.560 mii RON în conformitate cu Decizia de impunere menționată anterior. Societatea a contestat și această decizie, constituindu-se dosarul nr. 1962/2/2024, pe rolul Tribunalului Bucuresti. Acesta este suspendat pana la solutionarea definitiva a dosarului nr.638/2/2024. In raport cu hotararea pronuntata in Dosarul 638/2/2024, Societatea apreciaza ca si litigiul care face obiectul Dosarului 1962/2/2024 va fi solutionat favorabil.

b) Litigiu cu Hidroconstrucția SA

Expunere potențială: 98.762.431 RON la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstrucția SA

Dosar nr: 12257/3/2022

Obiectul dosarului: Rezilierea Contractului nr. 672/1989 privind Amenajarea hidroenergetică complexă a râului Olt pe sectorul Făgăraș-Hoghiz; daune-interese.

Hidroconstructia SA a formulat pretentii in suma de 98.762.431 RON constand din profituri nerealizate ca urmare a suspendarii de catre Hidroelectrica a lucrarilor de constructii aferente proiectului de investitii Fagaras Hoghiz. De asemenea. Hidroconstructia a solicitat instantei sa dispuna rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023. instanta a pronuntat o hotarare în favoarea Societății. prin care a respins pretențiile Hidroconstructia. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstructia SA.

La data de 12 octombrie 2023. Instanta de apel a anulat sentinta primei instante si a dispus judecare pe fond a cauzei. La data de 3 iulie 2025. instanța a admis. în parte. cererea de chemare în judecată. dispunand rezilierea contractului si a respins celelalte capete de cerere ca neîntemeiate. Dosarul va putea face obiectul unui recurs odata ce hotărârea instanței va fi redactată și comunicată.

Hidroconstructia a formulat recurs impotriva hotararii sus-mentionate, dosarul fiind inaintat spre solutionare Inaltei Curti de Casatie si Justitie, in cauza nefiind inca fixat primul termen de judecata.

În baza analizei juridice asupra pretențiilor formulate de către Hidroconstrucția, Conducerea consideră cererea de chemare în judecată neîntemeiată în ceea ce privește daunele-interese care au fost pretinse de reclamanta. Pe baza aspectelor prezentate, Conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Societății sub aspectul pretentiilor pecuniare (daunele-interese solicitate) și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

32. DATORII CONTINGENTE (continuare)

c) Litigiu cu Hidroconstrucția SA

Expunere potențială: 32.831.841 RON la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstrucția SA

Dosar nr: 44443/3/2016. în prezent dosar nr. 11314/3/2021

Obiectul dosarului: Pretentii - contravaloarea costurilor generate de sistarea lucrărilor de construcție aferente unor proiecte de investiții în curs de execuție.

Hidroconstrucția SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcții efectuate înaintea intrării în insolvența a Hidroelectrica. Societatea susține că astfel de pretentii nu au temei. având în vedere procesul de insolvență al Hidroelectrica și faptul că reclamanta și-a pierdut dreptul la pretentii. deoarece nu le-a înregistrat în tabelul creditorilor.

În martie 2018 prima instanță a respins pretensiile Hidroconstrucția SA. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstrucția SA. Societatea a contestat de asemenea hotărârea. deoarece prevedea taxe administrative în sarcina Hidroelectrica.

În aprilie 2019. Curtea de Apel a trimis cauza primei instanțe pentru rejudecare. Dosarul a fost redeschis de prima instanță (dosarul nr. 11314/3/2021).

În aprilie 2022. instanța a dispus întocmirea unui raport de expertiză în construcții hidrotehnice și a unui raport de expertiză contabilă de către experți independenți. În cauza a fost întocmit raportul de expertiză în specialitatea construcții hidrotehnice, ambele părți formulând obiecțiuni față de conținutul acestuia. Instanța a admis în parte obiecțiunile formulate de părți, urmatorul termen de judecată, acordat pentru ca expertul să răspundă obiecțiunilor incuvințate, precum și față de lipsa raportului de expertiză contabilă, fiind stabilit pentru data de 17 iunie 2026.

Pe baza hotărârii inițiale a primei instanțe. conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Societății și în consecință. nu este probabilă o ieșire de resurse.

32.2 CADRUL LEGISLATIV FISCAL

Controalele fiscale sunt frecvente în România. constând din verificări amănunțite ale registrelor contabile ale contribuabililor. Astfel de controale au loc uneori după luni sau chiar ani de la stabilirea datoriilor fiscale. În consecință. societățile ar putea datora impozite și amenzi semnificative. În plus. legislația fiscală este supusă unor modificări frecvente. iar autoritățile manifestă de multe ori inconsecvențe în interpretarea legislației.

Declarațiile fiscale pot face obiectul revizuirii și corecțiilor de autoritățile fiscale. în general pentru o perioadă de cinci ani după ce au fost depuse la autoritățile fiscale.

Autoritățile fiscale române au efectuat controale fiscale cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroelectrica până la 20 iunie 2012, iar cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroserv până la 31 decembrie 2014.

32. DATORII CONTINGENTE (continuare)

Conducerea consideră că au fost recunoscute rezerve adecvate în situațiile financiare individuale pentru toate datoriile fiscale semnificative; cu toate acestea, persistă riscul ca autoritățile fiscale să aibă poziții diferite, acesta reprezentând un risc normal al mediului contabil/fiscal din România.

În anul 2025, Compania a fost notificată de autoritățile fiscale cu privire la inițierea unei inspecții fiscale generale pentru perioada 2019 - 2024, care acoperă toate taxele și impozitele datorate bugetului de stat central. Inspecția se află în prezent în stadiul preliminar – stabilirea domeniului de aplicare și solicitări de informații.

32.3 OBLIGATII DE DEZAFECTARE

Dupa cum este descris in Nota 5 a4). Societatea a identificat obligatii de dezafectare in legatura cu facilitatile sale hidroenergetice. Conducerea estimeaza ca, exceptand activele abandonate sau trecute in post-utilizare in urma deciziilor conducerii si cu exceptia parcului eolian pentru care sunt recunoscute provizioane de dezafectare (a se vedea Notele 22 si 29), aparitia unor evenimente care ar necesita abandonarea sau trecerea in post-utilizare a altor active din domeniul public sau a hidrocentralelor detinute de Societate pana la sfarsitul contractului de concesiune (28 ani de la 31 decembrie 2025) este improbabila, avand in vedere durata de viata utila indelungata a barajelor, care poate fi extinsa semnificativ peste 100 de ani prin mentenanta si modernizari.

33. PARȚI AFILIATE

a) Entitatea care controleaza in ultima instanta

Entitatea care controleaza in ultima instanta este statul român, reprezentat de Ministerul Energiei, cu o participație de 80.0561%.

b) Tranzactii cu personalul-cheie din conducere

Personalul-cheie din conducere include membrii Directoratului si ai Consiliului de Supraveghere.

Remunerația Directoratului	2025	2024
Cheltuieli recunoscute in cursul anului		
Componenta fixa	14.500.376	3.944.881
Componenta variabila	4.734.000	7.889.760
Reluarea excedentului recunoscut in anul precedent	(7.889.760)	-
Total	11.344.616	11.834.641
Plati efectuate in cursul anului	2025	2024
Componenta fixa	14.500.376	3.944.881
Componenta variabila (aferenta anului precedent)	7.855.045	-
Total	22.355.421	3.944.881

33. PARȚI AFILIAȚE (continuare)

Directoratul este format din 5 membri numiți pe o perioadă de 4 ani.

Remuneratia directorilor executivi constă în: o indemnizație fixă lunară care nu poate depăși de cinci ori media salariului mediu brut lunar pe ultimele 12 luni (începând cu luna decembrie 2025) înainte de numire publicat de Institutul Național de Statistică (INS) pentru codul de activitate al Societății (CAEN) conform clasificării activităților din economia națională. și o componentă variabilă calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanțari. negociați și aprobați de adunarea generală a acționarilor.

În anul 2024, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat componenta variabilă anuală pentru membrii Directoratului, aceasta fiind limitată la 24 indemnizații brute lunare. Suma maximă anuală a componentei variabile pentru toți membrii Directoratului este 7.889.760 RON.

Conform deciziei Consiliului de Supraveghere. adoptată în interesul companiei și al tuturor acționarilor. având în vedere obligațiile care decurg din Jalonul 121 (PNRR). contextul instituit prin Decizia Comisiei Europene C(2025) 3490/28.05.2025. precum și statutul Hidroelectrica de emitent listat pe o piață reglementată. două dintre contractele de mandat au încetat prin acordul părților în luna septembrie 2025. Astfel. suma maximă a componentei variabile aferente anului 2025 s-a diminuat la 4.734 mii RON. În urma încetării. prin acordul părților. a celor două contracte de mandat. au fost stabilite compensații în valoare totală de 3.156 mii RON.

În data de 28 iulie 2025. Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat noii indicatori-cheie de performanță financiari și nefinanțari rezultați din Planul de Administrare al Societății.

La data de 14 decembrie 2025, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat salariul lunar fix la de cinci ori salariul mediu brut lunar calculat conform celor descrise mai sus, în conformitate cu prevederile Legii 109/2011. În plus, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat indicatorii de performanță financiari și nefinanțari revizuiți.

Societatea nu are obligații contractuale privind pensii pentru foștii directori.

Remunerația Consiliului de Supraveghere

	2025	2024
Cheltuieli recunoscute în cursul anului		
Componenta fixă	3.804.663	1.779.434
Componenta variabilă	991.000	1.776.816
Reluarea excedentului recunoscut în anul precedent	(1.776.816)	-
Total	3.018.847	3.556.250
Plăți efectuate în cursul anului	2025	2024
Componenta fixă	3.804.663	1.779.434
Componenta variabilă (aferentă anului precedent)	1.725.917	-
Total	5.530.580	1.779.434

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri numiți pe o perioadă de 4 ani.

33. PARȚI AFILIATE (continuare)

Remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere a fost aprobată prin hotărâri ale acționarilor în anii 2024 și 2025. Conform acestor hotărâri, remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere constă într-o indemnizație fixă lunară brută, egală cu de 2 ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de Societate (cod CAEN 3511), la nivel de clasă conform clasificății activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii și o componenta variabilă a remunerației, calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanțari, negociați și aprobați de Adunarea Generală a Acționarilor.

În anul 2024, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat componenta variabilă anuală pentru membrii Consiliului de Supraveghere, aceasta fiind limitată la de 12 ori indemnizația fixă lunară. Suma maximă anuală a componentei variabile pentru toți membrii Consiliului de Supraveghere este 1.776.816 RON.

În data de 28 iulie 2025, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat noii indicatori-cheie de performanță financiari și nefinanțari rezultați din Planul de Administrare al Societății.

Nu au fost acordate împrumuturi membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului în 2025 și 2024.

Nu au fost acordate / primite garanții către / de la membrii Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului.

c) Informații cu privire la tranzacțiile cu filialele**(i) Soldurile creanțelor și datoriilor de la/către filiale**

	Sold creante de la		Sold datorie Catre	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroserv SA	99.799.443	497.989	55.752.188	32.365.580
Uzina de Construcții Mașini				
Hydroenergetice SRL	995.139	531.983	28.899.655	30.383.978
Total	100.794.583	1.029.972	84.651.842	62.749.558

Datoriile către Hidroserv SA includ datorii din furnizarea serviciilor de mentenanță de către aceasta. Datoriile către Uzina de Construcții Mașini Hydroenergetice SRL includ datorii aferente contractelor de modernizare.

Creanțele față de Hidroserv SA includ creanțe din chirii și livrare de energie electrică. Creanțele față de Uzina de Construcții Mașini Hydroenergetice SRL includ creanțe din livrare de energie electrică.

33. PARȚI AFILIATE (continuare)

(ii) Tranzacții cu filialele

	Vanzari în 2025	Vanzari în 2024	Cumparari în 2025	Cumparari în 2024
Hidroserv SA	3.362.479	1.246.517	362.095.282	310.807.540
Uzina de Construcții Mașini				
Hydroenergetice SRL	4.102.297	902.283	79.744.696	10.315.049
Total	7.459.659	2.148.800	441.839.979	321.122.589

Achizițiile se referă în principal la achiziții de servicii de mentenanță de la Hidroserv SA și achiziții servicii modernizări conform contracte la Uzina de Construcții Mașini Hydroenergetice SRL Vanzările către filiale se referă în principal la vânzare de energie electrică și servicii de închiriere.

d) Tranzacții cu alte societăți în care Statul deține control sau influență semnificativă

În cursul normal al activității sale. Societatea are tranzacții cu alte entități în care Statul deține control sau influență semnificativă referitoare în principal la taxa pe apă uzată, achiziția de energie electrică, servicii de transport și sistem și vânzări de energie electrică, după cum urmează:

33. PARȚI AFILIATE (continuare)

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2025	Datorii (inclusiv TVA) 31 decembrie 2025
Administrația Națională Apele Romane	430.067.386	98.226.116
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	680.444.435	152.172.688
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	267.197.352	683.322
Distributie Energie Electrica Romania	450.831.752	45.447.696
Alții	386.629.856	61.969.474
Total	2.215.170.782	358.499.295

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2024	Datorii (inclusiv TVA) 31 decembrie 2024
Administrația Națională Apele Romane	502.738.592	69.380.977
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	1.038.930.925	107.498.150
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	22.477.937	149.975
Distributie Energie Electrica Romania	293.620.301	59.656.673
Alții	48.881.780	996.389
Total	1.906.649.536	237.682.163

Client	Vânzări (fără TVA) 2025	Creante valoare bruta (inclusiv TVA) 31 decembrie 2025	Pierdere din depreciere 31 decembrie 2025	Creante valoare neta (inclusiv TVA)
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	739.636.134	90.230.212	-	90.230.212
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	686.612.232	427.824	-	427.824
Electrica Furnizare	302.853.622	25.784.774	-	25.784.774
Rompetrol Rafinare	238.367.320	32.177.509	-	32.177.509
Compania Municipala Termoeenergetica	44.983.058	17.816.320	-	17.816.320
Altii	501.596.818	168.583.170	(27.692.485)	140.890.685
Total	2.514.049.182	335.019.810	(27.692.485)	307.327.325

33. PARȚI AFILIATE (continuare)

Client	Vânzări (fără TVA)	Creante valoare bruta (inclusiv TVA)	Pierdere din depreciere	Creante valoare netă (inclusiv TVA)
	2024	31 decembrie 2024		
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	1.946.833.917	192.449.261	-	192.449.261
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	2.704.049.345	73.489.057	-	73.489.057
Electrica Furnizare	163.692.478	5.922.604	-	5.922.604
Rompetrol Rafinare	206.461.816	64.460.701	-	64.460.701
S.N.G.N Romgaz SA	52.005.110	5.610.318	-	5.610.318
Raja SA	14.860.611	5.131.515	-	5.131.515
SN Radiocomunicatii SA	19.107.560	116.121	-	116.121
Compania Municipala Termoeenergetica	36.712.580	6.213.128	-	6.213.128
Engie Romania	8.163.600	-	-	-
Altii	191.941.736	152.796.357	(34.085.240)	118.711.117
Total	5.343.828.754	506.189.061	(34.085.240)	472.103.821

Alti clienti includ in principal institutii publice. autoritati locale si institutii de invatamant publice catre care Societatea a furnizat energie electrica in 2025 si 2024.

Solduri

Banca	Conturi curente	Depozite bancare	Conturi curente	Depozite ancare
	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
Exim Bank	37.082	1.089.681.083	17.484	1.507.836.111
CEC Bank	19.259.792	100.372.603	38.973.297	882.191.103
Total	19.296.874	1.190.053.686	38.990.780	2.390.027.214

Tranzactii

Banca	Depozite bancare	Venituri din dobanzi	Depozite bancare	Venituri din dobanzi
	2025		2024	
Exim Bank	5.130.000.000	87.143.356	5.900.000.000	89.845.583
CEC Bank	250.000.000	7.209.932	3.079.831.552	54.005.030
Total	5.380.000.000	94.353.287	8.979.831.552	143.850.614

34. EVENIMENTE ULTERIOARE

La sfârșitul lunii februarie 2026, a avut loc un eveniment geopolitic semnificativ în Orientul Mijlociu, care a dus la creșterea tensiunilor regionale și la incertitudine. Ca urmare a creșterii tensiunilor geopolitice, începând cu februarie 2026, s-a înregistrat o creștere semnificativă a volatilității piețelor, precum și fluctuații ale prețurilor la energie, petrol și gaze. În acest context, sunt așteptate creșteri inflationiste și perturbări în lanțurile globale de aprovizionare, precum și o încetinire a creșterii economice.

Societatea nu are expuneri directe către părți afiliate și/sau clienți sau furnizori cheie ori bănci din regiunea afectată.

Bogdan-Nicolae BADEA

Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN

Membru Directorat

Ianăș RĂDOI

Membru Directorat

Petronel CHIRIAC

Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA

Manager Departament Contabilitate



**Shape the future
with confidence**

Ernst & Young Assurance Services SRL
Bucharest Tower Center Building, 21st Floor
15-17 Ion Mihalache Blvd., District 1
011171 Bucharest, Romania

Tel: +40 21 402 4000
Fax: +40 21 310 7193
office@ro.ey.com
ey.com

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Catre actionarii Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.

Raport asupra auditului situatiilor financiare individuale

Opinia

Am auditat situatiile financiare individuale ale Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea”) cu sediul social in Bd. Ion Mihalache, nr. 15-17, etaj 10-15, sector 1, Bucuresti, Romania, identificata prin codul unic de inregistrare fiscala 13267213, care cuprind situatia pozitiei financiare la data de 31 decembrie 2025, situatia profitului sau pierderii si a altor elemente ale rezultatului global, situatia modificarilor capitalului propriu si situatia fluxurilor de numerar pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data si note la situatiile financiare individuale, inclusiv un sumar al politicilor contabile materiale.

In opinia noastra, situatiile financiare individuale anexate ofera o imagine fidela si justa a pozitiei financiare a Societatii la data de 31 decembrie 2025, ca si a performantei financiare si a fluxurilor de numerar ale acesteia pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data, in conformitate cu Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare.

Bazele opiniei

Noi am efectuat auditul conform Standardelor Internationale de Audit (ISA), Regulamentului (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului din 16 aprilie 2014 („Regulamentul (UE) nr. 537/2014”) si Legii nr. 162 /2017 („Legea 162/2017”). Responsabilitatile noastre conform acestor standarde sunt descrise mai detaliat in sectiunea „Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare individuale” din raportul nostru. Suntem independenti fata de Societate conform Codului International de etica al profesionistilor contabili (inclusiv standardele internationale de independenta) emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Etica pentru Contabili (codul IESBA), aplicabil auditului situatiilor financiare ale entitatilor de interes public, conform cerintelor etice care sunt relevante pentru auditul situatiilor financiare ale entitatilor de interes public in Romania, inclusiv Regulamentul (UE) nr. 537/2014 si Legea 162/2017, si ne-am indeplinit responsabilitatile etice conform acestor cerinte si conform Codului IESBA. Consideram ca probele de audit pe care le-am obtinut sunt suficiente si adecvate pentru a constitui baza pentru opinia noastra.

Alte aspecte

Situațiile financiare ale Societății pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, întocmite conform Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, cu modificările ulterioare, au fost auditate de către un alt auditor care a emis o opinie nemodificată pe data de 26 martie 2025.

Aspecte cheie de audit

Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, în baza raționamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanță pentru auditul situațiilor financiare individuale din perioada curentă. Aceste aspecte au fost abordate în contextul auditului desfășurat asupra situațiilor financiare individuale în ansamblu, și în formarea opiniei noastre asupra acestora, și nu emitem o opinie separată cu privire la aceste aspecte cheie.

Pentru fiecare aspect de mai jos, am prezentat în acel context o descriere a modului în care auditul nostru a abordat respectivul aspect.

Am îndeplinit responsabilitățile descrise în secțiunea „Responsabilitățile auditorului pentru auditul situațiilor financiare individuale” din raportul nostru, inclusiv în legătură cu aceste aspecte cheie. În consecință, auditul nostru a inclus efectuarea procedurilor proiectate să răspundă la evaluarea noastră cu privire la riscul de erori semnificative în cadrul situațiilor financiare individuale. Rezultatele procedurilor noastre de audit, inclusiv ale procedurilor efectuate pentru a aborda aspectele de mai jos, constituie baza pentru opinia noastră de audit asupra situațiilor financiare individuale anexate.

Aspectul cheie de audit	Modul în care auditul nostru a abordat aspectul-cheie de audit
Recunoasterea veniturilor din furnizarea de energie electrică consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul)	
Detalii referitoare la Veniturile din furnizarea de energie electrică consumatorilor finali se regăsesc la Nota 7 b) și Nota 11, iar detalii despre creanțele comerciale aferente, inclusiv facturile de întocmit, se regăsesc în Nota 20	
În cursul anului 2025, Societatea a înregistrat venituri din furnizarea de energie electrică consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul) în suma de 5.510.421 mii lei. La 31 decembrie 2025, creanțele comerciale brute pentru segmentul de furnizare erau în valoare de 1.749.810 mii lei, din care facturi de întocmit de 595.652 mii lei.	Procedurile noastre de audit au inclus, dar nu s-au limitat, la următoarele proceduri: • Am obținut o înțelegere a procesului Societății privind recunoasterea veniturilor din furnizarea energiei electrice către clienții finali (vanzarea cu amanuntul); • Am obținut confirmarea externă de la operatorul pieței de energie electrică (Transelectrica) referitoare la cantitățile de energie electrică transportate pentru segmentul de furnizare în cursul anului 2025 și le-am reconciliat cu cantitățile înregistrate de Societate;

Veniturile din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali sunt determinate pe baza consumului aferent fiecarui consumator, acesta fiind determinat pe baza citirilor de contor sau a volumelor estimate comunicate de operatorii de distributie, si a preturilor reglementate sau contractuale aplicabile.

Societatea nu s-a putut baza pe sistemul sau informatic pentru a determina automat suma facturilor de intocmit din furnizarea de energie electrica catre consumatorii finali. Acest calcul implica un nivel ridicat de procesare manuala, din cauza volumului mare de date provenite din surse diverse, obtinute de Societate in luna urmatoare perioadei de livrare.

Avand in vedere valoarea semnificativa a sumelor inregistrate, nivelul mare de procesare necesar pentru calcularea veniturilor din furnizarea energiei electrice pentru anul 2025, precum si a soldurilor creantelor comerciale si facturilor de intocmit la 31 decembrie 2025, cat si amploarea procedurilor noastre de audit asupra acestei arii, consideram ca acesta este un aspect cheie de audit.

- Ne-am format in mod independent o asteptare privind veniturile din activitatea de furnizare, bazata pe cantitatile de energie electrica livrate, comunicate de operatorii de distributie in rapoartele lunare, si preturile medii de vanzare testate printr-un esantion de contracte;
- Am testat un esantion de tranzactii selectate din veniturile din furnizarea de energie electrica recunoscute pe parcursul anului, prin compararea cantitatii facturate cu cantitatea consumata si a pretului de vanzare cu conditiile contractuale si cu cerintele legale stabilite prin mecanismul de plafonare;
- Am evaluat nivelul facturilor de intocmit pentru furnizarea de energie electrica la sfarsitul anului, pe baza volumelor comunicate de operatorii de distributie si a preturilor medii contractuale;
- Am analizat concordanta dintre facturile de intocmit pentru furnizarea de energie recunoscute la sfarsitul anului si sumele facturate in perioada de dupa data bilantului;
- Pentru un esantion din clientii industriali din segmentul de vanzare cu amanuntul, am obtinut confirmari externe pentru soldurile creantelor comerciale la sfarsitul anului;
- Pentru clientii casnici din segmentul de vanzare cu amanuntul, am obtinut analiza incasarilor ulterioare pentru soldurile creantelor comerciale la sfarsitul perioadei si, pentru un esantion de clienti, am reconcilat suma din sold cu documentele suport, cum ar fi facturile si extrasele bancare pentru sumele incasate dupa sfarsitul anului.

De asemenea, am evaluat caracterul adecvat al informatiilor prezentate de Societate in notele la situatiile financiare individuale cu privire la veniturile din furnizarea energiei electrice catre clientii finali, precum si creantele comerciale si facturile de intocmit aferente.

Alte informatii

Alte informatii includ Raportul Anual, care include si Raportul de Remunerare, dar nu includ situatiile financiare individuale si raportul nostru de audit cu privire la acestea. Conducerea este responsabila pentru alte informatii.

Opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare individuale nu acopera alte informatii si nu exprimam nicio forma de concluzie de asigurare asupra acestora.

In legatura cu auditul efectuat de noi asupra situatiilor financiare individuale, responsabilitatea noastra este de a citi aceste alte informatii si, facand acest lucru, de a analiza daca acestea nu sunt in concordanta, in mod semnificativ, cu situatiile financiare individuale sau cunostintele pe care le-am obtinut in urma auditului sau daca acestea par sa includa erori semnificative. Daca, in baza activitatii desfasurate, ajungem la concluzia ca exista erori semnificative cu privire la aceste alte informatii, noi trebuie sa raportam acest lucru. Nu avem nimic de raportat in acest sens.

Responsabilitatea conducerii si a persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situatiile financiare individuale

Conducerea Societatii are responsabilitatea intocmirii si prezentarii fidele a situatiilor financiare individuale in conformitate cu Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, si pentru acel control intern pe care conducerea il considera necesar pentru a permite intocmirea de situatii financiare individuale care sunt lipsite de denaturari semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare.

La intocmirea situatiilor financiare individuale, conducerea este responsabila sa evalueze abilitatea Societatii de a-si desfasura activitatea conform principiului continuitatii activitatii si sa prezinte, daca este cazul, aspectele referitoare la continuitatea activitatii si folosirea principiului continuitatii activitatii, mai putin in cazul in care conducerea intentioneaza sa lichideze Societatea sau sa ii inceteze activitatea sau nu are nicio alternativa reala decat sa procedeze astfel.

Persoanele responsabile cu guvernanta au responsabilitatea supravegherii procesului de raportare financiara a Societatii.

Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare individuale

Obiectivele noastre constau in obtinerea unei asigurari rezonabile privind masura in care situatiile financiare individuale, luate in ansamblu, nu contin denaturari semnificative cauzate de eroare sau fraudă si de a emite un raport de audit care sa includa opinia noastra. Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, insa nu este o garantie ca un audit desfasurat in conformitate cu standardele ISA va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa, daca aceasta exista. Denaturarile pot fi cauzate fie de fraudă fie de eroare si sunt considerate semnificative daca se poate preconiza, in mod rezonabil, ca acestea, atat la nivel individual sau luate in ansamblu, vor influenta deciziile economice ale utilizatorilor luate in baza acestor situatii financiare individuale.

Ca parte a unui audit în conformitate cu standardele ISA, ne exercităm raționamentul profesional și ne menținem scepticismul profesional pe întreg parcursul auditului. De asemenea:

- ▶ Identificăm și evaluăm riscurile de denaturare semnificativă a situațiilor financiare individuale, cauzate fie de fraudă fie de eroare, stabilim și efectuăm proceduri de audit care să răspundă acestor riscuri și obținem probe de audit suficiente și adecvate pentru a constitui o bază pentru opinia noastră. Riscul de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de fraudă este mai ridicat decât cel de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de eroare, deoarece fraudă poate include complicitate, falsuri, omisiuni intenționate, declarații false sau evitarea controlului intern.
- ▶ Înțelegem controlul intern relevant pentru audit pentru a stabili procedurile de audit adecvate în circumstanțele date, dar nu și în scopul exprimării unei opinii asupra eficacității controlului intern al Societății.
- ▶ Evaluăm gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate și rezonabilitatea estimărilor contabile și a prezentărilor aferente de informații realizate de către conducere.
- ▶ Concluzionăm asupra caracterului adecvat al utilizării de către conducere a principiului continuității activității, și determinăm, pe baza probelor de audit obținute, dacă există o incertitudine semnificativă cu privire la evenimente sau condiții care ar putea genera îndoieli semnificative privind capacitatea Societății de a-și continua activitatea. În cazul în care concluzionăm că există o incertitudine semnificativă, trebuie să atragem atenția, în raportul de audit, asupra prezentărilor aferente din situațiile financiare individuale sau, în cazul în care aceste prezentări sunt neadecvate, să ne modificăm opinia. Concluziile noastre se bazează pe probe de audit obținute până la data raportului nostru de audit. Cu toate acestea, evenimente sau condiții viitoare pot determina ca Societatea să nu își mai desfășoare activitatea în baza principiului continuității activității.
- ▶ Evaluăm prezentarea, structura și conținutul general al situațiilor financiare individuale, inclusiv al prezentărilor de informații, și măsura în care situațiile financiare individuale reflectă tranzacțiile și evenimentele de bază într-o manieră care realizează prezentarea fidelă.

Comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, obiectivele planificate și programarea în timp a auditului, precum și constatările semnificative ale auditului, inclusiv orice deficiențe semnificative ale controlului intern, pe care le identificăm pe parcursul auditului nostru.

De asemenea, prezentăm persoanelor responsabile cu guvernanta o declarație cu privire la conformitatea noastră cu cerințele etice privind independența și le comunicăm toate relațiile și alte aspecte care pot fi considerate, în mod rezonabil, ca ar putea să ne afecteze independența și, unde este cazul, acțiunile întreprinse pentru eliminarea amenințărilor cu privire la independența sau măsurile de protecție aplicate pentru a reduce acele amenințări.

Dintre aspectele pe care le comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, stabilim acele aspecte care au avut cea mai mare importanță în cadrul auditului asupra situațiilor financiare individuale din perioada curentă și, prin urmare, reprezintă aspecte cheie de audit.

Raport cu privire la alte cerinte legale si de reglementare

Raportare asupra unor informatii, altele decat situatiile financiare individuale si raportul nostru de audit asupra acestora

Pe langa responsabilitatile noastre de raportare conform standardelor ISA si descrise in sectiunea „Alte informatii”, referitor la Raportul Anual si Raportul de remunerare, noi am citit aceste rapoarte si raportam urmatoarele:

- a) in Raportul Anual nu am identificat informatii care sa nu fie consecvente, sub toate aspectele semnificative, cu informatiile prezentate in situatiile financiare individuale la data de 31 decembrie 2025, atasate;
- b) Raportul Anual, cu exceptia raportului de durabilitate care face obiectul unei misiuni separate de asigurare, include, sub toate aspectele semnificative, informatiile cerute de Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, Anexa 1, articolele 15-19;
- c) pe baza cunostintelor noastre si a intelegerii dobandite in cursul auditului situatiilor financiare individuale intocmite la data de 31 decembrie 2025 cu privire la Societate si la mediul acesteia, nu am identificat informatii eronate semnificative prezentate in Raportul Anual (excludem aici raportului de durabilitate care face obiectul unei misiuni separate de asigurare);
- d) Raportul de remunerare identificat mai sus, include, sub toate aspectele semnificative, informatiile cerute de articolul 107 (1) si (2) din Legea 24/2017 privind emitentii de instrumente financiare si operatiuni de piata.

Alte cerinte privind cuprinsul raportului de audit conform Regulamentului (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului

Numirea si aprobarea auditorului

Am fost numiti auditori ai Societatii de catre Adunarea Generala a Actionarilor la data de 28 iulie 2025 pentru a audita situatiile financiare individuale ale exercitiului financiar incheiat la 31 decembrie 2025. Durata totala de misiune continua, inclusiv reinnoirile (prelungirea perioadei pentru care am fost numiti initial) si renumirile anterioare drept auditori a fost de un an, acoperind exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025.

Consecventa cu raportul suplimentar adresat Comitetului de Audit

Opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare individuale exprimata in acest raport este in concordanta cu raportul suplimentar adresat Comitetului de Audit al Societatii, pe care l-am emis in aceeasi data in care am emis si acest raport.

Servicii non-audit

Nu am furnizat Societatii servicii non-audit interzise mentionate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului si ramanem independenti fata de Societate pe durata auditului.

Nu am furnizat Societatii si entitatilor controlate de aceasta alte servicii decat cele de audit statutar si cele prezentate in raportul anual si in situatiile financiare individuale.

Raport asupra conformitatii formatului electronic al situatiilor financiare individuale (XHTML) incluse in raportul anual cu cerintele Regulamentului ESEF.

Am efectuat un angajament de asigurare rezonabila asupra conformitatii situatiilor financiare individuale prezentate in format XHTML ale Societatea de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea”) pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025, cu cerintele Regulamentul delegat (UE) 2019/815 al Comisiei din 17 decembrie 2018 de completare a Directivei 2004/109/CE a Parlamentului European si a Consiliului in ceea ce priveste standardele tehnice de reglementare privind specificarea unui format de raportare electronic unic („Regulamentul ESEF”).

Aceste proceduri se refera la testarea formatului si a consecventei formatului electronic al situatiilor financiare individuale (XHTML) cu situatiile financiare individuale auditate si exprimarea unei opinii asupra conformitatii formatului electronic al situatiilor financiare ale Societatii pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025 cu cerintele Regulamentului ESEF. In conformitate cu aceste cerinte, formatul electronic al situatiilor financiare individuale incluse in raportul anual trebuie sa fie prezentat in format XHTML.

Responsabilitatile conducerii si ale persoanelor responsabile cu guvernanta

Conducerea Societatii este responsabila de conformitatea cu cerintele Regulamentului ESEF la intocmirea formatului electronic XHTML al situatiilor financiare individuale si de asigurarea consecventei intre formatului electronic al situatiilor financiare individuale si situatiile financiare individuale auditate.

Responsabilitatea conducerii include, de asemenea, proiectarea, implementarea si mentinerea controalelor interne pe care le considera necesare pentru a permite intocmirea de situatii financiare individuale in format ESEF care sa fie lipsite de denaturari semnificative raportate la Regulamentul ESEF.

Persoanele responsabile cu guvernanta au responsabilitatea supravegherii procesului de raportare financiara in ceea ce priveste intocmirea situatiilor financiare individuale, inclusiv aplicarea Regulamentului ESEF.

Responsabilitatea auditorului

Responsabilitatea noastra este de a exprima o opinie de asigurare rezonabila cu privire la conformitatea formatului electronic al situatiilor financiare individuale cu cerintele Regulamentului ESEF.

Am desfasurat o misiune de asigurare rezonabila in conformitate cu ISAE 3000 (revizuit) „Misiunile de asigurare, altele decat auditul sau revizuirea informatiilor financiare istorice” ISAE 3000 (revizuit). Acest standard prevede ca noi sa respectam standardele etice si sa planificam si sa ne desfasuram misiunea astfel incat sa obtinem o asigurare rezonabila privind masura in care formatul electronic al situatiilor financiare individuale ale Societatii este intocmit, sub toate aspectele semnificative, in conformitate cu Regulamentul ESEF. Natura, plasarea in timp si extinderea procedurilor selectate depind de rationamentul nostru, incluzand o evaluare a riscului de denaturari semnificative raportate la cerintele Regulamentului ESEF cauzate fie de fraudă, fie de eroare.

Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, insa nu este o garantie ca misiunea de asigurare desfasurata in conformitate cu ISAE 3000 (revizuit) va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa raportata la cerinte, daca aceasta exista.

Independenta noastra si managementul calitatii

Aplicam Standardul Internațional de Management al Calitatii 1, Managementul Calitatii pentru firmele care efectuează audituri sau revizuri ale situatiilor financiare sau alte misiuni de asigurare sau servicii conexe, care necesita proiectarea, implementarea și operarea unui sistem de management al calitatii, inclusiv politici sau proceduri privind conformitatea cu cerintele etice, standardele profesionale și cerintele legale si de reglementare aplicabile. Ne-am mentinut independenta si confirmam ca am respectat cerintele privind etica si independenta impuse de Codul International de etica al profesionistilor contabili (inclusiv standardele internationale de independenta) emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Etica pentru Contabili (codul IESBA).

Sumarul procedurilor efectuate

Obiectivul procedurilor pe care le-am planificat si le-am desfasurat a constat in obtinerea unei asigurari rezonabile ca formatul electronic al situatiilor financiare individuale este intocmit, sub toate aspectele semnificative, in conformitate cu cerintele Regulamentului ESEF. In desfasurarea evaluarii noastre asupra conformitatii cu cerintele Regulamentului ESEF a formatului electronic (XHTML) de raportare al situatiilor financiare individuale ale Societatii, ne-am mentinut scepticismul profesional si am aplicat rationamentul profesional. De asemenea:

- ▶ am obtinut o intelegere a controlului intern si procesele legate de aplicarea Regulamentului ESEF in ceea ce priveste situatiile financiare individuale ale Societatii, inclusiv intocmirea situatiilor financiare individuale ale Societatii in format XHTML
- ▶ am testat validitatea formatului XHTML aplicat
- ▶ am verificat daca formatul electronic al situatiilor financiare individuale (XHTML) corespunde situatiilor financiare individuale auditate.

Consideram ca probele pe care le-am obtinut sunt suficiente si adecvate pentru a constitui baza pentru opinia noastra.

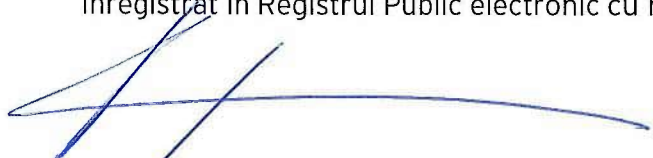
Opinie asupra conformitatii formatului electronic al situatiilor financiare individuale cu cerintele Regulamentului ESEF

Pe baza procedurilor pe care le-am desfasurat, in opinia noastra, formatul electronic al situatiilor financiare individuale este intocmit, sub toate aspectele semnificative, in conformitate cu cerintele Regulamentului ESEF.

In numele,

Ernst & Young Assurance Services SRL
Bd. Ion Mihalache 15-17, etaj 21, Bucuresti, Romania

Inregistrat in Registrul Public electronic cu nr. FA77



Nume Auditor / Partener: Alexandru Lupea
Inregistrat in Registrul Public electronic cu nr. AF273

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Firma de audit: **ERNST & YOUNG ASSURANCE SERVICES S.R.L.**

Registrul Public Electronic: **FA77**

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Auditor financiar: **Lupea Alexandru**

Registrul Public Electronic: **AF273**

Bucuresti, Romania
26 martie 2026

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A.
Societate administrata in sistem dualist



SITUATII FINANCIARE CONSOLIDATE
pentru anul incheiat la
31 decembrie 2025

Intocmite in conformitate cu
Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016
cu modificarile ulterioare

CUPRINS

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

SITUAȚIA CONSOLIDATA A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025	1-2

SITUAȚIA CONSOLIDATA A PROFITULUI SAU PIERDERII ȘI ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	3

SITUAȚIA CONSOLIDATA A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	4-5

SITUAȚIA CONSOLIDATA A FLUXURILOR DE NUMERAR PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	6-7

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA DATA ȘI PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025	8-76

BAZELE ÎNTOCMIRII

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE	8
2. BAZELE CONTABILITĂȚII	11
3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE	12
4. STANDARDE EMISE CARE NU SUNT ÎNCA ÎN VIGOARE	12
5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE	13
6. BAZELE EVALUĂRII	20
7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE	20
8. MODIFICĂRI POLITICI CONTABILE	36
9. SITUAȚII COMPARATIVE	36

PERFORMANȚA FINANCIARĂ

10. SEGMENTE OPERATIONALE	36
11. VENITURI	38
12. ALTE VENITURI	39
13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE	39
14. REZULTATUL FINANCIAR	41
15. REZULTATUL PE ACȚIUNE	42

BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR	42

IMPOZIT PE PROFIT

17. IMPOZIT PE PROFIT	45

ACTIVE

18. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR ȘI NUMERAR RESTRICTIONAT	48
19. INVESTIȚII ÎN DEPOZITE	48
20. CREAȚE COMERCIALE	49
21. ALTE ACTIVE	49
22. IMOBILIZĂRI CORPORALE	50

CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII

23. CAPITAL ȘI REZERVE	57
24. ÎMPRUMUTURI	59
25. DATORII COMERCIALE	61
26. ALTE DATORII	61

27. VENITURI ÎN AVANS	62
28. PROVIZIOANE	62

INSTRUMENTE FINANCIARE

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE ȘI GESTIONAREA RISCULUI	64

COMPONENTA GRUPULUI

30. ACHIZITIA DE FILIALE	69

ALTE INFORMAȚII

31. ANGAJAMENTE	70
32. DATORII CONTINGENTE	70
33. PĂRȚI AFILIALE	73
34. EVENIMENTE ULTERIOARE	76

SITUATIA CONSOLIDATA A POZITIEI FINANCIARE

LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)

		31 decembrie Notă 2025	31 decembrie 2024
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	22	19.398.954.109	19.816.398.176
Imobilizări necorporale		66.719.955	53.848.538
Numerar restricționat	18	23.057.471	-
Alte active imobilizate	21	374.334.423	276.759.591
Total active imobilizate		19.863.065.958	20.147.006.305
Active circulante			
Stocuri		123.808.015	93.998.138
Creanțe comerciale	20	1.698.377.642	1.633.688.425
Investiții in depozite	19	3.732.016.142	3.475.932.995
Numerar și echivalente de numerar	18	1.187.733.975	1.581.617.072
Numerar restricționat	18	32.066.077	21.057.471
Alte active circulante	21	64.960.265	23.926.235
Total active circulante		6.838.962.116	6.830.220.336
Total active		26.702.028.074	26.977.226.641
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social	23	4.498.025.670	4.498.025.670
Ajustarea la inflație a capitalului social	23	1.028.872.000	1.028.872.000
Patrimoniu public		45.324.243	45.324.243
Rezerva din reevaluare	23	11.110.747.401	11.580.347.711
Alte rezerve	23	1.029.674.414	1.025.970.174
Rezultat reportat		4.512.486.772	4.717.927.188
Total capitaluri proprii		22.225.130.500	22.896.466.986
Datorii			
Datorii pe termen lung			
Împrumuturi bancare	24	118.358.036	207.846.322
Datorii aferente contractelor de leasing		61.511.401	70.110.288
Venituri în avans	27	147.064.351	156.673.133
Datorii privind impozitul pe profit curent	17	7.822.302	8.195.893
Datorii privind impozitul amânat	17	1.396.868.878	1.460.112.440
Beneficiile angajaților	16	139.903.542	128.595.893
Provizioane	28	1.009.131.883	943.504.704
Datorii comerciale	25	14.900.534	998.585
Alte datorii	26	57.867.442	52.512.395
Total datorii pe termen lung		2.953.428.369	3.028.549.653

(continuare la pagina 2)

SITUATIA CONSOLIDATA A POZITIEI FINANCIARE

LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)

		31 decembrie	31 decembrie
	Notă	2025	2024
Datorii curente			
Imprumuturi bancare	24	94.957.232	92.886.954
Datorii aferente contractelor de leasing		10.136.499	9.244.000
Datorii comerciale	25	777.323.350	429.683.124
Datorii aferente contractelor cu clienții	11	48.391.638	97.786.127
Datorii privind impozitul pe profit curent	17	180.640.051	60.327.927
Venituri în avans	27	5.607.539	6.145.943
Beneficiile angajaților	16	113.012.224	104.599.400
Provizioane	28	147.026.811	125.151.784
Taxa pentru producatorii de energie electrica	13E	-	2.135.558
Alte datorii	26	146.373.861	124.249.185
Total datorii curente		1.523.469.205	1.052.210.002
Total datorii		4.476.897.574	4.080.759.655
Total capitaluri proprii și datorii		26.702.028.074	26.977.226.641

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

**SITUATIA CONSOLIDATA A PROFITULUI SAU PIERDERII SI A ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL
PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025***(Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)*

	Nota	2025	2024
Venituri	11	9.619.009.529	9.122.709.143
Alte venituri	12	35.737.470	174.732.075
Apa uzinată	13 A	(444.764.067)	(517.805.427)
Cheltuieli cu beneficiile angajatilor	16	(1.019.751.138)	(866.329.938)
Transport și distribuție de energie electrică	13 C	(1.634.837.904)	(1.228.392.210)
Energie electrică achiziționată	13 B	(911.358.305)	(208.848.067)
Cheltuieli cu certificatele verzi	13 D	(354.337.865)	(273.534.123)
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	22	(882.878.794)	(904.968.113)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale, net	22	(99.463.122)	(39.493.787)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	20	(32.346.083)	(65.946.725)
Reparatii, întreținere, materiale și consumabile		(111.529.434)	(92.355.537)
Taxa pentru producătorii de energie electrica	13 E	(122.721.182)	(234.654.212)
Alte cheltuieli de exploatare	13 F	(407.635.561)	(326.306.949)
Venituri din productia de imobilizari corporale in regie proprie		85.916.136	49.222.254
Profit din exploatare		3.719.039.680	4.588.028.384
Venituri financiare	14	325.828.597	342.025.483
Cheltuieli financiare	14	(86.423.495)	(85.458.834)
Rezultat financiar net		239.405.102	256.566.649
Profit înainte de impozitare		3.958.444.782	4.844.595.033
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	(588.751.147)	(716.679.241)
Profit net		3.369.693.635	4.127.915.792
Rezultat pe actiune			
Rezultatul pe actiune de baza si diluat (RON)	15	7,49	9,18
Alte elemente ale rezultatului global			
Ajustari ale rezervei din reevaluare, net de impozit		(528.031)	(770.110)
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	16	2.726.933	(4.498.292)
Total alte elemente ale rezultatului global		2.198.902	(5.268.402)
Rezultat global		3.371.892.537	4.122.647.390

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrata in sistem dualist
SITUATIA CONSOLIDATA A MODIFICARILOR CAPITALURILOR PROPRII
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)

	Capital social	Ajustarea la inflație a capitalului social	Patrimoniul public	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2024	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	12.076.640.610	1.024.033.814	6.393.661.171	25.066.557.508
Rezultat global							
Profit net	-	-	-	-	-	4.127.915.792	4.127.915.792
Alte elemente ale rezultatului global							
Miscarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizarilor corporale	-	-	-	(770.110)	-	-	(770.110)
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	-	-	-	-	-	(4.498.292)	(4.498.292)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(770.110)	-	(4.498.292)	(5.268.402)
Total rezultat global	-	-	-	(770.110)	-	4.123.417.500	4.122.647.390
Tranzacții cu acționarii Societății							
Contributii si distribui							
Dividende (Nota 23)	-	-	-	-	-	(6.292.737.912)	(6.292.737.912)
Total tranzacții cu acționarii Societății	-	-	-	-	-	(6.292.737.912)	(6.292.737.912)
Alte modificări ale capitalurilor proprii							
Constituirea rezervelor legale	-	-	-	-	1.936.360	(1.936.360)	-
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale (Nota 23)	-	-	-	(495.522.789)	-	495.522.789	-
Sold la 31 decembrie 2024	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	11.580.347.711	1.025.970.174	4.717.927.188	22.896.466.986

(continuare la pagina 5)

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrata in sistem dualist
SITUATIA CONSOLIDATA A MODIFICARILOR CAPITALURILOR PROPRII
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)

	Capital social	Ajustarea la inflație a capitalului social	Patrimoniul public	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2025	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	11.580.347.711	1.025.970.174	4.717.927.188	22.896.466.986
Rezultat global							
Profit net	-	-	-	-	-	3.369.693.635	3.369.693.635
Alte elemente ale rezultatului global							
Miscarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizarilor corporale	-	-	-	(528.031)	-	-	(528.031)
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	-	-	-	-	-	2.726.933	2.726.933
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(528.031)	-	2.726.933	2.198.902
Total rezultat global	-	-	-	(528.031)	-	3.372.420.568	3.371.892.537
Tranzacții cu acționarii Societății							
Contributii si distribuii							
Dividende (Nota 23)	-	-	-	-	-	(4.043.229.023)	(4.043.229.023)
Total tranzacții cu acționarii	-	-	-	-	-	(4.043.229.023)	(4.043.229.023)
Alte modificări ale capitalurilor proprii							
Constituirea rezervelor legale	-	-	-	-	3.704.240	(3.704.240)	-
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale (Nota 23)	-	-	-	(469.072.279)	-	469.072.279	-
Sold la 31 decembrie 2025	4.498.025.670	1.028.872.000	45.324.243	11.110.747.401	1.029.674.414	4.512.486.772	22.225.130.500

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrata in sistem dualist
SITUATIA CONSOLIDATA A FLUXURILOR DE NUMERAR
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)

	Notă	2025	2024
Fluxuri de numerar din activitati de exploatare:			
Profit net		3.369.693.635	4.127.915.792
<i>Ajustări pentru:</i>			
Amortizarea imobilizărilor corporale	22	879.816.786	901.573.161
Amortizarea imobilizărilor necorporale		3.017.046	3.394.952
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale si necorporale, net	22	99.463.122	39.493.787
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	20	37.087.014	65.946.725
Ajustări pentru deprecierea stocurilor		494.934	(879.030)
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli		(20.737.686)	43.197.769
Castig din achizitia de filiale	12,30	-	(25.727.908)
Pierderi din cedări de imobilizări corporale	13 F	1.292.963	6.252.784
Diferențe de curs valutar		1.040.155	(211.220)
Venituri din dobânzi	14	(283.174.321)	(332.133.890)
Cheltuieli cu dobânzile	14	22.396.637	26.925.341
Dobanda aferentă provizionului de dezafectare		65.863.834	-
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	588.751.848	716.679.241
		4.765.005.268	5.572.427.504
<i>Modificari în:</i>			
Creanțe comerciale		(84.317.874)	1.348.333.059
Stocuri		(30.304.810)	(12.611.579)
Numerar restrictionat		(34.066.077)	80.000.000
Alte active		10.411.823	45.643.998
Datorii comerciale		185.842.408	21.348.384
Venituri în avans		(10.147.187)	25.588.775
Beneficiile angajaților		10.135.573	14.604.683
Alte datorii		31.578.735	112.692.719
Numerar generat din activități de exploatare		4.844.083.859	7.208.027.543
Dobânzi plătite		(12.239.091)	(18.840.756)
Impozit pe profit plătit		(531.682.586)	(836.254.275)
Numerar net din activitatea de exploatare		4.300.162.182	6.352.932.512
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale		(541.380.425)	(284.085.602)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale		(17.513.580)	(324.712)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		8.826.780	-
Încasări din răscumpărarea obligațiunilor corporative		-	353.331.500
Plăți pentru depozite deținute în scop investițional		(9.080.000.000)	(6.950.000.000)
Încasări din depozite deținute in scop investițional		8.815.000.000	7.850.000.000
Dobânzi încasate		265.769.963	305.879.768
Achizitie filiale, net de numerar achizitionat		-	(67.879.000)
Numerar net din/ (utilizat în) activitatea de investiții		(549.297.260)	1.206.921.954

(continuare la pagina 7)

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrata in sistem dualist
SITUATIA CONSOLIDATA A FLUXURILOR DE NUMERAR
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)

	Notă	2025	2024
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:			
Rambursări de împrumuturi	24	(94.194.174)	(92.349.679)
Plăți aferente contractelor de leasing	24	(8.593.538)	(6.436.017)
Dividende plătite	23	(4.041.960.306)	(6.287.086.070)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(4.144.748.018)	(6.385.871.766)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(393.883.097)	1.173.982.700
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	18	1.581.617.072	407.634.372
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	18	1.187.733.975	1.581.617.072

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan-Nicolae BADEA
Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN
Membru Directorat

Ianăș RĂDOI
Membru Directorat

Petronel CHIRIAC
Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA
Manager Departament Contabilitate

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE

(a) Informații generale despre Grup

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea” sau „Hidroelectrica”) este o societate pe acțiuni, înregistrată în România. Sediul social al Societății este Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, Clădirea Tower Center, etajele 10-15, Sector 1, București. Societatea este înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului sub nr. J40/7426/2000 și are cod unic de înregistrare 13267213.

Aceste situații financiare consolidate includ Societatea și filialele sale (denumite împreună „Grupul”).

Grupul are ca principale obiecte de activitate producerea de energie electrică (hidro și eoliană) și furnizarea de energie electrică consumatorilor finali.

La 31 decembrie 2025, Statul Roman prin Ministerul Energiei are o deținere de 360.094.390 acțiuni, reprezentând 80,0561% din capitalul social și din totalul drepturilor de vot. Restul acțiunilor sunt tranzactionate pe Bursa de Valori București după cum urmează: 75.600.136 acțiuni, reprezentând 16,8074% din capitalul social sunt deținute de către persoane juridice și 14.108.041 acțiuni reprezentând 3,1365% din capitalul social sunt deținute de către persoane fizice.

Societatea este administrată în sistem dualist, de către Consiliul de Supraveghere și Directorat.

Între 23 iunie și 4 iulie 2023, Societatea a derulat o ofertă publică inițială. Alocarea acțiunilor a fost realizată în data de 5 iulie 2023, oferta totală cuprinzând întreaga deținere a Fondului Proprietatea, și anume 89.708.177 acțiuni, reprezentând 19,9439% din capitalul social al Societății.

Prima zi de tranzactionare a acțiunilor Hidroelectrica la Bursa de Valori București a fost 12 iulie 2023.

Lista filialelor

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 Hidroelectrica are următoarele filiale:

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participație la 31 decembrie 2025	% participație la 31 decembrie 2024
Hidroserv S.A. (societate în reorganizare)	Servicii în sectorul energetic (întreținere, reparații, construcții)	București, România	100%	100%
Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L.	Fabricarea de motoare și turbine	Reșița, România	100%	-

Hidroserv S.A. a intrat în procedura de insolvență în octombrie 2016. În 2020, a fost aprobat un plan de reorganizare a filialei de către Adunarea Creditorilor și confirmat de judecătorul sindic. Pe data de 25 iunie 2025, procedura insolvenței a fost finalizată.

În 22 februarie 2023, Societatea a fost declarată câștigătoare a procedurii de vânzare a liniilor de business ABC și platforma Calnicel, ale UCM Reșița SA. În ianuarie 2024, Societatea a înființat o nouă filială, Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L., prin care a preluat afacerea de la U.C.M. Reșița SA. Tranzacția a fost finalizată în data de 11 martie 2024.

Toate veniturile sunt obținute în România.

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE (continuare)

(b) Cadrul legislativ

Activitatea in sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei („ANRE”).

Principalele responsabilități ale ANRE includ: licențierea entităților care activează în sectorul energetic, emiterea reglementarilor aplicabile pieței energiei electrice, aprobarea prețurilor și tarifelor reglementate și emiterea metodologiilor pentru stabilirea prețurilor și tarifelor reglementate.

(c) Principalele activități ale Grupului

Producerea de energie electrică și servicii de sistem

Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 188 de hidrocentrale și microhidrocentrale, inclusiv 5 statii de pompă (principalele capacitati de producție fiind Porțile de Fier I și Porțile de Fier II, care reprezintă aproximativ 40% din totalul energiei electrice produse) și 36 de turbine eoliene de câte 3 MW fiecare.

Energia electrică produsă este vândută atât pe piața angro, cât și pe piața cu amănuntul (furnizare către consumatorii finali).

La 1 ianuarie 2023 a fost implementat de Guvern un mecanism de achiziție centralizată a energiei electrice, prin care producătorii de energie electrică vor vinde cantitatea de energie electrică disponibilă (necontractată până în noiembrie 2022) către operatorul pieței, OPCOM, la prețul fix de 450 LEI/MWh.

În martie 2024 Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 32/28.03.2024) prin care, începând cu data de 01 Aprilie 2024, mecanismul MACEE devine voluntar, lăsând producătorilor posibilitatea de a vinde energia la prețul de 400 lei/MWh până la data de 31 decembrie 2024. Astfel, pentru anul 2024, prețul plătit de achizitorul unic (OPCOM) producătorilor de energie electrică care vând energia electrică prin intermediul MACEE în cadrul licitațiilor lunare este după cum urmează:

- 450 lei/MWh pentru energia contractată până la data de 31 martie 2024;
- 400 lei/MWh pentru energia contractată începând cu data de 1 aprilie 2024.

Începând cu 1 ianuarie 2025, mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice a fost eliminat.

Hidroelectrica S.A. furnizează, de asemenea, servicii de sistem către operatorul sistemului energetic național, Transelectrica. Serviciile de sistem presupun punerea la dispoziția Transelectrica a unei capacități convenite de producere a energiei electrice într-o anumită perioadă de timp, astfel încât să permită operatorului de sistem să realizeze echilibrarea permanentă a sistemului energetic.

Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali

Piața energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată și toți consumatorii sunt liberi să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care pot achiziționa energie electrică la prețuri negociate.

Grupul furnizează energie electrică la tarife negociate atât consumatorilor industriali, cât și consumatorilor casnici. Tariful de furnizare include, pe lângă prețul energiei electrice, costurile de transport și distribuție a energiei electrice (a se vedea politica contabilă 7 c)), contribuția la schema de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență și costul certificatelor verzi (a se vedea secțiunea privind *certIFICATELE VERZI*).

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE (continuare)

Începând cu 1 noiembrie 2021, din cauza creșterii semnificative a prețurilor energiei pe piețele internaționale și naționale și a impactului acestora asupra consumatorilor din România, Guvernul a implementat scheme de sprijin pentru consumatori, după cum urmează:

- plafonarea tarifelor de furnizare a energiei electrice pentru consumatorii casnici și non-casnici până la data de 30 iunie 2025. Diferența între prețul plafonat și costul reglementat a fost acoperit printr-o subvenție acordată de stat pentru a compensa impactul mecanismului de plafonare. Pe măsura ce Grupul depune cererile de rambursare la autoritățile competente în conformitate cu legislația în vigoare, creanța și venitul aferent sunt înregistrate în contabilitate (nota 11). Impactul acestui mecanism asupra performanței financiare a societății în anul 2025 a fost diminuarea veniturilor ca urmare a plafonării prețurilor cu 46 milioane RON.

Certificate verzi („CV”)

În calitate de producător de energie electrică din surse regenerabile (energie eoliană și energie hidroelectrică în microhidrocentrale rețehnologizate cu o capacitate instalată de cel mult 10MW și cu o durată de funcționare de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune, precum și energie eoliană), Grupul primește certificate verzi prin schema de sprijin a certificatelor verzi.

În anul 2025, Grupul a primit între 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în microhidrocentralele eligibile și 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian în anul 2025 și anul 2024. În 2024 a primit între 2,92 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în microhidrocentralele eligibile. În 2025, Grupul a generat din portofoliu propriu de producție 24.635 CV din centrale hidroelectrice și 197.813 CV din centrala eoliană (CEE Crucea Nord) (2024: 28.089 CV din centrale hidroelectrice și 217.200 CV din centrala eoliană).

Prețul de vânzare trebuie să se încadreze între valorile minime și maxime stabilite de lege:

- (a) o valoare minimă de tranzacționare de 29,4 EUR /CV și
- (b) o valoare maximă de tranzacționare de 35 EUR /CV.

În calitate de furnizor de energie electrică, Grupul este obligat să achiziționeze un număr de certificate verzi calculat prin înmulțirea cotei anuale obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi cu cantitatea (în MWh) de energie electrică furnizată consumatorilor finali. ANRE stabilește nivelul anual al cotei obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi, Societatea este eligibilă să primească certificate verzi pentru producția parcului eolian Crucea, care sunt utilizate pentru a stinge parțial obligația de respectare a cotei anuale obligatorii. Diferența este achiziționată de Societate pentru atingerea cotei, iar Societatea recunoaște contravaloarea necesară pentru achiziționarea certificatelor verzi pentru îndeplinirea cotei în „Datorii comerciale”.

Cota aplicabilă pentru 2025 este 0,49983 certificate verzi pe MWh (cota aplicabilă 2024: 0,496 certificate verzi pe MWh).

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa pentru producătorii de energie electrică este calculată prin aplicarea procentului de 100% asupra pretului mediu lunar de vânzare al energiei electrice care depășește prețul de 400 MWh aplicabilă până la 31 martie 2025.

În februarie 2025, Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 6/27.02.2025) prin care se prelungește aplicabilitatea taxei cu o perioadă de 3 luni până la 30 iunie 2025. Începând cu data de 01 aprilie 2025, taxa pentru producătorii de energie este calculată prin aplicarea procentului de 80% (scăzut de la 100%) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare ale segmentului de producere de energie electrică, din producție proprie, care includ și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producător (segmentul de producere) în portofoliul de furnizor (segmentul de furnizare), minus cheltuielile lunare cu dezechilibre.

Taxa pentru producătorii de energie electrică a fost eliminată începând cu 1 iulie 2025.

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE (continuare)

Taxa pe construcții speciale

Începând cu 1 ianuarie 2025, impozitul pe construcții a fost introdus prin Ordonanța de Urgență a Guvernului (OUG) 156/2024, cu modificările ulterioare, calculat ca 0,5% din valoarea contabilă netă a construcțiilor eligibile deținute la 31 decembrie a anului precedent și a construcțiilor care fac obiectul unui contract de concesiune.

Grupul a înregistrat o cheltuială cu impozitul de 51.133.367 lei pentru perioada încheiată la 31 decembrie 2025.

2. BAZELE CONTABILITĂȚII

Aceste situații financiare consolidate au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, cu modificările ulterioare („OMFP 2844/2016”). În accepțiunea OMFP 2844/2016, Standardele Internaționale de Raportare Financiară („IFRS”) reprezintă standardele adoptate potrivit procedurii prevăzute de Regulamentul Comisiei Europene nr. 1606/2002 al Parlamentului European și al Consiliului din 19 iulie 2002 privind aplicarea standardelor internaționale de contabilitate (IFRS adoptate de Uniunea Europeană). OMFP nr. 2844/2016 include și prevederi adiționale față de prevederile IFRS adoptate de UE, Grupul identificând în cazul sau specific, în principal aspectele enumerate mai jos.

Situațiile financiare consolidate au fost autorizate pentru emitere de către Directoratul Societății la data de 25.03.2026 și de către Consiliul de Supraveghere la data de 26.03.2026.

OMF 2844/2016 este conform cu Standardele de Contabilitate IFRS așa cum au fost adoptate de Uniunea Europeană, cu următoarele excepții:

- IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar cu privire la moneda funcțională și cu excepția IAS 12 Impozitul pe profit referitor la tratamentul impozitului minim pe cifra de afaceri ca o cheltuială cu impozitul pe profit.
- Aceste excepții nu afectează conformitatea situațiilor financiare ale Societății cu Standardele de Contabilitate IFRS, așa cum au fost adoptate de UE.

Grupul întocmește și un set principal de situații financiare consolidate în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 în limba engleză aprobate la aceeași dată cu aceste situații financiare.

Adicional, Grupul a identificat următoarele diferențe de prezentare dintre IFRS-EU și OMFP nr. 2844/2016, care sunt reflectate în acest set de situații financiare:

- Taxa plătită pentru racordarea capacităților de producere a energiei electrice la rețeaua electrică este prezentată ca parte a „Imobilizărilor corporale” în situațiile financiare IFRS-EU, în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 este prezentată ca „Imobilizări necorporale” (valoarea netă a taxelor plătite pentru racordare inclusă în imobilizări necorporale este de 30.470.918 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 32.096.035 RON);
- Impactul retratării capitalului social statutar în termeni nominali conform IAS 29 “Raportarea financiară în economiile hiperinflationiste”, în suma de 1.028.872.00 RON, este prezentat ca parte a “Capitalului social” în situațiile financiare IFRS-EU în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 este prezentat ca un element de capital separat de capitalul social și anume “Ajustarea la inflație în conformitate cu IAS 29”;
- Contribuția în numerar primită de la stat pentru construirea activelor din domeniul public în suma de 45.324.243 RON la 31 decembrie 2025 și 2024 (ex. anumite tipuri de active, cum ar fi barajele, care vor fi transferate statului la sfârșitul duratei lor de viață economică) este prezentată ca “Venituri în avans” în situațiile financiare IFRS-EU, în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 este prezentat ca “Patrimoniul public”;
- Obligatiile privind bonusurile angajaților în suma de 42.529.000 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 42.681.942 RON) sunt prezentate ca “Datorii privind beneficiile angajaților” în situațiile financiare IFRS-EU, în timp ce în situațiile financiare OMFP nr. 2844/2016 sunt prezentate ca “Provizioane”. De asemenea cheltuiala aferentă în cursul anului în suma de 42.529.000 RON este inclusă în „Alte cheltuieli de exploatare”, în timp ce în situațiile financiare IFRS-EU era în „Cheltuieli cu beneficiile angajaților”.

Aceste situații financiare consolidate au fost întocmite pe baza continuității activității. Informații despre politicile contabile ale Grupului sunt incluse în Nota 7.

3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE

Aceste situații financiare consolidate sunt prezentate în lei românești (RON), aceasta fiind și moneda funcțională a Grupului pe baza unor evaluări separate efectuate în conformitate cu IAS 21. Toate sumele sunt prezentate în RON, dacă nu este indicat altfel.

4. ADOPTAREA DE STANDARDE IFRS NOI ȘI REVIZUITE ȘI INTERPRETĂRI, ASTFEL CUM AU FOST ADOPTATE DE UNIUNEA EUROPEANĂ

Următoarele Standarde IFRS noi, amendamente și interpretări ale Standardelor IFRS existente au fost adoptate începând cu 1 ianuarie 2025. Efectul adoptării acestora este prezentat mai jos:

- IAS 21 – Efectele variației cursurilor de schimb valutar: lipsa unui curs de schimb oficial (amendamente). Modificările intră în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2025. Noul standard IFRS adoptat nu a avut un impact semnificativ asupra politicilor contabile ale Societății.

Standarde emise, dar care nu sunt încă în vigoare și nu au fost adoptate timpuriu

- IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentare - Clasificarea și măsurarea Instrumentelor Financiare (Amendamente). În mai 2024, IASB a emis amendamente la Clasificarea și Măsurarea Instrumentelor Financiare, care modifică standardele IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări, iar acestea sunt aplicabile pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2026, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.
- IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări - Contracte care fac referire la energie electrică dependentă de factori naturali (Amendamente). În decembrie 2024, IASB a emis modificări specifice pentru o mai bună prezentare a contractelor care fac referire la energia electrică dependentă de factori naturali, amendamente care modifica IFRS 9 Instrumente Financiare și IFRS 7 Instrumente Financiare: Prezentări, acestea intra în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2026, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.
- Îmbunătățiri anuale ale standardelor de contabilitate IFRS – Volumul 11. În iulie 2024, IASB a emis Îmbunătățiri anuale ale standardelor de contabilitate IFRS – Volumul 11. O entitate trebuie să adopte aceste amendamente pentru perioadele de raportare anuală care încep la sau după 1 ianuarie 2026. Adoptarea anticipată este permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ.

Standardele/modificările care nu sunt încă în vigoare și nu au fost încă aprobate de Uniunea Europeană

- IFRS 18 Prezentare și descriere în situațiile financiare. În aprilie 2024, IASB a emis IFRS 18 Prezentarea și descrierea în situațiile financiare, care înlocuiește IAS 1 - Prezentarea Situațiilor Financiare, acesta intra în vigoare pentru perioadele anuale de raportare care încep la sau după 1 ianuarie 2027, cu adoptarea anticipată. Grupul este în curs de a identifica impactul amendamentelor asupra situațiilor financiare și a notelor acestora. Impactul estimat asupra situațiilor financiare se referă la:
 - Diferențele de curs valutar vor fi clasificate în categoria în care sunt incluse veniturile și cheltuielile aferente elementului care generează diferențele de curs valutar;
 - Vor fi introduse noi prezentări de informații: (a) indicatori de performanță definiți de conducere; (b) cheltuieli specifice după natură, în cazul în care cheltuielile sunt prezentate după natură în categoria operațională a situației profitului sau pierderii; și (c) o reconciliere pentru fiecare element din situația profitului sau pierderii între valorile retratate prezentate prin aplicarea IFRS 18 și valorile prezentate anterior prin aplicarea IAS 1.
 - Dobânzile încasate și dobânzile plătite vor fi clasificate în activitățile de finanțare.
- IFRS 19 – Filiale fără răspundere publică: prezentări de informații (inclusiv amendamente). În mai 2024, IASB a emis IFRS 19 Filiale fără răspundere publică: prezentări de informații, care va intra în vigoare pentru perioadele de raportare anuală care încep la sau după 1 ianuarie 2027, cu adoptarea anticipată permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ

4. MODIFICĂRI ALE POLITICII CONTABILE ȘI ALE INFORMAȚIILOR DE PREZENTAT (continuare)

- IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar: Conversia într-o monedă de prezentare hiperinflaționistă (Amendamente). În noiembrie 2025, IASB a emis amendamente privind conversia într-o monedă de prezentare hiperinflaționistă, care modifică IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar, iar acestea devin aplicabile pentru perioadele de raportare anuale care încep la sau după 1 ianuarie 2027, aplicarea anticipată fiind permisă. Conducerea a evaluat că aceste amendamente nu vor avea un impact semnificativ
- Amendament la IFRS 10 – Situații financiare consolidate și IAS 28 – Investițiile în entitățile asociate și în asocierile în participație: Vânzarea sau aportul de active între un investitor și entitatea asociată sau asocierea în participație. În decembrie 2015, IASB a amânat pe termen nelimitat data de intrare în vigoare a acestui amendament, în așteptarea rezultatului proiectului său de cercetare privind metoda punerii în echivalență.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE

Pentru întocmirea acestor situații financiare individuale, conducerea a elaborat raționamente și estimări care afectează aplicarea politicilor contabile ale Societății și valorile raportate ale activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări.

Estimările și ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute prospectiv.

a) Raționamente

Informații despre raționamentele facute în aplicarea politicilor contabile care au cele mai semnificative efecte asupra sumelor recunoscute în situațiile financiare sunt prezentate mai jos:

a1) Contract de concesiune

În noiembrie 1998 a fost emisă Legea nr. 213/1998, care reglementează statutul domeniului public. Această lege prevede că dreptul de proprietate asupra bunurilor din domeniul public aparține statului sau autorităților locale, care pot închiria bunurile aflate în proprietate publică. În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și ale Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) a închiriat Societății amenajările hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurile pe care se afla acestea. Astfel, în decembrie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 171/27.12.2004 între Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) (concedent) și Societate (concesionar) pentru activele hidroenergetice aflate în patrimoniul public la 31 decembrie 2003.

Principalele clauze ale contractului de concesiune și modificările sale ulterioare sunt următoarele:

- Statul, prin Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei), deține dreptul de proprietate asupra activelor de domeniul public care fac obiectul contractului;
- Societatea are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani de la data semnării (perioada poate fi prelungită, în conformitate cu prevederile legii concesiunilor, cu jumătate din perioada inițială, prin acordul comun al partilor), în scopul exploatării, reabilitării, modernizării, re tehnologizării, precum și construcției de noi amenajări hidroenergetice conform programelor de investiții;
- Societatea plătește o redevență anuală de 1/1000 din veniturile anuale din producția de energie electrică și servicii de sistem produse în hidrocentrale;
- La încetarea contractului, anumite active care au fost utilizate de concesionar în derularea concesiunii vor fi restituite concedentului, după cum este explicat mai jos;
- Societatea are obligația de a utiliza activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și ale licenței de funcționare.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Contractul de concesiune prevede următoarele tipuri de active:

- Bunuri de retur – active din domeniul public care aparțin concedentului și care sunt restituite concedentului cu titlu deplin, gratuit și libere de orice sarcini, la încetarea contractului de concesiune. Bunurile de retur sunt active din domeniul public cum ar fi baraje, diguri, ecluze, care fac obiectul concesiunii/leasingului, precum și cele rezultate din investiții/modernizări ale acestor active efectuate de Societate în perioada contractului de concesiune. Societatea amortizează aceste investiții/modernizări pe durata minimă dintre perioada rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.
- Bunuri de preluare – active care aparțin concesionarului și sunt utilizate de concesionar în perioada concesiunii și care sunt similare ca natură cu activele din domeniul public de mai sus (amenajări de terenuri, construcții, instalații speciale și echipamente tehnologice), asupra cărora, la încetarea contractului de concesiune, concedentul are opțiunea de preluare în schimbul unei plăți egale cu „valoarea contabilă actualizată” la data preluării. În interpretarea Societății, „valoarea contabilă actualizată” este valoarea contabilă netă la data preluării și, având în vedere că Societatea utilizează modelul reevaluării, această valoare va fi valoarea reevaluată la acea dată. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.
- Bunuri proprii – active care, la încetarea contractului de concesiune, rămân în proprietatea concesionarului. Bunurile proprii sunt activele (construcții, instalații speciale, echipamente tehnologice, aparate de măsură și control, mijloace de transport, mobilier, echipamente de birou, echipamente de protecție și alte imobilizări corporale) care aparțin concesionarului și sunt utilizate de acesta în perioada concesiunii, cu excepția bunurilor de preluare. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.

În analiza aplicării IFRIC 12 „Acorduri de concesiune a serviciilor”, Grupul a luat în considerare următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat în analiza contractului de concesiune:

- a) Concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț; și
- b) Concedentul controlează – prin dreptul de proprietate, dreptul la beneficiu sau în alt mod – orice interes rezidual semnificativ în infrastructura la sfârșitul termenului acordului.

Grupul a concluzionat că nu se încadrează în aria de aplicare a IFRIC 12 deoarece nu îndeplinește caracteristica a) de mai sus, concedentul nu reglementează cui trebuie să presteze concesionarul serviciul și la ce preț. Grupul a considerat că mecanismul de fixare a prețurilor introdus de Guvern începând cu 1 ianuarie 2023 nu afectează această concluzie, deoarece acest mecanism este temporar și se aplică numai unei părți din producție.

Grupul recunoaște redevența aferentă contractului de concesiune în Alte cheltuieli de exploatare.

a2) Leasing și modernizări ale bunurilor de retur

În analiza aplicării IFRS 16 „Contracte de leasing” asupra contractului de concesiune prezentat mai sus, Grupul a luat în considerare următoarele criterii pentru a determina dacă acest contract conține un contract de leasing:

- a) locatarul are dreptul de a obține în esență toate beneficiile economice din utilizarea activului identificat;
- b) locatarul are dreptul de a dispune cu privire la utilizarea activului identificat.

Grupul a concluzionat că ambele criterii sunt îndeplinite și, în consecință, contractul de concesiune conține un contract de leasing, deoarece Ministerul Energiei a transferat Grupului dreptul de a controla utilizarea activelor din domeniul public (bunuri de retur) în schimbul unei redevențe. Conform IFRS 16, Grupul a determinat valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare și valoarea datoriei de leasing aferente acestui contract ca fiind zero, deoarece plățile viitoare de leasing sunt variabile și depind de veniturile Societății, redevența fiind calculată ca procent din venituri.

În ceea ce privește modernizările efectuate în legătură cu bunurile de retur, Grupul a concluzionat că acestea reprezintă modernizări ale unui activ în sistem de leasing pentru care Grupul este „proprietar contabil”, în sensul că aceste modernizări servesc interesului Grupului, în calitate de locatar, de a utiliza activele în sistem leasing. În consecință, Grupul a recunoscut modernizările bunurilor de retur ca imobilizări corporale. Grupul amortizează aceste active pe durata cea mai mică dintre perioada rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Grupul consideră că următoarele considerente indica faptul că Grupul este „proprietarul contabil” al modernizărilor efectuate:

- a) Ministerul Energiei, în calitate de locator, nu rambursează Societății, în calitate de locatar, costul modernizărilor efectuate. În consecință, modernizările sunt finanțate integral din sursele Grupului, iar Grupul este responsabil pentru suportarea costurilor;
- b) Grupul nu are obligația de a face modernizări ale bunurilor de retur. Deciziile privind modernizarea bunurilor de retur sunt luate de Grup în funcție de nevoile sale de a utiliza aceste active și sunt efectuate exclusiv pentru utilizarea preconizată de către Grup a activelor închiriate;
- c) Grupul are permisiunea de a aduce modificări modernizărilor de active închiriate, fără consimțământul locatorului sau fără a compensa locatorul;
- d) Modernizările sunt efectuate pe riscul și responsabilitatea Grupului (Grupul își asumă riscul depășirii costurilor) și nu sunt disponibile concedentului până la încetarea contractului de concesiune.

a3) Unități generatoare de numerar („UGN”)

O unitate generatoare de numerar este cel mai mic grup identificabil de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă, care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active.

Grupul a concluzionat că activele aferente hidrocentralelor reprezintă o singură unitate generatoare de numerar, cu excepția celor menționate mai jos, în principal pe baza următoarelor considerente:

- Societatea deține o singură licență de producere a energiei hidroelectrice, care acoperă toate centralele electrice în ansamblu.
- licența stipulează obligația Societății de a menține disponibilitatea capacităților sale de producție în ansamblu;
- decizia de producere a energiei electrice într-o hidrocentrală se face pe baza condițiilor tehnice de funcționare ale celorlalte hidrocentrale;
- echilibrarea energiei electrice contractate și produse se face la nivelul Societății și nu la nivelul centralelor individuale;
- contractele sunt încheiate pe baza energiei electrice totale estimate a fi produsă într-o anumită perioadă în toate hidrocentralele Societății, iar prețul este stabilit pentru întreaga producție.

Grupul are diferite proiecte de investiții aflate în curs de execuție, legate de active hidroenergetice cu funcții complexe/multiple, pentru care pot fi realizate estimări fiabile ale fluxurilor viitoare de numerar, acestea fiind considerate ca unități generatoare de numerar (UGN) separate, fiind testate individual de depreciere. În ceea ce privește Parcul Eolian Crucea, Grupul a concluzionat, de asemenea, că acesta reprezintă o UGN individuală și separată.

a4) Obligații de dezafectare

Ordinul Ministerului Apelor și Mediului nr. 119 din 11 februarie 2002 privind aprobarea Procedurii de trecere în conservare, post-utilizare sau abandonare a barajelor prevede procedurile de post-utilizare și abandonare a barajelor (inclusiv diguri, hidrocentrale și ecluze), care trebuie efectuate de către deținătorii de baraje în anumite condiții prevăzute de lege. Societatea nu are nicio obligație legală sau contractuală de dezafectare și refacere a amplasamentului, altele decât cele care decurg din Ordinul nr. 119, care sunt prezentate în paragrafele de mai jos.

Deținătorii de baraj sunt definiți prin OUG nr. 244 din 28 noiembrie 2000 (republicată) privind siguranța barajelor ca persoane juridice cu orice titlu, care au în păstrare, proprietate și/sau administrare un baraj.

Post-utilizarea se referă la barajele care și-au îndeplinit durata normală de funcționare și care pot fi utilizate în continuare în alte scopuri decât cele pentru care au fost construite inițial. Post-utilizarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări care să asigure noua funcționalitate a barajului în condiții de siguranță pentru protecția populației și a mediului. Măsurile și lucrările necesare se realizează atât prin grija deținătorului sau administratorului barajului, cât și a post-utilizatorului.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Post-utilizarea barajelor se propune de către deținătorii barajelor și se aprobă prin ordin al ministrului în subordinea, coordonarea sau autoritatea căruia se află entitatea care deține barajul, pe baza avizului Ministerului Apelor și Mediului.

După executarea lucrărilor prevăzute în proiectul de post-utilizare, se efectuează predarea-preluarea acestora între fostul deținător și post-utilizator.

Abandonarea se referă la barajele terminate sau neterminate, cu sau fără durata normală de viață depășită, care nu mai pot fi ținute în funcțiune sau post-utilizate din cauza imposibilității tehnice sau a costurilor foarte ridicate și care, în același timp, reprezintă un potențial pericol pentru populație și mediu. Abandonarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări pentru dezafectarea barajului, reconstrucția ecologică a zonei și asigurarea corespunzătoare a curgerii debitelor lichide și solide, inclusiv a debitului maxim de apă, în secțiunea barată. Măsurile și lucrările necesare se realizează prin grija deținătorului sau a administratorului barajului și trebuie să asigure condițiile de curgere existente anterior executării barajului.

Evenimentele declansatoare ale operațiunilor de abandonare a barajelor includ:

- solicitarea deținătorilor barajelor, atunci când aceștia constată că nu se pot îndeplini cerințele de performanță necesare conform legii, barajele prezentând un risc asociat inacceptabil;
- dispoziția organelor de control, în urma unor expertize efectuate care arată că barajele prezintă un risc asociat inacceptabil, constituind un real pericol pentru populație și mediu;
- accidente, atunci când concluziile expertizei specifică expres abandonarea din cauza costului foarte ridicat al refacerilor necesare, precum și neîndeplinirii cerințelor de performanță și a criteriilor de siguranță etc.

Recepția lucrărilor de dezafectare și reconstrucție ecologică se realizează de reprezentanți ai deținătorului barajului și ai administrației publice centrale sau locale, care preia în folosință zona respectivă, prin încheierea unui proces-verbal de predare-preluare.

Statul Român, prin Ministerul Economiei și Comerțului, în prezent Ministerul Energiei, deține dreptul de proprietate asupra amenajărilor hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurilor pe care acestea sunt amplasate, care aparțin domeniului public și care fac obiectul contractului de concesiune menționat mai sus. Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani (28 ani rămași la 31 decembrie 2025).

Conform contractului de concesiune, Societatea are dreptul ca pe parcursul contractului să abandoneze sau să dezactiveze active care fac parte din domeniul public cu acordul concedentului.

Grupul considera că, în conformitate cu prevederile și practicile legale aplicabile, abandonarea are loc în situații extreme, când barajele devin un risc inacceptabil cu impact asupra mediului și populației. Având în vedere că aceste construcții au funcțiuni complexe în plus față de producerea de energie electrică, inclusiv protecția împotriva inundațiilor, alimentarea cu apă, irigații, etc., post-utilizarea este modul uzual prin care aceste construcții vor fi transferate administrației publice centrale sau locale, după ce nu mai pot fi utilizate în scopuri de producere a energiei electrice.

Lucrările necesare pentru post-utilizare se stabilesc prin documentație tehnică întocmită pe baza unei evaluări a stării de siguranță a barajului la acel moment, realizată de experți atestați de ministere și atestați/avizați de Ministerul Apelor și Mediului.

Lucrările de abandonare se realizează pe baza unei documentații speciale întocmite cu avizul autorității de gospodărire a apelor, acordul de protecție a mediului, și avizul administrației publice locale și centrale. Aceste documentații și avize vor stabili activitățile necesare pentru abandonare.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Lucrările și costurile pentru post-utilizare sau abandonare sunt supuse unor incertitudini semnificative cauzate de faptul că rata de degradare și durata de viață a unui baraj variază semnificativ de la un caz la altul (unele ar putea ajunge la mai mult de 100 de ani), precum și de complexitatea și varietatea lucrărilor care pot fi necesare pentru trecerea în post-utilizare sau abandonare, în funcție de starea fizică a fiecărui baraj la momentul intrării în post-utilizare sau al abandonării, de împărțirea costurilor între detinator și post-utilizator, precum și de perioada foarte îndelungată de timp din prezent până la momentul în care ar fi efectuate lucrările de abandonare, dacă este cazul. De asemenea, există incertitudini semnificative legate de evoluția gradului de degradare și de determinarea duratei de viață efective a unui baraj, care sunt dependente de dezastre naturale (inundații, alunecări de teren, cutremure etc.) și de rezistența construcției.

În plus, Grupul estimează că până la încetarea contractului de concesiune (perioada rămasă fiind de 28 de ani la 31 decembrie 2025) apariția situațiilor care să necesite post-utilizarea sau abandonarea activelor din domeniul public sau a activelor proprii – diguri, hidrocentrale și ecluze (altele decât imobilizările în curs de execuție descrise în Nota 22) este improbabilă, având în vedere durata de viață îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanță și modernizări.

În consecință, Grupul recunoaște provizioane de dezafectare numai atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a-l trece în post-utilizare sau nu a avut nicio alternativă realistă decât să facă acest lucru în timpul perioadei de concesiune. Provizioanele sunt recunoscute pe baza costurilor rezultate din documentația tehnică întocmită de specialiști angajați de Grup.

a5) Contracte de vânzare-cumpărare de energie electrică

În conformitate cu IFRS 9 „Instrumente financiare”, un contract de cumpărare sau vânzare a unui element nefinanciar (inclusiv energie electrică) poate fi clasificat și recunoscut ca instrument financiar. În conformitate cu paragrafele 2.4 și 2.6 ale IFRS 9, în cazul în care contractele de cumpărare sau vânzare a elementelor nefinanciare pot fi decontate net în numerar sau într-un alt instrument financiar sau prin schimbul de instrumente financiare, inclusiv în cazul în care activul-suport se poate converti fără dificultăți în numerar, acestea intră în aria de aplicare a IFRS 9. Standardul prevede o excepție de la aplicarea IFRS 9 pentru contractele care sunt inițiate și continuă să fie deținute în scopul primirii sau livrării unui element nefinanciar în conformitate cu cerințele preconizate de entitate cu privire la cumpărare, vânzare sau utilizare („excepția aferentă utilizării proprii”).

Energia electrică este un activ care se poate converti fără dificultăți în numerar și, prin urmare, conducerea a efectuat o analiză pentru a determina dacă excepția aferentă utilizării proprii se aplică contractelor sale.

Principalele considerente sunt:

- Grupul este producător de energie electrică și intenția și scopul exclusiv este de a vinde toată energia electrică produsă;
- contractele de vânzare forward sunt încheiate cu intenția exclusivă de a livra energia electrică produsă; Grupul nu acționează ca un broker/dealer de energie electrică;
- tranzacțiile de vânzare-cumpărare pe piețele spot (piața pentru ziua următoare, piața intra-zilnică și piața de echilibrare) sunt încheiate numai pentru îndeplinirea necesităților de vânzare și responsabilității de echilibrare a Grupului;
- în 2020, Grupul a început să fie activ în sectorul furnizării de energie electrică (vanzarea de energie electrică către consumatori finali), acționând, de asemenea, ca furnizor de servicii (inclusiv serviciul de relații cu clienții); și
- Grupul a utilizat pe scară redusă contracte forward de achiziție de energie electrică, scopul acestora fiind acoperirea necesarului de angajamente contractuale pentru livrările către consumatorii finali

Grupul a concluzionat că excepția aferentă utilizării proprii se aplică tuturor contractelor sale de vânzare și cumpărare de energie electrică în 2025 și 2024 și, prin urmare, nu intră în aria de aplicare a IFRS 9.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

b) Ipoteze si incertitudini asociate estimarilor

Informații cu privire la ipotezele și incertitudinile asociate estimărilor la data de raportare care prezintă un risc semnificativ de a conduce la o ajustare semnificativă a valorilor contabile ale activelor și datoriilor în anul financiar următor sunt incluse în următoarele note:

- Nota 22 – ipoteze cu privire la reevaluarea imobilizărilor corporale;
- Nota 22 – ipoteze cu privire la determinarea valorii recuperabile a imobilizărilor în curs de executie;
- Nota 7 h) și i) – estimări ale duratelor de viață utilă ale imobilizărilor corporale și necorporale;
- Nota 13 E – estimari in legatura cu pretul de transfer al energiei între activitatea de productie și activitatea de furnizare utilizate in calculul taxei pentru producatorii de energie electrica;
- Notele 28 și 32 – recunoașterea și evaluarea provizioanelor și a datoriilor contingente;
- Notele 7 l), 20 și 29 b) – determinarea pierderilor din credit preconizate pentru creanțele comerciale;
- Nota 16 – evaluarea obligațiilor privind planurile de beneficii determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților: principalele ipoteze actuariale;
- Nota 28 – estimări aferente provizioanelor de dezafectare.

Determinarea valorilor juste

Un numar de politici contabile si prezentari de informatii ale Grupului necesită determinarea valorilor juste pentru activele și datoriile financiare și activele nefinanciare (imobilizari corporale).

Atunci cand determina valoarea justă a unui activ sau a unei datorii, Grupul utilizează date de intrare observabile pe piața în măsura în care este posibil. Valorile juste sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste pe baza datelor de intrare utilizate in tehnicile de evaluare, dupa cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) pe piețe active pentru active sau datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în Nivelul 1, care sunt observabile pentru un activ sau datorie, fie direct (adica sub forma de prețuri), fie indirect (adica derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru activ sau datorie care nu se bazeaza pe date observabile pe piață (date de intrare neobservabile).

Dacă datele de intrare utilizate pentru a determina valoarea justa a unui activ sau a unei datorii sunt clasificate in cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste, atunci evaluarea la valoare justa este clasificată în întregime la același nivel al ierarhiei valorii juste cu cel mai jos nivel al datelor de intrare semnificative pentru întreaga evaluare.

Grupul recunoaște transferurile între nivelele ierarhiei valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare în care a avut loc modificarea.

Informații suplimentare despre ipotezele utilizate în evaluarea la valoare justa sunt incluse în următoarele note:

- Nota 22: imobilizări corporale;
- Nota 29: instrumente financiare;

Riscuri asociate schimbărilor climatice

Hidroelectrica se confruntă cu riscuri legate de schimbările climatice, care pot influența disponibilitatea resurselor de apă, un factor esențial în producția de energie hidroelectrică. Acestea includ variabilitatea precipitațiilor, cu potențialul de a modifica cursurile râurilor, afectând astfel disponibilitatea apei pentru producția de energie. Creșterea frecvenței fenomenelor meteorologice extreme – cum ar fi seceta din 2024 care a condus la o scădere semnificativă a producției hidroelectrice – evidențiază efectele concrete ale acestor riscuri. Cu toate acestea, Societatea a observat istoric că în timpul secetelor, prețurile energiei electrice au o tendință de creștere, ceea ce face ca Societatea să beneficieze prin marje de profit crescute mai degrabă decât prin volume vândute.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Pentru a răspunde riscurilor climatice, Hidroelectrica pune accent pe diversificarea portofoliului său energetic, concentrându-se în special pe expansiunea în surse de energie regenerabilă. Societatea intenționează să achiziționeze și să dezvolte parcuri solare și ferme eoliene suplimentare, având ca țintă un plus de minimum 500 MW de capacitate instalată în următorii ani. Această orientare către energia solară și eoliană este strategică, în special având în vedere corelația inversă între producția de energie solară și nivelurile apei pentru hidroenergie. Adoptarea energiei solare oferă astfel o compensare în perioadele de disponibilitate scăzută a apei, subliniind importanța unui mix energetic versatil și rezilient în fața provocărilor aduse de variabilitatea climatică.

Implicațiile riscurilor legate de schimbările climatice asupra situațiilor financiare includ evaluarea activelor, legate de facilitățile hidroenergetice, care pot fi afectate de un volum mai scăzut de producție de energie estimat pe durata de viață utilă proiectată ca urmare a schimbărilor climatice comparativ cu indicatorii tehnici și economici inițiali ai acestor proiecte. Aceste implicații potențiale sunt luate în considerare în testul de depreciere economică efectuat ca parte a exercițiului de reevaluare.

De asemenea, în ceea ce privește obiectivele de investiții aflate în curs de execuție, testele specifice de depreciere iau în considerare o producție de energie electrică prognozată mai mică, având în vedere variabilitatea preconizată a precipitațiilor.

Securitatea muncii și operarea în condiții de siguranță

Protejarea oamenilor este o prioritate pentru Societate, care se angajează să desfășoare operațiuni sigure și responsabile pentru a proteja sănătatea și siguranța angajaților, contractorilor și comunităților din jur. Acest angajament este demonstrat prin politici bine stabilite de sănătate și securitate, programe continue de învățare și dezvoltare prin instruirii privind drepturile omului și siguranța la locul de muncă, precum și prin actualizarea anuală a Planului de Prevenire și Protecție SSM.

Deși Societatea își propune să atingă obiectivul de zero accidente grave la locul de muncă, incidente pot totuși să apară. Cu toate acestea, prioritățile principale ale Societății rămân îmbunătățirea condițiilor de lucru în siguranță.

Risc cibernetic

Digitalizarea aduce numeroase beneficii, dar crește și riscurile legate de securitatea cibernetică și dependența de sisteme informatice. Pe măsură ce operațiunile Societății se extind și depind tot mai mult de sistemele IT și infrastructura de rețea, aceste riscuri pot genera întreruperi operaționale, fraude sau furt de date.

Orice defecțiune a sistemelor IT, inclusiv cele cauzate de atacuri cibernetice, poate afecta negativ activitatea, situația financiară și operațiunile. Sistemele se confruntă cu amenințări precum pene de curent și atacuri cibernetice și în ciuda măsurilor de securitate cibernetică, a planurilor de recuperare în caz de dezastru și a instruirii angajaților, nu putem fi complet protejați împotriva tuturor tentativelor de acces neautorizat. Societatea își îmbunătățește continuu sistemele IT și securitatea cibernetică pentru a proteja confidențialitatea și integritatea datelor, instruind totodată angajații să gestioneze responsabil riscurile cibernetice și eventualele defecțiuni ale sistemelor IT.

Managementul riscurilor și controlul intern

Cadrul de control intern al Grupului include respectarea valorilor companiei și a ghidurilor privind etica și responsabilitatea corporativă. Un angajament puternic față de integritate, responsabilitate și comportament etic este esențial în prevenirea și detectarea fraudei, mitei și corupției. Grupul se angajează să își desfășoare activitatea corect, onest și în deplină conformitate cu toate legile aplicabile. Acesta adoptă o politică de toleranță zero față de mită și corupție în toate operațiunile și relațiile sale la nivel global. Procedurile interne privind conflictele de interese, cadourile și ospitalitatea, precum și mecanismele de avertizare internă, sunt concepute pentru a reduce riscurile potențiale de fraudă și corupție.

Politicile Societății privind prevenirea fraudei, anti-mită și anti-corupție, împreună cu procedurile de avertizare internă, oferă îndrumări privind evaluarea riscurilor, conformitatea legală și raportarea preocupărilor.

5. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE (continuare)

Societatea și Consiliul de Supraveghere tratează cu seriozitate rapoartele de avertizare internă și acoperirea negativă din mass-media. Politicile existente asigură analiza oricăror încălcări ale codului intern de conduită sau ale cerințelor legale, sprijinite de un canal deschis de raportare. Verificările interne efectuate pe parcursul anului 2025, până la data aprobării situațiilor financiare, nu au identificat cazuri de încălcare a eticii sau de neconformitate cu legile și reglementările.

6. BAZELE EVALUĂRII

Situațiile financiare consolidate au fost întocmite pe baza costului istoric, cu excepția terenurilor, construcțiilor, echipamentelor și altor elemente de imobilizări corporale, care sunt evaluate utilizând modelul reevaluării.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE

Grupul a aplicat în mod consecvent următoarele politici contabile pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare consolidate.

(a) Bazele consolidării

(i) Combinări de întreprinderi

Grupul contabilizează combinările de întreprinderi utilizând metoda achiziției atunci când ansamblul integrat de activități și active achiziționate corespunde definiției unei întreprinderi și controlul este transferat Grupului (a se vedea 7 (a) (ii)). Pentru a determina dacă un anumit ansamblu integrat de activități și active constituie o întreprindere, Grupul evaluează dacă ansamblul integrat de active și activități achiziționate include cel puțin o intrare și un proces aplicat intrării și dacă ansamblul achiziționat contribuie la capacitatea de a genera ieșiri.

Grupul are opțiunea de a aplica un „test al concentrării” care permite o evaluare simplificată prin care se poate determina dacă un ansamblu de activități și active achiziționate nu constituie o întreprindere. Criteriile testului opțional al concentrării sunt îndeplinite dacă, în mod substanțial toată valoarea justă a activelor brute dobândite este concentrată într-un singur activ identificabil sau într-un grup de active identificabile similare.

Contravaloarea transferată în cadrul achiziției este, în general, evaluată la valoarea justă, similar activelor nete identificabile dobândite. Orice fond comercial rezultat este testat anual pentru depreciere. Orice castig în urma unei achiziții în condiții avantajoase a unei întreprinderi este recunoscut imediat în profit sau pierdere. Costurile de tranzacție sunt recunoscute pe cheltuieli atunci când au loc, cu excepția cazului în care sunt legate de emisiunea de titluri de creanță sau de capital.

Contravaloarea transferată nu include sumele utilizate pentru stingerea relațiilor contractuale anterioare achiziției. Astfel de sume sunt recunoscute de regulă în profit sau pierdere.

Orice contravaloare contingentă este evaluată la valoarea justă la data achiziției. Dacă o obligație de a plăti o contravaloare contingentă care îndeplinește definiția unui instrument financiar este clasificată în capitaluri proprii, atunci aceasta nu este reevaluată, iar decontarea ei este recunoscută de asemenea în capitaluri proprii. În caz contrar, contravaloarea contingentă este reevaluată la valoarea justă la fiecare dată de raportare, iar modificările ulterioare de valoare justă a contravalorii contingente sunt recunoscute în profit sau pierdere.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(ii) Filiale

Filiarele sunt entități controlate de Grup. Grupul "controlează" o entitate atunci cand este expus sau are drepturi asupra rezultatelor variabile pe baza participării sale în entitate și are capacitatea de a influența acele rezultate prin autoritatea sa asupra entității. Situațiile financiare ale filialelor sunt incluse în situațiile financiare consolidate de la data la care Grupul a obținut controlul până la data la care Grupul pierde controlul.

(iii) Interese care nu controleaza ("NCI")

NCI sunt evaluate inițial la cota lor proporțională din activele nete identificabile ale entității dobândite la data achiziției.

Modificările participatiei Grupului în capitalurile proprii ale unei filiale care nu au drept rezultat pierderea controlului sunt contabilizate ca tranzacții cu capitaluri proprii.

(iv) Pierderea controlului

Atunci cand Grupul pierde controlul asupra unei filiale, Grupul recunoaște activele și datoriile filialei, precum și orice NCI aferent și alte componente ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere asociate cu pierderea controlului este recunoscut(a) în profit sau pierdere. Orice investiție reținută în fosta filială este evaluată la valoarea justă atunci cand Grupul a pierdut controlul.

(v) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice castiguri sau pierderi nerealizate (cu excepția castigurilor sau pierderilor din tranzacțiile în valută), sunt eliminate.

(b) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută sunt convertite în moneda funcțională a societăților din Grup la cursurile de schimb de la datele tranzacțiilor.

Activele și datoriile monetare exprimate în valută sunt convertite în monedă funcțională la cursul de schimb de la data de raportare. Activele și datoriile nemonetare evaluate la valoare justă într-o valută sunt convertite în monedă funcțională la cursul de schimb de la data la care a fost determinată valoarea justă. Elementele nemonetare evaluate pe baza costului istoric în valută sunt convertite la cursul de schimb de la data tranzacției. Diferențele de curs valutar sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere și prezentate în cheltuieli financiare.

(c) Venituri din contractele cu clienții

Veniturile sunt evaluate pe baza contravalorii specificate în contractele cu clienții, respectiv în cazul veniturilor din furnizarea de energie electrică, acestea sunt evaluate în baza minimului dintre prețurile contractuale agreeate cu clienții și prețurile plafonate conform legislației, acolo unde este cazul. Grupul recunoaște veniturile atunci când transferă controlul asupra unui bun sau serviciu către client.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Urmatorul tabel oferă informații despre natura și momentul îndeplinirii obligațiilor de executare din contractele cu clienții, inclusiv termenii de plată semnificativi, precum și politicile de recunoaștere a veniturilor aferente.

	Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale	Recunoașterea venitului
Vanzarea angro de energie electrică	Grupul vinde majoritatea energiei electrice produse pe baza contractelor forward cu furnizorii și traderii de energie electrica, pe piața spot (piața pentru ziua următoare), catre operatorul pieței (OPCOM) și pe piața de echilibrare către operatorul de sistem (Transelectrica). Facturile sunt emise la sfârșitul lunii sau la începutul lunii următoare pentru energia electrica livrată în luna curentă. Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește si consuma simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică - producerea și consumarea energiei electrice sunt simultane deoarece energia electrică nu se stocheaza. Datoriile contractuale reprezintă în principal avansuri încasate de la clienți în legătură cu energia care urmează să fie livrată în perioada următoare.
Furnizarea de energie electrica către consumatori finali (vanzarea cu amanuntul)	Obligația de executare este reprezentata de livrarea energiei electrice la locația clientului, care include transportul și distribuția, efectuate prin intermediul activelor unor terți. Clienții obțin controlul asupra energiei electrice pe masura ce aceasta este consumată. Veniturile sunt recunoscute pe baza volumelor comunicate Grupului de către operatorii de distribuție, care au la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distribuție, auto-citiri raportate de consumatori sau estimări ale energiei electrice livrate pentru care citirile nu au fost încă efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri si sfârșitul perioadei. Facturile sunt emise în general lunar, în luna următoare consumului. Termenul de plata este 45 de zile de la data facturii pentru clientii casnici si 30 de zile de la data facturii pentru clientii noncasnici.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește si consuma simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică. La sfârșitul lunii se înregistrează o estimare pentru cantitatea de energie electrică furnizată în cursul lunii, dar nefacturată încă, aceasta reprezentând venituri nefacturate. Recunoașterea veniturilor nefacturate conferă dreptul necondiționat de a încasa contravaloarea energiei electrice furnizate și, de regulă, nu există diferențe între venitul estimat și suma facturată. Veniturile din furnizarea de energie electrica includ tarifele de transport si distribuție, care sunt facturate de Grup consumatorilor finali. Serviciile de transport si distribuție sunt furnizate de catre operatorul de transport și operatorii de distribuție, iar costurile aferente sunt facturate de catre operatorul de transport și operatorii de distribuție catre Grup. Grupul a analizat daca este agent sau principal în ceea ce privește serviciile de transport si distribuție transferate clientului (și obligațiile aferente privind certificatele verzi, așa cum sunt descrise la punctul 7.j) și a concluzionat că actioneaza în calitate de responsabil principal. Considerentele care susțin această concluzie includ: Grupul are o

	Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale	Recunoașterea venitului
		singură obligație de executare, si anume livrarea de energie electrica catre locația consumatorului final, care include transportul și distribuția; consumul de energie electrică are loc instantaneu, deoarece energia electrică este produsa in centralele Grupului și livrată prin rețelele de transport și distribuție catre locația consumatorului final.
Servicii de sistem	Serviciile de sistem constau in punerea la dispoziție de către Grup a unei capacitati de productie convenite catre operatorul de sistem, Transelectrica, pentru o anumita perioada de timp. Aceasta capacitate este utilizata de Transelectrica in procesul de echilibrare a sistemului energetic. Facturile pentru serviciile de sistem sunt emise lunar, la inceputul fiecărei luni pentru serviciile prestate în luna anterioară. Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.	Deoarece Grupul pune la dispozitie o capacitate de productie masurata in MWh si nu active specifice, Grupul a concluzionat ca acest tip de contract nu contine un contract de leasing și, prin urmare, este în aria de aplicare a IFRS 15. Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile oferite de executarea de catre Grup pe măsura ce serviciile sunt prestate. Tariful perceput pentru serviciile de sistem depinde de capacitatile orare puse la dispozitie (numarul de ore pentru care capacitatea de productie este pusa la dispozitie multiplicat cu capacitatea) si de tarifele orare. Atat capacitatile orare, cat si tarifele orare sunt stabilite pe baza rezultatelor licitatiilor zilnice organizate de operatorul de sistem. In situatia in care, in intervalul de timp in care capacitatea este pusa la dispozitie, operatorul de sistem ordona Grupului sa produca energie electrica folosind capacitatea pusa la dispozitie, energia electrica produsa este vanduta pe piata de echilibrare la pretul stabilit pe aceasta piata (a se vedea <i>Vanzarea angro de energie electrica</i> de mai sus).

d) Beneficiile angajatilor

(i) Beneficii pe termen scurt ale angajaților

Beneficiile pe termen scurt ale angajaților sunt recunoscute ca o cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. O datorie este recunoscută la valoarea preconizata a fi plătită dacă Grupul are o obligație curenta legală sau implicită, de a plăti această sumă pentru serviciile trecute furnizate de angajat, iar obligația poate fi estimată în mod credibil.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(ii) Planuri de contribuții determinate

Obligațiile privind contribuții la planurile de contribuții determinate sunt recunoscute ca o cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. Contribuțiile platite în avans sunt recunoscute ca activ în măsura în care este disponibilă o rambursare în numerar sau o reducere a plăților viitoare.

(iii) Planuri de beneficii determinate

Obligația netă a Grupului în ceea ce privește planurile de beneficii determinate este calculată separat pentru fiecare plan prin estimarea valorii beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în perioada curentă și în perioadele anterioare, prin actualizarea acestei sume. Nu există active ale planului.

Planurile de beneficii determinate includ beneficii în numerar la pensionare și beneficii în natură constând din energie electrică acordată gratuit angajaților după pensionare.

Calculul obligațiilor privind beneficiile determinate se efectuează anual de către un actuar calificat utilizând metoda unitatilor de credit proiectate.

Reevaluările datoriei privind beneficiile determinate, care constau din câștiguri și pierderi actuariale, sunt recunoscute imediat în alte elemente ale rezultatului global („AERG”). Grupul determină cheltuiala (venitul) net cu dobânda aferent(ă) datoriei nete privind beneficiul determinat al perioadei prin aplicarea ratei de actualizare utilizate pentru evaluarea obligației privind beneficiile determinate la începutul perioadei anuale, la valoarea netă a datoriei privind beneficiile determinate la acea dată, luând în considerare orice modificări ale datoriei nete privind beneficiile determinate în cursul perioadei, ca urmare a contribuțiilor și plăților de beneficii. Cheltuiala netă cu dobânda și alte cheltuieli privind planurile de beneficii determinate sunt recunoscute în profit sau pierdere.

Atunci când beneficiile unui plan sunt modificate sau atunci când un plan este redus, modificările de beneficii rezultate care se referă la serviciile trecute sau câștigul sau pierderea ca urmare a reducerii sunt recunoscute imediat în profit sau pierdere. Grupul recunoaște câștigurile și pierderile din decontarea unui plan de beneficii determinate atunci când are loc decontarea.

(iv) Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului cu privire la beneficiile pe termen lung ale angajaților reprezintă valoarea beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în perioadele anterioare. Aceste beneficii sunt evaluate la valoarea actualizată. Reevaluarile sunt recunoscute în profit sau pierdere în perioada în care acestea apar.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților includ beneficii în numerar plătite angajaților atunci când îndeplinesc anumite praguri de vechime în muncă.

(v) Beneficii la încetarea contractului de muncă

Beneficiile la încetarea contractului de muncă sunt recunoscute drept cheltuiala la data cea mai apropiată dintre data la care Grupul nu mai are nicio posibilitate reală de a renunța la oferta de acordare a acestor beneficii și data la care Grupul recunoaște costurile de restructurare. Dacă nu se așteaptă decontarea integrală a beneficiilor în mai puțin de 12 luni de la data de raportare, atunci acestea sunt evaluate la valoarea actualizată.

(e) Profitul din exploatare

Profitul din exploatare este rezultatul generat din activitățile continue principale generatoare de venituri ale Grupului, precum și din alte venituri și cheltuieli legate de activitățile de exploatare. Profitul din exploatare nu include rezultatul financiar și impozitul pe profit.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(f) Venituri și cheltuieli financiare

Veniturile și cheltuielile financiare ale Grupului includ:

- venituri din dobânzi;
- cheltuielile cu dobânzile;
- câștiguri sau pierderi din diferențe de curs valutar aferente activelor și datoriilor financiare;
- actualizarea provizioanelor pe termen lung.

Veniturile sau cheltuielile cu dobânda sunt recunoscute utilizând metoda dobânzii efective.

"Rata dobânzii efective" este rata care actualizează exact plățile sau încasările viitoare de numerar estimate pe durata de viață preconizată a instrumentului financiar la:

- valoarea contabilă brută a activului financiar; sau
- costul amortizat al datoriei financiare.

La calcularea veniturilor și cheltuielilor cu dobânda, rata dobânzii efective se aplică valorii contabile brute a activului (atunci când activul nu este depreciat ca urmare a riscului de credit) sau costului amortizat al datoriei. Cu toate acestea, pentru activele financiare depreciate ca urmare a riscului de credit ulterior recunoașterii inițiale, veniturile din dobânzi sunt calculate prin aplicarea ratei dobânzii efective la costul amortizat al activului financiar. Dacă activul nu mai este depreciat ca urmare a riscului de credit, atunci calculul veniturilor din dobânzi se face prin raportare la valoarea contabilă brută.

(g) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent și impozitul amânat. Aceasta este recunoscută în profit sau pierdere, cu excepția cazului în care se referă la o combinație de întreprinderi sau la elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale regulatului global.

Grupul a determinat că dobânzile și penalitățile legate de impozitul pe profit nu îndeplinesc definiția impozitului pe profit și, prin urmare, sunt contabilizate în conformitate cu IAS 37 *Provizioane, datorii contingente și active contingente*.

(i) Impozit curent

Impozitul curent cuprinde impozitul preconizat de plată sau de recuperat aferent profitului sau pierderii impozabil(e) a anului curent precum și orice ajustare a impozitului de plătit sau de recuperat aferent anilor precedenți. Suma impozitului curent de plătit sau de recuperat este cea mai bună estimare a sumei preconizate a fi plătită sau recuperată care reflectă incertitudinea legată de impozitul pe profit, dacă este cazul. Acesta este determinat utilizând ratele de impozitare care au fost adoptate sau în mare măsură adoptate la data de raportare.

Creaanțele și datoriile privind impozitul curent sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

(ii) Impozit amânat

Impozitul amânat este recunoscut în legătură cu diferențele temporare dintre valorile contabile ale activelor și datoriilor în scopul raportării financiare și baza fiscală a acestora. Impozitul amânat nu este recunoscut pentru:

- diferențele temporare care rezulta la recunoașterea inițială a activelor și datoriilor într-o tranzacție care nu reprezintă o combinație de întreprinderi și care nu afectează nici profitul sau pierderea contabilă, nici profitul impozabil sau pierderea fiscală;
- diferențele temporare asociate investițiilor în filiale, entități asociate și intereselor în participatie, în măsura în care Grupul este capabil să controleze momentul reluării diferențelor temporare și este probabil ca acestea să nu fie reluate în viitorul previzibil; și
- diferențele temporare impozabile care rezulta din recunoașterea inițială a fondului comercial.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Creanțele privind impozitul amânat sunt recunoscute pentru pierderi fiscale neutilizate, credite fiscale neutilizate și diferențe temporare deductibile, în limita probabilității ca va exista profit impozabil viitor fata de care acestea pot fi utilizate. Profiturile impozabile viitoare sunt determinate pe baza reluării diferențelor temporare impozabile relevante. Dacă suma diferențelor temporare impozabile este insuficientă pentru a recunoaște integral o creanță privind impozitul amânat, atunci sunt luate în considerare profiturile impozabile viitoare, ajustate cu reluarea diferențelor temporare existente, pe baza planurilor de afaceri ale filialelor Grupului considerate individual. Creanțele privind impozitul amânat sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt reduse în măsura în care nu mai este probabil ca beneficiul fiscal aferent să fie realizat; astfel de reduceri sunt reluate atunci când probabilitatea unor profituri impozabile viitoare se îmbunătățește.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecințele fiscale care ar rezulta din modul în care Grupul se așteaptă, la data de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și datoriilor sale.

Creanțele și datoriile privind impozitul amânat sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

(iii) Impozit suplimentar minim global

Legea 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și naționale de mari dimensiuni transpune în legislația națională prevederile Directivei 2523/2022 privind asigurarea unui nivel minim de impozitare. De asemenea, conform articolului 5 din Legea 431/2023, pentru aplicarea acestei legi se utilizează explicațiile și exemplele din Ghidurile administrative emise de către Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică („OCDE”).

Legea 431/2023 este aplicabilă grupurilor de companii de mari dimensiuni, atât naționale cât și multinaționale, mai exact cele care înregistrează o cifră de afaceri consolidată (la nivelul întregului grup) de minim 750 milioane Euro în cel puțin doi ani din cei patru anteriori anului de referință. Astfel, conform Legii, începând cu anul financiar 2024, un impozit suplimentar ("impozit suplimentar") ar trebui colectat de fiecare dată când rata efectivă de impozitare a unui grup de întreprinderi naționale sau multinaționale într-o anumită jurisdicție este sub 15%. Cota efectivă de impozitare („ETR”) se calculează anual la nivel de jurisdicție. ETR este calculată ca raport între impozitele acoperite ajustate ale Entităților Constitutive („CE”) – numărătorul și respectiv profitul net calificat al Entităților Constitutive – numitorul. Atât numărătorul, cât și numitorul reprezintă sumele cumulate ale tuturor CE-urilor situate într-o jurisdicție. OCDE a introdus o serie de regimuri de protecție („safe harbours”), acestea având ca scop simplificarea calculului pentru contribuabili, în special în ceea ce privește primii ani de aplicare a noului regim. Atât timp cât cel puțin unul din testele menționate în cadrul regimurilor de protecție (testul de minimis, testul ETR simplificat și testul profiturilor de rutină) este îndeplinit într-un an, se poate considera că impozitul suplimentar în acea jurisdicție pentru Grup este zero.

Astfel, Grupul analizează îndeplinirea a cel puțin unul din testele menționate anterior și în cazul, în care nu este îndeplinit niciunul din teste, efectuează calculul ETR la nivel de jurisdicție. În cazul în care ETR determinat este mai mic decât 15%, impozitul suplimentar necesar pentru a atinge minimul de 15% este recunoscut drept impozit pe profit.

(h) Imobilizări corporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Elementele de imobilizări corporale sunt recunoscute inițial la cost, care include costul îndatorării capitalizat.

Dacă părți semnificative ale unui element de imobilizări corporale au durate de viață utilă diferite, atunci acestea sunt contabilizate ca elemente separate (componente majore) de imobilizări corporale.

Orice câștig sau pierdere care rezulta din cedarea unui element de imobilizări corporale este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Ulterior recunoașterii inițiale:

- terenurile, construcțiile, echipamentele și alte elemente de imobilizări corporale sunt evaluate la valoarea reevaluată; și
- imobilizările corporale în curs de execuție sunt evaluate la cost minus orice pierderi acumulate din depreciere.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Reevaluările sunt efectuate cu suficientă regularitate, pentru a se asigura ca valoarea contabilă nu difera semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare.

Atunci cand un element de imobilizări corporale este reevaluat, amortizarea acumulată este eliminată din valoarea contabilă brută, iar valoarea netă este ajustată la valoarea reevaluată a activului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, majorarea este recunoscută și acumulată în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiași activ recunoscută anterior în profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este diminuată ca urmare a unei reevaluări, diminuarea este recunoscută în profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea este recunoscută în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare dacă există un sold creditor în rezerva din reevaluare pentru acel activ.

Diferența dintre valoarea reevaluată și valoarea contabilă netă a imobilizărilor corporale este recunoscută ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii.

Rezerva din reevaluare este transferată în rezultatul reportat într-o sumă corespunzătoare utilizării activului (pe măsura ce activul este amortizat) și la scoaterea din funcțiune sau cedarea activului.

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabil ca beneficii economice viitoare aferente acestor costuri vor intra în cadrul Grupului.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată a activelor și este recunoscută în profit sau pierdere. Terenurile și imobilizările în curs de execuție nu sunt amortizate.

Duratele de viață utilă estimate ale imobilizărilor corporale pentru perioada curentă și perioada comparativă sunt următoarele:

Categoria	Durata de viață utilă (ani)
Construcții și instalații speciale	65 - 97
	Minimul dintre durata de viață economics utilă și perioada rămasă din contractul de concesiune
Construcții și instalații speciale reprezentând bunuri de retur conform contractului de concesiune (a se vedea Nota 5 a1)	
Echipamente tehnologice	25 - 47
Aparate și instalații de măsură și control	15 - 23
Mijloace de transport	16 - 24
Mobilier, echipamente de birou	12

Metodele de amortizare și duratele de viață utilă sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

(i) Imobilizări necorporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Imobilizările necorporale care sunt achiziționate de Grup și au durate de viață utilă determinate sunt evaluate la cost minus amortizarea acumulată și orice pierderi din depreciere acumulate. Imobilizările necorporale includ în principal programe informatice și licențe.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai atunci când acestea cresc beneficiile economice viitoare încorporate în activul specific la care se referă. Toate celelalte cheltuieli, inclusiv cheltuielile cu fondul comercial generat intern și mărcile, sunt recunoscute în profit sau pierdere atunci când sunt efectuate.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată pentru a diminua costul imobilizărilor necorporale mai puțin valoarea reziduală estimată a acestora, utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată, și este recunoscută în general în profit sau pierdere.

Duratele de viață utilă estimate ale programelor informatice și ale licențelor pentru perioada curentă și perioadele comparative sunt 3-5 ani.

Metodele de amortizare, duratele de viață utilă și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

(j) Certificate verzi

Grupul recunoaște certificatele verzi primite în baza schemei de sprijin pentru producătorii de energie din surse regenerabile la cost (care este 0) la momentul obținerii dreptului de a le primi (atunci când energia electrică este produsă).

Grupul recunoaște certificatele verzi achiziționate la cost.

Grupul, în calitate de furnizor de energie electrică, are obligația legală să achiziționeze un număr de certificate verzi (a se vedea Nota 1 c)), al căror cost este ulterior transferat consumatorilor finali pe baza cantităților de energie electrică consumate. Pentru a îndeplini obligația legală anuală de achiziție (tinta sau cota anuală), Grupul utilizează atât certificate verzi primite în cadrul schemei de sprijin, cât și certificate verzi achiziționate.

Certificatele verzi necesare pentru a îndeplini obligația (cota) sunt estimate de Grup, iar o datorie este recunoscută în Situația poziției financiare, ținând cont de costul de achiziție. Certificatele verzi suplimentare sunt achiziționate și recunoscute drept cheltuială în măsura necesară pentru a îndeplini obligația de cotă. Certificatele verzi achiziționate în plus față de cota obligatorie la sfârșitul perioadei de raportare sunt recunoscute în situația consolidată a poziției financiare. În cazul în care cota obligatorie nu este îndeplinită la sfârșitul perioadei de raportare, atunci Grupul recunoaște o datorie în situația consolidată a poziției financiare.

Costul certificatelor verzi transferate consumatorilor finali în valoare de 354.337.865 RON este recunoscut în profit sau pierdere ca parte a veniturilor din contractele cu clienții.

(k) Instrumente financiare

(i) Recunoaștere și evaluare inițială

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial atunci când sunt constituite. Toate celelalte active financiare și datorii financiare sunt recunoscute inițial atunci când Grupul devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitele la vedere și depozitele cu maturitate de până la trei luni de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste și sunt utilizate de Grup pentru gestionarea angajamentelor pe termen scurt.

Un activ financiar (cu excepția creanțelor comerciale care nu au o componentă de finanțare semnificativă) sau o datorie financiară este evaluat(ă) inițial la valoarea justă plus sau minus costurile tranzacției care sunt direct atribuibile achiziției sau emisiunii sale. O creanță comercială care nu conține o componentă de finanțare semnificativă este evaluată inițial la prețul tranzacției.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(ii) Clasificarea și evaluarea ulterioară

Active financiare

La recunoașterea inițială un activ financiar este clasificat într-unul dintre următoarele modele de afaceri: detinut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale, detinut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale și în scopul vânzării sau altele.

Activele financiare nu sunt reclasificate după recunoașterea lor inițială, cu excepția cazului în care Grupul își modifică modelul de afaceri pentru gestionarea activelor financiare, caz în care toate activele financiare afectate sunt reclasificate în prima zi a primei perioade de raportare următoare modificării modelului de afaceri.

Un activ financiar este clasificat ca fiind detinut în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale și evaluat la cost amortizat dacă îndeplinește următoarele două condiții:

- este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale; și
- termenii săi contractuali dau naștere, la anumite date, fluxurilor de numerar care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Toate activele financiare ale Societății sunt clasificate ca deținute în vederea colectării și dau naștere intrării fluxurilor de numerar exclusiv pentru plata dobânzii și principalului.

Active financiare – Evaluare ulterioară și câștiguri și pierderi

Activele financiare evaluate la cost amortizat sunt evaluate ulterior la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Costul amortizat este diminuat cu pierderi din depreciere. Veniturile din dobânzi, câștigurile și pierderile din diferențe de curs valutar și pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Datorii financiare – Clasificare, evaluare ulterioară și câștiguri sau pierderi

Datoriile financiare sunt clasificate ca datorii financiare evaluate la costul amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Cheltuielile cu dobânzile și câștigurile sau pierderile din diferențe de curs valutar sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

(iii) Derecunoaștere

Active financiare

Societatea derecunoaște un activ financiar atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de numerar care decurg din activul financiar expira, sau
- transferă drepturile contractuale de a primi fluxurile de numerar într-o tranzacție în care:
 - sunt transferate majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate asupra activului financiar, sau
 - Societatea nu transferă și nici nu păstrează majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate, și nu păstrează controlul asupra activului financiar.

Datorii financiare

Societatea derecunoaște o datorie financiară atunci când obligațiile specificate în contract sunt stinse sau anulate sau expiră. De asemenea, Societatea derecunoaște o datorie financiară atunci când termenii contractului sunt modificați și fluxurile de numerar ale datoriei modificate diferă în mod semnificativ, caz în care o nouă datorie financiară este recunoscută la valoarea justă pe baza termenilor contractuali modificați.

La derecunoașterea unei datorii financiare, diferența dintre valoarea contabilă stinsă și contravaloarea platită (inclusiv orice active nemonetare transferate sau datorii asumate) este recunoscută în profit sau pierdere.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(iv) Compensare

Activele financiare și datoriile financiare sunt compensate si valoarea netă prezentată în situația poziției financiare atunci si numai atunci când Grupul are un drept legal curent de a compensa sumele și intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să realizeze activul și să deconteze datoria simultan.

(l) Depreciere

(i) Active financiare

Grupul recunoaște pierderile de credit așteptate pe durata acestora (ECL) aferente investițiilor în instrumente de datorie care sunt evaluate la cost amortizat sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global. Valoarea pierderilor așteptate este actualizată la fiecare dată de raportare pentru a reflecta modificările riscului de credit de la recunoașterea inițială a instrumentului financiar. Grupul recunoaște întotdeauna pierderi așteptate pe durata de viață pentru creanțele comerciale.

Pierderile așteptate aferente acestor active financiare sunt estimate utilizând o matrice de provizionare (provision matrix) bazată pe experiența istorică a Grupului privind pierderile de credit, ajustată pentru factori specifici debitorilor, condițiile economice generale și o evaluare atât a situației curente, cât și a direcției preconizate a evoluției acestora la data raportării, incluzând valoarea în timp a banilor, acolo unde este cazul. Societatea recunoaște ajustări ECL aferente și activelor din contracte.

Societatea măsoară ajustările pentru pierderi la un nivel egal cu pierderile așteptate pe durata de viață (lifetime ECL) (Nota 29).

La evaluarea unei creșteri semnificative a riscului de credit și la estimarea ECL, Grupul utilizează informații rezonabile și justificabile, relevante și disponibile fără costuri sau eforturi excesive, incluzând atât date cantitative, cât și calitative, precum și informații cu caracter prospectiv.

Grupul consideră că riscul de credit aferent unui activ financiar a crescut semnificativ dacă acesta înregistrează o întârziere de peste 90 de zile.

Grupul consideră ca un activ financiar prezinta riscul de neindeplinire a obligatiilor atunci când:

- este improbabil ca debitorul să își plateasca integral obligațiile fata de Societate, fără a recurge la acțiuni precum executarea garanției (dacă exista); sau
- activul financiar este restant de mai mult de 180 de zile.

Indiferent de analiza de mai sus, Grupul consideră că a intervenit intrarea în neplată atunci când un activ financiar înregistrează o întârziere de peste 180 de zile, cu excepția situației în care Grupul deține informații rezonabile și justificabile care demonstrează că un criteriu de intrare în neplată stabilit la un termen mai lung este mai adecvat.

Pierderile din credite așteptate pe durata de viață reprezintă pierderile din credite așteptate care rezultă din toate evenimentele posibile de neplată pe parcursul duratei de viață estimate a unui instrument financiar.

Perioada maximă luată în considerare la estimarea pierderilor din credite așteptate este perioada contractuală maximă pe durata căreia Grupul este expus la riscul de credit.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Evaluarea ECL

ECL reprezinta o estimare a pierderilor din credit ponderata cu probabilitatile. Pierderile din credit sunt evaluate la valoarea actualizata a tuturor deficitelor de numerar (adica diferenta dintre fluxurile de numerar datorate Grupului in conformitate cu contractul si fluxurile de numerar pe care Grupul se asteapta sa le primeasca).

Active financiare depreciate ca urmare a riscului de credit

La fiecare dată de raportare, Grupul analizează dacă activele financiare evaluate la cost amortizat sunt depreciate ca urmare a riscului de credit. Un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit atunci când au avut loc unul sau mai multe evenimente care au un impact negativ asupra fluxurilor de numerar viitoare estimate ale activului financiar.

Dovezile că un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit includ date observabile cu privire la următoarele evenimente:

- (a) dificultatea financiară semnificativă a debitorului;
- (b) o încălcare a contractului, de exemplu neîndeplinirea obligațiilor sau o intarziere a platii cu mai mult de 180 de zile;
- (c) restructurarea unui imprumut sau a unui avans de catre Societate în condiții pe care altfel Societatea nu le-ar lua în considerare; sau
- (d) este probabil că debitorul sa intre în faliment sau în altă formă de reorganizare financiară.

Prezentarea ajustărilor pentru ECL în situația poziției financiare

Ajustările pentru pierdere aferente activelor financiare evaluate la costul amortizat sunt deduse din valoarea contabilă brută a activelor.

Derecunoasterea activelor financiare

Valoarea contabilă brută a unui activ financiar este derecunoscuta atunci cand Societatea nu are asteptari rezonabile de recuperare integrala sau partiala a activului.

(ii) Active nefinanciare

La fiecare dată de raportare, Grupul revizuieste valorile contabile ale activelor sale nefinanciare (altele decât stocurile, activele aferente contractelor cu clientii și creanțele privind impozitul amânat) pentru a determina dacă există vreun indiciu de depreciere. Dacă există un astfel de indiciu, atunci se estimează valoarea recuperabilă a activului.

Pentru testul de depreciere activele sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrari de numerar din utilizarea continua, care sunt în mare măsură independente de intrarile de numerar ale altor active sau CGU, în conformitate cu rationamentul descris în Nota 5 a3).

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei CGU reprezinta cea mai mare valoare dintre valoarea sa de utilizare și valoarea sa justă mai puțin costurile asociate cedarii. Valoarea de utilizare se bazeaza pe fluxurile de numerar viitoare estimate, prezentate la valoarea lor actualizata, utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piata cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului sau CGU.

O pierdere din depreciere este recunoscută daca valoarea contabilă a unui activ sau a unei CGU depășeste valoarea sa recuperabilă.

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere, cu excepția imobilizărilor corporale contabilizate la valoarea reevaluată, in cazul carora pierderea din depreciere este recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și reduce rezerva din reevaluare in cadrul capitalurilor proprii în măsura în care aceasta reia o creștere din reevaluare anterioara aferenta aceluasi activ.

Reversarea este limitată astfel încât valoarea contabilă a activului să nu depășească valoarea sa recuperabilă și nici valoarea contabilă care ar fi fost determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută o pierdere din depreciere în anii anteriori. O astfel de reversare este recunoscută în contul de profit sau pierdere, cu excepția situației în care activul este prezentat la valoare reevaluată; în acest caz, reversarea este tratată ca o creștere din reevaluare.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(m) Capitalul social

Grupul recunoaște modificările în capitalul social în conformitate cu legislația aplicabilă și după aprobarea lor de către Adunarea Generală a Acționarilor și înregistrarea la Registrul Comerțului.

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social statutar în termeni nominali a fost retransformat în conformitate cu IAS 29 "*Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste*" printr-o ajustare corespunzătoare a rezultatului raportat.

Acțiuni ordinare

Costurile incrementale direct atribuibile emisiunii de acțiuni ordinare sunt recunoscute ca o diminuare a capitalurilor proprii. Impozitul pe profit aferent costurilor de tranzacție ale unei tranzacții cu capitaluri proprii este contabilizat în conformitate cu IAS 12 (a se vedea Nota 7 g)).

(n) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca o deducere din capitalurile proprii în perioada în care distribuția lor este aprobată și sunt recunoscute ca datorie în măsura în care sunt neplătite la data de raportare. Dividendele sunt prezentate în notele la situațiile financiare atunci când distribuția lor este propusă după data de raportare și înainte de data emiterii situațiilor financiare.

(o) Provizioane

Un provizion este recunoscut în cazul în care, ca urmare a unui eveniment anterior, Grupul are o obligație curentă, legală sau implicită, care poate fi estimată în mod credibil și este probabil ca pentru decontarea obligației să fie necesară o ieșire de resurse incorporând beneficii economice.

Provizioanele sunt determinate prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare preconizate utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piață cu privire la valoarea în timp a banilor și la riscurile specifice datoriei. Reluarea actualizării este recunoscută în cheltuieli financiare.

Provizioane de dezafectare

Un provizion de dezafectare în legătură cu activele hidroenergetice abandonate sau trecute în post-utilizare și cheltuielile aferente sunt recunoscute atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a trece un activ în post-utilizare sau când Grupul nu are o alternativă realistă, cu excepția abandonării sau trecerii în post-utilizare a unui activ înainte de sfârșitul perioadei de concesiune (a se vedea Nota 5 a4)).

Ulterior evaluării inițiale, obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Creșterea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în cheltuieli de exploatare.

Grupul recunoaște un provizion de dezafectare în corespondență cu imobilizările corporale cu privire la dezafectarea turbinelor eoliene. Obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Modificarea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în imobilizări corporale.

(p) Active contingente și datorii contingente

O datorie contingentă este:

- a) o obligație potențială apărută ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărei existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unui sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Grup; sau
- b) o obligație curentă apărută ca urmare a unor evenimente anterioare, dar care nu este recunoscută deoarece:

- i. nu este probabil ca vor fi necesare ieșiri de resurse care sa incorporeze beneficii economice pentru decontarea acestei obligatii; sau
- ii. valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare, ci sunt prezentate în note, cu excepția cazului în care posibilitatea unei ieșiri de resurse care incorporeaza beneficii economice este indepartata.

Un activ contingent este un activ potențial care apare ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărui existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unuia sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Grup.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare, cu excepția cazului în care este aproape sigur. Activele contingente sunt prezentate in note numai atunci când o intrare de beneficii economice este considerată probabilă.

(q) Incertitudini privind tratamentele fiscale

Grupul aplica IFRIC 23 "Incertitudini legate de tratamente fiscale" pentru contabilizarea incertitudinilor legate de impozitul pe profit.

Un „tratament fiscal incert” este un tratament fiscal legat de impozitul pe profit pentru care exista incertitudini cu privire la faptul daca autoritatea fiscala relevanta il va accepta in baza legislatiei fiscale. Prezenta unui tratament fiscal incert depinde atat de pozitia specifica a unei entitati, cat si de legislatia fiscala aplicabila. Prin urmare, tratamentele fiscale incerte apar adesea atunci cand legea fiscala aplicabila este neclara sau nu este inteleasa in mod consecvent.

Daca exista incertitudini cu privire la tratament fiscal legat de impozitul pe profit, atunci Grupul ia in considerare daca este probabil (mai mult probabil decat improabil) ca o autoritate fiscala sa accepte tratamentul fiscal inclus sau planificat sa fie inclus in declaratia fiscala a Grupului.

Grupul reflecta efectul incertitudinii cu privire la un tratament fiscal in masurarea impozitului pe profit curent si amanat, dupa cum urmeaza:

- Este probabil ca autoritatea fiscala sa accepte tratamentul fiscal al Grupului: daca Grupul concluzioneaza ca este probabil ca autoritatea fiscala sa accepte tratamentul fiscal, atunci Grupul masoara impozitul pe profit curent si amanat in concordanta cu tratamentul fiscal utilizat sau planificat sa fie utilizat pentru intocmirea si depunerea declaratiei fiscale.
- Este putin probabil ca autoritatea fiscala sa accepte tratamentul fiscal al Grupului: daca Grupul concluzioneaza ca nu este probabil ca autoritatea fiscala sa accepte tratamentul fiscal, atunci acesta reflecta efectul acelei incertitudini fiscale in determinarea profitului impozabil (sau a pierderii fiscale), bazei de impozitare, a pierderilor fiscale neutilizate, a creditelor fiscale neutilizate si a ratelor de impozitare determinate de aplicarea prezentei interpretari. Pentru a face acest lucru, Grupul foloseste fie metoda celei mai probabile valori, fie metoda valorii preconizate - oricare dintre acestea preconizeaza mai bine determinarea incertitudinii.

Incertitudinile legate de alte taxe care nu sunt impozite pe profit (de exemplu, taxa pe valoarea adaugata sau taxe in scopul IFRIC 21 "Cotizatii") sunt recunoscute si masurate in conformitate cu IAS 37 "Provizioane, datorii contingente si active contingente", cu exceptia cazului in care sunt tratate in mod specific intr-un alt standard (de exemplu IAS 19 "Beneficiile angajaților" pentru contributiile la asigurari sociale).

Incertitudinile privind valoarea care va fi recunoscuta ca provizion sunt tratate prin mijloace diferite, in functie de imprejurari. In cazul in care provizionul in curs de evaluare implica o gama larga de elemente, obligatia este estimata prin ponderarea tuturor rezultatelor posibile in functie de probabilitatile lor. Aceasta metoda statistica de evaluare este denumita „valoare preconizata”. Prin urmare, provizionul va fi diferit in functie de probabilitatea pierderii unei anumite

sume. In cazul in care exista un interval continuu de rezultate posibile si probabilitatile de realizare ale fiecaruia sunt egale, se utilizeaza punctul de la mijlocul intervalului.

In cazul in care este evaluata o singura obligatie, rezultatul individual cel mai probabil poate constitui cea mai buna estimare a datoriei. Cu toate acestea, chiar si intr-un astfel de caz, entitatea ia in considerare si alte rezultate posibile. In cazul in care alte rezultate posibile sunt, in cea mai mare parte, fie mai mari, fie mai mici decat rezultatul cel mai probabil, cea mai buna estimare va fi o suma mai mare sau mai mica.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

(r) Leasing

La inițierea unui contract, Grupul evaluează dacă acel contract este sau conține un contract de leasing. Un contract este sau conține un contract de leasing dacă acel contract acorda dreptul de a controla utilizarea unui activ identificat pentru o anumită perioadă de timp în schimbul unei contraprestatii.

In calitate de locatar

La data începerii derulării sau la modificarea unui contract care contine o componenta de leasing, Grupul alocă contravaloarea din contract fiecărei componente de leasing pe baza prețurilor individuale relative.

Grupul recunoaște un activ aferent dreptului de utilizare și o datorie de leasing la data începerii derulării contractului de leasing. Activul aferent dreptului de utilizare este evaluat inițial la cost, care include valoarea inițială a datoriei de leasing, ajustată cu orice plăți de leasing efectuate la data sau înainte de data începerii derulării, plus orice costuri directe inițiale suportate, minus orice stimulente primite în cadrul contractului de leasing.

Activul aferent dreptului de utilizare este ulterior amortizat utilizând metoda liniară de la data începerii până la sfârșitul perioadei de leasing, cu excepția cazului în care contractul de leasing transferă dreptul de proprietate asupra activului suport către Grup până la sfârșitul perioadei de leasing sau costul activului aferent dreptului de utilizare reflectă faptul că Grupul va exercita o opțiune de cumpărare. În acest caz, activul aferent dreptului de utilizare va fi amortizat pe durata de viață utilă a activului suport, care este determinată similar imobilizărilor corporale. În plus, activul aferent dreptului de utilizare este diminuat periodic cu pierderi din depreciere, dacă există, și ajustat pentru anumite reevaluări ale datoriei care decurge din contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată inițial la valoarea actualizată a plăților de leasing care nu sunt achitate la data începerii derulării contractului, actualizate utilizând rata dobânzii implicită în contractul de leasing sau, dacă această rată nu poate fi determinată imediat, rata marginală de împrumut a Grupului. În general, Grupul utilizează rata marginală de împrumut ca rata de actualizare.

Grupul își determină rata marginală de împrumut prin obținerea ratelor dobânzii din diferite surse de finanțare externe și își face anumite ajustări pentru a reflecta termenii contractului de leasing și tipul activului suport.

Plățile de leasing incluse în evaluarea datoriei care decurge din contractul de leasing cuprind următoarele:

- plăți fixe de leasing, inclusiv plăți fixe în fond;
- plăți variabile de leasing care depind de un indice sau de o rată, evaluate inițial utilizând indicele sau rata de la data începerii derulării contractului;
- sumele preconizate a fi plătite în baza unor garanții aferente valorii reziduale; și
- prețul de exercitare al unei opțiuni de cumpărare dacă Grupul are certitudinea rezonabilă că o va exercita, plăți de leasing aferente unei perioade de prelungire opțională dacă Grupul are certitudinea rezonabilă că va exercita opțiunea de prelungire și penalități de reziliere a contractului de leasing, cu excepția cazului în care Grupul are certitudinea rezonabilă că nu va rezilia contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Datoria este reevaluată atunci când are loc o modificare a plăților de leasing viitoare care rezultă dintr-o schimbare a unui indice sau a unei rate, dacă are loc o modificare a estimării Grupului cu privire la sumele care se preconizează ca vor fi datorate în conformitate cu garanția aferentă valorii reziduale, dacă Grupul își modifică evaluarea privind probabilitatea exercitării unei opțiuni de cumpărare, extindere sau reziliere sau dacă are loc o revizuire a unei plăți de leasing fixe în fond.

Atunci când datoria care decurge din contractul de leasing este reevaluată în acest mod, se efectuează o ajustare corespunzătoare a valorii contabile a activului aferent dreptului de utilizare sau reevaluarea este înregistrată în profit sau pierdere dacă valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare a fost redusă la zero.

Grupul prezintă activele aferente dreptului de utilizare în Imobilizări corporale în situația poziției financiare.

7. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE (continuare)

Contracte de leasing pe termen scurt și contracte de leasing în care activul suport are o valoare mică

Grupul a ales să nu recunoască activele aferente dreptului de utilizare și datoriile care decurg din contractul de leasing pentru contractele de leasing pe termen scurt (cu o durată de leasing de cel mult 12 luni) și contractele de leasing în care activul suport are o valoare mică (mai mică decât echivalentul a 5.000 USD). Grupul recunoaște plățile de leasing asociate acestor contracte de leasing în cheltuieli de exploatare utilizând o bază liniară pe durata contractului de leasing.

(s) Subvenții guvernamentale

Subvențiile guvernamentale aferente activelor sunt recunoscute inițial ca venituri înregistrate în avans la valoarea justă atunci când există siguranță rezonabilă că acestea vor fi primite și că Grupul va respecta condițiile atasate subvenției. Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute în profit sau pierdere în Alte venituri pe o bază sistematică pe durata de viață utilă a activelor.

Subvențiile aferente veniturilor, care compensează Grupul pentru cheltuielile efectuate, sunt recunoscute în profit sau pierdere în Alte venituri pe o bază sistematică în perioadele în care sunt recunoscute cheltuielile, cu excepția cazului în care condițiile primirii subvenției sunt îndeplinite după recunoașterea cheltuielilor aferente. În acest caz, subvenția este recunoscută atunci când devine incasabilă.

Pentru subvențiile aferente certificatelor verzi, a se vedea Nota 7 (j).

(t) Raportare pe segmente

Rezultatele obținute pe segmente, care sunt raportate către Directorat și Consiliul de Supraveghere includ elemente atât direct atribuibile unui segment, precum și elemente care pot fi alocate pe o bază rezonabilă.

(u) Evenimente ulterioare

Evenimentele care au loc după data de raportare până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații suplimentare despre condițiile care existau la data de raportare (evenimente care conduc la ajustarea situațiilor financiare) sunt reflectate în aceste situații financiare. Evenimentele care au loc după data de raportare până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații despre evenimentele care au avut loc după data de raportare (evenimente care nu conduc la ajustarea situațiilor financiare), atunci când sunt semnificative, sunt prezentate în notele explicative la situațiile financiare.

(v) Estimarea valorii juste

“Valoarea justă” este prețul care ar fi încasat pentru vânzarea unui activ sau plătit pentru transferul unei datorii într-o tranzacție normală între participanți pe piață, la data evaluării, pe piața principală sau, în absența acesteia, pe piața cea mai avantajoasă la care Grupul are acces la acea dată. Valoarea justă a unei datorii reflectă riscul de neperformanță al acesteia.

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Grupului necesită evaluarea valorilor juste pentru active și datorii financiare și active nefinanciare (a se vedea Nota 5 (b)).

Grupul evalueaza valoarea justă a unui instrument utilizand prețul cotation pe o piață activă pentru acel instrument, atunci cand este disponibil. O piață este considerată "activă" dacă tranzacțiile cu activul sau datoria au loc cu o frecvență și la un volum suficiente pentru a oferi informații de preț in mod constant.

Dacă nu există niciun preț cotation pe o piață activă, atunci cand Grupul utilizează tehnici de evaluare care maximizeaza utilizarea datelor de intrare observabile relevante și minimizeaza utilizarea datelor de intrare neobservabile. Tehnica de evaluare aleasă incorporeaza toti factorii pe care participanții pe piata i-ar lua in considerare in evaluarea unei tranzacții.

8. MODIFICARI ALE POLITICILOR CONTABILE

Politicele contabile aplicate in aceste situații financiare individuale sunt aceleași cu cele aplicate in situațiile financiare individuale ale Grupului la data si pentru anul financiar incheiat la 31 decembrie 2024.

9. COMPARATIVE

Situațiile financiare sunt prezentate pe o bază comparativă cu situațiile financiare ale anului precedent.

10. SEGMENTE OPERATIONALE

A. Bazele segmentarii

Grupul a identificat două segmente raportabile pe baza licențelor de operare deținute – producerea de energie electrică și furnizarea de energie electrică.

Tabelul urmator descrie activitatile fiecărui segment raportabil:

Segment raportabil	Activitati
Producerea de energie electrica	Producerea de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor și turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem către operatorul de sistem (punerea la dispoziție a unei capacități de producție agreeate pentru nevoile de echilibrare ale sistemului energetic).
	Energia electrică produsă este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților care comercializează energie electrică pe piața angro de energie electrică, precum și furnizată consumatorilor finali prin intermediul segmentului de furnizare a energiei electrice.
Furnizarea de energie electrica	Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali non-casnici și casnici. Energia electrică furnizată consumatorilor finali este produsă, în principal, de segmentul de producere a energiei electrice, iar în cazul în care există un deficit, acesta este acoperit prin achiziții de energie electrică spot sau forward.

Directoratul Societății revizuieste rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanța, deoarece conducerea consideră că aceasta informație este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor.

B. Informații despre segmentele operationale

Alte cheltuieli includ urmatoarele pozitii din situatia de profit sau pierdere: Reparatii, întreținere, materiale și consumabile, Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale si Alte cheltuieli de exploatare.

Segmentul de producere a energiei electrice include, de asemenea, serviciile de sistem și producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA (a se vedea detaliile in Nota

11).

10. SEGMENTE OPERATIONALE (continuare)

Anul incheiat la 31 decembrie 2025	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Altele	Eliminari intre segmente	Total
Venituri externe	4,114,995,303	5,504,014,226	9,619,009,529	35,737,470		9,654,746,999
Venituri intre segmente	1,673,945,907	-	1,673,945,907		(1,673,945,907)	-
Venituri ale segmentului	5,788,941,210	5,504,014,226	11,292,955,436	35,737,470	(1,673,945,907)	9,654,746,999
						-
Profit inainte de impozitare al segmentului	2,978,521,016	944,186,296	3,922,707,312	35,737,470	-	3,958,444,782
Rezultat financiar net	198,239,042	41,166,060	239,405,102	-	-	239,405,102
Amortizarea imobilizarilor	(881,386,790)	(1,492,004)	(882,878,794)	-	-	(882,878,794)
Pierderi din deprecierea imobilizarilor corporale,net	(99,462,374)	(748)	(99,463,122)	-	-	(99,463,122)
Energie electrica achizitionata	(23,880,422)	(2,528,081,278)	(2,551,961,700)	-	1,640,603,395	(911,358,305)
Cheltuieli cu certificatele verzi	-	(387,680,377)	(387,680,377)	-	33,342,512	(354,337,865)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(991,984,475)	(27,766,663)	(1,019,751,138)	-	-	(1,019,751,138)
Apa uzinata	(444,764,067)	-	(444,764,067)	-	-	(444,764,067)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(122,721,182)	-	(122,721,182)	-	-	(122,721,182)
Transport si distributie de energie electrica	(54,192,034)	(1,580,645,870)	(1,634,837,904)	-	-	(1,634,837,904)
Alte cheltuieli	(469,286,120)	(82,224,958)	(551,511,078)	-	-	(551,511,078)

Anul incheiat la 31 decembrie 2024	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Altele	Eliminari intre segmente	Total
Venituri externe	5,521,040,247	3,601,668,896	9,122,709,143	174,732,075	-	9,297,441,218
Venituri intre segmente	1,342,629,674	-	1,342,629,674		(1,342,629,674)	-
Venituri ale segmentului	6,863,669,921	3,601,668,896	0,465,338,817	174,732,075	1,342,629,674)	9,297,441,218
						-
Profit inainte de impozitare al segmentului	4,141,626,297	528,236,661	4,669,862,958	174,732,075	-	4,844,595,033
Rezultat financiar net	248,649,134	7,917,515	256,566,649	-	-	256,566,649
Amortizarea imobilizarilor	(904,885,224)	(82,889)	(904,968,113)	-	-	(904,968,113)
Pierderi din deprecierea imobilizarilor corporale	(39,493,787)	-	(39,493,787)	-	-	(39,493,787)
Energie electrica	(25,548,366)	(1,490,355,288)		-	1,307,055,587	(208,848,067)

S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A. Societate administrata in sistem dualist
NOTE EXPLICATIVE LA SITUATIILE FINANCIARE CONSOLIDATE
 PENTRU ANUL INCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate in RON, daca nu este indicat altfel)

achizitionata			(1,515,903,654)			
Cheltuieli cu certificatele verzi	-	(309,108,210)	(309,108,210)	-	35,574,087	(273,534,123)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(840,497,075)	(25,832,863)	(866,329,938)	-	-	(866,329,938)
Apa uzinata	(517,805,427)	-	(517,805,427)	-	-	(517,805,427)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(234,654,212)	0	(234,654,212)	-	-	(234,654,212)
Transport si distributie de energie electrica	(64,394,869)	(1,163,997,341)	(1,228,392,210)	-	-	(1,228,392,210)
Alte cheltuieli	(390,257,236)	(94,351,976)	(484,609,212)	-	-	(484,609,212)

10. SEGMENTE OPERATIONALE (continuare)

Veniturile intre segmente includ valoarea energiei electrice produsa si transferata in cadrul aceleiasi entitati din portofoliul de producator (segmentul de productie a energiei electrice) in portofoliul de furnizor (segmentul furnizare a energiei electrice) in suma de 1.616.722.973 RON in anul 2025 (2024: 1.271.354.516 RON). Veniturile intre segmente sunt calculate in baza unei metodologii aprobate de Directorat in anul 2021. Metodologia utilizata pentru calculul pretului de transfer intre segmente are la baza costul mediu de productie a energiei electrice in ultimele 12 luni incheiat cu 2 luni inainte de luna de calcul, plus o marja internă.

Creșterea veniturilor din segmentul de productie a energiei electrice in anul 2025, comparativ cu aceeași perioadă din 2024, s-a datorat in principal creșterii pretului de vanzare per MWh și creșterii numărului de clienți.

Toate veniturile sunt obtinute in Romania.

Activele si datoriile totale pe segmente nu sunt incluse in rapoartele de management revizuite de către Directorat.

11. VENITURI

A. Venituri din contractele cu clienții

Grupul obține venituri din:

	2025	2024
Vânzarea angro a energiei electrice	3.864.222.971	5.217.335.087
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul)	5.504.014.226	3.601.668.896
Servicii de sistem	248.150.916	302.828.097
Servicii de mentenanță	2.621.416	877.063
Total	9.619.009.529	9.122.709.143

Veniturile din energia electrică furnizată consumatorilor finali reflectă valoarea volumului de energie furnizată, inclusiv dezechilibre pozitive, care are la bază citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distribuție, auto-citiri raportate de consumatori sau estimări ale operatorilor de distribuție privind energia electrică livrată până la finalul perioadei dacă citirile nu au fost încă efectuate.

Majoritatea vânzărilor de energie cu amănuntul in anul incheiat la 31 decembrie 2025 este către consumatori non-casnici (aproximativ 64% din volum, 63% in 2024), pentru care sunt efectuate citiri la sfârșitul fiecărei luni, date transmise de către operatorii de distribuție. De asemenea, aproximativ 71% (67% in 2024) din volumul furnizat consumatorilor casnici in anul 2025 este determinat pe baza citirilor de contoare la sfârșitul perioadei, iar restul are la baza estimarea consumului. In consecință, Grupul a considerat că riscul ajustării veniturilor ulterior sfârșitului perioadei, care ar putea rezulta din diferența dintre citirile de contoare și volumele estimate, ar avea un impact limitat asupra situațiilor financiare.

In 2025, Grupul a produs 11.847 GWh (2024: 13.864 GWh) și a vândut 14.056 GWh (2024: 14.666 GWh). Din cantitatea totală vândută, 7.244 GWh au fost furnizati consumatorilor finali in 2025 (5.572 GWh in 2024).

Grupul are contracte cu clientii pe perioade de pana la 12 luni.

Clientii care reprezinta individual mai mult de 10% din veniturile Grupului sunt dupa cum urmeaza:

- Transelectrica SA, operatorul sistemului de energie electrica – servicii de sistem si productie de energie electrica pentru echilibrarea sistemului (ultima inclusa in Vanzarea energiei electrice produse) – 739.636.134 RON in 2025 (8%), 1.946.833.917 RON in 2024 (21%);
- OPCOM SA, operatorul pietei – vanzarea energiei electrice produse pe piata spot 686.612.232 RON in 2025 (7%), 2.704.049.345 RON in 2024 (30%).

11. VENITURI (continuare)

Momentul recunoasterii veniturilor:

	2025	2024
Venituri recunoscute in timp	9.616.388.113	9.121.832.080
Venituri recunoscute la un moment specific	2.621.416	877.063
Total	9.619.009.529	9.122.709.143

B. Datorii aferente contractelor cu clientii

La 31 decembrie 2025, Grupul are datorii aferente contractelor cu clientii in suma de 48.391.638 RON (31 decembrie 2024: 97.786.127 RON). Acestea reprezintă plăți în avans ale clienților pentru obligațiile contractuale viitoare de livrare și furnizare a energiei electrice.

Datoriile aferente contractelor cu clientii la 31 decembrie 2024 în suma de 97.786.127 RON au fost recunoscute la venituri în cursul anului 2025 (2024: 41.719.807 RON).

12. ALTE VENITURI

	2025	2024
Venituri din subventii	5.725.032	5.811.870
Despagubiri, amenzi si penalitati	1.425.524	126.556.330
Castig din achizitia de filiale (Nota 30)	-	25.727.908
Alte venituri	28.586.914	16.635.967
Total	35.737.470	174.732.075

În data de 2 aprilie 2024, prin decizia nr. 1852 a Înaltei Curți de Casație și Justiție, litigiul cu autoritățile fiscale care a avut ca obiect anularea Deciziei de soluționare a contestației fiscale prealabile nr. 406/18.12.2014. anularea Deciziei de impunere nr. F-MC 851/21.01.2014. cu o valoare de 214.385.212 RON, precum si rambursarea sumei impuse, a fost soluționat definitiv în favoarea Hidroelectrica. În iulie 2024, sumele impuse au fost recuperate prin compensarea cu obligații fiscale aferente anului 2024. De asemenea, Grupul a încasat în luna septembrie 2024 dobânzi fiscale de 122.842.704 RON, aferente perioadei între executarea sumei impuse de către autorități și compensarea acesteia.

13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE

A. Apa uzinata

Apa uzinată reprezintă apa utilizată de hidrocentrale pentru a produce energie electrică. Tariful pentru apa uzinată stabilit de către Administrația Națională Apele Române este de 37 RON per MWh (2024: 37 RON per MWh).

B. Energie electrica achizitionata

Grupul achiziționează energie electrică pentru echilibrarea deficitului dintre energia electrică contractată pentru vânzare și energia electrică efectiv produsă sau pentru necesitățile segmentului de furnizare.

În 2025, Grupul a achiziționat 2.209 GWh (2024: 802 GWh) pentru 911.358.305 RON (2024: 208.848.067 RON). Creșterea achizițiilor de energie electrică în anul 2025 se datorează în principal scăderii cantității de energie electrică produsă, pe fondul condițiilor hidrologice nefavorabile, precum și a creșterii cantității de energie electrică necesară segmentul de furnizare.

13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE (continuare)

C. Transport si distributie de energie electrica

	2025	2024
Injectia energiei electrice produse in sistemul national	39.173.613	62.359.501
Distributia energiei electrice furnizate	1.301.105.512	949.130.524
Transportul energiei electrice furnizate	294.558.781	216.902.187
Total	1.643.837.906	1.228.392.212

Tarifele pentru serviciile de distribuție și transport al energiei electrice sunt reglementate. Creșterea costurilor de transport și distribuție energie electrica în anul 2025, comparative cu aceeași perioadă a anului 2024, este determinată de creșterea tarifelor reglementate începând cu 1 ianuarie 2025 și de creșterea volumului de energie livrată consumatorilor finali.

D. Certificate verzi

La 31 decembrie 2025, Grupul a înregistrat costuri în valoare de 354.337.865 RON (2025: 273.534.123 RON) reprezentând costul certificatelor verzi achiziționate pentru segmentul de furnizare, în baza obligației legale de a cumpăra certificate verzi de la producătorii de energie din surse regenerabile, în funcție de țintele sau cotele anuale stabilite prin lege, aplicabile cantității de energie electrică achiziționate și furnizate consumatorilor finali.

E. Taxa pentru producătorii de energie electrica

Taxa pentru producătorii de energie electrică este calculată prin aplicarea procentului de 100% asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON pe MWh (450 RON pe MWh până la 31 martie 2024).

Taxa pentru producătorii de energie electrică se aplica până la 31 martie 2025.

În februarie 2025 Guvernul a emis o nouă Ordonanță de Urgență (OUG nr. 6/27.02.2025) prin care se prelungește aplicabilitatea taxei cu o perioadă de 3 luni până la 30 iunie 2025. Începând cu data de 01 aprilie 2025, taxa pentru producătorii de energie este calculată prin aplicarea procentului de 80% (scăzut de la 100%) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 400 RON pe MWh.

Taxa înregistrată de Grup în anul 2025 a fost în suma de 122.721.182 RON (2024: 234.654.212 RON).

F. Alte cheltuieli de exploatare

	2025	2024
Miscari in provizioane. net	23.870.638	24.837.129
Impozite si taxe locale	140.141.235	82.878.702
Paza	32.888.083	29.736.901
Sponsorizari	8.780.048	13.560.664
Servicii profesionale	16.819.821	12.696.408
Servicii in legatura cu constructiile abandonate	10.112.609	10.641.918
Contributia la ANRE	9.719.571	12.243.581
Contributia la AMEPIP	8.648.942	11.266.739
Pierderi din penalizari	2.832.410	13.039.691
Pierdere la cedarea imobilizărilor corporale	1.292.963	6.252.784
Alte cheltuieli	147.387.434	109.152.433
Total	407.635.561	326.306.950

13. CHELTUIELI DE EXPLOATARE (continuare)

Creșterea taxelor locale față de anul precedent se datorează înregistrării taxei pe construcții speciale, în valoare de 51.133.367 mii RON, taxă care a intrat în vigoare începând cu anul 2025.

Alte cheltuieli, în sumă de 147.387.434 RON, includ, printre altele cheltuieli cu licențe utilizate pentru o perioadă mai mică de un an, în valoare de 22.572.612 RON, redevențe plătite Ministerului Energiei în cadrul contractului de concesiune de servicii, în valoare de 6.360.539 RON, servicii prestate de terți, în valoare de 19.679.400 RON, comisioane de management, în valoare de 8.866.834 RON.

G. Onorariu auditori

Remunerarea auditorului statutar, Ernst & Young Assurance Services SRL, pentru serviciile de audit aferente anului 2025(2024: KPMG Audit SRL) cât și onorariile aferente serviciilor non-audit sunt următoarele:

	2025 (EUR)	2024 (EUR)
Onorarii pentru auditarea situatiilor financiare individuale si consolidate intocmite in conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 si a situatiilor financiare consolidate intocmite in conformitate cu IFRS-EU	269.000	217.235
Onorarii pentru auditarea situațiilor financiare individuale conform OMFP 1802/2014 ale Hidroserv SA	22.000	-
Total onorarii audit	291.000	217.235
Onorarii pentru servicii non-audit	167.000	129.859
Total onorarii	458.000	347.094

Serviciile non-audit includ revizuirea situațiilor financiare consolidate interimare simplificate, servicii de asigurare limitata.

14. REZULTATUL FINANCIAR

	2025	2024
Venituri din dobanzi	283.174.321	332.133.890
Alte venituri financiare	42.654.276	9.891.593
Venituri financiare	325.828.597	342.025.483
Cheltuieli cu dobanzile	(22.396.637)	(26.925.341)
Actualizarea provizioanelor pe termen lung	(65.863.834)	(58.476.191)
Castig sau (pierdere) din diferente de curs valutar	1.836.976	(57.302)
Alte cheltuieli financiare	-	-
Cheltuieli financiare	(86.423.495)	(85.458.834)
Rezultat financiar net	239.405.102	256.566.649

Scăderea veniturilor din dobânzi se datorează, în general, scăderii ratelor dobânzilor și scăderii depozitelor pe parcursul perioadei, în comparație cu anul 2024.

Creșterea înregistrată în alte venituri financiare, reprezintă penalități pentru plata cu întârziere generate de creșterea numărului de clienți și modificarea comportamentului de plată al clienților.

15. REZULTATUL PE ACTIUNE

Calculul rezultatului pe actiune s-a bazat pe urmatorul profit atribuibil acționarilor ordinari și pe numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare în circulație:

	2025	2024
Profit atribuibil acționarilor Societatii		
Profit net atribuibil acționarilor Societatii	3.369.693.635	4.127.915.792
Profit atribuibil acționarilor ordinari	3.369.693.635	4.127.915.792
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare (de bază și diluate)		
Actiuni ordinare emise la 1 ianuarie	449.802.567	448.459.482
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare la 31 decembrie	449.802.567	449.802.567
Rezultat pe actiune (de baza si diluat) RON/actiune	7,49	9,18

16. BENEFICIILE ANGAJATILOR

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Planuri de beneficii determinate	109.351.350	105.166.172
Alte beneficii pe termen lung ale angajatilor	47.716.754	45.310.075
Salarii datorate	40.536.977	34.930.077
Contributii la asigurarile sociale	31.788.183	30.356.838
Impozit pe salarii	5.648.544	5.398.187
Altele	17.873.958	12.033.944
Total	252.915.766	233.195.293
- Curente	113.012.224	104.599.400
- Pe termen lung	139.903.542	128.595.893

Portiunea curenta a beneficiilor angajatilor este dupa cum urmeaza:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Planuri de beneficii determinate	12.846.389	14.512.538
Alte beneficii pe termen lung ale angajatilor	6.649.746	8.312.065
Salarii datorate	40.536.977	34.930.077
Contributii la asigurarile sociale	31.788.183	30.356.838
Impozit pe salarii	5.648.544	5.398.187
Altele	15.542.385	11.089.695
Total	113.012.224	104.599.400

Beneficii post-angajare (planuri de beneficii determinate)

In conformitate cu Contractele Colective de Munca. Grupul ofera beneficii in numerar angajatilor la pensionare in functie de vechimea in munca in cadrul Societatii. Hidroserv si UCMH, dupa cum urmeaza:

Beneficii la pensionare

Vechime in munca

	Numar de salarii lunare de baza brute	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Pana la 10 ani	1	1
Intre 10 si 25 ani	3	3
Peste 25 ani	6	6

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)

Beneficii in natură

De asemenea, în conformitate cu Contractele Colective de Muncă. Grupul oferă beneficii în natură constând din energie electrică gratuită (în limita a 1.200 kWh anual) angajaților pensionați din cadrul Societații și filialei Hidroserv. sub rezerva îndeplinirii anumitor condiții (cel puțin 15 ani vechime cumulata în cadrul Societații. Hidroserv sau altor societati din sectorul energiei electrice sau cel puțin 10 ani consecutivi de vechime în astfel de societati înainte de pensionare). În cazul decesului pensionarului. soțul supraviețuitor / soția supraviețuitoare are dreptul să primească același beneficiu până la momentul recăsătoriei sau decesului.

Alte beneficii pe termen lung ale angajatilor

În conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în numerar angajaților Societații și Hidroserv în funcție de vechimea in munca in cadrul societatilor, după cum urmează:

Prime jubiliare

Vechime in munca

20 ani
 25 ani
 30 ani
 35 ani
 40 ani
 45 ani

Numar salarii lunare de baza brute	
31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6

(i) Modificarea datoriilor privind beneficiile determinate si altor beneficii pe termen lung ale angajatilor

Tabelele următoare prezinta reconcilierea dintre soldul initial si soldul final al datoriilor privind beneficiile determinate si alte beneficii pe termen lung ale angajatilor si componentele acestora. Nu exista active ale planurilor de beneficii.

Datorii privind beneficiile determinate

Sold la 1 ianuarie

Incluse in profit sau pierdere

Costul vechimii curente

Costul vechimii trecut

Costul dobanzii

Beneficii platite

Incluse in alte elemente ale rezultatului global

Pierderi/(castiguri) actuariale

Sold la 31 decembrie

2025	2024
105.166.172	98.154.192
4.944.004	4.606.353
1.078.670	5.755.985
7.061.196	
(5.652.347)	(8.705.468)
(3.246.345)	5.355.110
109.351.350	105.166.172

Alte beneficii pe termen lung ale angajatilor

Sold la 1 ianuarie

Incluse in profit sau pierdere

Costul vechimii curente

Costul vechimii trecute

Costul dobanzii

Pierderi/(castiguri) actuariale

Beneficii platite

Sold la 31 decembrie

2025	2024
45.310.075	44.162.937
2.503.254	2.291.557
1.067.438	
3.345.901	2.722.175
7.409.147	6.395.109
(11.919.062)	(10.261.703)
47.716.753	45.310.075

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)

ii) Ipoteze actuariale

Urmatoarele sunt principalele ipoteze actuariale la fiecare data de raportare:

(a) Ipoteze macroeconomice:

- rata inflatiei utilizata la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024 are la baza prognoza de inflatie pentru RON a Bancii Nationale a Romaniei (BNR). dupa cum urmeaza:

Anul	Data evaluarii 31 decembrie 2025	Data evaluarii 31 decembrie 2024
2025	n/a	3,88%
2026	6,50%	3,33%
2027	3,07%	2,5%
2028+	2,5%	2,5%

- rata de actualizare utilizată a fost obținută pe baza ratelor dobânzii pentru RON publicate de Autoritatea Europeană de Asigurări și Pensii Ocupaționale (EIOPA). după cum urmează:

Anul	Data evaluarii 31 decembrie 2025	Data evaluarii 31 decembrie 2024
2025	n/a	6,671%
2026	6,111%	6,902%
2027	6,240%	7,074%
2028	6,365%	7,198%
2029+	6,481%-4,059% (in medie 5,046%)	7,198%-4,151% (in medie 5,295%)

- creșterea pretului energiei electrice pe KWh in linie cu rata inflatiei. Pretul energiei electrice utilizat in calculul actuarial este 1,0045 LEI/KWh la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 0.833 LEI/KWh);
- rata mortalitatii utilizata este rata publicata de Institutul National de Statistica pentru ultimii 10 ani de la data evaluarii.
- taxele si contributiile la asigurari sociale sunt cele in vigoare la datele de raportare.

(b) Ipoteze specifice Grupului:

- rata de crestere a salariilor brute utilizata la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024 este o rata egala cu rata inflatiei in anii urmatoari;
- rata de fluctuatie a personalului utilizata la 31 decembrie 2025 are la baza mediile anuale de fluctuatie a angajatilor pentru ultimii 8 ani, diferite pe varsta si sex (31 decembrie 2024: media ultimilor 8 ani). Rata medie ponderata de fluctuatie a angajatilor utilizata la 31 decembrie 2025 este 1,24% (31 decembrie 2024: 0,99%).

(iii) Analiza de senzitivitate

Ipotezele actuariale semnificative utilizate pentru determinarea obligatiilor privind beneficiile determinate si altor beneficii pe termen lung ale angajaților sunt rata de actualizare, creșterea salarială preconizată si rata de fluctuație a angajaților. Analiza de senzitivitate de mai jos prezintă efectul asupra datorii privind beneficiile angajaților – creștere/(diminuare), și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor respective la sfârșitul perioadelor de raportare, în timp ce alte ipoteze rămân constante.

16. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (continuare)

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Crestere	Diminuare	Crestere	Diminuare
Rata de actualizare (100 pb)	(11.603.447)	13.492.446	(10.914.067)	12.699.058
Rata de fluctuatie a angajatilor (100 pb)	(8.568.646)	6.270.640	(7.523.123)	4.671.790
Rata anuala de crestere a salariului (100 pb)	8.373.309	(7.494.815)	7.449.995	(6.698.195)

Analiza de senzitivitate prezentată mai sus poate să nu fie reprezentativă pentru modificarea efectivă a obligației privind beneficiile, deoarece este puțin probabil ca modificările ipotezelor să se producă independent unele față de altele, în timp ce anumite ipoteze pot fi corelate. În analiza de senzitivitate de mai sus, valoarea actualizată a obligației privind beneficiile a fost calculată utilizând metoda unitatii de credit proiectate la sfârșitul perioadei de raportare, care este aceeași cu cea aplicată pentru calcularea obligațiilor recunoscute în situația poziției financiare.

Cheltuieli privind beneficiile angajatilor

	2025	2024
Numărul mediu de angajati	5.200	5.083
Număr de angajati la 31 decembrie	5.277	5.236
	2025	2024
Salarii si alte retributii	933.413.528	793.601.729
Contributii la asigurari sociale	40.367.006	33.682.655
Tichete de masa	45.970.604	39.045.554
Total	1.019.751.138	866.329.938

17. IMPOZITUL PE PROFIT

La determinarea impozitului curent și amânat, Grupul ia în considerare impactul pozițiilor fiscale incerte (a se vedea Nota 32). Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de raționamente cu privire la evenimentele viitoare.

Grupul consideră că înregistrările contabile pentru impozitul pe profit datorat sunt adecvate pentru toți anii fiscali deschisi, pe baza evaluării efectuate de conducere, luând în considerare diverși factori, inclusiv interpretarea legislației fiscale și experiența anterioară. Informații noi care să determine Grupul să-și modifice raționamentele cu privire la adecvarea datoriilor fiscale existente pot deveni disponibile; astfel de modificări ale datoriilor fiscale vor avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care este efectuată o astfel de determinare (Nota 32).

Creșterea datoriei privind impozitul pe profit cu suma de 120.312.124 RON față de 31 decembrie 2024, se datorează creșterii impozitului pe profit de plată din trimestrul 4 datorită profitabilității ridicate a acestui trimestru comparativ cu cel al perioadei precedente.

(a) Sume recunoscute in profit si pierdere

	2025	2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	652.514.125	759.365.061
Beneficiu privind impozitul pe profit amânat	(63.762.978)	(42.685.820)
Total	588.751.147	716.679.241

17. IMPOZITUL PE PROFIT (continuare)

(b) Sume recunoscute in alte elemente ale rezultatului global

	2025			2024		
	Înainte de impozitare	(Cheltuiala) / beneficiu privind impozitul	Net	Înainte de impozitare	(Cheltuiala) / beneficiu privind impozitul	Net
<i>Elemente care nu vor fi reclasificate ulterior în profit sau pierdere</i>						
Ajustări ale rezervei din reevaluare, net de impozit	(528.031)	-	(528.031)	(770.110)	-	(770.110)
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate	3.246.345	(519.412)	2.726.933	(5.355.110)	856.818	(4.498.292)
	2.718.314	(519.412)	2.198.902	(6.125.220)	856.818	(5.268.402)

(c) Reconcilierea ratei de impozitare efective

		2025		2024
Profit înainte de impozitare		3.958.444.782		4.844.595.033
Impozit calculat prin utilizarea ratei de impozitare				
a Grupului	16%	633.351.165	16%	775.135.205
Impozitul minim global	0,2%	7.743.356	0,2%	8.195.893
Efectul fiscal al:				
- Cheltuielilor nedeductibile	0,3%	13.163.583	0,4%	17.774.813
- Veniturilor neimpozabile	(0,1%)	(2.306.235)	(0,0%)	(1.919.760)
- Stimulentelor fiscale	(1,7%)	(69.203.578)	(1,7%)	(82.009.506)
- Deduceri rezervelor legale	(0,0%)	-	(0,0%)	(497.404)
- Distribuiri rezervelor din reevaluare deduse				
fiscal anterior	-	-	-	-
Impozitul pe profit	14,9%	588.751.147	14,8%	716.679.241

În 2025 și 2024, stimulentele fiscale se referă la facilitatea fiscală pentru profitul reinvestit, stimulente fiscale pentru capitaluri proprii pozitive și pentru creșterea capitalurilor proprii și sponsorizări acordate. Principala creștere se datorează creșterii stimulentele fiscale pentru capitalului proprii pozitive.

Conform Codului Fiscal, anumite rezerve din reevaluare sunt supuse impozitului pe profit la distribuirea lor sub forma de dividende, dacă rezervele din reevaluare au fost deduse fiscal anterior.

(d) Impozitul suplimentar minim global

Grupul se califică drept grup mare la nivel național și este supus impozitului suplimentar minim global conform Legii nr. 431/2023. Legea transpune în legislația națională prevederile Directivei 2523/2022 privind asigurarea unui nivel minim de impozitare ("Directiva 2523"). Directiva care include liniile directoare din pilonul doi al „Regulilor-model globale de combatere a erodării bazei impozabile” (denumite “regulile GloBE”) emise de Cadru inclusiv al OCDE/G20 privind BEPS precum și a Ghidurilor administrative privind regulile GloBE. Pentru anul 2025. Grupul a înregistrat o cheltuielă și o datorie pe termen lung cu privire la impozitul suplimentar în valoare de 7.822.302 RON (2024: 8.195.893 RON).

17. IMPOZITUL PE PROFIT (continuare)

(e) Mișcarea soldurilor impozitului amanat

	Sold net la 1 ianuarie 2025	Recunoscut in profit sau pierdere	Recunoscut in alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2025	Creante privind impozitul amanat	Datorii privind impozitul amanat
Imobilizări corporale și necorporale	1.709.598.768	(44.907.090)	-	1.664.691.682	-	1.664.691.682
Provizioane	(156.846.035)	(14.155.733)	-	(171.001.768)	(171.001.768)	-
Beneficiile angajaților	(24.272.133)	(655.419)	519.412	(24.408.140)	(24.408.140)	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(12.696.686)	(636.836)	-	(13.333.522)	(13.333.522)	-
Creanțe comerciale	(49.321.767)	(3.127.719)	-	(52.449.486)	(52.449.486)	-
Stocuri	(6.349.707)	(280.181)	-	(6.629.888)	(6.629.888)	-
Total datorii (creanțe) privind impozitul amânat înainte de compensări	1.460.112.440	(63.762.978)	519.412	1.396.868.878	(267.822.804)	1.664.691.682
Impozit compensat					267.822.804	(267.822.804)
Datorii (creanțe) neto privind impozitul amânat					-	1.396.868.878

	Sold net la 1 ianuarie 2024	Recunoscut in profit sau pierdere	Recunoscut in alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2024	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale	1.741.522.977	(31.924.209)	-	1.709.598.768	-	1.709.598.768
Provizioane	(150.583.405)	(6.262.630)	-	(156.846.035)	(156.846.035)	-
Beneficiile angajaților	(22.770.740)	(644.576)	(856.817)	(24.272.133)	(24.272.133)	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(14.094.736)	1.398.050	-	(12.696.686)	(12.696.686)	-
Creanțe comerciale	(43.513.595)	(5.808.172)	-	(49.321.767)	(49.321.767)	-
Stocuri	(6.490.724)	141.017	-	(6.349.707)	(6.349.707)	-
Pierdere fiscală reportată	(414.700)	414.700	-	-	-	-
Total datorii (creanțe) privind impozitul amânat înainte de compensări	1.503.655.077	(42.685.820)	(856.817)	1.460.112.440	(249.486.328)	1.709.598.768
Impozit compensat					249.486.328	(249.486.328)
Datorii (creanțe) neto privind impozitul amânat					-	1.460.112.440

17. IMPOZITUL PE PROFIT (continuare)

(f) Consecințe potențiale asupra impozitului pe profit

Grupul poate avea consecințe potențiale asupra impozitului pe profit care pot rezulta din plata de dividende către acționari din rezerve din reevaluare transferate în rezultatul reportat care, în conformitate cu legislația fiscală, sunt impozitate la momentul schimbării destinației, în măsura în care au fost deduse fiscal anterior. Astfel, distribuirea de dividende din astfel de rezerve va genera impozit pe profit suplimentar. Societatea are astfel de rezerve transferate în rezultatul reportat la 31 decembrie 2025, care în urma distribuirii ar genera impozit pe profit suplimentar pentru Grup în suma de 27.229.601 RON (31 decembrie 2024: 18.836.539 RON).

Efectul fiscal potential al rezervelor din reevaluare impozabile la schimbarea destinației sau la distribuire (la o rata de impozitare de 16%) care nu au fost încă transferate la rezultatul reportat este în suma de 346.537.747 RON la 31 decembrie 2025 (354.930.809 RON la 31 decembrie 2024).

18. NUMERAR SI ECHIVALENTE DE NUMERAR SI NUMERAR RESTRICTIIONAT

Numerar si echivalente de numerar

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi bancare	949.833.184	982.016.851
Depozite bancare cu scadenta mai mica de 3 luni	235.327.557	598.594.867
Numerar in casa	158.026	156.653
Echivalente de numerar	2.415.208	848.701
Total	1.187.733.975	1.581.617.072

Numerar restrictionat

La 31 decembrie 2025, numerarul restricționat este compus din depozite colaterale pe termen lung, în valoare de 23.057.471 RON (2024: 21.057.471 RON) constituite la Banca Comerciala Română pentru emiterea de garanții bancare în favoarea OPCOM, aferente tranzacțiilor de pe Piața Zilei Următoare. În perioada de valabilitate, Societatea nu are acces la acest depozit. În plus numerarul restricționat include conturi bancare desemnate pentru plata dividendelor și sume primite de la stat pentru despăgubirea exproprierilor aferente investițiilor în curs de execuție.

19. INVESTIȚII ÎN DEPOZITE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Depozite bancare cu scadenta mai mica de 1 an detinute in scop investitional	3.732.016.142	-	3.475.932.995	-
TOTAL	3.732.016.142	-	3.475.932.995	-

Depozitele bancare sunt depozite pe termen scurt cu scadente între 3 și 12 luni detinute în scop investitional și nu în scopul acoperirii angajamentelor de plată pe termen scurt. Rata medie a dobânzii la depozitele la termen a fost 6.74% pe an în 2025 (2024: 5.89% pe an).

20. CREANTE COMERCIALE

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale – segmentul de producere a energiei electrice (angro)	285.311.503	417.602.605
Creanțe comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul)	1.749.744.657	1.520.397.165
Ajustari pentru pierderi din depreciere	(336.678.518)	(304.311.345)
Total	1.698.377.642	1.633.688.425

Facturile de întocmit incluse în creanțele comerciale sunt în valoare brută de 685.843.788 RON la 31 decembrie 2025, reprezentând 34% din total creanțe comerciale brute (668.681.476 RON la 31 decembrie 2024, reprezentând 35% din total creanțe comerciale brute), din care 522.199.771 RON valoare brută se referă la segmentul de furnizare a energiei electrice (420.642.478 RON la 31 decembrie 2024).

Din soldul creanțelor facturate la 31 decembrie 2025, 182.739.882 RON reprezintă creanțe eșalonate la plată (31 decembrie 2024: 333.509.906 RON).

Miscarea pierderilor din deprecierea creanțelor comerciale este următoarea:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	304.311.345	238.069.021
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	58.768.337	81.665.404
Ajustari pentru pierderi din depreciere utilizate	2.618.639	(3.984.286)
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate	(29.019.803)	(11.438.794)
Sold la 31 decembrie	336.678.518	304.311.345

Analiza pe vechimi a creanțelor comerciale este prezentata in Nota 29. Creantele comerciale de incasat de la partile afiliate sunt prezentate in Nota 33.

21. ALTE ACTIVE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Plati efectuate in legatura cu tratamente fiscale incerte	-	63.612.328	-	63.612.328
Plăți in avans	55.150.658	305.961.455	14.104.239	208.557.734
Taxa pe valoarea adaugata de recuperat	1.949.546	-	892.139	-
Alte active	23.692.842	4.760.640	15.833.239	4.589.529
Ajustari pentru pierderi din deprecierea altor active	(15.832.781)	-	(6.903.382)	-
Total	64.960.265	374.334.423	23,926,235	276,759,591

Miscarea ajustarilor pentru pierderi din deprecierea altor active este următoarea:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	6.903.382	28.904.922
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	10.484.983	-
Ajustari pentru pierderi din depreciere utilizate	-	(21.339.041)
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate	(1.555.584)	(662.499)
Sold la 31 decembrie	15.832.781	6.903.382

21. ALTE ACTIVE (continuare)

Plati efectuate in legatura cu tratamente fiscale incerte

Detalii privind plățile în legătură cu tratamente incerte sunt prezentate în cadrul Notei 32.1

Grupul a recunoscut aceste plăți ca un activ în baza IFRIC 23 "Incertitudini legate de tratamentele fiscale". deoarece acestea vor fi rambursate dacă Grupul câștigă litigiul cu privire la existența datoriei fiscale, fie vor fi utilizate pentru a plăti datoria în cazul pierderii litigiilor.

Plățile în avans reprezintă în principal avansurile platite pentru contractul de retehnologizare AHE Vidraru semnat în iunie 2024, soldurile comparative fiind reclassificate din plăți pe termen scurt, după natura lor. În plus, la data de 31 decembrie 2025 Avansurile plătite includ și sumele plătite în cadrul contractelor de retehnologizare a CHE Stejaru și stații de pompe Lotru, semnate în 2025.

22. IMOBILIZARI CORPORALE

	Terenuri si amenajari de terenuri	Constructii si instalatii speciale	Masini. echipamente si alte imobilizari corporale	Imobilizari corporale in curs de executie	TOTAL
VALOARE CONTABILA BRUTA					
Sold la 1 ianuarie 2024	524.950.394	16.344.376.471	2.888.136.002	4.245.200.783	24.002.663.650
Impactul preluării controlului asupra filialei (Nota 30)	13.174.408	28.350.059	24.921.710	-	66.446.177
Aditii	4.432.913	726.527	26.291.839	275.864.156	307.315.435
Transferuri din imobilizari corporale in curs de executie	-	72.910.848	151.513.816	(224.424.664)	-
iesiri	-	(1.047.344)	(7.214.350)	(7.225.333)	(15.487.027)
Sold la 31 decembrie 2024	542.557.715	16.445.316.561	3.083.649.017	4.289.414.942	24.360.938.235
Sold la 1 ianuarie 2025	542.557.715	16.445.316.561	3.083.649.017	4.289.414.942	24.360.938.235
Actualizare provizion dezafectare		(344.065)		-	(344.065)
Aditii	4.543.373	1.573.650	7.604.759	575.219.210	588.940.992
Transferuri din imobilizari corporale in curs de executie	-	69.868.200	90.752.636	(160.620.836)	-
Transferuri la imobilizari necorporale				(17.573.705)	(17.573.705)
iesiri	(7.422.523)	(3.606.795)	(1.181.012)	(886.589)	(13.096.919)
Sold la 31 decembrie 2025	539.678.565	16.512.807.551	3.180.825.400	4.685.553.022	24.918.864.538
AMORTIZARE CUMULATA					
Sold la 1 ianuarie 2024	1.427.990	22.136.234	6.324.002	-	29.888.226
Cheltuiala cu amortizarea	801.541	412.913.063	487.858.557	-	901.573.161
Amortizarea cumulata a iesirilor	-	(6.344)	(6.285.785)	-	(6.292.129)
Sold la 31 decembrie 2024	2.229.531	435.042.953	487.896.774	-	925.169.258
Sold la 1 ianuarie 2025	2.229.531	435.042.953	487.896.774	-	925.169.258
Cheltuiala cu amortizarea	1.058.966	413.786.838	462.103.146	-	876.948.950
Amortizarea cumulata a iesirilor	-	(1.093.925)	(489.255)	-	(1.583.180)
Sold la 31 decembrie 2025	3.288.497	847.735.866	949.510.665	-	1.800.535.028
PIERDERI DIN DEPRECIERE CUMULATE					
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	3.579.842.754	3.579.842.754

	Terenuri si amenajari de terenuri	Constructii si instalatii speciale	Masini, echipamente si alte imobilizari corporale	Imobilizari corporale in curs de executie	TOTAL
Pierderi din depreciere recunoscute	-	-	3.175	109.636.096	109.639.271
Pierderi din depreciere reversate	-	-	-	(70.111.224)	(70.111.224)
Sold la 31 decembrie 2024	-	-	3.175	3.619.367.626	3.619.370.801
Sold la 1 ianuarie 2025	-	-	3.175	3.619.367.626	3.619.370.801
Pierderi din depreciere recunoscute	-	-	683.245	101.240.022	101.923.267
Pierderi din depreciere reversate	-	-	-	(1.918.667)	(1.918.667)
Sold la 31 decembrie 2025	-	-	686.420	3.718.688.981	3.719.375.401
VALOARE CONTABILA NETA					
Sold la 1 ianuarie 2024	523.522.404	16.322.240.237	2.881.812.000	665.358.029	20.392.932.670
Sold la 31 decembrie 2024	540.328.184	16.010.273.608	2.595.749.068	670.047.316	19.816.398.176
Sold la 31 decembrie 2025	536.390.068	15.665.071.685	2.230.628.315	966.864.041	19.398.954.109

Imobilizari corporale in functiune

Imobilizările corporale ale Grupului includ în principal construcții speciale, respectiv hidrocentrale, stații de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum și hidroagregate, echipamente și instalații și turbine eoliene. Grupul exploatează 188 de hidrocentrale cu o capacitate instalată de 6.372.403 MW, din care 5 stații de pompare cu o capacitate instalată de 91.5 MW și 36 de turbine eoliene cu o capacitate instalată de 108 MW.

Conform legislației aplicabile. Grupul trebuie să obțină autorizații de mediu în vederea desfășurării activității. Începând cu anul 2021 Grupul a obținut autorizații de mediu care își păstrează valabilitatea pe toată perioada în care, pentru acestea, sunt obținute vize anuale. Grupul are obligația de a solicita vize anuale de la Autoritatea Competentă pentru Protecția Mediului (ACPM). În anul 2024 și în anul 2025 au fost obținute vize anuale pentru toate autorizațiile care intră sub incidența acestor reguli, cu excepția acelor facilități care nu sunt în uz.

Condițiile prevăzute de autorizațiile de mediu includ respectarea legislației de mediu, aplicabilă obiectivelor eoliene și hidroenergetice, monitorizarea factorilor de mediu și frecvența de raportare a rezultatelor monitorizării, către ACPM. Pentru monitorizarea factorilor de mediu, Grupul efectuează măsurători ale indicatorilor de calitate fizică și chimică a apei din rezervoare, a apelor industriale și reziduale precum și măsurători ale nivelului de zgomot la limitele amplasamentelor. În anul 2025 au fost efectuate toate măsurătorile stabilite conform actelor de reglementare și nu au fost depășite limitele legale ale indicatorilor. Grupul preconizează că nici în anul 2026 nu vor fi depășite valorile limită ale indicatorilor, prevăzuți de legislația în vigoare și de actele de reglementare deținute.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Active aferente dreptului de utilizare

Imobilizarile corporale includ active aferente dreptului de utilizare, in principal in legatura cu sediile Grupului, terenurile aferente parcului eolian și parcul auto, in valoare neta de 63.688.588 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 75.375.204 RON), clasificate in Terenuri, Constructii si instalatii speciale si Masini, echipamente si alte imobilizari corporale.

	2025	2025	2025	2024	2024	2025
	Terenuri si cladiri	Autovehicule	Total	Terenuri si cladiri	Autovehicule	Total
1 ianuarie	91.277.846	18.323.418	109.601.264	89.999.223	6.360.480	96.359.703
Intrari	1.780.923	349.200	2.130.123	1.278.623	18.210.711	19.489.334
Iesiri	(965.338)	(429.009)	(1.394.347)	-	(6.247.773)	(6.247.773)
31 decembrie	92.093.430	18.243.609	110.337.040	91.277.846	18.323.418	109.601.264
1 ianuarie	(32.441.144)	(1.784.916)	34.226.060	(23.564.225)	6.324.001	29.888.226
Intrari	(9.153.124)	(4.403.906)	13.557.030	8.876.919	1.708.688	10.585.607
Iesiri	-	-	(1.134.638)	-	(6.247.773)	(6.247.773)
31 decembrie	40.628.930	6.019.322	46.648.452	32.441.144	1.784.916	34.226.060
Valoare netă	51.464.500	12.224.087	63.688.587	58.836.702	16.358.502	75.375.204

Reevaluarea imobilizarilor corporale

Imobilizările corporale, cu excepția activelor aflate în curs de execuție și a activelor privind dreptul de utilizare, au fost reevaluate de un evaluator independent la data de 31 decembrie 2023.

Măsurarea valorii juste a imobilizărilor corporale este clasificată în Nivelul 3, deoarece tehnicile de evaluare utilizează inputuri care au un impact semnificativ asupra valorii juste înregistrate, dar care nu se bazează pe date observabile din piață. Valoarea justă a terenurilor Grupului a fost estimată utilizând abordarea prin comparație de piață, respectiv metoda comparației directe. Pentru construcțiile speciale, evaluatorul a utilizat metoda costului net de înlocuire, întrucât nu existau informații comparabile pe piață (incluzând centrale hidroelectrice și alte active cu grad ridicat de specializare, pentru care nu au mai fost realizate lucrări similare în ultimele decenii în România). Deprecierea fizică a fost determinată ca raport între durata de viață rămasă și durata de viață economică a fiecărui activ, aplicat la costul de înlocuire brut.

Pentru construcțiile cu destinație generală, evaluatorul a determinat costul de înlocuire net — respectiv costul necesar pentru a înlocui un activ cu un altul comparabil disponibil pe piață — calculat ca diferență între costul de înlocuire brut și depreciera fizică și depreciera externă. Deprecierea funcțională este luată în considerare la determinarea costului de înlocuire brut, ceea ce înseamnă că acest cost nu include funcționalități care nu sunt specifice activului evaluat.

Pe baza evaluării efectuate la 31 decembrie 2025, cu implicarea unui specialist independent care a corelat evoluția indicelui costurilor de construcție și alți indicatori macroeconomici cu producția estimată de energie electrică din centralele hidroelectrice și cu evoluția prognozată a prețului de vânzare, conducerea Grupului estimează că valoarea contabilă netă a imobilizărilor corporale evaluate prin modelul reevaluării aproximează valoarea justă la data bilanțului.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Imobilizari corporale în curs de executie

La 31 decembrie 2025, Grupul are imobilizari corporale în curs de executie cu o valoare contabilă brută de 4.685.553.022 RON (31 decembrie 2024: 4.289.414.942 RON) pentru care a recunoscut pierderi din depreciere cumulate în suma de 3.718.688.983 RON (31 decembrie 2024: 3.619.367.628 RON).

Principalele imobilizari corporale în curs de executie se referă la construcția sau reabilitarea următoarelor proiecte sau centrale hidroelectrice: Bumbesti - Livezeni, Siriu - Surduc, Rastolita, Cornetu-Avrig, Pașcani, Cerna Belareca, Cerna-Motru-Tismana, Bistra, Cosmești-Movileni, Valea Sadului, Făgăraș Hoghiz, Runcu Firiza; și la reabilitarea hidrocentrelor – CHE Stejaru, CHE Slatina etc.

Aceste imobilizari corporale în curs de executie includ în principal investiții cu funcțiuni complexe, reprezentate de obiective de investiții istorice privind schemele de amenajari hidroenergetice cu funcțiuni sociale (descrise mai jos) care au fost proiectate pentru a avea funcție energetică secundară. Obiectivele primare ale acestor obiective de investiții sunt gospodărirea rațională și sigură a alimentării cu apă, inclusiv:

- Limitarea efectelor inundațiilor și viiturilor;
- Protecția populației, a comunităților și a terenurilor agricole;
- Alimentarea cu apă a comunităților riverane;
- Asigurarea rezervelor de apă pentru alimentarea populației și a industriei din zona;
- Asigurarea debitului pentru irigații în perioadele de secetă;
- Menținerea debitului solid în acumulările de apă.

Funcțiunile sociale descrise mai sus sunt specifice autorităților publice, care sunt entități non-profit. De fapt, multe dintre aceste investiții aparțineau în trecut Agenției Naționale „Apele Române”, agentie guvernamentală care are ca obiect de activitate amenajarea teritoriului și gospodărirea apelor. Hidroelectrica SA este constituită în baza Legii nr. 31/1990 a societăților comerciale și nu este o organizație non-profit. În plus, Hidroelectrica nu beneficiază de fonduri publice pentru finalizarea unor astfel de investiții sociale, care, dacă ar continua să fie finanțate, ar diminua averea acționarilor.

Aceste proiecte hidroenergetice „istorice” au fost inițiate în principal între 1982 și 1989, în urma unor decrete ale Consiliului de Stat, și au fost finanțate din fonduri publice, prin ministerele implicate în calitate de proprietari. După 1989, unele dintre aceste proiecte au fost continuate de Agenția Națională Apele Române, finanțate din fonduri publice, înainte de a fi transferate către Hidroelectrica. Condițiile economice și energetice s-au schimbat substanțial față de anii 1980 și 1990, în principal din cauza închiderii fondurilor de investiții centralizate ale statului, iar beneficiarii acestor lucrări complexe au încetat finanțarea lucrărilor specifice incluse în proiectele hidroenergetice, în timp ce costurile acestor lucrări au rămas să fie suportate de Hidroelectrica.

După ce Hidroelectrica a intrat în insolvență în iunie 2012 și în perspectivă viitoare listări planificate a acțiunilor Societății, administratorii judiciari au acordat o prioritate deosebită orientării către profit a Societății și gestionării raționale a numerarului.

În anul 2017 Societatea a contractat un expert tehnic extern. ISPH SA, pentru estimarea costurilor de abandonare, conservare și securizare a lucrărilor executate cu privire la investițiile cu funcțiuni complexe. În 2018, pe baza analizei costurilor și beneficiilor, conducerea a decis să abandoneze anumite obiective de investiții, după cum sunt prezentate mai jos și în Nota 28.

Pentru obiectivele de investiții pentru care s-a luat decizia de abandonare, au fost recunoscute pierderi din depreciere la nivelul valorii contabile brute totale a acestora. Valoarea contabilă brută a investițiilor abandonate este 590.889.477 RON la sfârșitul perioadei încheiate la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024. Pentru aceste obiective de investiții Grupul recunoaște provizioane de dezafectare și refacere a amplasamentului (a se vedea Nota 28).

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Proiect	Obiectiv	Valoare contabila bruta	Pierderi din depreciere cumulate	Valoare contabila neta
Borca-Poiana Teiului	Treapta Galu	9.022.718	(9.022.718)	-
Cosmești-Movileni	Treapta Cosmești	93.206.729	(93.206.729)	-
AHE Surduc - Siriu	Treapta Ciresu-Surduc	17.345.275	(17.345.275)	-
Fagaras-Hoghiz	Fagaras - Hoghiz	174.949.578	(174.949.578)	-
Runcu-Firiza	Runcu-Firiza	87.807.430	(87.807.430)	-
Dambovita-Clabucet	Dambovita – Clabucet	34.761.669	(34.761.669)	-
Valea Sadului-Vadeni	Valea Sadului-Vadeni	165.209.205	(165.209.205)	-
Altele		8.586.873	(8.586.873)	-
Total		590.889.477	(590.889.477)	-

In anii 2025 si 2024 au fost recunoscute pierderi din depreciere pentru imobilizari corporale in curs de executie. altele decat activele abandonate mentionate mai sus. astfel:

Proiect	Valoare contabila bruta la 31 decembrie 2025	Pierderi din depreciere cumulate la 31 decembrie 2025	Valoare neta contabila 31 decembrie 2025	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) in 2025
AHE Bumbesti-Livezeni	806.576.940	(446.183.742)	360.393.198	(23.408.845)
CHE Racovita	62.796.188	(62.796.188)	-	-
AHE Rastolita	736.807.263	(736.807.263)	-	(13.958.289)
AHE Siriu-Surduc	769.691.907	(677.544.385)	92.147.521	(28.401.758)
AHE Pascani	470.421.909	(470.421.909)	-	(34.806.305)
AHE Cerna-Belareca	319.451.464	(319.451.464)	-	(501.355)
AHE Cornetu-Avrig	108.390.789	(107.100.183)	1.290.606	-
Cerna Motru Tismana - etapa II	73.618.102	(72.942.551)	675.551	-
Lac redresor Sebes	59.957.775	(59.957.775)	-	-
Bistra	44.292.876	(37.303.605)	6.989.271	-
Retehnologizare Portile de Fier II	45.265.051	(45.265.051)	-	-
Altele	67.130.946	(66.614.739)	516.206	-
Total	3.564.401.210	(3.102.388.854)	462.012.352	101.076.552

Proiect	Valoare contabila bruta la 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere cumulate la 31 decembrie 2024	Valoare neta contabila 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) in 2024
AHE Bumbesti-Livezeni	789.332.611	(422.774.897)	366.557.714	(28.314.053)
CHE Racovita	62.781.188	(62.781.188)	-	-
AHE Rastolita	722.848.974	(722.848.974)	-	68.778.292
AHE Siriu-Surduc	750.190.905	(666.488.060)	83.702.845	(33.447.119)
AHE Pascani	435.615.604	(435.615.604)	-	39.132.979
AHE Cerna-Belareca	318.950.109	(318.950.109)	-	684.944
AHE Cornetu-Avrig	108.261.601	(106.985.994)	1.275.606	1.036.370
Cerna Motru Tismana - etapa II	72.942.551	(72.942.551)	-	-
Lac redresor Sebes	56.363.185	(56.363.185)	-	-
Bistra	45.013.279	(45.013.279)	-	3.513

Proiect	Valoare contabila bruta la 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere cumulate la 31 decembrie 2024	Valoare neta contabila 31 decembrie 2024	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) in 2024
Retehnologizare Portile de Fier II	45.265.051	(45.265.051)	-	-
Altele	78.572.621	72.449.258	6.123.363	(8.350.052)
Total	3.486.137.677	3.028.478.149	457.659.528	39.524.874

Determinarea valorilor recuperabile

Determinarea valorilor recuperabile ale investițiilor în curs de mai sus a avut la baza o serie de ipoteze privind fezabilitatea finalizării investițiilor și fluxurile de numerar previzionate.

Ipotezele semnificative utilizate pentru estimarea valorii recuperabile sunt prezentate mai jos. Estimările au avut la baza atât date istorice, cât și evaluarea conducerii cu privire la tendințele viitoare legate de prețurile energiei electrice, marje, costuri de finalizare si riscul climatic:

Ipoteze	Metoda de elaborare a ipotezelor	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Costurile de finalizare a proiectelor, fluxuri de numerar anuale pana la finalizare si data punerii in functiune.	În baza contractelor încheiate cu furnizorii pentru fiecare proiect sau a estimărilor făcute de conducere (a se vedea mai jos).	
Capacitati instalate	Pe baza datelor tehnice pentru fiecare proiect (a se vedea mai jos)	
Rata de utilizare (productie)	În medie 80% din capacitatea de productie (energia anuala de proiect) (pe baza istoricului productiei de energie electrica a Societatii si a ajustarii aferenta riscului climatic)	in medie 80% din capacitatea de productie (energia anuala de proiect) (pe baza istoricului productiei de energie electrica a Societatii si a ajustarii aferenta riscului climatic)
Preturile energiei electrice	Pe baza rapoartelor intocmite de consultanti externi pentru perioada 2025-2060. ajustate pentru anumite ipoteze; creșterea anuală a prețurilor cu 2% (rata inflației pe termen lung) pentru perioada 2061 – 2080	Pe baza rapoartelor intocmite de consultanti externi pentru perioada 2025 – 2060; crestere anuala a preturilor 2% (rata inflatiei pe termen lung) pentru perioada 2061 – 2080
Cheltuieli de exploatare	Pentru proiectele Bumbesti Livezeni, Rastolita, Siriu Surduc si Pascani, Grupul a determinat fluxurile de numerar viitoare estimând cheltuielile de exploatare specifice fiecarui proiect (cheltuieli cu apa uzinata, cheltuieli cu remuneratia angajatilor, cheltuieli cu mentenanta, cheltuieli cu materialele), precum si cheltuieli indirecte.	Nu este cazul.
Durata de viata utila	50 ani	50 ani
Rata de actualizare inainte de impozitare	10,6%	10,4%

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Estimarile Grupului cu privire la costurile necesare finalizării proiectelor în curs de execuție, precum și capacitățile anuale de producție care vor fi instalate, sunt după cum urmează:

An	Costuri de finalizare estimate		Capacitate instalata anuala (GW)	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
2025	-	160.974.719	-	30
2026	194.890.000	520.669.795	-	10
2027	495.949.000	667.949.194	-	207
2028	810.021.668	335.701.069	404	222
2029	187.583.555	118.144.882	152	65
2030	198.112.190	10.000.000	65	-
Total	1.886.556.413	1.813.439.659	621	534

Grupul estimează că aproximativ 88% din capacitatea suplimentară de producție va fi instalată până la sfârșitul anului 2028.

Pierderile din depreciere recunoscute au fost determinate în principal de modificarea ipotezelor utilizate cu privire la prețurile viitoare ale energiei electrice modificarea ratei de discountare și de actualizarea programului de lucrări în timp.

Principalele variații ale valorii recuperabile/pierderilor din depreciere în anii 2025 și 2024 se referă la următoarele proiecte de investiții:

- Proiectul Bumbesti-Livezeni, cu o valoare contabilă netă de 360.393.198 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 366.557.714 RON), pentru care lucrările au fost suspendate în 2017 din cauza faptului că autorizațiile de construire și de mediu au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizații non-profit. Proiectul a început în 2003, în timp ce în 2005 Parcul National Defileul Jiului a fost declarat regiune protejată; în consecință, Societatea trebuie să reevalueze impactul asupra mediului și să obțină autorizații noi.

Deprecierea suplimentară în suma de 23.408.845 RON înregistrată în 2025 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinată de modificarea principalelor ipoteze (rata de actualizare, prețurile energiei și rata inflației).

Grupul este în prezent în proces de obținere a autorizațiilor noi de construire și de mediu în vederea continuării lucrărilor. În 2022, autoritățile au comunicat Grupului că documentația prezentată nu respecta cerințele legale și trebuie revizuită.

În cursul anului 2024, documentația de mediu revizuită a fost retransmisă autorităților și au avut loc consultările publice privind aceasta. Conducerea consideră că nu există probleme care să împiedice Societatea să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință, valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2028.

- Proiectul Siriu-Surduc cu o valoare contabilă netă de 74.802.246 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 83.702.844 RON), pentru care lucrările au fost suspendate din cauza faptului că autorizațiile de construire și de mediu pentru construcția barajului au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizații non-profit. Proiectul a început în 1983 și cuprinde 3 hidrocentrale, dintre care una a fost pusă în funcțiune în 1988, pentru alta conducerea a decis abandonarea proiectului, iar a treia este în curs de execuție, lucrările fiind suspendate până la revizuirea impactului asupra mediului și obținerea unor noi autorizații.

Deprecierea suplimentară în sumă de 28.701.759 RON în 2025 pentru proiectul Siriu-Surduc a fost determinată de modificarea principalelor ipoteze (rata de actualizare, prețurile energiei și inflația).

Conducerea consideră că nu există aspecte probleme care să împiedice Societatea să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2028.

22. IMOBILIZĂRI CORPORALE (continuare)

Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate de mai jos prezintă efectul asupra profitului înainte de impozitare și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor cheie la sfârșitul perioadelor de raportare, în timp ce alte ipoteze rămân constante.

	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 100 puncte de baza	Descrestere cu 100 puncte de baza
Rata de actualizare înainte de impozitare		
2025	(108.651.041)	135.367.789
2024	(121.362.849)	154.595.489
	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 5%	Descrestere 5%
Cheltuieli de exploatare		
2025	(10.124.282)	10.124.282
2024	(13.402.966)	13.402.966
	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 5%	Descrestere cu 5%
Preturile energiei electrice		
2025	62.844.024	(62.844.024)
2024	71.593.345	(71.441.872)
	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 500 puncte de baza	Descrestere cu 500 puncte de baza
Rata de utilizare		
2025	62.844.024	(62.844.024)
2024	89.416.997	(88.187.104)

23. CAPITAL SI REZERVE

(a) Capital social

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Capital social la valoare nominala	4.498.025.670	4.498.025.670
Ajustarea la inflatie in conformitate cu IAS 29	1.028.872.000	1.028.872.000
Total	5.526.897.670	5.526.897.670

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social în termeni nominali a fost retransformat în conformitate cu IAS 29 „Raportarea financiara in economiile hiperinflationiste”, ajustările aferente fiind recunoscute în rezultatul raportat.

La 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024, capitalul social autorizat subscris al Societății este împărțit în 449.802.567 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 RON pe acțiune. Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune confera un drept de vot.

23. CAPITAL ȘI REZERVE (continuare)

Actionari	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Numar de actiuni	%	Numar de actiuni	%
Ministerul Energiei	360.094.390	80,0561%	360.094.390	80.0561%
Persoane juridice	75.600.136	16,8074%	73.287.787	16.2933%
Persoane fizice	14.108.041	3,1365%	16.420.390	3.6506%
Total	449.802.567	100%	449.802.567	100%

(b) Rezerva din reevaluare

Reconcilierea dintre soldul inițial si soldul final al rezervei din reevaluare este după cum urmează:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	11.580.347.711	12.076.640.610
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale. net de impozit	(469.072.279)	(495.522.789)
Miscarea rezervei din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizărilor corporale	(528.031)	(770.110)
Sold la 31 decembrie	11.110.747.401	11.580.347.711

(c) Alte rezerve

Alte rezerve includ:

- rezerva legală în sumă de 928.970.174 RON (31 decembrie 2024: 928.970.174 RON), constituită anual la nivelul fiecărei societăți a Grupului în proporție de 5% din profitul înainte de impozitare până când rezerva legală totală ajunge la 20% din capitalul social vărsat nominal. Rezervele legale sunt obligatorii, sunt deductibile la calculul impozitului pe profit și nu sunt distribuibile.
- alte rezerve nedistribuibile în suma de 97.000.000 RON la 31 decembrie 2025 și 202, constituite în 2006 în baza Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 89/2004.

(d) Dividende

În data de 29 aprilie 2025, Adunarea Generală a Acționarilor Societății a aprobat distribuirea de dividende din profitul anului 2024, în suma de 4.043.229.023 RON, reprezentând 100% din profitul net al anului 2024 eligibil pentru distribuire conform situațiilor financiare individuale statutare ale Societății.

Valoarea dividendelor pe acțiune distribuite este de 8,988897 RON/acțiune (2024: 13,99 RON/acțiune).

Datoriile în legătură cu dividendele includ:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Dividende de plată	6.451.583	5.182.867
Impozit pe dividende	284.577	469.825
Total	6.736.160	5.652.692

Societățile din România pot distribui dividende numai din profiturile conform situațiilor financiare individuale statutare întocmite în conformitate cu reglementările contabile din România.

(e) Gestionarea capitalului

Gestionarea capitalului de către Grup este influențată în mod semnificativ de reglementări. Distribuirea dividendelor este guvernată de reglementări speciale, inclusiv Ordonanța de Guvern nr. 64/2001, conform căreia, în cazul societăților deținute integral sau majoritar de stat, minimum 50% din profitul contabil se distribuie sub formă de dividende, dacă alte legi speciale nu prevăd altfel.

23. CAPITAL ȘI REZERVE (continuare)

Politica Grupului este de a mentine o baza de capital puternica pentru a mentine increderea investitorilor, creditorilor si a pietei si pentru a sustine dezvoltarea viitoare a activitatii. Conducerea monitorizeaza rentabilitatea capitalului, precum si nivelul dividendelor distribuite catre actionari. Raportul dintre datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt, net) si EBITDA AJUSTATA nu trebuie sa depaseasca 3.

	2025	2024
Imprumuturi bancare	213.315.268	300.733.276
Datorii aferente contractelor de leasing	71.647.900	79.354.288
Minus: Numerar si echivalente de numerar	(1.187.733.975)	(1.581.617.072)
Minus: Investitii pe termen scurt	(3.732.016.142)	(3.475.932.995)
Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt. net) (A)	(4.634.786.949)	(4.677.462.503)
EBITDA AJUSTATA ⁽¹⁾ (B)	4.747.165.812	5.516.596.667
Raportul dintre Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt. net) si EBITDA AJUSTATA (A/B)	(0,98)	(0,85)

(1) EBITDA (Profitul înainte de dobânzi, impozitare, amortizare și depreciere) AJUSTATA este calculata pornind de la EBITDA definita si calculata ca profitul/(pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizărilor corporale si necorporale și (ii) cheltuieli si venituri din dobanzi. AJUSTATA CU deprecierea/reversarea deprecierei imobilizărilor corporale si necorporale. EBITDA si EBITDA AJUSTATA nu sunt indicatori IFRS si nu trebuie tratate ca alternative la indicatori IFRS. Mai mult. EBITDA AJUSTATA nu este definita in mod unitar. Metoda de calcul a EBITDA AJUSTATA utilizata de alte societati poate fi semnificativ diferita fata de cea utilizata de Grup. In consecinta, EBITDA AJUSTATA prezentata in aceasta nota nu poate fi utilizata. ca atare. in scopul comparatiei cu EBITDA sau EBITDA AJUSTATA a altor societati

24. IMPRUMUTURI

Descriere	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BRD Groupe Societe Generale din data de 4 martie 2021 in suma de 1.250.000.000 RON – imprumut contractat pentru finantarea achizitiei Crucea Wind Farm SA si Hidroelectrica Wind Services SRL. Incasari din imprumut: 130 milioane EUR (reprezentand 635.219.000 RON)	213.315.268	300.733.276
Rambursare: rate trimestriale in perioada 11 iunie 2021 - 11 martie 2028. Dobanda este legata la EURIBOR 3 luni plus o marja. Anul scadentei: 2028		
Total imprumuturi	213.315.268	300.733.276
Portiunea curenta	94.957.232	92.886.954
Portiunea pe termen lung	118.358.036	207.846.322

În 2024 Grupul a rambursat împrumuturi in suma de 93.673.821 RON (2024: 92.349.679 RON).

Contractul de împrumut cu BRD Groupe Societe Generale include următorii indicatori financiari:

- Rata de acoperire a serviciului datoriei determinată ca raportul dintre EBITDA din care se deduc plățile de dividende, cheltuielile de capital și impozitele, pe de o parte, și serviciul datoriei, pe de altă parte – valoarea minimă 1.1;
- rata de îndatorare – valoarea maximă 3.0.

Conform contractului de împrumut, în cazul în care nu este îndeplinit unul dintre indicatorii de mai sus, Societatea beneficiază de o perioada de remediere de 60 de zile de la care creditorul a notificat Societatea.

24. ÎMPRUMUTURI (continuare)

La 31 decembrie 2025, rata de acoperire a serviciului datoriei, așa cum este definită prin contract, este sub 1,1, în consecință, porțiunea pe termen lung în valoare de 118.358.036 RON trebuie clasificată ca și datorie pe termen scurt. Întrucât serviciul datoriei nete definit prin contract este pozitiv având în vedere serviciul datoriei comparat cu EBITDA, dobânzile fiind mai mari decât serviciul datoriei, Societatea a primit o derogare din partea băncii, ulterior datei de 31 decembrie 2025.

O situație similară a fost înregistrată la 31 decembrie 2024, porțiunea pe termen lung fiind de 207.846.322 RON.

Societatea a primit o derogare din partea băncii, ulterior datei de 31 decembrie 2024.

Reconcilierea miscarii datoriilor cu fluxurile de numerar din activitatea de finantare

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	300.733.276	79.354.288	380.087.564
Modificari generate din fluxuri de numerar din activitatea de finantare			
Rambursari de imprumuturi bancare	(93.673.821)	-	(93.673.821)
Plati de leasing	-	(9.486.038)	(9.486.038)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finantare	(93.673.821)	(9.486.038)	(103.159.859)
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	6.505.363	-	6.505.363
Alte modificari			
Aferente datoriilor			
Modificari ale contractelor de leasing	-	1.779.649	1.779.649
Cheltuieli cu dobanzile	6.765.118	5.224.422	11.989.540
Dobanzi platite	(7.014.669)	(5.224.422)	(12.239.091)
Total alte modificari aferente datoriilor	(249.550)	1.779.650	1.530.099
Sold la 31 decembrie 2025	213.315.268	71.647.900	284.963.168
	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	393.534.741	66.300.971	459.835.712
Modificari generate din fluxuri de numerar din activitatea de finantare			
Rambursari de imprumuturi bancare	(92.349.679)	-	(92.349.679)
Plati de leasing	-	(6.436.017)	(6.436.017)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finantare	(92.349.679)	(6.436.017)	(98.785.696)
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	(58.212)	-	(58.212)
Alte modificari			
Aferente datoriilor			
Modificari ale contractelor de leasing	-	19.489.334	19.489.334
Cheltuieli cu dobanzile	14.136.228	4.310.953	18.447.181
Dobanzi platite	(14.529.803)	(4.310.953)	(18.840.756)
Total alte modificari aferente datoriilor	(393.574)	19.489.334	19.095.759
Sold la 31 decembrie 2024	300.733.276	79.354.288	380.087.563

25. DATORII COMERCIALE

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori de energie electrica	194.151.162	107.728.825
Furnizori de distribuție a energiei electrice	184.013.818	146.328.047
Furnizori de imobilizări corporale	159.950.862	38.887.993
Furnizor de apă uzinată	101.298.282	70.287.437
Furnizori de întreținere si reparații	25.928.377	14.511.016
Alți furnizori	126.881.383	52.938.391
Total datorii comerciale	792.223.884	430.681.709
Portiunea curenta	777.323.350	429.683.124
Portiunea pe termen lung	14.900.534	998.585

Furnizorii de energie electrică, distribuție a energiei electrice și apă sunt în principal cei prezentați în Nota 33 Părți afiliate.

Alți furnizori includ furnizori de servicii, materiale și consumabile.

Grupul are garanții primite de la furnizori în sumă de 667,069,588 RON la 31 decembrie 2025 (470.254.839 RON la 31 decembrie 2024), în afara bilanțului. Acestea sunt garanții de bună execuție sub forma de scrisori de garanție bancară, polite de asigurare și conturi escrow. Creșterea reprezintă în principal garanțiile primite pentru lucrări de rețehnologizare și mentenanță.

26. ALTE DATORII

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2023	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Datorii către stat	54.006.063	-	39.338.896	-
Garantii de buna executie	10.356.738	57.757.775	7.055.899	52.403.051
Garantii contractuale clienti	45.512.292	-	57.587.395	-
Datorii in legatura cu dividendele	6.736.160	-	5.652.692	-
Altele	29.762.608	109.667	14.614.303	109.344
Total	146.373.861	57.867.442	124.249.185	52.512.395

Datoriile curente către stat reprezintă în principal TVA de plată în suma de 49.448.612 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 37.573.122 RON).

Începând cu al doilea trimestru al anului 2024, Grupul solicită potențialilor clienți finali cu risc de contrapartida mai multe opțiuni de garanție de plată, inclusiv constituirea de garanții monetare. În acest sens, sunt constituite depozitele de garanție deschise de clienți, valoarea depozitului fiind bazată pe valoarea contractuală estimată a energiei electrice furnizate pentru o perioadă de până la trei luni, acestea fiind valabile pe perioada contractuală.

27. VENITURI IN AVANS

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Subventii guvernamentale	5.554.937	146.130.825	6.091.097	155.677.293
Altele	52.602	933.526	54.846	995.840
Total	5.607.539	147.064.351	6.145.943	156.673.133

Subvențiile guvernamentale reprezintă sume primite de la stat pentru constructia anumitor proiecte de investitii.

Reconcilierea intre soldul initial si soldul final al subventiilor guvernamentale:

	2025	2024
Sold la 1 ianuarie	161.768.390	137.161.662
Cresteri in cursul anului	5.868.670	30.513.825
Reluari la venituri	(6.611.792)	(5.907.097)
Subventii pentru expropriieri	(9.339.506)	
Sold la 31 decembrie	151.685.762	161.768.390

28. PROVIZIOANE

	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Litigii si dispute	93.480.582	-	71.420.228	-
Dezafectare		911.465.144	-	848.188.672
Provizioane fiscale	-	97.666.739	-	95.316.032
Alte provizioane	53.546.229	-	53.731.556	-
Total	147.026.811	1.009.131.883	125.151.784	943.504.704

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	71.420.228	848.188.672	95.316.032	53.731.556	1.068.656.488
Provizioane recunoscute in corespondenta cu imobilizarile corporale	-	127.362	-	-	127.362
Provizioane recunoscute in profit sau pierdere	22.214.369	21.326.721	-	42.543.456	86.084.546
Actualizarea provizioanelor (Nota 14)	(5.956)	59.111.883	6.757.907	-	65.863.834
Provizioane utilizate	-	-	-	(42.681.941)	(42.681.941)
Provizioane reversate	(148.058)	(17.289.494)	(4.407.200)	(46.842)	(21.891.594)
Sold la 31 decembrie 2025	93.480.582	911.465.144	97.666.739	53.546.229	1.156.158.695

28. PROVIZIOANE (continuare)

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	163.587.549	746.285.396	90.544.424	25.385.415	1.025.802.784
Provizioane recunoscute in corespondenta cu imobilizarile corporale	-	(344.065)	-	-	(344.065)
Provizioane recunoscute in profit sau pierdere	1.881.095	50.150.967	-	53.091.457	74.641.213
Actualizarea provizioanelor (Nota 14)	-	52.096.374	6.379.817	-	58.476.191
Provizioane utilizate	(65.279.279)	-	-	(24.640.356)	(89.919.635)
Provizioane reversate	(28.769.137)	-	(1.608.209)	(104.960)	-
Sold la 31 decembrie 2024	71.420.228	848.188.672	95.316.032	53.731.556	1.068.656.488

(i) Provizioane pentru litigii si dispute

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, provizioanele pentru litigii includ 67.618.460 RON în legătură cu litigiul cu Asocieria Romelectro SA. Hidroconstrucția SA și ISPH Project Development SA (Asocieria) început în 2013. Obiectul litigiului îl constituie disputele privind contractul semnat în 2004 pentru proiectul de investiții Bumbesti-Livezeni. Asocieria a pretins 88.400.000 RON reprezentând lucrări suplimentare efectuate de Asocierie începând cu anul 2010 până la data începerii litigiului. În urma mai multor hotărâri și apeluri în 2019, dosarul a fost trimis spre rejudecare. În 2020, Curtea a solicitat un raport de expertiză tehnică. Pe baza sentințelor anterioare, a raportului de expertiză emis la 17 februarie 2022 și având în vedere probabilitatea unui rezultat nefavorabil, Grupul a recunoscut un provizion de 67.618.460 RON. Societatea a recunoscut în 2025 provizioane suplimentare pentru dobânzi și penalități în legătură cu plata cu întârziere a lucrărilor care nu au fost initial recunoscute.

(ii) Provizioane pentru dezafectare

În 2018 și 2019, conducerea Societății a decis să abandoneze anumite proiecte de investiții în curs de execuție (Nota 22). În consecință, Societatea a recunoscut provizioane de dezafectare în profit sau pierdere pentru valoarea actualizată a lucrărilor estimate a fi necesare pentru abandonarea acelor active. Costurile de dezafectare au fost estimate pe baza unor studii efectuate de un expert tehnic extern în 2017, actualizate în cursul anului 2024 luând în considerare costul curent al activităților principale de abandon

Principalele costuri de abandonare incluse în provizion sunt:

- costul demolării construcțiilor existente;
- costul transportului deșeurilor la cel mai apropiat depozit ecologic;
- taxa de mediu, în conformitate cu cerințele legale;
- costul de depozitare a deșeurilor la un depozit ecologic.

Costurile au fost actualizate utilizând o rată de actualizare între 4,73% și 5,73% (31 decembrie 2024: între 5,27% și 7,09%), în funcție de perioada de dezafectare preconizată.

Un provizion de dezafectare în suma de 15.299.726 RON este aferent parcului eolian. Efectele modificărilor ipotezelor care stau la baza costurilor de dezafectare pentru parcul eolian sunt recunoscute în corespondența cu imobilizările corporale.

28. PROVIZIOANE (continuare)

(iii) Provizioane fiscale

Provizioanele fiscale in suma de 97.666.739 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 95.316.032 RON) reprezintă valoarea actualizată a TVA preconizata fi plătită la scoaterea din evidenta a proiectelor de investiții abandonate (Nota 22).

(iv) Alte provizioane

	Participarea salariatilor la profit	Remuneratia variabila a membrilor Directoratului. Consiliului de Supraveghere si management	Altele	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	25.917.455	16.764.576	11.049.525	53.731.556
Provizioane recunoscute in profit sau pierdere	29.504.000	13.025.000	14.456	42.543.456
Provizioane utilizate	(25.917.365)	(16.764.576)	-	(42.681.941)
Provizioane reversate	-	-	(46.842)	(46.842)
Sold la 31 decembrie 2025	29.504.090	13.025.000	11.017.139	53.546.229
	Participarea salariatilor la profit	Remuneratia variabila a membrilor Directoratului. Consiliului de Supraveghere si management	Altele	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	23.614.403	-	1.771.012	25.385.415
Provizioane recunoscute in profit sau pierdere	25.917.455	16.764.576	10.409.426	53.091.457
Provizioane utilizate	(23.614.403)	-	(1.025.953)	(24.640.356)
Provizioane reversate	-	-	(104.960)	(104.960)
Sold la 31 decembrie 2024	25.917.455	16.764.576	11.049.525	53.731.556

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – VALORI JUSTE SI GESTIONAREA RISCULUI

(a) Clasificari contabile si valori juste

În conformitate cu IFRS 9, activele și datoriile financiare ale Grupului sunt evaluate la cost amortizat. În conformitate cu modelul de afaceri al Grupului, activele și datoriile financiare sunt deținute în vederea colectării fluxurilor de numerar contractuale, iar aceste fluxuri de numerar sunt exclusiv plăți de principal și dobânzi. Grupul nu a inclus informatii privind valoarea justă pentru activele și datoriile financiare care nu sunt evaluate la valoarea justă dacă valoarea contabilă reprezintă o aproximare rezonabila a valorii juste.

(b) Gestionarea riscului financiar

Riscul de credit

Riscul de credit este riscul ca Grupul să suporte o pierdere financiară dacă un client sau o contrapartidă la un instrument financiar nu își îndeplinește obligațiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanțe comerciale, numerar și echivalente de numerar și investiții in depozite.

Numerarul și depozitele bancare sunt plasate în instituții financiare care sunt considerate ca având o bonitate ridicată, parte din acestea fiind deținute de Statul Roman cum ar fi CEC Bank sau Exim Bank.

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabila a activelor financiare reprezinta expunerea maxima la riscul de credit.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creante comerciale	1.698.377.642	1.633.688.425
Numerar si echivalente de numerar	1.187.733.975	1.581.617.072
Numerar restrictionat	55.123.548	21.057.471
Investiții în depozite și obligațiuni	3.732.016.142	3.475.932.995
Total	6.673.251.307	6.712.295.963

Creantele comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este influențată în principal de caracteristicile individuale ale fiecărui client. Grupul a stabilit o politică de credit conform căreia fiecare client nou non-casnic este analizat individual din punct de vedere al bonității înainte de încheierea unui contract. astfel încât vânzarea să se realizeze catre clienții cu o bonitate adecvată. Pentru clienții casnici, o astfel de analiză a riscului de credit nu se efectuează din cauza naturii și numărului clienților cât și a legislației în vigoare. Ajustările pentru pierderi din deprecierea creanțelor comerciale reflectă pierderile din credit preconizate, calculate pe baza ratelor de pierdere.

Tabelul urmator prezinta informatii cu privire la expunerea la riscul de credit si pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creantele comerciale la 31 decembrie 2025:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea bruta	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creante comerciale nete
Nerestante	2,03%	964.369.735	(19.529.305)	944.840.430
Restante - de la 0 la 3 luni	15,63%	118.050.773	(18.453.519)	99.597.254
Restante - de la 3 la 6 luni	55,76%	54.936.698	(30.632.993)	24.303.705
Restante - de la 6 luni la 1 an	90,72%	64.069.017	(58.124.448)	5.944.569
Restante - mai mult de 1 an	100,00%	209.938.253	(209.938.253)	-
Total		1.411.364.476	(336.678.518)	1.074.685.958
Clienti analizati individual		623.691.684	-	623.691.684
Total creante comerciale		2.035.056.160	(336.678.518)	1.698.377.642

Tabelul urmator prezinta informatii cu privire la expunerea la riscul de credit si pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creantele comerciale la 31 decembrie 2024:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea bruta	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creante comerciale nete
Nerestante	2.21%	803.221.198	(17.745.320)	785.475.878
Restante - de la 0 la 3 luni	17.80%	140.962.538	(25.095.874)	115.866.664
Restante - de la 3 la 6 luni	73.31%	69.495.832	(50.945.404)	18.550.428
Restante - de la 6 luni la 1 an	100.00%	69.293.528	(69.293.528)	-
Restante - mai mult de 1 an	100.00%	141.231.219	(141.231.219)	-
Total		1.224.204.315	(304.311.345)	919.892.970
Clienti analizati individual		713.795.455	-	713.795.455
Total creante comerciale		1.937.999.770	(304.311.345)	1.633.688.425

Clientii analizati individual reprezinta sume restante de la clientii pentru care Grupul considera ca exista un risc de neincasare neglijabil.

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

Ratele pierderilor estimate pentru anul 2025 se bazeaza pe pierderile din credit efective inregistrate in ultimele sase trimestre luand in considerare evolutia segmentului de furnizare (31 decembrie 2024: ultimele sase trimestre)

Grupul are garanții primite de la clienți in sumă de 591.805.583 RON la 31 decembrie 2025 (527.949.485 RON la 31 decembrie 2024) sub formă de scrisori de garanție bancară. Începând cu anul 2024 Grupul înregistrează de asemenea și depozite de garanție deschise de clienți reprezentând garanții plătite în valoare de 45.504.714 RON (vezi Nota 26).

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate reprezintă riscul ca Grupul să aibă dificultăți în onorarea obligațiilor asociate datoriilor financiare decontate prin transferul numerarului sau altui activ financiar. Grupul are numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt semnificative. prin urmare nu se confruntă cu un risc de lichiditate semnificativ.

Grupul monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din incasarea creanțelor comerciale. precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata împrumuturilor. datoriilor comerciale și altor datorii. Grupul urmareste să mențină un nivel al conturilor bancare curente și al depozitelor bancare care să depășească ieșirile de numerar previzionate pentru plata datoriilor financiare.

Expunerea la riscul de lichiditate

Tabelul următor prezintă scadențele contractuale rămase ale datoriilor financiare la data de raportare. Fluxurile de numerar contractuale sunt prezentate ca sume brute și neactualizate și includ plățile contractuale de dobânzi estimate.

Fluxuri de numerar contractuale					
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1 - 5 ani	> 5 ani
31 decembrie 2025					
Datorii financiare					
Datorii comerciale	792.223.884	792,223,884	777,323,350	14,900,534	-
Imprumuturi bancare	213.315.268	219,217,273	98,802,637	120,414,636	-
Datorii aferente contractelor de leasing	71.647.900	89,781,274	14,596,149	46,701,259	28,483,866
Total	1.077.187.052	1,101,222,431	890,722,136	182,016,428	28,483,866
Fluxuri de numerar contractuale					
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1 - 5 ani	> 5 ani
31 decembrie 2024					
Datorii financiare					
Datorii comerciale	430.681.709	430.681.709	429.683.124	998.585	-
Imprumuturi bancare	300.733.276	316.523.991	100.618.245	215.905.746	-
Datorii aferente contractelor de leasing	79.354.288	101.967.239	14.327.708	50.922.328	36.717.203
Total	810.769.273	849.172.939	544.629.077	267.826.659	36.717.203

Riscul de piață

Riscul de piață este riscul ca modificările prețurilor de piață – cursul de schimb și rata dobânzii – să afecteze profitul Grupului sau valoarea instrumentelor financiare deținute. Obiectivul gestionarii riscului de piață este de a controla expunerile la riscul de piață în limite acceptabile. optimizând în același timp rezultatele.

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

(i) Riscul de rata a dobânzii

Grupul are împrumuturi bancare pe termen lung cu rate de dobânda variabile. care pot expune Grupul la riscul de rata a dobânzii.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente cu rata fixa		
Active financiare		
Numerar restrictionat	55.123.548	21.057.471
Investiții în obligațiuni corporative și depozite	3.732.016.142	3.475.932.995
Total	3.787.139.690	3.496.990.466
Datorii financiare		
Datorii aferente contractelor de leasing	(71.647.900)	(79.354.288)
Total	(71.647.900)	(79.354.288)
Instrumente cu rata variabila		
Datorii financiare		
Împrumuturi bancare	(213.315.268)	(300.733.276)
Total	(213.315.268)	(300.733.276)

Analiza de sensibilitate a valorii juste a instrumentelor cu rata fixa

Grupul nu are active financiare și datorii financiare cu rata a dobânzii fixa recunoscute la valoare justă prin profit sau pierdere. Prin urmare, o modificare a ratelor dobânzii la data de raportare nu ar avea ca rezultat un castig sau o pierdere în profit sau pierdere.

Analiza de sensibilitate a fluxurilor de numerar ale instrumentelor cu rata variabila

O modificare rezonabilă cu 50 de puncte de bază a ratelor dobânzii la data de raportare ar fi crescut (diminuat) profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile, în special cursurile de schimb valutar, rămân constante.

	Crestere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare	
	crestere cu 50 puncte de baza	diminuare cu 50 puncte de baza
2025		
Instrumente cu rata variabila	(1.066.576)	1.066.576
2024		
Instrumente cu rata variabila	(1.503.666)	1.503.666

(ii) Riscul valutar

Grupul este expus riscului valutar de tranzacționare în măsura în care există un dezechilibru între monedele în care sunt exprimate vânzările, achizițiile, creanțele și împrumuturile și moneda funcțională a societăților Grupului. Moneda funcțională a Grupului este Leul românesc (RON).

Moneda în care sunt exprimate aceste tranzacții este în principal RON. Anumite datorii sunt exprimate în valute ca EUR și USD. Politica Grupului de gestionare a riscului este de a utiliza în principal moneda locală. Grupul nu utilizează instrumente derivate sau instrumente de hedging.

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

	31 decembrie 2025 -echivalentul in RON al valutei-		
	EUR	USD	CHF
Creante comerciale	228.068	-	-
Alte active	277.256.430	-	-
Numerar si echivalente de numerar	3.467.775	89.298	2.604
Datorii comerciale	(60.175.622)	(160.093)	-
Imprumuturi bancare	(213.315.268)	-	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(58.718.651)	-	-
Expunere neta la nivelul situatiei pozitiei financiare	(51.257.269)	(70.795)	2.604

	31 decembrie 2024 -echivalentul in RON al valutei-		
	EUR	USD	CHF
Creante comerciale	221.340	-	-
Alte active	78.839.581	-	-
Numerar si echivalente de numerar	382.420.303	111.499	2.512
Datorii comerciale	(3.898.497)	(160.093)	-
Imprumuturi bancare	(300.733.276)	-	-
Datorii aferente contractelor de leasing	(62.432.290)	-	-
Expunere neta la nivelul situatiei pozitiei financiare	94.417.161	(47.594)	2.512

Au fost aplicate următoarele cursuri de schimb:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
RON / EUR	5,0985	4,9741
RON / USD	4,3417	4,7768
RON / CHF	5,4743	5,2806

Analiza de senzitivitate

O apreciere cu 5% a leului romanesc (RON) fata de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2025 (RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2024 (RON)
EUR	2.562.863	4.720.858
USD	3.540	(2.380)
CHF	(130)	126
Total	2.566.273	4.718.604

29. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor (continuare)

O depreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2025 (RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2024 (RON)
EUR	(2.562.863)	(4.720.858)
USD	(3.540)	2.380
CHF	130	(126)
Total	(2.566.273)	(4.718.604)

30. ACHIZIȚIA DE FILIALE

În 22 februarie 2023, Societatea a fost declarată câștigătoare a procedurii de vânzare a liniilor de business ABC și platforma Câlnicel, care erau în proprietatea UCM Reșița SA.

În ianuarie 2024, Societatea a înființat o nouă filială, Uzina de Construcții Mașini Hidroenergetice S.R.L., prin care a preluat afacerea de la UCM Resita SA. Obiectul principal de activitate al noii filiale este fabricarea de motoare și turbine (cod CAEN 2811).

În data de 22 ianuarie 2024, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor ("AGEA") a aprobat tranzacția și documentele tranzacției privind preluarea afacerii de la U.C.M. Reșița S.A.. Tranzacția a fost finalizată în urma îndeplinirii condițiilor suspensive, în data de 11 martie 2024. Prețul total pentru transferul dreptului de proprietate asupra afacerii este de 67.879.000 RON.

Grupul a înregistrat costuri aferente achiziției în suma de 1.127.622 RON pentru servicii de due-diligence și onorarii juridice. Aceste costuri au fost incluse în alte cheltuieli de exploatare.

Tabelul următor prezintă valorile activelor preluate, Grupul nu a preluat datorii.

	RON
Imobilizări necorporale	17.575.789
Imobilizări corporale	66.446.177
Stocuri	9.584.942
Valoarea justă a activelor nete identificabile achiziționate	93.606.908

Rezultatul tranzacției este următorul:

	RON
Valoarea justă a activelor nete identificabile achiziționate	93.606.908
Contravaloarea transferată	67.879.000
Castig din achizitia filialei	25.727.908

Evaluarea activelor și datoriilor a fost efectuată de un expert evaluator.

Tranzacția a fost contabilizată ca o combinație de întreprinderi, utilizând metoda achiziției, în conformitate cu IFRS 3. Contraprestația transferată a fost evaluată la valoarea justă, calculată ca valorile juste la data achiziției ale activelor transferate de Societate și ale datoriilor asumate de Societate față de fostul proprietar al entității achiziționate, precum și ale participației de capital emise de Grup în schimbul controlului asupra entității achiziționate. Valoarea justă a activelor și datoriilor a fost determinată cu implicarea unui expert evaluator, rezultând un câștig din achiziție avantajoasă de 25.727.908 RON. Activele identificate achiziționate au fost reprezentate de active necorporale, imobilizări corporale și stocuri. De asemenea, au fost transferate procesele și angajații entității achiziționate.

31.ANGAJAMENTE

31.1. Angajamente contractuale

Grupul are urmatoarele angajamente contractuale:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Achizitii de imobilizari corporale si necorporale	2.516.720.628	1.372.035.019

În 2025, Societatea a semnat contractul pentru realizarea lucrărilor de re tehnologizare a CHE Stejaru si stațiilor de pompe de mare putere Lotru.

În iunie 2024, Hidroelectrica a semnat contractul de realizare a lucrărilor de re tehnologizare AHE Vidraru, cu Asocierea formată din ELECTROMONTAJ (Lider de asociere) și Koncar – Engineering Co. Ltd. for production and services (Croatia), având ca subcontractant pe BUTAN GRUP, ca urmare a finalizarii procedurii de atribuire prin licitație deschisă. Prețul contractului este de 937.709.185 RON, lucrările urmând sa fie realizate în 84 de luni. conform graficului de execuție.

31.2 Garantii

Grupul a emis garanții de bună executie în sumă de 184.269.318 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 45.350.256 RON) în principal în legătura cu garantarea obligațiilor sale de livrare a energiei electrice și în legatură cu obligațiile sale de plata legate de tranzacțiile de cumpărare de energie electrică pe piața pentru ziua urmatoare și pe piața intra-zilnica.

32. DATORII CONTINGENTE

32.1. Litigii, dispute si incertitudini fiscale

Principalele litigii in care este implicat Grupul. cu expunere potentiala de 195.206.600 RON la 31 decembrie 2025 (31 decembrie 2024: 195.206.600 RON). sunt prezentate ca datorii contingente:

a) Litigii cu autoritățile fiscale

Expunere potentiala: 63.612.328 RON la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroelectrica

Dosar nr. 638/2/2024 si Dosar nr. 1962/2/2024

Obiectul dosarului: Anularea Deciziei de impunere nr. A-DAF 6890/11.05.2023

In anul 2022, taxa pentru producatorii de energie electrica a fost subiectul unor frecvente modificari in ceea ce priveste modul de calcul. Ultima modificare a fost instituita prin Legea nr. 357/2022. care a fost publicata la 16 decembrie 2022. Societatea a aplicat prevederile legii incepand cu 16 decembrie 2022.

Dupa cum este mentionat in Nota 13 D, Grupul a facut obiectul unor controale fiscale privind taxa pentru producatorii de energie electrica de catre Directia Generala Antifrauda Fiscala a ANAF. Conform procesului verbal intocmit in data de 11 aprilie 2023, organele fiscale au aplicat modificarile introduse de lege retroactiv incepand cu 1 septembrie 2022 și, prin urmare, au calculat impozit suplimentar in valoare de 62.052.115 RON.

In data de 28 aprilie 2023 Societatea a primit o decizie de impunere pentru suma de 62.052.115 RON. Grupul a contestat Decizia de impunere. aceasta contestatie fiind respinsa de catre Directia Generala de Solutionare a Contestatiilor din cadrul Ministerului Finantelor.

32. DATORII CONTINGENTE (continuare)

Societatea a argumentat prin cererea de chemare in judecata ca modificarile succesive ale actelor normative cu privire la metodologia de calcul a taxei pentru producatorii de energie electrica nu pot avea aplicabilitate decat pentru viitor. incepand cu data publicarii modificarii actelor normative si nu retroactiv. asa cum au considerat autoritatile fiscale.

În data de 17 decembrie 2024 instanta a pronuntat o hotarare favorabila Hidroelectrica prin care a anulat decizia de solutionare a contestatiei si decizia de impunere si a dispus restituirea catre reclamanta a sumei de 62.052.115 lei. Dosarul va putea face obiectul unui recurs odata ce hotărârea Curții de Apel va fi redactată și comunicată.

ANAF a promovat recurs impotriva Sentintei Curtii de Apel Bucuresti, dosarul 638/2/2024 fiind inaintat spre solutionare Inaltei Curti de Casatie si Justitie, primul termen in recurs fiind fixat pentru data de 13.05.2026.

În data de 7 august 2023 Societatea a primit o decizie referitoare la obligații-accesorii în sumă de 1.560.213 RON în conformitate cu Decizia de impunere menționată anterior. Grupul a contestat și această decizie, constituindu-se dosarul nr. 1962/2/2024, pe rolul Tribunalului Bucuresti. Acesta este suspendat pana la solutionarea definitiva a dosarului nr.638/2/2024. In raport cu hotararea pronuntata in Dosarul 638/2/2024, Grupul apreciaza ca si litigiul care face obiectul Dosarului 1962/2/2024 va fi solutionat favorabil.

b) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 98.762.431 RON la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr: 12257/3/2022

Obiectul dosarului: Rezilierea Contractului nr. 672/1989 privind Amenajarea hidroenergetica complexa a raului Olt pe sectorul Fagaras-Hoghiz; daune-interese.

Hidroconstructia SA a formulat pretentii în suma de 98.762.431 RON constând din profituri nerealizate ca urmare a suspendării de către Hidroelectrica a lucrărilor de construcții aferente proiectului de investiții Făgăraș Hoghiz. De asemenea. Hidroconstructia a solicitat instantei sa dispuna rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023, instanta a pronuntat o hotarare în favoarea Societății, prin care a respins pretențiile Hidroconstructia. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstructia SA.

La data de 12 octombrie 2023, Instanta de Apel a anulat sentința primei instanțe și a dispus judecare pe fond a cauzei. La data de 3 iulie 2025, instanța a admis, în parte, cererea de chemare în judecată, dispunând rezilierea contractului și a respins celelalte capete de cerere ca neîntemeiate. Dosarul va putea face obiectul unui recurs odata ce hotărârea instanței va fi redactată și comunicată.

Hidroconstructia a formulat recurs impotriva hotararii sus-mentionate, dosarul fiind inaintat spre solutionare Inaltei Curti de Casatie si Justitie, in cauza nefiind inca fixat primul termen de judecata.

În baza analizei juridice asupra pretențiilor formulate de către Hidroconstrucția, Conducerea consideră cererea de chemare în judecată neîntemeiată în ceea ce privește daunele-interese care au fost pretinse de reclamanta. Pe baza aspectelor prezentate, Conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului sub aspectul pretentiilor pecuniare (daunele-interese solicitate) și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

c) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 32.831.841 RON la 31 decembrie 2025 si 31 decembrie 2024

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr: 44443/3/2016, în prezent dosar nr. 11314/3/2021

Obiectul dosarului: Pretentii - contravaloarea costurilor generate de sistarea lucrărilor de construcție aferente unor proiecte de investiții in curs de execuție

32. DATORII CONTINGENTE (continuare)

Hidroconstructia SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcții efectuate inaintea intrării in insolventa a Hidroelectrica. Grupul susține că astfel de pretentii nu au temei. având în vedere procesul de insolvență al Hidroelectrica și faptul că reclamanta și-a pierdut dreptul la pretentii. deoarece nu le-a înregistrat în tabelul creditorilor.

În martie 2018, prima instanță a respins pretentiile Hidroconstructia SA. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstructia SA. Grupul a contestat, de asemenea, hotărârea, deoarece prevedea taxe administrative in sarcina Hidroelectrica.

În aprilie 2019, Curtea de Apel a trimis cauza primei instanțe pentru rejudecare. Litigiul a fost redeschis de prima instanță (dosarul nr. 11314/3/2021).

În aprilie 2022, instanța a dispus întocmirea unui raport de expertiză în construcții hidrotehnice și a unui raport de expertiză contabilă de către experți independenți. În cauza a fost întocmit raportul de expertiza in specialitatea constructii hidrotehnice, ambele parti formuland obiectiuni fata de continutul acestuia. Instanta a admis in parte obiectiunile formulate de parti, urmatorul termen de judecata, acordat pentru ca expertul sa raspunda obiectiunilor incuviintate, precum si fata de lipsa raportului de expertiza contabilă, fiind stabilit pentru data de 17.06.2026.

Pe baza hotărârii initiale a primei instantei, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

32.2. Cadrul legislativ fiscal

Controalele fiscale sunt frecvente în România. constând din verificări amănunțite ale registrelor contabile ale contribuabililor. Astfel de controale au loc uneori dupa luni sau chiar ani de la stabilirea datoriilor fiscale. În consecință, societatile ar putea datora impozite și amenzi semnificative. În plus, legislația fiscală este supusă unor modificări frecvente, iar autoritățile manifestă de multe ori inconsecvențe în interpretarea legislației.

Declarațiile fiscale pot face obiectul revizuirii și corecțiilor de catre autoritățile fiscale, în general pentru o perioadă de cinci ani după ce au fost depuse la autoritățile fiscale.

Autoritățile fiscale române au efectuat controale fiscale cu privire la impozitul pe profit si taxa pe valoare adaugata ale Hidroelectrica până la 20 iunie 2012, iar cu privire la impozitul pe profit si taxa pe valoare adaugata ale Hidroserv până la 31 decembrie 2014.

Conducerea consideră că au fost recunoscute rezerve adecvate în situațiile financiare consolidate pentru toate datoriile fiscale semnificative; cu toate acestea, persistă riscul ca autoritățile fiscale să aibă poziții diferite. acesta reprezentand un risc normal al mediului contabil/fiscal din România .

În anul 2025, Compania a fost notificată de autoritățile fiscale cu privire la inițierea unei inspecții fiscale generale pentru perioada 2019-2024, care acoperă toate taxele și impozitele datorate bugetului de stat central. Inspecția se află în prezent în stadiul preliminar – stabilirea domeniului de aplicare și solicitări de informații.

32.3. Obligatii de dezafectare

Dupa cum este descris in Nota 5 a4), Grupul a identificat obligatii de dezafectare in legatura cu facilitatile sale hidroenergetice. Conducerea estimează că. exceptand activele abandonate sau trecute in post-utilizare în urma deciziilor conducerii și cu excepția parcului eolian, pentru care sunt recunoscute provizioane de dezafectare (a se vedea Notele 22 și 29), apariția unor evenimente care ar necesita abandonarea sau trecerea in post-utilizare a altor active din domeniul public sau a hidrocentralor deținute de Grup până la sfârșitul contractului de concesiune (28 de ani de la 31 decembrie 2025) este improbabilă, având în vedere durata de viață utilă îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanta și modernizari.

33.PARTI AFILIAE

a) Entitatea care controleaza in ultima instanta

Entitatea care controleaza in ultima instanta este statul român, reprezentat de Ministerul Energiei, cu o participație de 80.0561%.

b) Tranzactii cu personalul-cheie din conducere

Personalul-cheie din conducere include membrii Directoratului si ai Consiliului de Supraveghere.

Remuneratia Directoratului	2025	2024
Cheltuieli recunoscute in cursul anului		
Componenta fixa	14.500.376	3.944.881
Componenta variabila	4.734.000	7.889.760
Reversarea excedentului recunoscut in anul precedent	(7.889.760)	-
Total	11.344.616	11.834.641
Plati efectuate in cursul anului	2025	2024
Componenta fixa	14.500.376	3.944.881
Componenta variabila (aferenta anului precedent)	7.855.045	-
Total	22.355.421	3.944.881

Directoratul este format din 5 membri numiți pe o perioada de 4 ani.

Remuneratia directorilor executivi constă in: o indemnizatie fixa lunara care nu poate depasi de cinci ori media salariul mediu brut lunar pe ultimele 12 luni (începând cu luna decembrie 2025) inainte de numire publicat de Institutul Național de Statistică (INS) pentru codul de activitate al Societății (CAEN) conform clasificării activităților din economia națională, și o componentă variabilă calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari, negociați și aprobați de adunarea generală a acționarilor.

În anul 2024, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat componenta variabilă anuală pentru membrii Directoratului, aceasta fiind limitată la 24 indemnizații brute lunare. Suma maximă anuală a componentei variabile pentru toți membrii Directoratului este 7.889.760 RON.

Conform deciziei Consiliului de Supraveghere, adoptată în interesul companiei și al tuturor acționarilor, având în vedere obligațiile care decurg din Jalonul 121 (PNRR), contextul instituit prin Decizia Comisiei Europene C(2025) 3490/28.05.2025, precum și statutul Hidroelectrica de emitent listat pe o piață reglementată, două dintre contractele de mandat au încetat prin acordul părților în luna septembrie 2025. Astfel, suma maximă a componentei variabile aferente anului 2025 s-a diminuat la 4.734 mii RON. În urma încetării, prin acordul părților, a celor două contracte de mandat, au fost stabilite compensații în valoare totală de 3.156 mii RON.

În data de 28 iulie 2025, Adunarea Generală Ordinara a Actionarilor a aprobat noii indicatori-cheie de performanta financiari si nefinanciari rezultati din Planul de Administrare al Societatii.

La data de 14 decembrie 2025, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat salariul lunar fix la de cinci ori salariul mediu brut lunar calculat conform celor descrise mai sus, în conformitate cu prevederile Legii 109/2011. În plus, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat indicatorii de performanță financiari și nefinanciari revizuiți.

Grupul nu are obligații contractuale privind pensii pentru foștii directori.

33. PĂRȚI AFILIATE (continuare)

Remunerația Consiliului de Supraveghere

	2025	2024
Cheltuieli recunoscute in cursul anului		
Componenta fixa	3.804.663	1.779.434
Componenta variabila	991.000	1.776.816
Reversarea excedentului recunoscut in anul precedent	(1.776.816)	-
Total	3.018.847	3.556.250
Plati efectuate in cursul anului	2025	2024
Componenta fixa	3.804.663	1.779.434
Componenta variabila (aferenta anului precedent)	1.725.917	-
Total	5.530.580	1.779.434

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri numiti pe o perioada de 4 ani.

Remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere a fost aprobată prin hotărâri ale acționarilor în anii 2024 și 2025. Conform acestor hotărâri, remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere consta într-o indemnizație fixă lunară brută, egală cu de 2 ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de Societate (cod CAEN 3511), la nivel de clasă conform clasificăției activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii și o componenta variabilă a remunerației, calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari, negociați și aprobați de Adunarea Generala a Acționarilor

În anul 2024, Adunarea Generala a Acționarilor a aprobat componenta variabilă anuală pentru membrii Consiliului de Supraveghere, aceasta fiind limitată la de 12 ori indemnizația fixă lunară. Suma maximă anuală a componenteii variabile pentru toți membrii Consiliului de Supraveghere este 1.776.816 RON.

În data de 28 iulie 2025, Adunarea Generala Ordinara a Actionarilor a aprobat noii indicatori-cheie de performanta financiari si nefinanciari rezultati din Planul de Administrare al Societatii.

Nu au fost acordate imprumuturi membrilor Consiliului de Supraveghere si ai Directoratului in 2025 si 2024.

Nu au fost acordate/primate garantii catre/de la membrii Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului.

c) Tranzactii cu alte societati in care Statul detine control sau influenta semnificativa

În cursul normal al activității. Grupul are tranzacții cu alte entități în care statul detine control sau influență semnificativă. referitoare în principal la apa uzinata. achiziția de energie electrică. servicii de transport și de sistem și vânzare de energie electrică. după cum urmează:

Furnizor	Achizitii (fara TVA) 2025	Datorii(inclusiv TVA) 31 decembrie 2025
Administratia Nationala Apele Romane	430.067.386	98.226.116
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	680.444.435	152.172.688
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	267.197.352	683.322
Distributie Energie Electrica Romania	450.831.752	45.447.696
Altii	390.778.377	64.513.817
Total	2.219.319.304	361.043.638

33. PĂRȚI AFILIATE (continuare)

Furnizor	Achizitii (fara TVA) 2024	Datorii(inclusiv TVA) 31 decembrie 2024
Administratia Nationala Apele Romane	502.738.592	69.380.977
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	1.038.930.925	107.498.150
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	22.477.937	149.975
Distributie Energie Electrica Romania	293.620.301	59.656.673
Altii	50.688.376	1.062.056
Total	1.908.456.132	237.747.831

Client	Vanzari (fara TVA) 2025	Creante. valoare bruta (inclusiv TVA) 31 decembrie 2025	Pierdere din depreciere 31 decembrie 2025	Creante. valoare neta (inclusiv TVA) 31 decembrie 2025
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	739.636.134	90.230.212	-	90.230.212
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	686.612.232	427.824	-	427.824
Electrica Furnizare	302.853.622	25.784.774	-	25.784.774
Rompetrol Rafinare	238.367.320	32.177.509	-	32.177.509
Compania Municipala Termoeenergetica	686.612.232	427.824	-	427.824
Altii	238.367.320	32.177.509	-	32.177.509
Total	2.514.609.980	335.020.679	(27.692.485)	307.328.194

Client	Vanzari (fara TVA) 2024	Creante. valoare bruta (inclusiv TVA) 31 decembrie 2024	Pierdere din depreciere 31 decembrie 2024	Creante. valoare neta (inclusiv TVA) 31 decembrie 2024
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	1.946.833.917	192.449.261	-	192.449.261
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	2.704.049.345	73.489.057	-	73.489.057
Electrica Furnizare	163.692.478	5.922.604	-	5.922.604
Rompetrol Rafinare	206.461.816	64.460.701	-	64.460.701
S.N.G.N Romgaz SA	52.005.110	5.610.318	-	5.610.318
Raja SA	14.860.611	5.131.515	-	5.131.515
SN Radiocomunicatii SA	19.107.560	116.121	-	116.121
Compania Municipala Termoeenergetica	36.712.580	6.213.128	-	6.213.128
Engie Romania	8.163.600	-	-	-
Altii	192.014.921	152.796.357	(34.085.240)	118.711.117
Total	5.343.901.939	506.189.061	(34.085.240)	472.103.821

33. PĂRȚI AFILIATE (continuare)

Alti clienti includ in principal institutii publice, autoritati locale si institutii de invatamant publice catre care Grupul a furnizat energie electrica in 2025 si 2024.

Solduri

Banca	Conturi curente	Depozite bancare	Conturi curente	Depozite bancare
	2025		2024	
Exim Bank (Banca Romaneasca)	120.779.000	1.167.145.000	605.000	1.573.286.000
CEC Bank	19.260.000	100.373.000	38.973.000	882.191.000
Total	140.039.000	1.267.518.000	39.578.000	2.455.477.000

Tranzactii

Banca	Depozite bancare constituite	Venituri din dobanzi	Depozite bancare constituite	Venituri din dobanzi
	2025		2024	
Exim Bank (Banca Romaneasca)	6.008.500.000	89.879.000	6.435.000.000	91.193.000
CEC Bank	250.000.000	7.210.000	3.079.832.000	54.005.000
Total	6.258.500.000	97.089.000	9.514.832.000	145.198.000

34.EVENIMENTE ULTERIOARE

La sfârșitul lunii februarie 2026, a avut loc un eveniment geopolitic semnificativ în Orientul Mijlociu, care a dus la creșterea tensiunilor regionale și la incertitudine. Ca urmare a creșterii tensiunilor geopolitice, începând cu februarie 2026, s-a înregistrat o creștere semnificativă a volatilității piețelor, precum și fluctuații ale prețurilor la energie, petrol și gaze. În acest context, sunt așteptate creșteri inflationiste și perturbări în lanțurile globale de aprovizionare, precum și o încetinire a creșterii economice.

Grupul nu are expuneri directe către părți afiliate și/sau clienți sau furnizori cheie ori bănci din regiunea afectată.

Bogdan-Nicolae BADEA

Președinte Directorat

Radu Ioan CONSTANTIN

Membru Directorat

Ianăș RĂDOI

Membru Directorat

Petronel CHIRIAC

Director Direcție Financiară

Marian FETIȚA

Manager Departament Contabilitate



**Shape the future
with confidence**

Ernst & Young Assurance Services SRL
Bucharest Tower Center Building, 21st Floor
15-17 Ion Mihalache Blvd., District 1
011171 Bucharest, Romania

Tel: +40 21 402 4000
Fax: +40 21 310 7193
office@ro.ey.com
ey.com

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Catre actionarii Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.

Raport asupra auditului situatiilor financiare consolidate

Opinia

Am auditat situatiile financiare consolidate ale Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea”) si ale filialelor sale (impreuna denumite “Grupul”) cu sediul social in Bd. Ion Mihalache, nr. 15-17, etaj 10-15, sector 1, Bucuresti, Romania, identificata prin codul unic de inregistrare fiscala 13267213, care cuprind situatia consolidata a pozitiei financiare la data de 31 decembrie 2025, situatia consolidata a profitului sau pierderii si altor elemente ale rezultatului global, situatia consolidata a modificarilor capitalului propriu si situatia consolidata a fluxurilor de numerar pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data si note la situatiile financiare consolidate, inclusiv un sumar al politicilor contabile materiale.

In opinia noastra, situatiile financiare consolidate anexate ofera o imagine fidela si justa a pozitiei financiare consolidate a Grupului la data de 31 decembrie 2025, cat si a performantei financiare consolidate si a fluxurilor de numerar consolidate ale acestuia pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data, in conformitate cu Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare.

Bazele opiniei

Noi am efectuat auditul conform Standardelor Internationale de Audit (ISA), Regulamentului (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului din 16 aprilie 2014 („Regulamentul (UE) nr. 537/2014”) si Legii nr. 162 /2017 („Legea 162/2017”). Responsabilitatile noastre conform acestor standarde sunt descrise mai detaliat in sectiunea „Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare consolidate” din raportul nostru. Suntem independenti fata de Grup conform Codului International de etica al profesionistilor contabili (inclusiv standardele internationale de independenta) emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Etica pentru Contabili (codul IESBA), aplicabil auditului situatiilor financiare ale entitatilor de interes public, conform cerintelor etice care sunt relevante pentru auditul situatiilor financiare ale entitatilor de interes public in Romania, inclusiv Regulamentul (UE) nr. 537/2014 si Legea 162/2017, si ne-am indeplinit responsabilitatile etice conform acestor cerinte si conform Codului IESBA. Consideram ca probele de audit pe care le-am obtinut sunt suficiente si adecvate pentru a constitui baza pentru opinia noastra.

Evidentierea unor aspecte

Atragem atentia asupra Notei 2 la situatiile financiare consolidate, care descrie faptul ca situatiile financiare consolidate anexate, intocmite in conformitate cu Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, au fost emise de catre Grup suplimentar fata de situatiile financiare consolidate intocmite in conformitate cu Standardele de Contabilitate IFRS, adoptate de UE, pentru a adresa obligatiile de raportare ale Societatii conform Legii 24/2017 privind emitentii de instrumente financiare si operatiuni de piata. Noi am auditat si am raportat separat asupra situatiilor financiare consolidate intocmite in conformitate cu Standardele de Contabilitate IFRS, adoptate de UE si am emis raportul nostru de audit in data de 26 martie 2026. Opinia noastra nu este emisa cu rezerve in legatura cu acest aspect.

Alte aspecte

Situatiile financiare consolidate ale Grupului pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2024, intocmite conform Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, au fost auditate de catre un alt auditor care a emis o opinie nemodificata pe data de 26 martie 2025.

Aspecte cheie de audit

Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, in baza rationamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanta pentru auditul situatiilor financiare consolidate din perioada curenta. Aceste aspecte au fost abordate in contextul auditului desfasurat asupra situatiilor financiare consolidate in ansamblu, si in formarea opiniei noastre asupra acestora, si nu emitem o opinie separata cu privire la aceste aspecte cheie.

Pentru fiecare aspect de mai jos, am prezentat in acel context o descriere a modului in care auditul nostru a abordat respectivul aspect.

Am indeplinit responsabilitatile descrise in sectiunea „Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare consolidate” din raportul nostru, inclusiv in legatura cu aceste aspecte cheie. In consecinta, auditul nostru a inclus efectuarea procedurilor proiectate sa raspunda la evaluarea noastra cu privire la riscul de erori semnificative in cadrul situatiilor financiare consolidate. Rezultatele procedurilor noastre de audit, inclusiv ale procedurilor efectuate pentru a aborda aspectele de mai jos, constituie baza pentru opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare consolidate anexate.

Aspectul cheie de audit	Modul în care auditul nostru a abordat aspectul-cheie de audit
Recunoasterea veniturilor din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul) Detalii referitoare la Veniturile din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali se regasesc la Nota 7 c) si Nota 11, iar detalii despre creantele comerciale aferente, inclusiv facturile de intocmit, se regasesc in Nota 20	
In cursul anului 2025 Grupul a inregistrat venituri din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul) în suma de 5.504.014 mii lei. La 31 decembrie 2025, creantele comerciale brute pentru segmentul de furnizare erau în valoare de 1.749.744 mii lei, din care facturi de intocmit de 595.652 mii lei. Veniturile din furnizarea de energie electrica consumatorilor finali sunt determinate pe baza consumului aferent fiecarui consumator, acesta fiind determinat pe baza citirilor de contor sau a volumelor estimate comunicate de operatorii de distributie, si a preturilor reglementate sau contractuale aplicabile. Grupul nu s-a putut baza pe sistemul sau informatic pentru a determina automat suma facturilor de intocmit din furnizarea de energie electrica catre consumatorii finali. Acest calcul implica un nivel ridicat de procesare manuala, din cauza volumului mare de date provenite din surse diverse, obtinute de Societate în luna urmatoare perioadei de livrare. Având în vedere valoarea semnificativa a sumelor înregistrate, nivelul mare de procesare necesar pentru calcularea veniturilor din furnizarea energiei electrice pentru anul 2025, precum si a soldurilor creantelor comerciale si facturilor de intocmit la 31 decembrie 2025, cat si amploarea procedurilor noastre de audit asupra acestei arii,	Procedurile noastre de audit au inclus, dar nu s-au limitat la, urmatoarele proceduri: • Am obtinut o intelegere a procesului Grupului privind recunoasterea veniturilor din furnizarea energiei electrice catre clientii finali (vanzarea cu amanuntul); • Am obtinut confirmarea externa de la operatorul pietei de energie electrica (Transelectrica) referitoare la cantitatile de energie electrica transportate pentru segmentul de furnizare în cursul anului 2025 si le-am reconciliat cu cantitatile înregistrate de Grup; • Ne-am format în mod independent o asteptare privind veniturile din activitatea de furnizare, bazata pe cantitatile de energie electrica livrate, comunicate de operatorii de distributie în rapoartele lunare, si preturile medii de vanzare testate printr-un esantion de contracte; • Am testat un esantion de tranzactii selectate din veniturile din furnizarea de energie electrica recunoscute pe parcursul anului, prin compararea cantitatii facturate cu cantitatea consumata si a pretului de vanzare cu conditiile contractuale si cu cerintele legale stabilite prin mecanismul de plafonare; • Am evaluat nivelul facturilor de intocmit pentru furnizarea de energie electrica la sfarsitul anului, pe baza volumelor comunicate de operatorii de distributie si a preturilor medii contractuale; • Am analizat concordanta dintre facturile de intocmit pentru furnizarea de energie recunoscute la sfarsitul anului si sumele facturate în perioada de dupa data bilantului;

consideram ca acesta este un aspect cheie de audit.

- Pentru un esantion din clientii industriali din segmentul de vanzare cu amanuntul, am obtinut confirmari externe pentru soldurile creantelor comerciale la sfarsitul anului;
- Pentru clientii casnici din segmentul de vanzare cu amanuntul, am obtinut analiza incasarilor ulterioare pentru soldurile creantelor comerciale la sfarsitul perioadei si, pentru un esantion de clienti, am reconcilat suma din sold cu documentele suport, cum ar fi facturile si extrasele bancare pentru sumele incasate dupa sfarsitul anului.

De asemenea, am evaluat caracterul adecvat al informatiilor prezentate de Grup in notele la situatiile financiare consolidate cu privire la veniturile din furnizarea energiei electrice catre clientii finali, precum si creantele comerciale si facturile de intocmit aferente.

Alte informatii

Alte informatii includ Raportul Anual, precum si Raportul de Remunerare, dar nu includ situatiile financiare consolidate si raportul nostru de audit cu privire la acestea. Conducerea este responsabila pentru alte informatii.

Opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare consolidate nu acopera alte informatii si nu exprimam nicio forma de concluzie de asigurare asupra acestora.

In legatura cu auditul efectuat de noi asupra situatiilor financiare consolidate, responsabilitatea noastra este de a citi aceste alte informatii si, facand acest lucru, de a analiza daca acestea nu sunt in concordanta, in mod semnificativ, cu situatiile financiare consolidate sau cunostintele pe care le-am obtinut in urma auditului sau daca acestea par sa includa erori semnificative. Daca, in baza activitatii desfasurate, ajungem la concluzia ca exista erori semnificative cu privire la aceste alte informatii, noi trebuie sa raportam acest lucru. Nu avem nimic de raportat in acest sens.

Responsabilitatea conducerii si a persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situatiile financiare consolidate

Conducerea Grupului are responsabilitatea intocmirii si prezentarii fidele a situatiilor financiare consolidate in conformitate cu Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, si pentru acel control intern pe care conducerea il considera necesar pentru a permite intocmirea de situatii financiare consolidate care sunt lipsite de denaturari semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare.

La intocmirea situatiilor financiare consolidate, conducerea este responsabila sa evalueze abilitatea Grupului de a-si desfasura activitatea conform principiului continuitatii activitatii si sa prezinte, daca este cazul, aspectele referitoare la continuitatea activitatii si folosirea principiului continuitatii activitatii, mai putin in cazul in care conducerea intentioneaza sa lichideze Grupul sau sa ii inceteze activitatea sau nu are nicio alternativa reala decat sa procedeze astfel.

Persoanele responsabile cu guvernanta au responsabilitatea supravegherii procesului de raportare financiara a Grupului.

Responsabilitatile auditorului pentru auditul situatiilor financiare consolidate

Obiectivele noastre constau in obtinerea unei asigurari rezonabile privind masura in care situatiile financiare consolidate, luate in ansamblu, nu contin denaturari semnificative cauzate de eroare sau fraudă si de a emite un raport de audit care sa includa opinia noastra. Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, insa nu este o garantie ca un audit desfasurat in conformitate cu standardele ISA va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa, daca aceasta exista. Denaturarile pot fi cauzate fie de fraudă fie de eroare si sunt considerate semnificative daca se poate preconiza, in mod rezonabil, ca acestea, atat la nivel individual sau luate in ansamblu, vor influenta deciziile economice ale utilizatorilor luate in baza acestor situatii financiare consolidate.

Ca parte a unui audit in conformitate cu standardele ISA, ne exercitam rationamentul profesional si ne mentinem scepticismul profesional pe intreg parcursul auditului. De asemenea:

- ▶ Identificam si evaluam riscurile de denaturare semnificativa a situatiilor financiare consolidate, cauzate fie de fraudă fie de eroare, stabilim si efectuam proceduri de audit care sa raspunda acestor riscuri si obtinem probe de audit suficiente si adecvate pentru a constitui o baza pentru opinia noastra. Riscul de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de fraudă este mai ridicat decat cel de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de eroare, deoarece fraudă poate include complicitate, falsuri, omisiuni intentionate, declaratii false sau evitarea controlului intern.

- ▶ Intelegem controlul intern relevant pentru audit pentru a stabili procedurile de audit adecvate in circumstantele date, dar nu si in scopul exprimarii unei opinii asupra eficacitatii controlului intern al Grupului.
- ▶ Evaluam gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate si rezonabilitatea estimarilor contabile si a prezentarilor aferente de informatii realizate de catre conducere.
- ▶ Concluzionam asupra caracterului adecvat al utilizarii de catre conducere a principiului continuitatii activitatii, si determinam, pe baza probelor de audit obtinute, daca exista o incertitudine semnificativa cu privire la evenimente sau conditii care ar putea genera indoieli semnificative privind capacitatea Grupului de a-si continua activitatea. In cazul in care concluzionam ca exista o incertitudine semnificativa, trebuie sa atragem atentia, in raportul de audit, asupra prezentarilor aferente din situatiile financiare consolidate sau, in cazul in care aceste prezentari sunt neadecvate, sa ne modificam opinia. Concluziile noastre se bazeaza pe probele de audit obtinute pana la data raportului nostru de audit. Cu toate acestea, evenimente sau conditii viitoare pot determina ca Grupul sa nu isi mai desfasoare activitatea in baza principiului continuitatii activitatii.
- ▶ Evaluam prezentarea, structura si continutul general al situatiilor financiare consolidate, inclusiv al prezentarilor de informatii, si masura in care situatiile financiare consolidate reflecta tranzactiile si evenimentele de baza intr-o maniera care realizeaza prezentarea fidela.
- ▶ Planificam si efectuam auditul de grup pentru a obtine suficiente probe de audit adecvate cu privire la informatiile financiare ale entitatilor sau activitatilor de afaceri din cadrul Grupului ca baza pentru formarea unei opinii asupra situatiilor financiare consolidate. Suntem responsabili pentru indrumarea, supravegherea si revizuirea procedurilor de audit in scopul auditului la nivelul grupului. Suntem singurii responsabili pentru opinia noastra de audit.

Comunicam persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, obiectivele planificate si programarea in timp a auditului, precum si constatarile semnificative ale auditului, inclusiv orice deficiente semnificative ale controlului intern, pe care le identificam pe parcursul auditului nostru.

De asemenea, prezentam persoanelor responsabile cu guvernanta o declaratie cu privire la conformitatea noastra cu cerintele etice privind independenta si le comunicam toate relatiile si alte aspecte care pot fi considerate, in mod rezonabil, ca ar putea sa ne afecteze independenta si, unde este cazul, actiunile întreprinse pentru eliminarea amenințărilor cu privire la independenta sau masurile de protecție aplicate pentru a reduce acele amenințări.

Dintre aspectele pe care le comunicam persoanelor responsabile cu guvernanta, stabilim acele aspecte care au avut cea mai mare importanta in cadrul auditului asupra situatiilor financiare consolidate din perioada curenta si, prin urmare, reprezinta aspecte cheie de audit.

Raport cu privire la alte cerinte legale si de reglementare

Raportare asupra unor informatii, altele decat situatiile financiare consolidate si raportul nostru de audit asupra acestora

Pe langa responsabilitatile noastre de raportare conform standardelor ISA si descrise in sectiunea „Alte informatii”, referitor la Raportul Anual si Raportul de remunerare, noi am citit aceste rapoarte si raportam urmatoarele:

- a) in Raportul Anual nu am identificat informatii care sa nu fie consecvente, sub toate aspectele semnificative, cu informatiile prezentate in situatiile financiare consolidate la data de 31 decembrie 2025, atasate;
- b) Raportul Anual, cu exceptia raportului de durabilitate care face obiectul unei misiuni separate de asigurare, include, sub toate aspectele semnificative, informatiile cerute de Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare, Anexa 1, articolele 15-19 si articolele 26-27;
- c) pe baza cunostintelor noastre si a intelegerii dobandite in cursul auditului situatiilor financiare consolidate intocmite la data de 31 decembrie 2025 cu privire la Grup si la mediul acesteia, nu am identificat informatii eronate semnificative prezentate in Raportul Anual, (excludem aici raportului de durabilitate care face obiectul unei misiuni separate de asigurare);
- d) Raportul de remunerare identificat mai sus, include, sub toate aspectele semnificative, informatiile cerute de articolul 107 (1) si (2) din Legea 24/2017 privind emitentii de instrumente financiare si operatiuni de piata.

Alte cerinte privind cuprinsul raportului de audit conform Regulamentului (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului

Numirea si aprobarea auditorului

Am fost numiti auditori ai Grupului de catre Adunarea Generala a Actionarilor la data de 28 iulie 2025 pentru a audita situatiile financiare consolidate ale exercitiului financiar incheiat la 31 decembrie 2025. Durata totala de misiune continua, inclusiv reinnoirile (prelungirea perioadei pentru care am fost numiti initial) si renumirile anterioare drept auditori a fost de un an, acoperind exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2025.

Consecventa cu raportul suplimentar adresat Comitetului de Audit

Opinia noastra de audit asupra situatiilor financiare consolidate exprimata in acest raport este in concordanta cu raportul suplimentar adresat Comitetului de Audit al Societatii, pe care l-am emis in aceeasi data in care am emis si acest raport.

Servicii non-audit

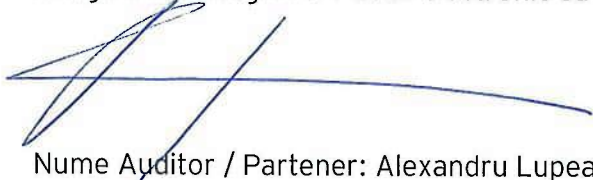
Nu am furnizat Grupului servicii non-audit interzise mentionate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul (UE) nr. 537/2014 al Parlamentului European si al Consiliului si ramanem independenti fata de Grup pe durata auditului.

Nu am furnizat Societatii si entitatilor controlate de aceasta alte servicii decat cele de audit statutar si cele prezentate in raportul anual si in situatiile financiare.

In numele,

Ernst & Young Assurance Services SRL
Bd. Ion Mihalache 15-17, etaj 21, Bucuresti, Romania

Inregistrat in Registrul Public electronic cu nr. FA77



Nume Auditor / Partener: Alexandru Lupea
Inregistrat in Registrul Public electronic cu nr. AF273

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)
Firma de audit: **ERNST & YOUNG ASSURANCE SERVICES S.R.L.**
Registrul Public Electronic: **FA77**

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)
Auditor financiar: **Lupea Alexandru**
Registrul Public Electronic: **AF273**

Bucuresti, Romania
26 martie 2026