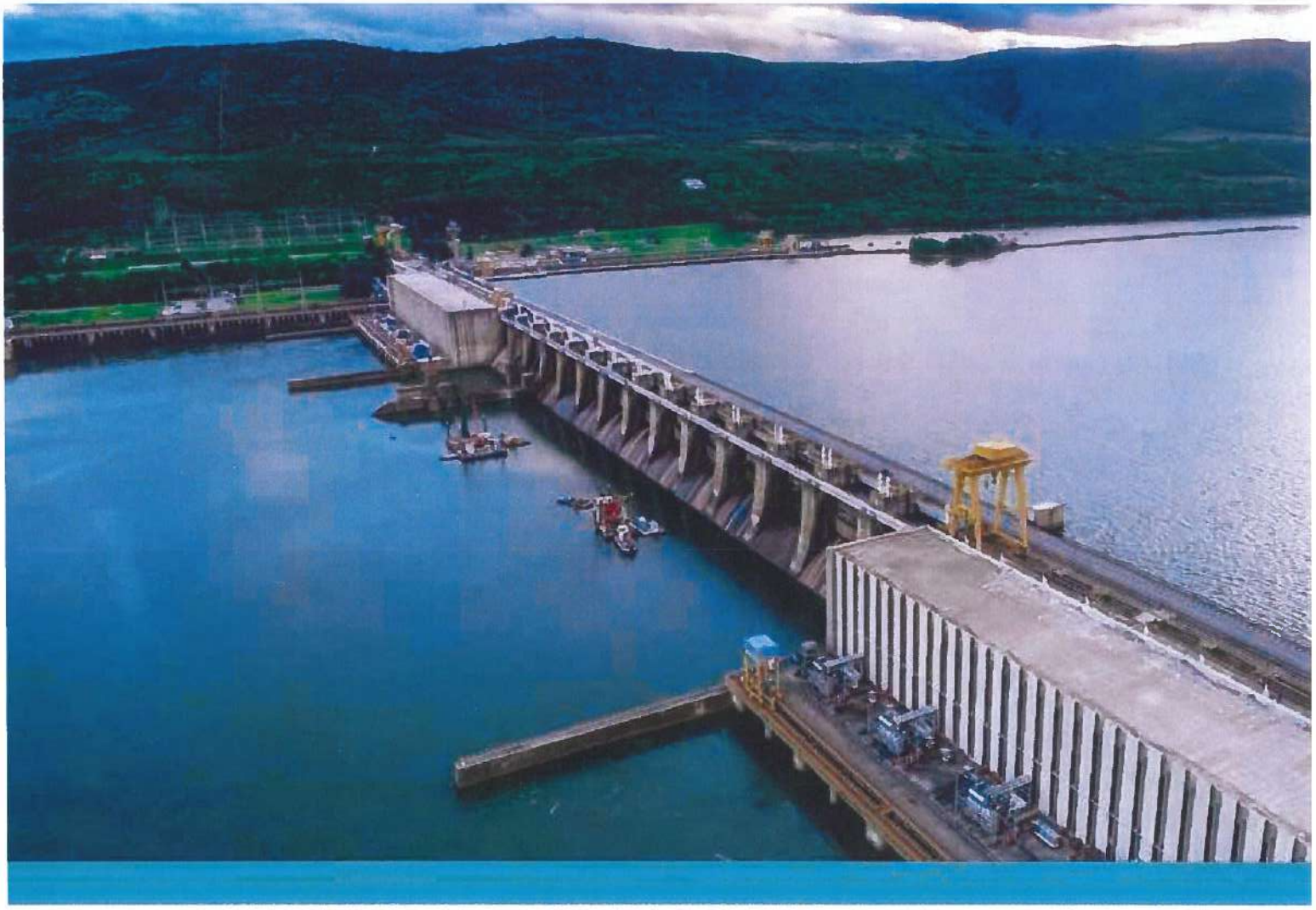


HIDROELECTRICA

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA
ASF
APROBAT
BUCUREȘTI

HIDROELECTRICA

SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A.

(societate pe acțiuni constituită conform legislației din România)

Ofertă pentru un număr de până la 78.007.110 Acțiuni Oferite de către FONDUL PROPRIETATEA S.A.
la un interval de preț cuprins între 94 RON și 112 RON per Acțiune Oferită („Intervalul Prețului de Ofertă") și admiterea la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București

Prezentul document a fost aprobat de Autoritatea de Supraveghere Financiară („**ASF**") prin Decizia nr. 641 /22 Iunie 2023, ASF fiind autoritatea română competentă conform dispozițiilor Regulamentului (UE) 2017/1129 din 14 iunie 2017 privind prospectul care trebuie publicat în cazul unei oferte publice de valori mobiliare sau al admiterii de valori mobiliare la tranzacționare pe o piață reglementată, cu modificările ulterioare („**Regulamentul privind Prospectul**"), ca prospect („**Prospectul**") în conformitate cu dispozițiile Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată („**Legea 24/2017**"), cu Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare („**Regulamentul ASF nr. 5/2018**"), cu Regulamentul privind Prospectul și cu prevederile altor acte normative incidente. ASF aprobă prezentul Prospect exclusiv în ceea ce privește îndeplinirea standardelor privind caracterul exhaustiv, inteligibil și coerent impuse de Regulamentul privind Prospectul, iar respectiva aprobare nu trebuie considerată o recomandare referitoare la societatea care face obiectul prezentului Prospect. Prezentul Prospect nu a fost și nu va fi aprobat de către nicio altă autoritate competentă din Spațiul Economic European („**SEE**"), cu excepția ASF.

Prezentul Prospect se referă la o ofertă („**Oferta**") pentru vânzarea de către FONDUL PROPRIETATEA S.A. („**Acționarul Vânzător**") a unor acțiuni ordinare existente din capitalul social al SOCIETATĂȚII DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A., o societate pe acțiuni constituită conform legislației din România, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului București cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 („**Societatea**", „**Hidroelectrica**" sau „**Emitentul**"), fiecare dintre acestea fiind emise și vărsate integral, cu o valoare nominală de 10 lei și conferind dreptul la un vot în cadrul adunărilor generale ale acționarilor („**Acțiunile**"). Oferta constă într-un număr de până la 78.007.110 Acțiuni oferite de Acționarul Vânzător („**Acțiunile Oferite**").

Prețul per Acțiune Oferită în cadrul Ofertei („**Prețul Final de Ofertă**") se va încadra în Intervalul Prețului de Ofertă, se va stabili conform mecanismului prevăzut în secțiunea „*Subscriere și vânzare*" și se estimează că va fi adus la cunoștința publicului la data de 5 iulie 2023 sau în jurul acestei date. Perioada de Ofertă pentru Acțiunile Oferite va începe la data de 23 iunie 2023 și se va încheia la data de 4 iulie 2023 („**Perioada de Ofertă**"). Perioada de ofertă poate fi prelungită sau modificată cu condiția obținerii aprobării din partea ASF și a publicării unui supliment la prezentul Prospect în conformitate cu legislația incidentă. Pentru informații suplimentare, a se vedea secțiunea „*Subscriere și vânzare*".

În legătură cu Oferta, Erste Group Bank AG (acționând în mod direct sau prin Banca Comercială Română S.A.) în calitate de agent de stabilizare („**Agentul de Stabilizare**") pe seama Citigroup Global Markets Europe AG („**Managerul de Stabilizare**") poate (dar nu va avea nicio obligație în acest sens), în măsura permisă de lege, să supra-aloce Acțiuni Oferite sau să efectueze alte tranzacții de stabilizare cu scopul de a menține prețul de piață al Acțiunilor Oferite la un nivel mai ridicat decât cel care ar putea să prevaleze în condițiile pieței libere. Managerul de Stabilizare nu este obligat să încheie astfel de tranzacții și asemenea tranzacții pot avea loc pe Bursa de Valori București și pot fi realizate la orice moment după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la vedere a Bursei de Valori București și se vor încheia la 30 de zile după. Cu toate acestea, nu va exista nicio obligație în sarcina Managerului de Stabilizare și a agenților acestuia să efectueze tranzacțiile de stabilizare și nu se dă nicio asigurare că asemenea tranzacții de stabilizare vor avea loc. În niciun caz nu se vor lua măsuri de stabilizare a prețului de piață al Acțiunilor Oferite la un preț mai mare decât Prețul Final de Ofertă. Aceste tranzacții de stabilizare, dacă sunt întreprinse, pot fi sistate în orice moment, fără o notificare prealabilă. Cu excepția cerințelor impuse de legi și regulamente, nici Managerul de Stabilizare și nici agenții acestuia nu intenționează să dezvăluie măsura în care orice supra-alocare și/sau tranzacție de stabilizare va fi întreprinsă în cadrul Ofertei.

ASF APROBAT

În legătură cu Oferta, Agentul pentru Stabilizare poate, pentru scopuri de stabilizare, să supra-aloce Acțiuni, până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei. Pentru a permite Agentului pentru Stabilizare să acopere pozițiile scurte ce rezultă din asemenea supra-alocări și/sau vânzări de Acțiuni Oferite ce sunt întreprinse de acesta în cadrul perioadei de stabilizare, se preconizează că Acționarul Vânzător va oferi Managerilor opțiunea de a cumpăra sau de a găsi cumpărători pentru Acțiuni Oferite suplimentare până la maxim 11.701.067 („**Opțiunea de Supra-alocare**"), prin intermediul căreia Managerii au opțiunea de a găsi cumpărători pentru Acțiuni Oferite suplimentare până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei ("**Acțiunile Supra-alocate**") la Prețul Final de Ofertă. Opțiunea de Supra-alocare va putea fi exercitată, în întregime sau în parte, prin transmiterea unei notificări de către Agentul pentru Stabilizare, în orice moment la sau înaintea celei de-a 30-a zi calendaristică după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la Vedere a Bursei de Valori București. Orice Acțiuni Supra-alocate puse la dispoziție ca urmare a exercitării Opțiunii de Supra-alocare vor avea un rang *pari passu* cu Acțiunile Oferite, cu privire la toate aspectele, inclusiv în ce privește toate dividendele și toate celelalte distribuții ce au fost declarate, făcute sau plătite cu privire la Acțiunile Oferite, vor fi cumpărate în aceiași termeni și condiții precum Acțiunile Oferite și vor face parte din aceeași clasă cu Acțiunile Oferite, din toate punctele de vedere.

În contextul Ofertei se va depune o solicitare pentru admiterea tuturor Acțiunilor la tranzacționare („**Admiterea**") pe Piața Reglementată la Vedere administrată de Bursa de Valori București S.A. („**Bursa de Valori București**" sau „**BVB**"). Bursa de Valori București este o piață reglementată din cadrul SEE în sensul prevăzut de Directiva 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 15 mai 2014 privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE („**Directiva privind Piețele Instrumentelor Financiare**"). Anterior Ofertei, nu a existat nicio piață deschisă pentru Acțiuni. Admiterea tuturor Acțiunilor la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București este preconizată să aibă loc la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date („**Data Listării**"). Se preconizează că Acțiunile vor fi tranzacționate având simbolul „H2O".

Plățile pentru Acțiunile Oferite urmează să fie efectuate în RON prin sistemul RoClear (sistemul român de compensare, decontare, custodie, depozitare și registru), care este administrat de Depozitarul Central din România. Transferul Acțiunilor în cadrul Ofertei și vânzările de Acțiuni pe piața secundară vor fi decontate și compensate prin intermediul sistemului de decontare administrat de către Depozitarul Central din România, în conformitate cu regulamentele și legile române aplicabile.

Oferta este structurată ca o ofertă de Acțiuni Oferite: (1) în afara Statelor Unite ale Americii („**SUA**" sau „**Statele Unite**") în cadrul unor tranzacții de tip „offshore" în baza Regulamentului S din Legea SUA privind Valorile Mobiliare din 1933 (în limba engleză: „*U.S. Securities Act of 1933*"), cu modificările ulterioare („**Legea Valorilor Mobiliare**"), inclusiv publicului din România; și (2) în Statele Unite, către „cumpărători instituționali calificați" („**QIB**"), astfel cum sunt aceștia definiți în Regula 144A („**Regula 144A**") și în conformitate cu aceasta sau cu altă derogare disponibilă conform Legii Valorilor Mobiliare. Prin prezentul document, potențialii investitori sunt informați că orice vânzător al Acțiunilor Oferite se poate întemeia pe derogarea prevăzută de Regula 144A de la aplicarea dispozițiilor Secțiunii 5 a Legii privind Valorile Mobiliare. Distribuirea acestui Prospect și oferta și vânzarea Acțiunilor Oferite ar putea fi restricționate prin lege în anumite jurisdicții. Prin urmare, nici acest Prospect, nici orice anunț cu caracter publicitar sau orice alt material de Ofertă nu pot fi distribuite sau publicate în nicio jurisdicție decât în circumstanțe care au drept rezultat respectarea oricăror legi sau regulamente aplicabile. Societatea, Acționarul Vânzător și fiecare dintre Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscrieri și Intermediarii Coordonatori (toți astfel cum sunt indicați mai jos și în mod colectiv, Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscriere și Intermediarii Coordonatori, împreună „**Managerii**") solicită persoanelor aflate în posesia prezentului Prospect să se informeze cu privire la orice astfel de restricții și să le respecte. Orice nerespectare a acestor reglementări poate reprezenta o încălcare a legilor care reglementează valorile mobiliare din orice astfel de jurisdicție. A se vedea secțiunea „*Restricții de vânzare și transfer*".

Prezenta Ofertă nu reprezintă o ofertă de vânzare sau o solicitare a unei oferte de cumpărare de valori mobiliare în nicio jurisdicție în care o astfel de ofertă sau solicitare de ofertă ar fi ilegală. Acțiunile nu au fost și nu vor fi înregistrate potrivit Legii privind Valorile Mobiliare sau la o autoritate de reglementare în domeniul valorilor mobiliare din orice stat sau jurisdicție din Statele Unite și nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite. Pentru o prezentare a anumitor alte restricții referitoare la oferte, vânzări și transferuri ale Acțiunilor și distribuirea prezentului Prospect, a se vedea secțiunea „*Informații importante privitoare la prezentul Prospect*" și „*Restricții de vânzare și transfer*".

Citiți prezentul Prospect înainte de a subscrie. O investiție în Acțiunile Oferite presupune un grad ridicat de risc și incertitudini. Potențialilor investitori li se recomandă să citească întregul document și, în special, să consulte secțiunea „Factori de risc", care începe la pagina 14 și care prezintă anumiți factori pe care investitorii ar trebui să îi aibă în vedere înainte de a face o investiție în Acțiuni. Potențialii investitori trebuie să își permită asumarea riscului economic al unei investiții în Acțiunile Oferite și să poată susține o pierdere totală sau parțială a investiției lor.

PREZENTUL PROSPECT A FOST APROBAT DE ASF. APROBAREA ACESTUI PROSPECT NU CONSTITUIE O GARANȚIE SAU O ALTĂ FORMĂ DE APRECIERE DE CĂTRE ASF CU PRIVIRE LA OPORTUNITATEA, AVANTAJELE SAU DEZAVANTAJELE, PROFITUL SAU RISCURILE PRESUPUSE DE TRANZACȚIILE ÎNCHEIATE DUPĂ ACCEPTAREA OFERTEI CARE FACE OBIECTUL DECIZIEI DE APROBARE; DECIZIA DE APROBARE CERTIFICĂ NUMAI CONFORMITATEA PROSPECTULUI CU CERINȚELE LEGII ȘI ALE NORMELOR ADOPTATE PENTRU APLICAREA ACESTEIA.

Coordonatori Globali Comuni

Citigroup Global Markets Europe AG | **Erste Group Bank AG** | **Jefferies GmbH** | **Morgan Stanley Europe SE**

Codeținătorii Registrului de Subscrieri

Banca Comercială Romana S.A. | **Barclays Bank Ireland PLC** | **BofA Securities** | **UniCredit Bank AG, Milan Branch** | **UBS Europe SE** | **WOOD & Company**

Intermediarii Coordonatori

Auerbach Grayson & Co LLC | **BRD – Groupe Societe Generale S.A.** | **BT Capital Partners S.A.** | **SWISS CAPITAL**

Data prezentului Prospect este 22 iunie 2023

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT

CUPRINS

REZUMAT 5

FACTORI DE RISC 21

INFORMAŢII IMPORTANTE PRIVITOARE LA PREZENTUL PROSPECT 50

PREZENTAREA INFORMAŢIILOR FINANCIARE ŞI A ALTOR INFORMAŢII 59

INFORMAŢII PRIVIND CURSUL DE SCHIMB VALUTAR 64

OFERTA 65

MOTIVELE OFERTEI ŞI UTILIZAREA FONDURILOR OBŢINUTE 69

POLITICA PRIVIND DIVIDENDELE 70

CAPITALIZARE ŞI DATORII 72

SELECŢIE DE INFORMAŢII FINANCIARE ŞI OPERAŢIONALE 74

PREZENTAREA ŞI ANALIZA CONDUCERII ASUPRA SITUAŢIEI FINANCIARE ŞI REZULTATELOR OPERAŢIUNILOR 78

PREZENTAREA SECTORULUI DE ACTIVITATE ŞI PRINCIPALELE TENDINŢE 115

ACTIVITATEA SOCIETĂŢII 128

CONDUCEREA 189

ACŢIONARI 200

DESCRIEREA CAPITALULUI SOCIAL ŞI A STRUCTURII SOCIETĂŢII 201

TRANZACŢII CU PĂRŢILE AFILIATE 210

ASPECTE REFERITOARE LA REGLEMENTĂRI 211

REGIMUL FISCAL 240

SUBSCRIERE ŞI VÂNZARE 248

RESTRICŢII DE VÂNZARE ŞI TRANSFER 266

DECONTARE ŞI TRANSFER 275

TERMENII ŞI CONDIŢIILE OFERTEI 277

RECUNOAŞTEREA ŞI EXECUTAREA HOTĂRÂRILOR JUDECĂTOREŞTI PRONUNŢATE ÎN MATERIE CIVILĂ ŞI COMERCIALĂ 284

ASPECTE JURIDICE 286

AUDITORI INDEPENDENŢI 287

INFORMAŢII GENERALE 288

DEFINIŢII ŞI GLOSAR SELECTIV DE TERMENI 290

INDEX LA SITUAŢIILE FINANCIARE F-1

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ
ASF
APROBAT
ROMÂNIA

REZUMAT

Secţiunea A – Introducere şi atenţionări

A.1. Introducere

1.1 Denumirea şi numărul internaţional de identificare a valorilor mobiliare (ISIN)

Oferta cuprinde o ofertă de vânzare de până la 78.007.110 Acţiuni de către Acţionarul Vânzător. Tuturor Acţiunilor li s-a alocat codul ISIN RO4Q0Z5RO1B6.

1.2 Identitatea şi informaţiile de contact ale Emitentului, inclusiv Identificatorul de Persoană Juridică (LEI)

Emitentul este SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN HIDROCENTRALE „HIDROELECTRICA S.A.", o societate pe acţiuni organizată şi care îşi desfăşoară activitatea în conformitate cu legislaţia României, înfiinţată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înregistrată la Oficiul Registrului Comerţului de pe lângă Tribunalul Bucureşti cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 şi Identificatorul de Persoană Juridică (codul LEI) 78720011SRQX09PRB732, cu sediul social în România, Bucureşti, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15.

Numărul de telefon de la sediul social al Emitentului este +4 021.303.25.00, adresa sa de email este secretariat.general@hidroelectrica.ro şi pagina de internet este https://www.hidroelectrica.ro/.

1.3 Identitatea şi informaţiile de contact ale ofertanţilor

Acţionarul Vânzător: Fondul Proprietatea S.A., un fond de investiţii de tip închis destinat investitorilor de retail în conformitate cu Legea nr. 243/2019 privind reglementarea fondurilor de investiţii alternative, înregistrat la ASF şi aflat sub supravegherea acestei instituţii, este organizat şi funcţionează ca societate pe acţiuni în conformitate cu legislaţia României, înregistrat la Registrul Comerţului cu nr. J40/21901/2005, având codul unic de înregistrare 18253260 şi codul LEI 549300PVO1VWBFH3DO07, cu sediul social în strada Buzeşti nr. 76-80, etaj 7, Bucureşti 011017, România.

Numărul de telefon de la sediul social al Acţionarului Vânzător este +40 21 200 96 00, adresa de email este office@fondulproprietatea.ro şi pagina de internet este https://www.fondulproprietatea.ro.

Emitentul: SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A., o societate pe acţiuni organizată şi care îşi desfăşoară activitatea în conformitate cu legislaţia României, înfiinţată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înregistrată la Oficiul Registrului Comerţului de pe lângă Tribunalul Bucureşti cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 şi codul LEI 78720011SRQX09PRB732, cu sediul social în România, Bucureşti, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15.

Numărul de telefon de la sediul social al emitentului este +4 021.303.25.00, adresa de email este secretariat.general@hidroelectrica.ro şi pagina de internet este https://www.hidroelectrica.ro.

Hidroelectrica va solicita Admiterea la tranzacţionare a Acţiunilor sale pe piaţa reglementată administrată de Bursa de Valori Bucureşti.

1.4 Identitatea şi informaţiile de contact ale autorităţii competente care a aprobat Prospectul

Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF, cu sediul în Splaiul Independenţei nr. 15, Sector 5, cod poştal 050092, Bucureşti, România.

Numărul de fax al ASF este 021.659.60.51, numărul său de telefon este 021.659.64.36 şi adresa sa de email este office@asfromania.ro.

1.5 Data aprobării Prospectului

Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF la data de 22 iunie 2023.

A.2. Avertismente şi informaţii privind utilizarea ulterioară a Prospectului

Prezentul rezumat a fost elaborat în conformitate cu articolul 7 din Regulamentul privind Prospectul şi trebuie interpretat ca o introducere la Prospect. Orice decizie de a investi în Acţiunile Oferite ar trebui să se bazeze pe examinarea de către investitor a întregului Prospect. Investiţia în Acţiunile Oferite implică riscuri, iar investitorii îşi pot pierde integral sau parţial investiţia ca urmare a achiziţionării Acţiunilor Oferite. În situaţia în care se introduce o acţiune în faţa unei instanţe judecătoreşti cu privire la informaţiile cuprinse în Prospect, investitorul reclamant ar putea fi obligat, în temeiul legislaţiei naţionale, să suporte costurile aferente traducerii Prospectului înainte de iniţierea procedurilor judiciare. Răspunderea civilă în legătură cu prezentul rezumat, inclusiv cu orice traducere a acestuia, revine numai persoanelor care au prezentat rezumatul, dar numai în cazul în care rezumatul este înşelător,

APROBAT

este inexact sau contradictoriu în raport cu celelalte părți ale Prospectului sau în cazul în care nu oferă, în raport cu celelalte părți ale Prospectului, informații esențiale pentru a ajuta investitorii în luarea unei decizii de a investi în Acțiunile Oferite.

Secțiunea B – Informații esențiale privind Emitentul

B.1. Cine este Emitentul valorilor mobiliare?

a) Sediul, forma juridică, codul LEI, legislația care îi reglementează activitățile și țara de constituire

Emitentul este SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A., o societate pe acțiuni organizată și care își desfășoară activitatea în conformitate cu legislația României, înființată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 și codul LEI 78720011SRQX09PRB732, cu sediul social în România, București, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15.

Emitentul are o singură filială, S.S.H. Hidroserv S.A. („**Hidroserv**" și, împreună cu Societatea, „**Grupul**").

b) Activități principale

Emitentul este principalul producător de energie electrică din România în ceea ce privește cantitatea de energie produsă, un jucător important în domeniul hidroenergetic din Europa și principalul furnizor de servicii de sistem din România, cu un rol determinant în securitatea Sistemului Energetic Național. Emitentul vinde, de asemenea, energie electrică pe piețele de energie electrică angro și cu amănuntul din România.

Emitentul este singurul producător de energie electrică din sursă hidro din România care operează unități de producție dispecerizabile și unul dintre cei mai importanți jucători în domeniul hidroenergetic din Europa, generând 13,6 TWh din surse hidroelectrice în 2022, 16,9 TWh în 2021 și 15 TWh în 2020, toate reprezentând producția brută.

Potrivit actului constitutiv al Emitentului, domeniul său principal de activitate este cod CAEN 351 – „Producția, transportul și distribuția energiei electrice", în timp ce activitatea principală este cod CAEN 3511 – „Producția de energie electrică".

În ceea ce privește activele hidroenergetice, Emitentul deține și exploatează 182 de hidrocentrale, care sunt situate strategic în șapte locații/sucursale în România. Emitentul are, de asemenea, cinci stații de pompare, cu o capacitate instalată de 91,5 MW, ce contribuie la eficientizarea operațională în gospodărirea apei. În ceea ce privește activele sale eoliene, în anul 2021, Emitentul a achiziționat Crucea Wind Farm cu o putere instalată de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 de 3MW fiecare.

c) Acționarii principali, inclusiv dacă Emitentul este controlat în mod direct sau indirect și de către cine

La data prezentului Prospect, acționarii Emitentului sunt Statul Român prin Ministerul Energiei și Fondul Proprietatea S.A. Emitentul a emis exclusiv Acțiuni ordinare, care conferă drepturi de vot egale tuturor acționarilor Emitentului.

Tabelul de mai jos prezintă anumite informații referitoare la deținerea Acțiunilor înainte de Ofertă și dreptul de proprietate al acționarilor actuali asupra Acțiunilor imediat după finalizarea Ofertei, presupunând că toate Acțiunile sunt vândute în cadrul Ofertei și că fondurile aferente stabilizării nu sunt utilizate de Managerul de Stabilizare pentru a achiziționa Acțiuni de pe piață:

	Acțiuni deținute înainte de Ofertă		**Acțiuni deținute după Ofertă***	
Acționar	*(Număr)*	*%*	*(Număr)*	*%*
Statul român	360.094.390	80,06	360.094.390	80,06
Fondul Proprietatea S.A.	89.708.177	19,94	0	0
Altele (în circulație liberă)	—	—	89.708.177	19,94
Total	**449.802.567**	**100**	**449.802.567**	**100**

* *Sub rezerva închiderii cu succes a Ofertei (astfel cum este aceasta definită mai jos) și cu condiția ca toate Acțiunile Oferite (inclusiv Acțiunile Supra-alocate) să fie subscrise în mod valabil de către investitorii în Ofertă*

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA ASF APROBAT ROMANIA

d) Identitatea principalilor administratori

Societatea are o structură de administrare în sistem dualist, formată din consiliul de supraveghere („**Consiliul de Supraveghere**") și directorat („**Directoratul**"). În prezent Consiliul de Supraveghere al Societății este format din șase membri numiți prin hotărâre a adunării generale ordinare a acționarilor („**AGA**" sau „**Adunarea Generală a Acționarilor**"), poziția ocupată de cel de-al șaptelea membru numit fiind vacantată în urma demisiei. La data prezentului Prospect, membrii Consiliului de Supraveghere al Societății sunt următorii:

Nume	Funcție	Data expirării mandatului	Perioada în care persoana a deținut funcția/ postul
Mihai Liviu Mihalache	membru	28.03.2027	Februarie 2019 – prezent
Carmen Radu	membru	28.03.2027	Februarie 2019 – prezent
Karoly Borbely	membru	28.03.2027	Iulie 2017 – prezent
Silviu Răzvan Avram	membru	28.03.2027	Martie 2023 – prezent
George Marius Toniuc	membru	28.03.2027	Martie 2023 – prezent
Daniel Adrian Naftali	membru	28.03.2027	Ianuarie 2019 – prezent

Directoratul Societății este compus din cinci membri aleși de către Consiliul de Supraveghere, ca regulă, pe o perioadă de patru ani, dintre care un membru este numit de către Consiliul de Supraveghere drept președinte (Director General Executiv sau „**CEO**" al Societății). Membrii Directoratului Societății enumerați mai jos au fost desemnați la data de 7 aprilie 2023 pentru un mandat interimar care expiră la data care survine cel mai devreme dintre termenul de patru luni de la numire sau data la care sunt desemnați noi membri ai Directoratului în urma procesului de selecție inițiat[1] de Societate în conformitate cu procedura prevăzută de Ordonanța de Urgență a Guvernului 109/2011 („**OUG 109/2011**"):

Nume	Funcție
Bogdan-Nicolae Badea	CEO
Marian Bratu	COO
Răzvan-Ionuț Pataliu	CHRO
Andrei Dominic Gerea	CFO
Cristian Vlădoianu	CAO

e) Identitatea auditorului statutar

Auditorul statutar este KPMG Audit S.R.L., cu sediul social Șoseaua București-Ploiești nr. 89A, 013685, București, înregistrat la Registrul Comerțului cu nr. J40/4439/2000, cod unic de înregistrare RO12997279, înregistrat în Registrul public al auditorilor financiari cu numărul FA9 („**KPMG**").

B.2. Care sunt informațiile financiare esențiale referitoare la Emitent?

a) Selecție de informații esențiale istorice

Următoarele informații financiare selectate pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022, și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 au fost extrase din Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate, elaborate în conformitate cu IAS 34 Raportarea Financiară Interimară adoptată de Uniunea Europeană și Situațiile Financiare Consolidate Auditate, elaborate în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („**IFRS**") în forma adoptată de Uniunea Europeană („**IFRS-UE**"), respectiv:

[1] Procesul de selecție a fost inițiat prin decizia Consiliului de Supraveghere din data de 6 iunie 2023.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT

Extras din Contul de profit şi pierdere la nivel consolidat

(sume exprimate în milioane RON)	**Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie**		**Anul încheiat la 31 decembrie,**		
	2023	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
Venituri	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Profit din exploatare.....	1.984,7	1.546,5	5.208,4	3.755,7	1.874,0
Profitul net.....	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Rezultat pe acţiune					
Rezultat pe acţiune de bază şi diluat (RON).....	3,84	2,87	9,95	6,95	3,48

Extras din bilanţul la nivel consolidat

(sume exprimate în milioane)	**Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie**	**Anul încheiat la 31 decembrie,**		
	2023	**2022**	**2021**	**2020**
Total active.....	27.582,2	25.432,2	22.761,7	16.593,9
Total capitaluri proprii.....	23.321,0	21.586,9	19.183,5	14.510,3

Extras din situaţia fluxului de numerar la nivel consolidat

(sume exprimate în milioane)	**Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie**		**Anul încheiat la 31 decembrie,**		
	2023	**2022**	**2022**	**2022**	**2020**
Numerar generat din activităţi de exploatare.....	1.213,3	1.232,0	5.166,2	4.725,0	2.731,5
Numerar net din activitatea de exploatare	1.210,5	1.231,5	4.235,3	4.047,5	2.276,7
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii.....	(613,4)	(1.930,0)	(750,9)	(1.541,9)	(91,0)
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare:.....	(24,7)	(24,3)	(3.928,6)	(1.755,5)	(2.053,8)
Creşterea/(descreşterea) netă a numerarului şi echivalentelor de numerar	572,4	(722,8)	(444,2)	750,0	131,9
Numerar şi echivalent de numerar la începutul perioadei.....	660,7	1.104,9	1.104,9	354,8	223,0
Numerar şi echivalent de numerar la sfârşit de perioadă	1.233,2	382,1	660,7	1.104,9	354,8

b) Scurtă descriere a oricăror calificări din raportul de audit referitoare la informaţiile financiare istorice

Niciuna dintre situaţiile financiare ale Emitentului referitoare la informaţiile istorice pentru anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020 şi cele la data de şi pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, prezentate în acest Prospect, nu au făcut obiectul unor rezerve în rapoartele respective ale auditorilor. Rapoartele auditorilor referitoare la situaţiile financiare consolidate pentru anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020 includ un paragraf privind evidentierea unor aspecte, care face referire la baza intocmirii situatiilor financiare consolidate în legatura cu oferta publica initiala. Paragraful care se referă la evidenţierea unor aspecte astfel cum a fost extras din situaţiile financiare consolidate este prezentat mai jos:

„Atragem atenţia asupra Notei 2 din situaţiile financiare consolidate anexate, care prezinta faptul că situaţiile financiare consolidate au fost întocmite în legătură cu oferta publica a acţiunilor Societatii la Bursa de Valori Bucureşti. După cum este descris în Nota 2, Grupul a publicat de asemenea situaţii financiare consolidate la data

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ APROBAT

si pentru fiecare dintre anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020 întocmite în conformitate cu un alt cadru de raportare cu scop general (Ordinul Ministrului Finanţelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare), care reprezintă situaţiile sale financiare statutare. Opinia noastră nu este modificată în legătură cu acest aspect."

B.3. Care sunt principalele riscuri specifice emitentului?

Riscuri referitoare la activitatea Grupului şi industria în care acesta activează

Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenţie a Guvernului pe piaţa energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative şi negative asupra activităţii Grupului. Producţia şi furnizarea de energie electrică de către Grup fac obiectul unor licenţe emise de Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei („**ANRE**") şi reglementate la scară largă. De exemplu: (i) producătorii de energie electrică sunt obligaţi să vândă o parte din electricitatea lor produsă pe pieţele angro operate de operatorul pieţei de energie electrică şi gaze naturale din România – OPCOM S.A. („**OPCOM**"); (ii) abilitatea producătorilor de energie electrică de a încheia contracte bilaterale negociate de vânzare a energiei electrice cu terţi pe piaţa angro e supusă anumitor restricţii; (iii) producătorii de energie electrică pot fi obligaţi să vândă energie electrică ţărilor vecine, în condiţii specifice (de ex. Republica Moldova în 2022); (iv) producătorii de energie hidroelectrică sunt obligaţi să plătească tarife pentru apa folosită de centralele hidroelectrice pentru generarea de energie electrică; (v) preţurile energiei electrice furnizate consumatorilor finali sunt supuse unor reglementări privind plafonarea preţurilor iar (vi) drepturile şi obligaţiile producătorilor şi furnizorilor de energie electrică în legătură cu certificatele verzi sunt supuse unui nivel ridicat de reglementare. Deciziile Guvernului şi ale autorităţilor de reglementare cu privire la producţia şi furnizarea de energie electrică şi, în special, la preţurile autorizate pentru cumpărarea şi vânzarea de energie electrică pot afecta veniturile Grupului. De exemplu, liberalizarea pieţei de furnizare a energiei electrice din România a început în 2014, ultima etapă având loc în luna ianuarie 2021, când a fost liberalizată piaţa de furnizare pentru utilizatorii casnici (ceea ce înseamnă că tarifele de furnizare a energiei electrice au fost liberalizate pentru utilizatorii casnici). Cu toate acestea, din cauza volatilităţii pieţei din anul 2022, Guvernul României a introdus ulterior plafoane temporare ale preţurilor energiei electrice şi alte măsuri pentru a controla preţurile energiei electrice la consumatorii finali pentru anumite categorii de consumatori, incluzând plafonarea preţului, în cazul consumatorilor casnici, în prezent stabilită între 0,68 RON/kWh şi 1,3 RON/kWh, precum şi plafonarea preţului pentru consumatorii noncasnici, în prezent stabilită între 1 RON/kWh şi 1,3 RON/kWh. Prin urmare, clienţii Societăţii din portofoliul de furnizare vor plăti valoarea mai mică dintre preţul stabilit în contractul cu Societatea şi plafonul prevăzut de lege. În plus, în noiembrie 2022, achiziţia centralizată a energiei electrice prin mecanismul de achiziţie centralizată de energie electrică („**MACEE**") a OPCOM a fost introdusă ca o măsură extraordinară, aplicabilă, în perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 producătorilor cu capacităţi energetice cu o putere instalată egală sau mai mare de 10 MW şi care au fost puse în funcţiune înainte de 1 aprilie 2022. Conform MACEE, Societatea este în prezent obligată să vândă către OPCOM, în calitate de achizitor unic, la un preţ fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantităţile sale estimate anuale de energie disponibilă, astfel cum acestea au fost aprobate de Transelectrica şi comunicate către ANRE; şi (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. Pentru a calcula energia disponibilă, Societatea scade din cantităţile prognozate de energie: (i) cantităţile de energie care fac obiectul contractelor de vânzare angro şi cu amănuntul în vigoare la data de 11 noiembrie 2022; (ii) cantitatea prognozată de energie necesară pentru echilibrare; şi (iii) energia electrică produsă de active hidraulice cu o putere instalată mai mică de 10 MW şi energia electrică produsă de capacităţile eoliene.

Începând cu data de 1 septembrie 2022 şi până la data de 31 martie 2025, producătorii de energie electrică au obligaţia de a contribui la Fondul de Tranziţie Energetică cu o cantitate de 100% din preţul mediu net lunar de vânzare ce depăşeşte 450 RON/MWh. Contribuţia nu se aplică în cazul capacităţilor de producere a energiei electrice puse în funcţiune după data de 1 aprilie 2022, şi societăţilor de furnizare a energiei termice care produc energie electrică în cogenerare. Reglementările naţionale ale României se bazează pe reglementarea Uniunii Europene. Orice modificare semnificativă în reglementările Uniunii Europene ar putea produce schimbări ale reglementărilor naţionale ale României. Acestea şi alte modificări ale reglementărilor sau ale politicilor guvernamentale pot avea un impact semnificativ negativ asupra perspectivelor, activităţii, poziţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului, iar Grupul poate avea posibilităţi limitate pentru a contesta astfel de modificări.

Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare

Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu proiectele sale hidroenergetice care se află în prezent în diverse etape de execuţie, fiind expuse unor riscuri juridice, de dezvoltare şi de execuţie. Planul de investiţii al Societăţii până în 2027 include proiecte hidroenergetice care în prezent se află în diferite stadii de execuţie, cu o putere instalată totală estimată de 206 MW şi o producţie medie anuală estimată de 700 GWh/an. Nu poate exista nicio garanţie că planul de dezvoltare al Grupului va fi realizat sau, dacă va fi realizat, va avea rezultatul planificat. Proiectele pot fi încetate sau suspendate, iar obiectul şi calendarul unui proiect se pot modifica. De exemplu, dezvoltarea sau finalizarea de noi capacităţi de producţie

APROBAT

hidroenergetică poate fi supusă mai multor riscuri, precum: (i) întârzieri în obținerea hotărârilor de Guvern necesare pentru anumite proiecte (de exemplu, pentru aprobarea indicatorilor tehnico-economici sau a coridoarelor de expropriere aferente centralelor hidroelectrice și/sau liniilor electrice, printre altele din cauza statutului juridic neclar al dreptului de proprietate asupra anumitor bunuri imobiliare ale autorităților locale); (ii) eșecuri sau întârzieri în obținerea autorizațiilor necesare ca urmare a desemnării ca zone naturale protejate a unor amplasamente aferente unor investiții în curs de desfășurare după inițierea acestora (așa cum s-a întâmplat în cazul amenajărilor hidroenergetice Bumbești-Livezeni, Cerna-Belareca, Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig, Cerna-Motru-Tismana, după ce acestea au fost incluse în zona naturală protejată Natura 2000); (iii) costuri majorate și întârzieri ale lucrărilor de construcții ca urmare a unor modificări ale legislației incidente, apărute după inițierea investițiilor (de exemplu, modificări ale cerințelor de mediu care atrag necesitatea de a actualiza acorduri de mediu deja emise sau de a elabora noi studii de evaluare a impactului asupra mediului); (iv) diminuarea parametrilor de producție calculați în faza de proiectare inițială, din cauza unor modificări ale legislației de mediu care reglementează metodologia de stabilire a debitului de servitute (a se vedea *„Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent"*), care include componenta debitului ecologic care este debitul de apă necesar pentru a proteja ecosistemul acvatic; (v) întârzieri cauzate de procesele de achiziții publice îndelungate și complexe care sunt necesare pentru contractarea de servicii de la terți; (vi) întârzieri și majorări ale costurilor ca urmare a disputelor cu contractanți sau subcontractanți sau dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți furnizori de servicii, dintre care unii se află în procedură de insolvență (cum ar fi Hidroconstrucția S.A., Romelectro S. A., filiala Societății – Hidroserv, UCM Reșița S.A.) și procedură de faliment (cum este ISPH Project Development S.A.); (vii) deficit de forță de muncă; și (viii) majorarea prețurilor globale ale materiilor prime și lipsa sau creșterea a costurilor materialelor de construcții. De exemplu, în cazul centralelor hidroelectrice (**„centrală hidroelectrică"**, **„hidrocentrală"** sau **„CHE"**) Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig și Bistrița-Poiana Mărului, Societatea a contractat serviciile Hidroconstrucția S.A. (în prezent aflată în procedură de insolvență), care pretinde o majorare cu aproximativ 90% a prețului aferent restului de lucrări propuse pentru 2023 și ar putea decide suspendarea sau rezilierea contractelor încheiate cu Societatea. Rezilierea contractelor încheiate cu Hidroconstrucția S.A. poate atrage suspendarea lucrărilor la CHE menționate anterior pentru o perioadă estimată de 12 luni până la desemnarea unui nou contractant. În același timp, beneficiile pe care Societatea se așteaptă să le obțină în urma investițiilor planificate în instalațiile hidroelectrice ar putea să difere în mod semnificativ de prognozele sale. Punerea în aplicare a planului de dezvoltare al Grupului poate fi mai costisitoare, mai consumatoare de timp și de resurse decât s-a anticipat și poate exercita o presiune considerabilă asupra proceselor și capacităților interne ale Grupului. În cazul în care Societatea nu reușește să gestioneze aceste schimbări în mod eficient, este posibil să nu poată profita de oportunitățile de pe piață și să nu își execute cu succes strategia de afaceri.

În același timp, beneficiile pe care Societatea se așteaptă să le obțină în urma investițiilor planificate în instalațiile hidroelectrice ar putea să difere în mod semnificativ de prognozele sale. Punerea în aplicare a planului de dezvoltare al Grupului poate fi mai costisitoare, mai consumatoare de timp și de resurse decât s-a anticipat și poate exercita o presiune considerabilă asupra proceselor și capacităților interne ale Grupului. În cazul în care Societatea nu reușește să gestioneze aceste schimbări în mod eficient, este posibil să nu poată profita de oportunitățile de pe piață și să nu își execute cu succes strategia de afaceri.

Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu dezvoltarea sau achiziționarea de noi proiecte de energie verde sau alte ținte M&A. Dacă sunt realizate, este posibil ca aceste proiecte să nu obțină rezultatele așteptate și să expună Grupul la riscuri specifice achizițiilor și dezvoltării și exploatării proiectelor de producție a energiei regenerabile, precum și la creșterea costurilor de exploatare. Planul de dezvoltare al Grupului include și dezvoltarea portofoliului său de producție a energiei prin achiziționarea de capacități noi în domeniul energiei verzi, în special parcuri eoliene onshore și offshore și parcuri fotovoltaice. Concurența în cadrul procedurilor de oferte competitive s-a intensificat semnificativ în ultimii ani, situație în care Societatea trebuie de multe ori să acționeze rapid pentru a valorifica oportunitățile. Acest lucru s-ar putea dovedi dificil de realizat, având în vedere faptul că Societatea face obiectul unor reguli de achiziții publice stricte și uneori rigide prevăzute în Legea 99/2016 privind achizițiile sectoriale, care ar putea afecta capacitatea Societății de a reacționa în timp util la noi oportunități. Totodată, este posibil ca Grupul să nu poată identifica astfel de oportunități tranzacționale adecvate sau, în cazul în care le identifică, nu poate exista nicio garanție că astfel de tranzacții vor avea succes sau că Grupul va putea să le finalizeze în termene și condiții acceptabile pentru acesta. Este posibil să dureze ani până ce proiectele devin operaționale, interval de timp în care sunt supuse la o serie de riscuri de execuție, operaționale, juridice și de altă natură, precum: (a) o incapacitate de a găsi un contractant sau un subcontractant adecvat, fie la începutul unui proiect, fie ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat inclusiv din cauza unor procese de achiziții publice îndelungate și complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) incapacitatea de a finaliza un proces de achiziții publice din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziții publice și la întârzieri semnificative în semnarea contractelor necesare sau impunerea actualizării valorii investiției și, în consecință,

reaprobarea proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanții sau subcontractanții aleşi a proiectelor sau a unor părți de proiecte, în conformitate cu specificațiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanții selectați nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eşecuri sau întârzieri în obținerea sau reînnoirea oricăror autorizații şi avize de construire necesare, a aprobărilor de mediu şi de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți prestatori de servicii; (f) lipsa sau creşterea costurilor materialelor de construcții şi majorarea prețurilor globale ale materiilor prime; (g) lipsa sau majorarea costurilor echipamentelor, în special în ceea ce priveşte turbinele şi generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanții sau subcontractanții, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achizițiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflației sau a deficitului de echipamente importante, ca urmare a cererii crescute.

Capacitatea Grupului de a integra şi gestiona în mod eficient activitățile achiziționate ca parte a dezvoltării sale viitoare depinde de mai mulți factori, printre care se numără dimensiunea activităților achiziționate, calitatea conducerii acestora, natura şi amplasamentul geografic ale operațiunilor acestora şi complexitatea rezultată din integrarea operațiunilor acestora. Grupul ar putea să se confrunte cu dificultăți semnificative neprevăzute în executarea potențialelor tranzacții, precum o creştere a necesarului de timp de gestionare şi costuri de integrare mai mari sau riscuri neprevăzute de procesul de analiză (*due diligence*). Prin urmare, nu există nicio garanție că o achiziție viitoare va oferi beneficii suficiente pentru a justifica cheltuielile suportate de Grup. Strategia Grupului de a continua să se extindă prin creştere organica şi anorganică prin dobândirea de capacități de producție a energiei regenerabile prin instalații eoliene şi solare îl expune la riscuri specifice achiziției, dezvoltării şi operării proiectelor de generare a energiei regenerabile, precum: (i) imposibilitatea de a identifica şi concretiza oportunități adecvate de achiziție şi dezvoltare; (ii) imposibilitatea de a obține sau confruntarea cu întârzieri în obținerea licențelor şi autorizațiilor necesare în cazul proiectelor (precum autorizații şi avize de construire, acorduri/avize de mediu şi avize de gospodărire a apelor), în special obținerea autorizațiilor de racordare la rețea şi încheierea contractelor de racordare la rețea, care ar putea să presupună obligații de investiții semnificative din cauza stării precare a rețelei; (iii) riscuri de construcție care rezultă din proiectele de dezvoltare, în special din perspectivă tehnică în raport cu termenele fazelor de construcție, care ar putea provoca o majorare a costurilor sau întârzieri în începerea producției de electricitate, inclusiv, de exemplu, riscul ca echipamentele şi forța de muncă necesare să nu fie disponibile în cantități suficiente pentru a satisface necesarul Grupului, fie din cauza fluctuațiilor pieței în ceea ce priveşte cererea de echipamente sau forța de muncă, costurile şi disponibilitatea echipamentelor specifice, din cauza neîndeplinirii de către un contractant a obligațiilor de executare a serviciilor contractate sau din alte motive; (iv) evaluări ale randamentului de producție în cazul proiectelor de energie regenerabilă care nu reflectă rezultatele efectiv obținute; (v) ineficiență în ocuparea posturilor şi gestionarea operațiunilor extinse ale Grupului şi confruntarea cu dificultăți neprevăzute în integrarea echipelor de conducere existente şi a operațiunilor, în special în noi sectoare de piață în care Grupul are experiență mai redusă; (vi) imposibilitatea de a ține pasul cu schimbările tehnologice din sectorul energiei regenerabile, care înregistrează un ritm de evoluție rapid; (vii) intensificarea concurenței pe piața energiei verzi, şi (viii) schimbarea mediului de reglementare şi a designului pieței din România şi din UE în general.

Apariția oricăruia sau a tuturor acestor factori poate avea drept consecință o diminuare a calității serviciilor, o reducere a volumului de energie electrică produsă sau furnizată, având drept rezultat diminuarea profitabilității, ceea ce, la rândul său, poate să afecteze semnificativ negativ perspectivele, activitatea, poziția financiară şi rezultatele operațiunilor Grupului.

Retehnologizarea şi modernizarea instalațiilor hidroenergetice ale Grupului sunt expuse unor riscuri de dezvoltare şi juridice. Majoritatea capacităților hidroenergetice (echipamente şi instalații) ale Grupului au fost puse în funcțiune între anii 1960 şi 1990. După anul 2000, au fost retehnologizate şi modernizate centralele electrice care produc un volum semnificativ de MW (precum Porțile de Fier I, Porțile de Fier II, 5 centrale electrice pe segmentul inferior al râului Olt şi centrala electrică Lotru Ciunget), în timp ce au fost puse în funcțiune unități de producție suplimentare cu o putere de numai 171 MW, corespunzând centralelor hidroelectrice Poiana Teiului, Movileni, Râul Alb, Subcetate, Plopi, Cometu, Robeşti, Bretea şi Racovița). Planurile de afaceri actuale ale Grupului includ retehnologizarea şi modernizarea a aproximativ 1,1 GW de putere instalată în centrale hidroelectrice până în anul 2030. Este posibil să dureze mai mulți ani înainte ca aceste proiecte să devină operaționale, interval de timp în care sunt expuse la o serie de riscuri de construcție, operaționale, juridice şi de altă natură, precum: (a) imposibilitatea de a găsi un contractant sau un subcontractant potrivit, fie la începutul unui proiect (spre exemplu, în cazul CHE Arceşti, CHE Remeti şi CHE Vaduri, procedurile de achiziție publică nu au fost atribuite din cauza incapacității UCM Reşița S.A. şi Hidroserv de a depune o ofertă corespunzătoare sau de a se încadra în buget), fie ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat, inclusiv din cauza unor procese de achiziții publice îndelungate şi complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) imposibilitatea de a finaliza un proces de achiziții publice din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziții publice şi la întârzieri semnificative în semnarea contractelor

necesare sau impune actualizarea valorii investiţiei şi, în consecinţă, reaprobarea proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanţii sau subcontractanţii selectaţi a proiectelor sau a unor părţi de proiecte, în conformitate cu specificaţiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanţii selectaţi nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eşecuri sau întârzieri în obţinerea sau reînnoirea oricăror autorizaţii şi avize de construire necesare şi a aprobărilor de mediu şi de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependenţa de un număr limitat de contractanţi, arhitecţi, ingineri sau alţi prestatori de servicii, dintre care unii se află în insolvenţă (cum ar fi Romelectro S. A., UCM Reşiţa S.A. şi filiala Societăţii – Hidroserv) şi proceduri de faliment (cum ar fi ISPH Project Development S.A.) şi care, prin urmare, ar putea să nu aibă capacitatea deplină de a presta serviciile necesare Grupului; (f) lipsa sau creşterea costurilor sau majorarea preţurilor globale ale materiilor prime; (g) lipsa sau majorarea costurilor echipamentelor, în special în ceea ce priveşte turbinele şi generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanţii sau subcontractanţii, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achiziţiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflaţiei sau a deficitului de echipamente importante ca urmare a cererii crescute; sau (k) oprirea funcţionării întregii CHE sau a unor părţi din aceasta pe durata retehnologizării/modernizării, care poate avea o influenţă notabilă asupra producţiei de energie electrică a Societăţii. De exemplu, în cazul CHE Stejaru, contractul a fost reziliat de contractantul Romelectro, ceea ce a făcut ca hidroagregatul nr. 5 să rămână nefinalizat şi indisponibil, perioada de execuţie fiind astfel prelungită. În acelaşi timp, nereuşita procedurilor de achiziţii aferente CHE Râul Mare Retezat şi Brădişor atrage necesitatea revizuirii bugetului obiectivelor de investiţie (însemnând că preţurile sunt actualizate la nivelul pieţei, ceea ce poate avea drept consecinţă necesitatea reluării procesului de aprobare). În plus, în cazul în care Societatea urmează să se confrunte în continuare cu dificultăţi în contractarea cu participanţii tradiţionali de pe piaţă, precum UCM Reşiţa S.A. şi Hidroserv, sau în cazul în care unii dintre aceştia încetează să mai presteze servicii din cauza intrării în faliment, Grupul ar putea să se confrunte cu întârzieri şi costuri majorate sau ar putea chiar să fie nevoit să îşi schimbe strategia de modernizare a activelor prin modificarea soluţiilor tehnice şi implementarea de noi concepte. Acest lucru va prelungi nu numai timpul necesar pentru promovarea şi aprobarea indicatorilor tehnico-economici, dar şi durata procesului de achiziţii publice şi va majora valoarea investiţiilor aferente. Apariţia unuia sau a mai multora dintre aceste evenimente poate impacta negativ capacitatea Grupului de a finaliza actualele sau viitoarele proiecte de retehnologizare sau modernizare conform calendarului sau în limitele bugetului, ceea ce ar putea avea drept consecinţă un efect negativ semnificativ asupra activităţii, situaţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului.

Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi finanţeze planul de dezvoltare. Grupul intenţionează să îşi finanţeze planul de dezvoltare prin generarea de fluxuri de numerar la nivel intern şi prin finanţări externe. Este posibil ca termenii şi condiţiile în baza cărora ar putea fi puse la dispoziţia Grupului viitoare fonduri sau finanţări să nu fie acceptabile sau ca fondurile sau finanţările să nu fie disponibile deloc Grupului, din cauza condiţiilor economice şi ale pieţelor de capital, a încrederii investitorilor, a performanţelor comerciale ale Grupului, a evoluţiilor politice şi legislative sau disponibilităţii creditării din partea băncilor şi a altor creditori etc. Totodată, dacă sunt atrase fonduri pe un termen mai lung, este posibil ca gradul de îndatorare al Societăţii să crească şi ca aceasta să fie supusă unor clauze şi indicatori financiari suplimentari sau mai restrictivi, precum şi unor costuri suplimentare pentru serviciul datoriei. Dacă sunt atrase fonduri suplimentare prin emiterea de noi Acţiuni, participaţiile existente ar putea fi diluate. Incapacitatea Societăţii pe termen lung de a obţine finanţare externă suficientă în aceste scopuri ar putea să aibă efecte adverse asupra capacităţii sale de a îşi pune în aplicare planul de dezvoltare, de a îşi extinde sau menţine activitatea şi de a îşi îndeplini obiectivele de producţie. Indisponibilitatea unei astfel de finanţări ar putea avea drept consecinţă înregistrarea de costuri neprevăzute pentru Societate ca, de exemplu, costuri de conservare a lucrărilor de construcţie aflate în execuţie, costuri pentru îndeplinirea obligaţiilor de mediu şi costuri rezultate din ineficienţa anumitor instalaţii hidroelectrice şi întârzieri în legătură cu implementarea programelor sale de investiţii. Aceşti factori ar putea avea efecte negative semnificative asupra perspectivelor comerciale, situaţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Societăţii.

Producţia de energie electrică de către Grup şi cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condiţiilor climatice care ar putea să fie independente de voinţa Grupului. Totodată, schimbările climatice şi episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producţie ale Grupului (puse în funcţiune şi planificate a fi puse în funcţiune). Producţia de energie electrică a Grupului depinde în mare măsură de resurse naturale, precum ninsoare, ploaie, lumina solară sau intensitatea şi viteza vântului şi, cu toate că Grupul îşi planifică proiectele şi operaţiunile deja funcţionale pe baza unor studii hidrologice şi modele meteorologice istorice, aceşti factori sunt independenţi de voinţa sa şi pot varia semnificativ în timp. Performanţa centralelor hidroelectrice ale Grupului în generarea electricităţii depinde de debitele de apă, debite ce variază în fiecare an şi sunt supuse unor factori precum precipitaţii, viteza de topire a zăpezii şi modificările sezoniere. Nu poate exista nicio garanţie că afluxurile de apă la centralele hidroelectrice ale Grupul vor corespunde ipotezelor operaţionale ale acestuia sau că condiţiile climatice şi de mediu nu se vor modifica

semnificativ comparativ cu condițiile prevalente de la momentul în care au fost formulate ipotezele operaționale ale Grupului. În cazul apariției unor condiții meteorologice nefavorabile, în special pe o perioadă lungă, cum ar fi vremea neobișnuit de caldă, acestea ar avea un impact negativ asupra generării de electricitate și implicit a profitabilității proiectelor afectate. De exemplu, în anul 2022, România s-a confruntat cu o secetă severă care a afectat producția Grupului de electricitate cu un nivel brut al producției hidroenergetice de 13,6 TWh în acel an, reprezentând o diminuare cu aproximativ 14,5% a producției din astfel de active comparativ cu producția medie anuală de energie hidroelectrică de 15,9 TWh din intervalul celor 10 ani anteriori.

Producția de energie electrică a Grupului din parcurile eoliene și dezvoltarea sau achiziția viitoare de capacități eoliene și solare depinde de fluctuațiile condițiilor eoliene și solare. Previziunile pe termen lung în legătură cu aceste condiții sunt supuse incertitudinilor, printre motive numărându-se amplasamentul echipamentelor de măsurare a vântului, volumul de date disponibile, metodele de extrapolare și prognoză utilizate în estimarea vitezei vântului, radiațiile solare și diferențele de condiții atmosferice și erorile în măsurătorile meteorologice. În plus, chiar dacă condițiile de vânt sau solare reale din parcul eolian sau la capacitățile solare sunt în concordanță cu previziunile pe termen lung ale Grupului, condițiile de vânt pe o perioadă scurtă de timp se pot abate substanțial de la media pe termen lung din cauza fluctuațiilor naturale ale vântului sau radiația solară se poate modifica, provocând o volatilitate semnificativă pe termen scurt în ceea ce privește performanța capacităților eoliene și solare ale Grupului. Activitatea Grupului este supusă fluctuațiilor sezoniere de temperatură. Producția de energie electrică a Grupului este de obicei cea mai scăzută în septembrie din cauza anumitor factori, printre care se numără dependența de debitele de apă ale râurilor și cursurilor de apă, limitările care decurg din regulamentele de funcționare, întreruperile sau programul de iarnă. În baza datelor statistice, cel mai mare aflux de apă se înregistrează în general în lunile martie, aprilie, mai și iunie datorită topirii zăpezii. Acest lucru conduce la o producție de energie electrică mai mare a Grupului în aceste luni decât în celelalte perioade ale anului.

Consumul de energie electrică este, de asemenea, sezonier și este afectat în principal de condițiile meteorologice. În România, consumul de energie electrică este, în general, mai mare în timpul lunilor de iarnă și de vară. În consecință, Grupul înregistrează, de obicei, o cerere mai mare în perioada noiembrie-februarie și iulie-august, în principal ca urmare a utilizării echipamentelor de încălzire și, respectiv, a aerului condiționat. În schimb, în general, Grupul înregistrează o cerere mai mică primăvara și toamna. Ca urmare a acestor modele sezoniere, vânzările și rezultatele operațiunilor Grupului sunt mai mari în primul semestru și mai mici în al doilea semestru în orice an. În cazul în care Grupul nu reușește să obțină venituri la nivelurile preconizate pe durata perioadelor în care instalațiile sale de producție funcționează la capacitate maximă, este posibil să nu poată să compenseze pierderea de venituri din perioadele în care cererea de energie electrică este redusă. Dacă Grupul nu poate să anticipeze sau să găsească o soluție pentru aceste fluctuații în producția și cererea de energie electrică, activitatea, situația financiară, rezultatele operațiunilor și perspectivele acestuia ar putea fi afectate semnificativ, iar situația sa financiară și rezultatele operațiunilor pot înregistra variații semnificative de la un an la altul. În măsura în care schimbările climatice provoacă variații ale temperaturilor, ale resurselor eoliene și ale condițiilor meteorologice, aceste variații pot conduce la o creștere a persistenței medii a stratului de nori sau a intensității sau a frecvenței evenimentelor meteorologice extreme. Prin urmare, schimbările climatice pot, de asemenea, să aibă un efect negativ asupra centralelor hidroelectrice ale Grupului sau pot provoca avarii turbinelor eoliene ale acestuia. Condițiile meteorologice extreme pot provoca avarii sau defecțiuni ale echipamentelor Grupului, ca, de exemplu, scurgeri la instalațiile hidroelectrice sau avarii la turbinele sale eoliene din cauza intensității puternice a vântului, printre altele. În cazul în care oricare dintre condițiile hidrologice și climatice menționate mai sus fluctuează semnificativ sau se abat de la ipotezele operaționale ale Grupului, producția de energie electrică a Grupului și cererea pentru furnizarea acesteia ar putea fi afectate, ceea ce, la rândul său, ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Rezultatele operațiunilor Grupului pot fi afectate de fluctuațiile prețului energiei electrice. Veniturile și marjele Grupului în activitățile sale sunt expuse la fluctuațiile prețurilor energiei electrice pe piețele angro și cu amănuntul. Prețurile energiei electrice sunt stabilite în funcție de cererea de energie electrică din partea consumatorilor finali, de furnizarea de energie electrică de la activele de producție conectate la rețea, precum și de capacitatea de interconectare cu țările vecine și de situația pieței din acestea. În cazurile în care Societatea alege să vândă pe piața liberă, aceasta își asumă expunerea astfel rezultată la fluctuațiile de preț de pe piața energiei electrice. Prețurile de piață ale energiei electrice au cunoscut adesea perioade de volatilitate, de exemplu, între 2020 și 2022, pandemia de COVID-19 a dus la o scădere a consumului și a prețurilor energiei electrice, în timp ce războiul din Ucraina a dus la o creștere a prețurilor energiei pe fondul crizei provocate de creșterea prețurilor la gazele rusești. Astfel de prețuri depind de o serie *de factori*, inclusiv, dar nu exclusiv, nivelul cererii, momentul zilei, prețurile carbonului (European Union Allowances sau EUA), disponibilitatea și costul capacității de generare disponibile pentru a satisface cererea, precum și structura piețelor specifice (inclusiv regulile care stabilesc ordinea în care este distribuită capacitatea de generare și factorii care afectează volumul de energie electrică care poate fi gestionat de infrastructura de transport disponibilă la un moment dat, inclusiv diferite tipuri de modele de piață care se pot schimba semnificativ în viitor.) Prețurile la care energia produsă de Grup este vândută pe piață depind în parte de

costul relativ, de eficiența și de investițiile necesare pentru dezvoltarea și exploatarea surselor de energie. O scădere a costurilor altor surse de energie electrică, cum ar fi combustibilii fosili sau energia nucleară, ar putea reduce prețul energiei electrice. O cantitate semnificativă de noi capacități de generare a energiei electrice care devin disponibile ar putea, de asemenea, reduce prețul energiei electrice. Creșterea simultană a capacităților solare și eoliene de electricitate în perioadele de disponibilitate înaltă a resurselor poate conduce la o scădere a prețurilor energiei electrice. În același timp, modificări mai ample ale reglementărilor privind piața de tranzacționare a energiei electrice, cum sunt OUG 119/2022 și OUG 153/2022, ambele aplicabile până la 31 martie 2025, au avut, de asemenea, un impact asupra prețurilor energiei electrice, impunând Societății să vândă prin intermediul MACEE la prețul fix de 450 RON/MWh o anumită cantitate de energie produsă. Cererea de energie electrică este supusă unei serii de alți factori asupra cărora Grupul nu are niciun control, inclusiv evoluțiile economice și politice din România (și din afara României), care fluctuează în funcție de ciclurile economice, cererea consumatorilor, condițiile climatice și caracterul sezonier. De exemplu, pandemia de COVID-19 a cauzat o scădere a cererii de energie electrică de la 55,15 TWh în 2019 la 53,59 TWh în 2020. O scădere a prețurilor de piață la energia electrică ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Grupul face obiectul unor reglementări tot mai stricte și complexe în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor și poate fi expus la obligații semnificative în cazul oricărei nerespectări a respectivelor reglementări. Producția de energie poate cauza daune mediului înconjurător, cum ar fi poluarea accidentală a apelor cu produse petroliere, impactul negativ asupra factorilor de mediu și pierderile de energie ca urmare a obligației de asigurare a debitului ecologic. Astfel, având în vedere riscurile specifice producției de energie, Grupul face obiectul numeroaselor legi și reglementări internaționale, naționale și locale în materie de mediu, care devin din ce în ce mai împovărătoare. Grupul are obligația de a îndeplini numeroase condiții de operare și monitorizare pentru protecția mediului cum ar fi: monitorizarea variației nivelului apei din lacurile de acumulare, monitorizarea nivelului de zgomot la limita amplasamentului, monitorizarea volumelor de apă uzinată, prevenirea pierderilor accidentale de produse petroliere, monitorizarea si protejarea biodiversității în amenajările situate în arii naturale protejate, monitorizarea impactului asupra mediului a activităților din parcurile eoliene, inclusiv emisiile de zgomot și impactul asupra faunei, curățarea suprafeței luciului apelor. Prezența ariilor naturale protejate, precum siturile Natura 2000, pe suprafața sau în vecinătatea locațiilor amenajărilor existente sau ale noilor dezvoltări ale Societății, poate avea un impact semnificativ atât asupra activității actuale, cât și asupra dezvoltării de noi proiecte de investiții sau retehnologizare ale Societății, crescând complexitatea procesului de obținere a acordurilor, avizelor și autorizațiilor de mediu relevante, deoarece trebuie efectuate evaluări complexe ale impactului asupra mediului.

Grupul este un utilizator major al resurselor naționale de apă și trebuie să respecte legile și reglementările aplicabile utilizării apei în scopul producerii de energie electrică. Grupul este obligat să își desfășoare activitățile în conformitate cu autorizațiile de gospodărire a apelor emise de autoritățile competente. Este posibil ca aceste reglementări să nu prevadă întotdeauna cerințe clare pentru respectarea acestora și uneori pot fi ambigue, rezultând într-o potențială încălcare de către Grup. De exemplu, prevederi legale neclare legate de curățarea suprafeței luciului de apă au fost interpretate de unele autorități și/sau instanțe de judecată în sensul că Societatea are obligația de a curăța plutitorii aduși de afluenți pe toată suprafața lacului, și nu doar în zona frontului de retenție, aplicând amenzi Societății pe baza acestei interpretări. În plus, aducerea continuă de plutitori de către afluenți, în urma averselor de ploaie, este un fenomen care nu poate fi ținut sub control de către Societate în timp real, expunând Societatea unei potențiale răspunderi în perioada de timp necesară curățării plutitorilor aduși de afluenți după o ploaie (cum a fost cazul unei amenzi în valoare de 180.000 RON aplicată Societății în august 2021, la lacul de acumulare și barajul Izvorul Muntelui). Recent obligația Societății de a curăța luciul întregii suprafețe a lacului de acumulare a fost introdusă în mod expres în autorizațiile de gospodărire a apei. De asemenea, Legea 107/1996 este neclară cu privire la prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apelor, care nu prevede un termen limită pentru autoritățile competente să prelungească valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor, provocând astfel, în practică, întârzieri în prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apei, timp în care valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor și obligațiile aferente acestora pot fi contestate. Este posibil ca Grupul să nu se afle într-o situație de conformitate cu toate legile, reglementările sau cerințele de mediu aplicabile sau acordurile de mediu. În 2022, a avut loc o poluare accidentală cu produse petroliere pe fluviul Dunărea în urma căreia Societatea a primit o amendă care a fost contestată în instanță pe motiv că Societatea a considerat că produsele poluante nu au rezultat din activitatea sucursalei CHE Porțile de Fier. Este posibil ca incidente similare să se producă în viitor și să aibă drept consecință costuri, daune și alte sancțiuni complementare, precum suspendarea operării unei centrale hidroelectrice sau suspendarea autorizațiilor/permiselor acesteia. Orice incident cu daune de mediu poate duce la perturbarea serviciilor, proiectelor și operațiunilor activității hidrocentralelor Grupului și poate avea ca rezultat afectarea reputației Grupului; pot fi de asemenea impuse obligații semnificative asociate cu costurile de decontaminare, cu prejudiciile cauzate terților sau cu sancțiunile pentru nerespectarea legilor și reglementărilor de mediu. În vederea realizării obiectivelor de mediu, stabilite de legislația privind protecția mediului, autoritățile naționale și/sau europene competente pot adopta și implementa proiecte care pot

afecta activitatea Societăţii, determinând Societatea să facă anumite investiţii la hidrocentralele sale pentru a respecta obligaţiile impuse de autorităţile competente. Astfel de proiecte pot cauza reducerea volumului de apă folosit pentru producţia de energie, ceea ce poate duce scăderea cantităţii de energie produse de Societate. De exemplu, Societatea este implicată în proiectul „We Pass", care este o iniţiativă care vizează facilitarea migraţiei peştilor în bazinul fluviului Dunărea.

În plus, dezvoltarea de noi capacităţi hidroenergetice poate fi supusă opoziţiei din partea organizaţiilor ecologiste, bazată pe reglementările din ce în ce mai stricte în materie de mediu şi de gospodărire a apelor. Această opoziţie poate duce la oprirea sau întârzierea construcţiei de noi capacităţi (aşa cum s-a întâmplat în cazul Bumbeşti-Livezeni, amenajarea hidroenergetică (**„amenjararea hidroenergetică"** sau **„AHE"**) a Surduc-Siriu – treapta Surduc-Nehoiaşu, AHE Răstolţa, AHE Bistra-Poiana Mărului-Ruieni-Poiana Ruscă sau a AHE Cerna-Belareca) sau la creşterea costurilor din cauza necesităţii de a răspunde preocupărilor acestor organizaţii sau chiar la demolarea capacităţilor care fac obiectul contestărilor. Acest lucru poate conduce la neîndeplinirea planului de creştere şi poate duce la un volum mai mic de energie produsă (şi, prin urmare, venituri mai mici) decât cel preconizat pe baza noilor capacităţi hidroenergetice, creând totodată şi o expunere a Societăţii la răspundere şi costuri semnificative în legătură cu demolarea capacităţilor care fac obiectul contestărilor şi refacerea mediului înconjurător. Noile hidrocentrale depind, de asemenea, de resurse de care Societatea este posibil să nu dispună, cum ar fi terenul necesar pentru investiţii. De exemplu, în absenţa exproprierii, este posibil ca unele lucrări de investiţii (precum pentru AHE Răstolţa sau CHE Racovita din AHE a râului Olt în sectorul Cornetu-Avrig) să nu fie operaţionale la capacitatea necesară pentru a produce energie electrică la nivelul aprobat. În cazul în care oricare dintre aceste riscuri se materializează, acest lucru ar putea avea efecte negative semnificative asupra activităţii, situaţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului.

Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligaţiile legale de gospodărire a apelor introduse recent. În conformitate cu Planul Naţional de Management şi articolul 53(4) din Legea Apelor nr. 107/1996 (**„Legea Apelor"**), lucrările de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă trebuie să fie prevăzute cu instalaţii/construcţii care să asigure în aval un debit de servitute (compus din debitul ecologic şi debitul minim necesar utilizatorilor din aval), precum şi, după caz, cu construcţii care să asigure migrarea faunei acvatice (în special a ihtiofaunei). Începând cu data de 10 noiembrie 2017, Ordonanţa de urgenţă a Guvernului 78/2017 (**"OUG 78/2017"**), a introdus obligaţia de a asigura şi debitul ecologic, pentru a proteja mediul (a se vedea şi *„Aspecte referitoare la reglementări – Reglementări de mediu – Gospodărirea apelor"* pentru mai multe informaţii). Legislaţie suplimentară, care a intrat în vigoare la data de 26 februarie 2020, a introdus o metodă de calcul şi determinare a debitului ecologic în cadrul studiilor hidrologice, pregătite de către instituţii publice sau private atestate de Ministerul Mediului Apelor şi Pădurilor şi expertizate de către Institutul Naţional de Hidrologie şi Gospodărire a Apelor (INHGA). Pentru a se conforma cu aceste cerinţe, Societatea trebuie să comande realizarea studiilor hidrologice de determinare a debitului ecologic, şi, într-o etapă ulterioară, să comande realizarea studiilor tehnico-economice care să stabilească dacă există o nefezabilitate tehnică sau disproporţionalitate a costurilor pentru conformarea cu cerinţele privind debitul de servitute (ce include componenta de debit ecologic). În cazul nefezabilităţii tehnice sau disproporţionalităţii costurilor, Societatea este scutită de la obligaţia de a se conforma cu cerinţele privind debitul ecologic. Societatea a organizat proceduri de achiziţii publice pentru desemnarea unui terţ furnizor care să efectueze calculul necesar, dar nu a reuşit să finalizeze procesul de achiziţie publică pentru prima procedură de achiziţie, în timp ce contractul încheiat cu terţul desemnat în urma celei de-a doua proceduri de achiziţie publică a fost reziliat de către Societate ca urmare a nerespectării de către furnizor a obligaţiei de a livra studiile hidrologice în termenul agreat contractual. Prin urmare, în urma celei de-a treia procedură de achiziţie publică, Societatea a încheiat un nou contract cu un terţ furnizor, având ca obiect achiziţionarea a 103 studii de determinare şi calcul a debitului ecologic aferent celor 282 secţiuni barate (79 baraje şi 203 captări secundare), pentru care Societatea are obligaţia de a efectua studiile şi lucrările necesare pentru a se conforma dispoziţiilor legale sus-menţionate. La data Prospectului, acest contract este încă în derulare. Având în vedere întârzierile în adoptarea şi modificările aduse reglementărilor aplicabile; dificultăţile Societăţii în contractarea cu un furnizor terţ pentru pregătirea unor astfel de studii; precum şi nelivrarea studiilor hidrologice de către terţul furnizor în termenul contractual convenit, Societatea încă nu a finalizat studiile hidrologice necesare, care au avut termenul limită de 5 noiembrie 2022. Acest stadiu a fost comunicat de către Societate Administraţiei Naţionale Apele Române (**„ANAR"**).În cazul în care se constată că Societatea şi-a încălcat obligaţia de a fi finalizat studiile hidrologice şi studiile tehnico-economice, valabilitatea autorizaţiilor de gospodărire a apelor corespunzătoare poate fi contestată. De asemenea, implementarea măsurilor pentru asigurarea debitului de servitute poate cauza reducerea volumului de apă utilizat pentru producţia de energie a Societăţii, ceea ce poate duce la scăderea cantităţii de energie produse de Societate. Toate acestea pot avea un efect negativ semnificativ asupra activităţii, poziţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului.

Secţiunea C – Informaţii esenţiale privind valorile mobiliare
C.1. Care sunt principalele caracteristici ale valorilor mobiliare?
a) Tipul, clasa şi codul ISIN
Toate Acţiunile Oferite sunt ordinare, nominative şi emise în formă dematerializată şi au codul ISIN RO4Q0Z5RO1B6.
b) Moneda, valoarea nominală unitară şi numărul de valori mobiliare emise
Oferta vizează acţiunile ordinare existente în capitalul social al Emitentului, fiecare dintre acestea fiind emisă, vărsată integral, cu o valoare nominală de 10 RON şi conferind un vot într-o Adunare Generală a Acţionarilor Emitentului. Oferta cuprinde o ofertă de vânzare de un număr de până la 78.007.110 Acţiuni de către Acţionarul Vânzător.
c) Drepturi conferite de valorile mobiliare
Fiecare Acţiune conferă acţionarului dreptul la un vot în AGA. Nu există restricţii privind drepturile de vot. Toate Acţiunile au ataşate drepturi depline privind dividendele. Toate Acţiunile conferă, de asemenea, următoarele drepturi: (i) dreptul de preferinţă al acţionarilor de a subscrie la orice emisiune de acţiuni noi, proporţional, cu excepţia cazurilor în care acest drept este restricţionat de AGA în conformitate cu legea; (ii) dreptul de a fi informat; (iii) dreptul de a se retrage în anumite situaţii prestabilite şi în anumite condiţii prevăzute de lege; (iv) dreptul de a vota în cadrul AGA; (v) dreptul de a primi dividende; (vi) dreptul acţionarului/acţionarilor care deţin, fiecare sau cumulat, cel puţin 5% din capitalul social al Societăţii de a solicita auditorilor interni să verifice creanţele Societăţii, de a solicita convocarea AGA, de a propune noi puncte pe ordinea de zi a adunării şi de a propune proiecte de hotărâri pentru ordinea de zi a AGA; (vii) dreptul acţionarului/acţionarilor care deţin, fiecare sau cumulat, cel puţin 10% din capitalul social al Societăţii de a solicita alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere prin vot cumulativ; şi (viii) dreptul acţionarului/acţionarilor care deţin, fiecare sau cumulat, cel puţin 10% din capitalul social al Societăţii de a solicita instanţei să numească unul sau mai mulţi experţi care să verifice anumite operaţiuni privind gestiunea Societăţii şi să elaboreze un raport cu privire la acestea. AGA poate decide să introducă o acţiune în justiţie împotriva fondatorilor, conducătorilor, administratorilor, respectiv a membrilor Consiliului de Supraveghere, precum şi a auditorilor sau auditorilor financiari, pentru prejudicii aduse societăţii din culpa acestora, cu nerespectarea îndatoririlor acestora faţă de Societate. Dacă AGA nu decide să introducă o acţiune în răspundere şi nu adoptă propunerea unuia sau mai multor acţionari de a introduce o astfel de acţiune, acţionarii care reprezintă, fiecare sau cumulat, cel puţin 5% din capitalul social au dreptul să introducă o acţiune în despăgubire, în nume propriu, dar pe seama Societăţii, împotriva oricărei persoane menţionate mai sus.
d) Rangul relativ al valorilor mobiliare în structura capitalului Emitentului în caz de insolvenţă
La Data Listării, capitalul social al Societăţii va fi format dintr-o singură clasă de acţiuni ordinare de acelaşi rang. În caz de insolvenţă, urmată de faliment şi lichidare, lichidatorii nu pot plăti acţionarilor nicio sumă de bani pe care ar fi îndreptăţiţi să o primească conform cotelor de participare la capitalul social, înainte de a achita creanţele creditorilor Societăţii.
e) Restricţii impuse asupra liberei transferabilităţi a valorilor mobiliare
La Data Listării, Acţiunile vor fi liber transferabile, cu respectarea regulilor pieţei reglementate administrate de Bursa de Valori Bucuresti S.A. şi a regulilor de compensare şi decontare ale Depozitarului Central din România. Conform Contractului de Intermediere (astfel cum acesta este definit mai jos), Societatea a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere şi până la data care survine in termen de 180 de zile de la data Admiterii, nici aceasta nici oricare dintre membrii grupului său, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu vor oferi, emite, aloca, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare sau emite opţiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, sau anunţa vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acţiuni sau alte titluri de capital ale Societăţii (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acţiunile sau cu alte titluri de capital ale Societăţii, şi nici nu vor încheia nicio tranzacţie care să aibă acelaşi efect economic, nici nu vor conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus, exceptând faptul că Societăţii nu i se va interzice să emită sau să aloce Acţiuni în măsura în care trebuie să facă acest lucru conform legii române aplicabile care necesită majorarea capitalului social al Societăţii corespunzător cu valoarea loturilor de teren aduse ca aport de statul român pentru care Societatea obţine certificate de atestare a dreptului de proprietate ulterior Ofertei sau pentru care a obţinut astfel de certificate anterior Ofertei, însă în legătură cu care nu şi-a majorat deja capitalul social.

Conform Contractului de Intermediere (astfel cum acesta este definit mai jos), Acționarul Vânzător a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere și până la data care survine in termen de 180 de zile de la data Admiterii, acesta, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu va oferi, emite, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare, emite opțiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, sau anunța vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acțiuni sau alte titluri de capital ale Societății (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acțiunile sau cu alte titluri de capital ale Societății, și nici nu va încheia nicio tranzacție care să aibă același efect economic, nici nu va conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus. Restricționarea Acționarului Vânzător este supusă anumitor excepții uzuale.

În același timp, statul român, acționând prin Ministerul Energiei, a convenit cu Managerii (în conformitate cu Contractul de Restricționare încheiat la data Prospectului), sub rezerva anumitor excepții și anumitor obligații existente, că, pe o perioadă cuprinsă între data Contractului de Intermediere și 12 luni de la Admitere, (printre altele) nu va oferi, emite, vinde, încheia contracte de vânzare, gaja, acorda opțiuni asupra sau dispune în alt mod (sau anunța public o astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau act de dispoziție) cu privire la Acțiuni sau nu va încheia nicio tranzacție cu același efect economic ca oricare dintre cele de mai sus, fără consimțământul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat).

f) Politica privind dividendele

Potrivit politicii Societății privind dividendele, Societatea intenționează să distribuie dividende, sub rezerva dispozițiilor legale aplicabile și a considerentelor comerciale (inclusiv, dar nu exclusiv, reglementări aplicabile, restricții, rezultatele operationale ale Grupului, situația financiară, cerințele de numerar, restricțiile contractuale și proiectele și planurile viitoare ale Grupului).

Societatea intenționează să distribuie, cu titlu de dividende ordinare, minimum 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societății începând cu exercițiul financiar ulterior Ofertei. În plus, Societatea ar putea decide printr-o hotărâre AGA să distribuie, la alegerea sa exclusivă, dividende extraordinare din rezultatul reportat al Societății, dacă este utilizabil.

C.2. Unde vor fi tranzacționate valorile mobiliare?

Acțiunile Societății nu au fost și nu sunt în prezent admise la tranzacționare pe nicio piață reglementată. Ulterior închiderii cu succes a Ofertei și decontării tranzacțiilor aferente Ofertei, Societatea intenționează să solicite Admiterea la tranzacționare a tuturor Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București.

C.3. Există vreo garanție aferentă valorilor mobiliare?

Nu.

C.4. Care sunt principalele riscuri specifice valorile mobiliare?

Mai jos se regăsesc unele dintre principalele riscuri specifice valorilor mobiliare:

În prezent, nu există o piață de tranzacționare pentru Acțiuni și este posibil să nu se dezvolte sau să nu fie sustenabilă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni. Anterior Ofertei, nu a existat nicio piață de tranzacționare pentru Acțiuni. Conform articolului 55 din Legea 24/2017 este nevoie de un minim de 25% din acțiuni în circulație liberă în scopul Admiterii la tranzacționare. Nu exista nicio garanție ca ASF va aproba, în condițiile acestei dispoziții legale, admiterea la tranzacționare a acțiunilor emise de Societate, daca acțiunile vândute în cadrul Ofertei reprezintă semnificativ mai puțin de 19,94% din capitalul social al Societății..

Dacă Admiterea la tranzacționare este aprobată, nu poate exista nicio garanție că se va dezvolta sau menține o piață de tranzacționare activă pentru Acțiunile Oferite sau că prețul la care se vor tranzacționa Acțiunile Oferite pe piețele publice ulterior Ofertei nu va fi mai mic decât Prețul Final de Ofertă. Managerii nu au obligația de a crea o piață a Acțiunilor. În cazul în care nu se dezvoltă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni, investitorii se pot confrunta cu dificultăți în vânzarea Acțiunilor Oferite.

Volatilitatea prețurilor Acțiunilor și lichiditatea pot afecta performanța investițiilor în Grup. Prețul per acțiune al companiilor listate poate fi foarte volatil și acțiunile acestora pot avea o lichiditate limitată. Este posibil să nu se dezvolte o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni și este posibil ca prețul de tranzacționare a Acțiunilor să fluctueze semnificativ. Este posibil ca investitorii să nu își poată recupera investiția inițială. În afara faptului că poate fi afectat de rezultatele operaționale efective sau previzionate ale Grupului, prețul de piață al Acțiunilor poate fluctua semnificativ ca urmare a unor factori independenți de voința Grupului.

Vânzările viitoare sau posibilitatea reală sau percepută a vânzărilor unui număr semnificativ de Acțiuni pe piețele publice ar putea afecta prețul predominant de tranzacționare al Acțiunilor. Ulterior ofertei, statul român va continua să dețină 80,06% din capitalul social emis al Societății. După expirarea perioadei incidente de

restricționare a înstrăinării sau anterior, în cazul unei renunțări la prevederile privind restricționarea înstrăinării, Statul român sau Acționarul Vânzător poate vinde Acțiunile pe piața publică sau privată și Societatea poate efectua o ofertă publică sau privată de Acțiuni. Societatea nu poate anticipa efectul, dacă există, pe care vânzările viitoare de Acțiuni sau disponibilitatea Acțiunilor pentru vânzare viitoare îl va avea asupra prețului de piață al Acțiunilor, însă disponibilitatea Acțiunilor care sunt eligibile pentru vânzare publică ar putea afecta prețul de tranzacționare al Acțiunilor. În cazul în care Statul român sau Acționarul Vânzător ar vinde sau dacă Societatea ar emite și vinde un număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică, prețul de piață al Acțiunilor ar putea fi afectat. Vânzările de către Acționarul Societății ar putea, de asemenea, face mai dificilă vânzarea Acțiunilor de către Societate în viitor la un moment și la un preț pe care aceasta le consideră corespunzătoare. Vânzarea unui număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică sau percepția că aceste vânzări pot avea loc ar putea afecta semnificativ prețul de piață al Acțiunilor.

Secțiunea D – Informații esențiale privind oferta publică de valori mobiliare și/sau Admiterea la tranzacționare pe o piață reglementată

D.1. Care sunt condițiile și calendarul pentru a investi în această valoare mobiliară?

a) Clauzele și condițiile generale

Acționarul Vânzător va oferi spre vânzare un număr de 78.007.110 Acțiuni Oferite reprezentând 17,34% din numărul total al Acțiunilor emise de către Societate. Numărul final al Acțiunilor Oferite va fi decis de către Acționarul Vânzător după consultarea cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni. Oferta este împărțită în două tranșe („**Tranșele Ofertei**") după cum urmează: (1) o Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de 11.701.067 Acțiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată Investitorilor de Retail prin intermediul unei oferte publice în România („**Tranșa Investitorilor de Retail**"); și (2) o Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de 66.306.043 Acțiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituționali din afara Statelor Unite în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare; și (ii) în Statele Unite, exclusiv persoanelor care sunt considerate în mod rezonabil a fi QIB conform definiției din Regula 144A sau în baza unei alte derogări acordate de la cerințele de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare sau printr-o tranzacție care nu face obiectul acestor cerințe („**Tranșa Investitorilor Instituționali**").

În înțelesul prezentului Prospect: „**Investitor Instituțional**" înseamnă (a) un „investitor calificat", astfel cum este definit acest termen în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă" în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformare), sau (c) un „investitor calificat" astfel cum este definit în Articolul 2(e) din Regulamentul privind Prospectul, astfel cum acesta face parte din dreptul intern al Regatului Unit în virtutea Actului de Retragere din Uniunea Europeana datat 2018, astfel cum a fost modificat, sau (d) un QIB astfel cum este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în Ofertă nu ar constitui o încălcare a legii și reglementării aplicabile și care nu este localizată în nicio jurisdicție în care extinderea sau disponibilitatea Ofertei (și a oricarei alte tranzacții preconizate prin aceasta) ar încălca orice lege sau reglementare aplicabilă; „**Investitor de Retail**" înseamnă orice persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică) care nu se încadrează în categoria Investitorilor Instituționali;

Dimensiunea fiecărei Tranșe a Ofertei va fi decisă de Acționarul Vânzător în comun cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, în funcție de nivelul subscrierilor din partea investitorilor, după închiderea Perioadei de Ofertă, și va fi făcută publică la Data Alocării.

De asemenea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea și Acționarul Vânzător pot decide în comun să realoce Acțiunile Oferite dintr-o Tranșă a Ofertei în cealaltă Tranșă a Ofertei– ceea ce poate face ca, pentru evitarea oricărei neclarități, Tranșa Investitorilor de Retail să reprezinte (1) mai mult de 15% dar nu mai mult de 20% din Acțiunile Oferite vândute sau, dimpotrivă (2) mai puțin de 15% din Acțiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranșa Investitorilor de Retail în Tranșa Investitorilor Instituționali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranșa Investitorilor de Retail este sub 100%).

Acțiunile Oferite sunt supuse spre vânzare la Intervalul Prețului de Ofertă de la 94 RON – 112 RON per Acțiune Oferită. Investitorii de Retail trebuie să subscrie pentru Acțiunile Oferite la prețul fix de 112 RON per Acțiune Oferită (*i.e.*, limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă). Investitorii Instituționali pot subscrie în mod valabil Acțiunile Oferite la orice preț din Intervalul Prețului de Ofertă (inclusiv limita inferioară a Intervalului Prețului de Ofertă și limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă). Prețul Final de Ofertă la care Acțiunile Oferite vor fi alocate investitorilor va fi stabilit de Acționarul Vânzător în urma consultărilor cu Societatea și Coordonatorii Globali Comuni după închiderea Perioadei de Ofertă și vor fi făcute publice la Data Alocării.

Investitorii de Retail au dreptul la o reducere de 3% din Prețul Final de Ofertă („**Prețul Final de Ofertă Redus**") pentru cererile depuse în mod valabil în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă; Acțiunile Oferite

care sunt subscrise pentru Tranşa Investitorilor de Retail începând cu a şasea (a 6-a) Zi Lucrătoare de Ofertă vor fi vândute Investitorilor de Retail la Preţul Final de Ofertă. Pentru evitarea oricăror neclarităţi, în funcţie de nivelul Preţului Final de Ofertă, Preţul Final de Ofertă Redus poate fi sub nivelul inferior al Intervalului Preţului de Ofertă.

Acţiunile Oferite din cadrul Tranşei Investitorilor Instituţionali urmează să fie vândute exclusiv la Preţul Final de Ofertă şi exclusiv Investitorilor Instituţionali care subscriu Acţiuni Oferite la un preţ egal sau mai mare decât Preţul Final de Ofertă.

b) Calendar

Printre principalele date aferente Ofertei se numără: deschiderea Ofertei (23 iunie 2023); Data Alocării – (5 iulie 2023); Data Tranzacţiei (6 iulie 2023); Data Decontării (10 iulie 2023); şi data de începere a tranzacţionării (la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date). Toate datele se bazează pe ora locală din Bucureşti şi pot suferi modificări conform prevederilor din prezentul Prospect.

c) Admiterea la tranzacţionare

Acţiunile Societăţii nu au fost şi nu sunt în prezent admise la tranzacţionare pe nicio piaţă reglementată.

Bursa de Valori Bucuresti S.A. a emis un acord de principiu pentru Admiterea la tranzacţionare a Acţiunilor pe Piaţa Reglementată la Vedere a BVB. Ulterior închiderii cu succes a Ofertei şi decontării tranzacţiilor aferente Ofertei, Societatea intenţionează să solicite Admiterea şi introducerea la tranzacţionare a tuturor Acţiunilor sale în categoria Premium a Pieţei reglementate la Vedere administrate de BVB.

d) Distribuirea Ofertei

Investitorii de Retail pot subscrie prin Banca Comercială Română S.A., BRD – Groupe Societe Generale S.A., BT Capital Partners S.A. si Banca Transilvania, Swiss Capital S.A, precum si prin Participanţii Eligibili.

Investitorii Instituţionali pot subscrie prin intermediul oricărui Manager sau printr-un afiliat al unui Manager, cu care a încheiat un contract de servicii de investiţii financiare, pe baza ordinelor emise în cadrul serviciilor de investiţii uzuale şi prin orice mijloace de comunicare stabilite printr-un astfel de contract. Investitorii Instituţionali care nu au încheiat un contract de servicii de investiţii financiare cu niciun Manager sau cu niciun afiliat al vreunui Manager pot subscrie în mod valabil pentru Acţiunile Oferite numai dacă depun un Formular de Subscriere şi documentele de identificare aplicabile la oricare dintre Managerii situaţi în România.

Pentru a putea plasa un ordin valabil pentru Acţiunile Oferite, Investitorii Instituţionali trebuie să aibă o înţelegere contractuală directă sau indirectă cu un agent custode din România.

e) Cuantumul şi diluarea imediată rezultate în urma Ofertei

Având în vedere faptul că Oferta constă exclusiv în Acţiuni existente în capitalul social al Societăţii, nu va exista o diluare ca urmare a Ofertei.

f) Estimare a costului total al Ofertei

Cheltuielile totale ale Societăţii în legătură cu Oferta sunt de aproximativ 8,4 milioane RON.

Fiecare Manager şi Participant Eligibil va comunica investitorilor care subscriu prin intermediul lor comisioanele care vor fi plătite de către aceşti investitori în legătură cu depunerea subscrierilor lor de Acţiuni în cadrul Ofertei.

g) Cine este ofertantul?

Fondul Proprietatea S.A. (Acţionarul Vânzător), un fond de investiţii de tip închis destinat investitorilor de retail în conformitate cu Legea nr. 243/2019 privind reglementarea fondurilor de investiţii alternative, înregistrat la ASF şi aflat sub supravegherea acestei instituţii, este constituit şi funcţionează ca societate pe acţiuni în conformitate cu legislaţia României, înregistrat la Registrul Comerţului cu nr. J40/21901/2005, cod unic de înregistrare 18253260, cod de identificare a entităţii juridice (LEI) 549300PVO1VWBFH3DO07. Sediul social al Acţionarului Vânzător este situat în Strada Buzeşti nr. 76-80, etajul 7, Bucureşti, cod poştal 011017, România, iar numărul de telefon de la sediul social este +40 21 200 96 00.

D.2. De ce a fost elaborat acest prospect?
a) Utilizarea şi cuantumul net estimat al veniturilor
Prezentul Prospect a fost elaborat în legătură cu solicitarea depusă la ASF în vederea aprobării Ofertei de către aceasta şi cu solicitarea privind admiterea la tranzacţionare a tuturor Acţiunilor pe (principala) piaţă reglementată a BVB. Societatea nu va primi nicio sumă din veniturile obţinute din vânzarea Acţiunilor Oferite de către Acţionarul Vânzător în cadrul Ofertei.
b) Oferta face sau nu obiectul unui acord de intermediere sau plasament
Oferta nu face obiectul unui contract de subscriere în baza unui angajament ferm din partea Managerilor; prin urmare nicio porţiune a Ofertei nu intră sub incidenţa unui astfel de acord.
c) Indicaţie a conflictelor de interese referitoare la ofertă sau la Admiterea la tranzacţionare
Unii dintre membrii organelor de conducere şi supraveghere ale Societăţii şi-au exprimat intenţia de a subscrie în cadrul Ofertei. Nu există conflicte de interese potenţiale între orice îndatorire a membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului faţă de Societate şi interesele lor personale sau alte îndatoriri. În legătură cu Oferta, fiecare dintre Manageri şi oricare dintre afiliaţii lor respectivi, pot prelua o parte din Acţiunile Oferite în cadrul Ofertei ca poziţie principală şi, în aceasta calitate, pot păstra, cumpăra, vinde, oferi să vândă sau tranzacţiona în alt mod, în nume propriu sau pe cont propriu, astfel de Acţiuni Oferite, orice alte valori mobiliare ale Societăţii sau orice alte investiţii conexe în legătură cu Oferta sau în alt mod. Prin urmare, referirile din prezentul Prospect la oferirea, achiziţionarea, plasamentul sau tratarea în alt mod a Acţiunilor Oferite ar trebui interpretate ca incluzând orice ofertă, achiziţie, plasament sau tranzacţionare de către oricare dintre Manageri sau oricare dintre afiliaţii lor respectivi acţionând în această calitate. În plus, anumiţi Manageri sau afiliaţii respectivi ai acestora ar putea intra în acorduri de finanţare (inclusiv de tip *swap*, de tip *warrants*, sau contracte pentru diferenţă) cu investitorii, în legătură cu care aceşti Manageri (sau afiliaţii lor respectivi) ar putea, din când în când, să achiziţioneze, deţină sau să dispună de Acţiuni. Niciunul dintre Manageri (sau afiliaţii lor respectivi) nu intenţionează să dezvăluie dimensiunea niciunei astfel de investiţii sau tranzacţii, altfel decât în conformitate cu orice obligaţie legală sau de reglementare în acest sens.

FACTORI DE RISC

*Oferta și o investiție în Acțiunile Oferite presupun un grad ridicat de risc. Înainte de a lua decizia de a investi în Acțiunile Oferite trebuie să analizați cu atenție următoarele informații referitoare la aceste riscuri, împreună cu celelalte informații incluse în acest Prospect, inclusiv în Situațiile Financiare Consolidate Auditate ale Grupului și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate ale Grupului (astfel cum sunt definite în secțiunea „Prezentarea Informațiilor Financiare și a altor Informații" de mai jos). Oricare dintre următoarele riscuri ar putea avea, individual sau împreună, un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operaționale sau perspectivelor Hidroelectrica și ale filialei acesteia, S.S.H. Hidroserv S.A. ("**Hidroserv**" și împreună "**Grupul**"), ceea ce ar putea conduce la scăderea prețului de tranzacționare al Acțiunilor, iar dumneavoastră ați putea pierde investiția în totalitate sau parțial.*

Societatea a descris riscurile și incertitudinile pe care conducerea sa le consideră semnificative la data prezentului Prospect, însă este posibil ca aceste riscuri și incertitudini să nu fie singurele cu care se confruntă Grupul. Riscuri și incertitudini suplimentare, inclusiv cele despre care Emitentul nu are cunoștință în prezent sau pe care le consideră nesemnificative, ar putea avea efectele prezentate mai sus. Potențialii investitori trebuie să aibă în vedere că valoarea Acțiunilor Oferite și orice venituri din acestea (dacă există) pot scădea sau pot crește și că este posibil ca investitorii să nu-și recupereze investiția inițială. Astfel, potențialii investitori trebuie să acorde o atenție specială evaluării riscurilor implicate și trebuie să decidă individual dacă o astfel de investiție este oportună, având în vedere aceste riscuri.

Factorii de risc prezentați în acest document sunt organizați în categorii în funcție de natura lor (cel mai semnificativ factor de risc fiind menționat primul în fiecare categorie în funcție de evaluarea actuală a Emitentului privind probabilitatea apariției sale și magnitudinea preconizată a impactului negativ al acestuia).

Riscuri referitoare la activitatea Grupului și industria în care acesta activează

Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului

Producția și furnizarea de energie electrică de către Grup fac obiectul unor licențe emise de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei („**ANRE**") și sunt reglementate la scară largă. De exemplu: (i) producătorii de energie electrică sunt obligați să vândă o parte din energia produsă pe piețele angro operate de către operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale din România – Opcom S.A. („**OPCOM**"); (ii) posibilitatea producătorilor de energie electrică de a încheia cu terți contracte bilaterale negociate de vânzare a energiei electrice pe piața angro este supusă anumitor restricții (a se vedea „*Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Piața energiei din România — Încheierea de CCEE*"); (iii) producătorii de energie electrică pot fi obligați să vândă energie electrică țărilor vecine, în condiții specifice (de ex. către Republica Moldova în 2022); pentru mai multe detalii, a se vedea „*Aspecte referitoare la reglementări — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — Legea 357/2022*"); (iv) producătorii de energie hidroelectrică sunt obligați să plătească tarife pentru apa folosită de centralele hidroelectrice pentru generarea de energie electrică (a se vedea „*Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată*"); (v) prețurile energiei electrice furnizate consumatorilor finali sunt supuse unor reglementări privind plafonarea prețurilor (a se vedea „*Aspecte referitoare la reglementări — Piața de energie din România — Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică*") și (vi) drepturile și obligațiile producătorilor și furnizorilor de energie electrică în legătură cu certificatele verzi sunt supuse unui nivel ridicat de reglementare (a se vedea „*Aspecte referitoare la reglementări — Piața energiei din România — Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică Română — Producerea de energie — Schema de sprijin prin certificate verzi* și *Tranzacționarea certificatelor verzi*").

Deciziile Guvernului şi ale autorităţilor de reglementare cu privire la producţia şi furnizarea de energie electrică şi, în special, la preţurile autorizate pentru cumpărarea şi vânzarea de energie electrică pot impacta negativ veniturile Grupului. Spre exemplu, liberalizarea pieţei de furnizare a energiei electrice din România a început în 2014, ultima etapă având loc în luna ianuarie 2021, când a fost liberalizată piaţa de furnizare pentru utilizatorii casnici (ceea ce înseamnă că tarifele de furnizare a energiei electrice au fost liberalizate pentru utilizatorii casnici). Cu toate acestea, din cauza volatilităţii pieţei din anul 2022, Guvernul român a introdus ulterior plafoane temporare la preţurile energiei electrice şi alte măsuri pentru a controla preţurile energiei electrice la consumatorii finali pentru anumite categorii de consumatori[2], incluzând plafonarea preţului pentru consumatorii casnici, în prezent stabilită între 0,68 RON/kWh şi 1,3 RON/kWh, precum şi plafonarea preţului pentru consumatorii non-casnici, în prezent stabilită între 1 RON/kWh şi 1,3 RON/kWh (pentru mai multe detalii privind plafoanele de preţ, a se vedea secţiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Furnizarea de energie electrică — Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării preţurilor la energia electrică"*). Prin urmare, clienţii Societăţii din portofoliul de furnizare vor plăti cea mai mică valoare dintre preţul stabilit în contractul cu Societatea şi plafonul prevăzut de lege.

În plus, în noiembrie 2022, achiziţia centralizată a energiei electrice prin mecanismul de achiziţie centralizată de energie electrică („MACEE") a OPCOM a fost introdusă ca o măsură extraordinară[3], aplicabilă în perioada 1 ianuarie 2023 — 31 martie 2025 producătorilor cu capacităţi energetice cu o putere instalată egală sau mai mare de 10 MW şi care au fost puse în funcţiune înainte de 1 aprilie 2022. Conform MACEE, Societatea este în prezent obligată să vândă către OPCOM, în calitate de achizitor unic, la un preţ fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantităţile sale estimate anuale de energie disponibilă, astfel cum acestea au fost aprobate de Transelectrica şi comunicate către ANRE; şi (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. Pentru a calcula energia disponibilă, Societatea scade din cantităţile prognozate de energie următoarele: (i) cantităţile de energie care fac obiectul contractelor de vânzare angro şi cu amănuntul în vigoare la data de 11 noiembrie 2022; (ii) cantitatea prognozată de energie necesară pentru echilibrare; şi (iii) energia electrică produsă de activele hidrotehnice cu o putere instalată mai mică de 10 MW şi energia electrică produsă de capacităţile eoliene.

Începând cu data de 1 septembrie 2022 şi până la data de 31 martie 2025, producătorii de energie electrică au obligaţia de a contribui la Fondul de Tranziţie Energetică cu 100% din preţul mediu net lunar de vânzare ce depăşeşte 450 RON/MWh (pentru detalii privind calcularea preţului mediu net lunar de vânzare, a se vedea secţiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piaţa energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienţilor finali din sectorul energiei electrice şi al gazelor naturale asupra producţiei de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziţie centralizată de energie electrică (MACEE)"*. Contribuţia nu se aplică în cazul capacităţilor de producere a energiei electrice puse în funcţiune după data de 1 aprilie 2022, şi nici societăţilor de furnizare a energiei termice care produc energie electrică în cogenerare.

Reglementările naţionale ale României se bazează pe reglementările la nivelul Uniunii Europene. Orice modificare semnificativă în reglementările Uniunii Europene ar putea produce schimbări ale reglementărilor naţionale ale României. Acestea şi alte modificări ale reglementărilor sau ale politicilor guvernamentale pot avea un impact semnificativ negativ asupra perspectivelor, activităţii, poziţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului, iar Grupul poate avea posibilităţi limitate pentru a contesta orice astfel de modificări.

Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare

Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu proiectele sale hidroenergetice care se află în prezent în diverse etape de execuţie, fiind expuse unor riscuri juridice, de dezvoltare şi de execuţie

Planul de investiţii al Societăţii până în 2027 include proiecte hidroenergetice care în prezent se află în diferite stadii de execuţie, cu o putere instalată totală estimată de 206 MW şi o producţie medie anuală estimată de 700 GWh/an.

Nu poate exista nicio garanţie că planul de dezvoltare al Grupului va fi realizat sau, dacă va fi realizat, va avea rezultatul planificat. Proiectele pot fi încetate sau suspendate, iar obiectul şi calendarul unui proiect se pot modifica. De exemplu, dezvoltarea sau finalizarea de noi capacităţi de producţie hidroenergetică poate fi supusă mai multor riscuri, precum: (i) întârzieri în obţinerea hotărârilor de Guvern necesare pentru anumite proiecte (de exemplu, pentru aprobarea indicatorilor tehnico-economici sau a coridoarelor de expropriere aferente centralelor hidroelectrice şi/sau liniilor electrice, printre altele din cauza statutului juridic neclar al

[2] De exemplu, măsurile introduse prin Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului 27/2022 şi prin Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului 119/2022

[3] Aceste măsuri au fost introduse prin Ordonanţa de Urgenţă 153/2022.

dreptului de proprietate asupra anumitor bunuri imobiliare ale autorităţilor locale); (ii) eşecuri sau întârzieri în obţinerea autorizaţiilor necesare ca urmare a desemnării ca zone naturale protejate, după iniţierea acestora, a unor amplasamente aferente unor investiţii în curs de desfăşurare (aşa cum s-a întâmplat în cazul amenajărilor hidroenergetice Bumbeşti-Livezeni, Cerna-Belareca, Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig, Cerna-Motru-Tismana, după ce acestea au fost incluse în zona naturală protejată Natura 2000); (iii) costuri majorate şi întârzieri ale lucrărilor de construcţii ca urmare a unor modificări ale legislaţiei incidente, apărute după iniţierea investiţiilor (de exemplu, modificări ale cerinţelor de mediu care atrag necesitatea de a actualiza acorduri de mediu deja emise sau de a elabora noi studii de evaluare a impactului asupra mediului); (iv) diminuarea parametrilor de producţie calculaţi în faza de proiectare iniţială, din cauza unor modificări ale legislaţiei de mediu care reglementează metodologia de stabilire a debitului de servitute (a se vedea *„Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligaţiile legale de gospodărire a apelor introduse recent"*), care include componenta debitului ecologic care este debitul de apă necesar pentru a proteja ecosistemul acvatic; (v) întârzieri cauzate de procesele de achiziţii publice îndelungate şi complexe care sunt necesare pentru contractarea de servicii de la terţi; (vi) întârzieri şi majorări ale costurilor ca urmare a disputelor cu contractanţi sau subcontractanţi sau a dependenţei de un număr limitat de contractanţi, arhitecţi, ingineri sau alţi furnizori de servicii, dintre care unii se află în procedură de insolvenţă (cum ar fi Hidroconstrucţia S.A., Romelectro S. A., filiala Societăţii — Hidroserv, UCM Reşiţa S.A.) şi procedură de faliment (cum este ISPH Project Development S.A.); (vii) deficit de forţă de muncă; şi (viii) majorarea preţurilor globale ale materiilor prime şi lipsa sau creşterea costurilor materialelor de construcţii. De exemplu, în cazul centralelor hidroelectrice (**„centrală hidroelectrică"**, **„hidrocentrală"** sau **„CHE"**) Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig şi Bistriţa-Poiana Mărului, Societatea a contractat serviciile Hidroconstrucţia S.A. (în prezent aflată în procedură de insolvenţă), care pretinde o majorare cu aproximativ 90% a preţului aferent restului de lucrări propuse pentru 2023 şi ar putea decide suspendarea sau rezilierea contractelor încheiate cu Societatea. Rezilierea contractelor încheiate cu Hidroconstrucţia S.A. poate atrage suspendarea a lucrărilor la CHE menţionate anterior pentru o perioadă estimată de 12 luni, până la desemnarea unui nou contractant.

În acelaşi timp, beneficiile pe care Societatea se aşteaptă să le obţină în urma investiţiilor planificate în instalaţiile hidroelectrice ar putea să difere în mod semnificativ de prognozele sale. Punerea în aplicare a planului de dezvoltare al Grupului poate fi mai costisitoare, mai consumatoare de timp şi de resurse decât s-a anticipat şi poate exercita o presiune considerabilă asupra proceselor şi capacităţilor interne ale Grupului. În cazul în care Societatea nu reuşeşte să gestioneze aceste schimbări în mod eficient, este posibil să nu poată profita de oportunităţile de pe piaţă şi să nu îşi execute cu succes strategia de afaceri.

Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu dezvoltarea sau achiziţionarea de noi proiecte de energie verde sau alte ţinte M&A. Dacă sunt realizate, este posibil ca aceste proiecte să nu obţină rezultatele aşteptate şi să expună Grupul la riscuri specifice achiziţiilor şi dezvoltării şi exploatării proiectelor de producţie a energiei regenerabile, precum şi la creşterea costurilor de exploatare

Planul de dezvoltare al Grupului include, de asemenea, dezvoltarea portofoliului său de producţie a energiei prin achiziţionarea de capacităţi noi în domeniul energiei verzi, în special parcuri eoliene onshore şi offshore şi parcuri fotovoltaice. Concurenţa în cadrul procedurilor de oferte competitive s-a intensificat semnificativ în ultimii ani, situaţie în care Societatea trebuie de multe ori să acţioneze rapid pentru a valorifica oportunităţile. Acest lucru s-ar putea dovedi dificil de realizat, având în vedere faptul că Societatea face obiectul unor reguli de achiziţii publice stricte şi uneori rigide prevăzute în special în Legea 99/2016 privind achiziţiile sectoriale, ceea ce ar putea afecta capacitatea Societăţii de a reacţiona în timp util la noi oportunităţi. Totodată, este posibil ca Grupul să nu poată identifica astfel de oportunităţi tranzacţionale adecvate sau, în cazul în care le identifică, să nu poată exista nicio garanţie că astfel de tranzacţii vor avea succes sau că Grupul va putea să le finalizeze în termene şi condiţii acceptabile pentru acesta.

Este posibil să dureze ani până ce proiectele devin operaţionale, interval de timp în care sunt expuse la o serie de riscuri de execuţie, operaţionale, juridice şi de altă natură, precum: (a) imposibilitatea de a găsi un contractant sau un subcontractant adecvat, fie la începutul unui proiect, fie ca urmare a neîndeplinirii obligaţiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat, inclusiv din cauza unor proceduri de achiziţii publice îndelungate şi complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) imposiblitatea de a finaliza un proces de achiziţie publică din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziţii publice şi la întârzieri semnificative în semnarea contractelor necesare sau la necesitatea actualizării valorii investiţiei şi, în consecinţă, a reaprobării proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanţii sau subcontractanţii aleşi a proiectelor sau a unor părţi de proiecte, în conformitate cu specificaţiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanţii selectaţi nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eşecuri sau

întârzieri în obținerea sau reînnoirea oricăror autorizații și avize de construire necesare, a aprobărilor de mediu și de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți prestatori de servicii; (f) lipsa materialelor de construcții sau creșterea costurilor acestora, precum și majorarea globală a prețurilor materiilor prime; (g) lipsa echipamentelor sau majorarea costurilor acestora, în special în ceea ce privește turbinele și generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanții sau subcontractanții, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achizițiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflației sau a deficitului de echipamente importante, ca urmare a cererii crescute.

Capacitatea Grupului de a integra și gestiona în mod eficient activitățile achiziționate ca parte a dezvoltării sale viitoare depinde de mai mulți factori, printre care se numără dimensiunea activităților achiziționate, calitatea conducerii acestora, natura și amplasamentul geografic ale operațiunilor acestora și complexitatea rezultată din integrarea operațiunilor acestora. Grupul ar putea să se confrunte cu dificultăți semnificative neprevăzute în executarea potențialelor tranzacții, precum o creștere a necesarului de timp de gestionare și costuri de integrare mai mari sau riscuri neprevăzute de procesul de analiză (*due diligence*). Prin urmare, nu există nicio garanție că o achiziție viitoare va oferi beneficii suficiente pentru a justifica cheltuielile suportate de Grup.

Strategia Grupului de a continua să se extindă prin creștere organica și anorganică prin dobândirea de capacități de producție a energiei regenerabile prin instalații eoliene și solare îl expune la riscuri specifice achiziției, dezvoltării și operării proiectelor de generare a energiei regenerabile, precum: (i) imposibilitatea de a identifica și concretiza oportunități adecvate de achiziție și dezvoltare; (ii) imposibilitatea de a obține sau confruntarea cu întârzieri în obținerea licențelor și autorizațiilor necesare în cazul proiectelor (precum autorizații și avize de construire, acorduri/avize de mediu și avize de gospodărire a apelor), în special obținerea autorizațiilor de racordare la rețea și încheierea contractelor de racordare la rețea, care ar putea să presupună obligații de investiții semnificative din cauza stării precare a rețelei; (iii) riscuri de construcție care rezultă din proiectele de dezvoltare, în special din perspectivă tehnică în raport cu termenele fazelor de construcție, care ar putea provoca o majorare a costurilor sau întârzieri în începerea producției de electricitate, inclusiv, de exemplu, riscul ca echipamentele și forța de muncă necesare să nu fie disponibile în cantități suficiente pentru a satisface necesarul Grupului, fie din cauza fluctuațiilor pieței în ceea ce privește cererea de echipamente sau forța de muncă, costurile și disponibilitatea echipamentelor specifice, din cauza neîndeplinirii de către un contractant a obligațiilor de executare a serviciilor contractate sau din alte motive; (iv) evaluări ale randamentului de producție în cazul proiectelor de energie regenerabilă care nu reflectă rezultatele efectiv obținute; (v) ineficiență în ocuparea posturilor și gestionarea operațiunilor extinse ale Grupului și confruntarea cu dificultăți neprevăzute în integrarea echipelor de conducere existente și a operațiunilor, în special în noi sectoare de piață în care Grupul are experiență mai redusă; (vi) imposibilitatea de a ține pasul cu schimbările tehnologice din sectorul energiei regenerabile, care înregistrează un ritm de evoluție rapid; (vii) intensificarea concurenței pe piața energiei verzi, și (viii) schimbarea mediului de reglementare și a designului pieței din România și din UE în general.

Apariția oricăruia sau a tuturor acestor factori poate avea drept consecință o diminuare a calității serviciilor, o reducere a volumului de energie electrică produsă sau furnizată, având drept rezultat diminuarea profitabilității, ceea ce, la rândul său, poate să afecteze semnificativ negativ perspectivele, activitatea, poziția financiară și rezultatele operațiunilor Grupului.

Retehnologizarea și modernizarea instalațiilor hidroenergetice ale Grupului sunt expuse unor riscuri de dezvoltare și juridice

Majoritatea capacităților hidroenergetice (echipamente și instalații) ale Grupului au fost puse în funcțiune între anii 1960 și 1990. După anul 2000, au fost retehnologizate și modernizate centralele electrice care produc un volum semnificativ de MW (precum Porțile de Fier I, Porțile de Fier II, 5 centrale electrice pe segmentul inferior al râului Olt și centrala electrică Lotru Ciunget), în timp ce au fost puse în funcțiune unități de producție suplimentare cu o putere de numai 171 MW, corespunzând centralelor hidroelectrice Poiana Teiului, Movileni, Râul Alb, Subcetate, Plopi, Cornetu, Robești, Bretea și Racovița). Planurile de afaceri actuale ale Grupului includ retehnologizarea și modernizarea a aproximativ 1,1 GW de putere instalată în centrale hidroelectrice până în anul 2030 (pentru detalii, a se vedea secțiunea „*Activitatea Societății — Activitate și Operațiuni — Producția de energie — Proiecte de Retehnologizare și Modernizare*" de mai jos).

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Este posibil să dureze mai mulţi ani înainte ca aceste proiecte să devină operaţionale, interval de timp în care sunt expuse la o serie de riscuri de construcţie, operaţionale, juridice şi de altă natură, precum: (a) imposibilitatea de a găsi un contractant sau un subcontractant potrivit, fie la începutul unui proiect (spre exemplu, în cazul CHE Arceşti, CHE Remeti şi CHE Vaduri, procedurile de achiziţie publică nu au fost atribuite din cauza incapacităţii UCM Reşiţa S.A. şi Hidroserv de a depune o ofertă corespunzătoare sau de a se încadra în buget), fie ca urmare a neîndeplinirii obligaţiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat, inclusiv din cauza unor procese de achiziţii publice îndelungate şi complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) imposibilitatea de a finaliza un proces de achiziţii publice din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziţii publice şi la întârzieri semnificative în semnarea contractelor necesare sau impune actualizarea valorii investiţiei şi, în consecinţă, reaprobarea proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanţii sau subcontractanţii selectaţi a proiectelor sau a unor părţi de proiecte, în conformitate cu specificaţiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanţii selectaţi nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eşecuri sau întârzieri în obţinerea sau reînnoirea oricăror autorizaţii şi avize de construire necesare şi a aprobărilor de mediu şi de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependenţa de un număr limitat de contractanţi, arhitecţi, ingineri sau alţi prestatori de servicii, dintre care unii se află în insolvenţă (cum ar fi Romelectro S. A., UCM Reşiţa S.A. şi filiala Societăţii — Hidroserv) şi proceduri de faliment (cum ar fi ISPH Project Development S.A.) şi care, prin urmare, ar putea să nu aibă capacitatea deplină de a presta serviciile necesare Grupului; (f) lipsa sau creşterea costurilor sau majorarea preţurilor globale ale materiilor prime; (g) lipsa sau majorarea costurilor echipamentelor, în special în ceea ce priveşte turbinele şi generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanţii sau subcontractanţii, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achiziţiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflaţiei sau a deficitului de echipamente importante ca urmare a cererii crescute; sau (k) oprirea funcţionării întregii CHE sau a unor părţi din aceasta pe durata retehnologizării/modernizării, care poate avea o influenţă notabilă asupra producţiei de energie electrică a Societăţii.

De exemplu, în cazul CHE Stejaru, contractul a fost reziliat de contractantul Romelectro (pentru mai multe detalii, a se vedea *„Activitatea Societăţii — Activitate şi Operaţiuni — Producţia de energie — Proiecte de retehnologizare şi modernizare"*), ceea ce a făcut ca hidroagregatul nr. 5 să rămână nefinalizat şi indisponibil, perioada de execuţie fiind astfel prelungită. În acelaşi timp, nereuşita procedurilor de achiziţii aferente CHE Râul Mare Retezat şi Brădişor atrage necesitatea revizuirii bugetului obiectivelor de investiţie (însemnând că preţurile sunt actualizate la nivelul pieţei, ceea ce poate avea drept consecinţă necesitatea reluării procesului de aprobare).

În plus, în cazul în care Societatea urmează să se confrunte în continuare cu dificultăţi în contractarea cu participanţii tradiţionali de pe piaţă, precum UCM Reşiţa S.A. şi Hidroserv, sau în cazul în care unii dintre aceştia încetează să mai presteze servicii din cauza intrării în faliment, Grupul ar putea să se confrunte cu întârzieri şi costuri majorate sau ar putea chiar să fie nevoit să îşi schimbe strategia de modernizare a activelor prin modificarea soluţiilor tehnice şi implementarea de noi concepte. Acest lucru va prelungi nu numai timpul necesar pentru promovarea şi aprobarea indicatorilor tehnico-economici, dar şi durata procesului de achiziţii publice şi va majora valoarea investiţiilor aferente.

Apariţia unuia sau a mai multora dintre aceste evenimente poate impacta negativ capacitatea Grupului de a finaliza actualele sau viitoarele proiecte de retehnologizare sau modernizare conform calendarului sau în limitele bugetului, ceea ce ar putea avea drept consecinţă un efect negativ semnificativ asupra activităţii, situaţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului.

Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi finanţeze planul de dezvoltare

Grupul intenţionează să îşi finanţeze planul de dezvoltare prin generarea de fluxuri de numerar la nivel intern şi prin finanţări externe. Este posibil ca termenii şi condiţiile în baza cărora ar putea fi puse la dispoziţia Grupului viitoare fonduri sau finanţări să nu fie acceptabile sau ca fondurile sau finanţările să nu fie disponibile deloc Grupului, din cauza condiţiilor economice şi ale pieţelor de capital, a încrederii investitorilor, a performanţelor comerciale ale Grupului, a evoluţiilor politice şi legislative sau disponibilităţii creditării din partea băncilor şi a altor creditori etc. Totodată, dacă sunt atrase fonduri pe un termen mai lung, este posibil ca gradul de îndatorare al Societăţii să crească şi ca aceasta să fie supusă unor clauze şi indicatori financiari suplimentari sau mai restrictivi, precum şi unor costuri suplimentare pentru serviciul datoriei. Dacă sunt atrase fonduri suplimentare prin emiterea de noi Acţiuni, participaţiile existente ar putea fi diluate.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Incapacitatea Societății pe termen lung de a obține finanțare externă suficientă în aceste scopuri ar putea să aibă efecte adverse asupra capacității sale de a își pune în aplicare planul de dezvoltare, de a își extinde sau menține activitatea și de a își îndeplini obiectivele de producție. Indisponibilitatea unei astfel de finanțări ar putea avea drept consecință înregistrarea de costuri neprevăzute pentru Societate ca, de exemplu, costuri de conservare a lucrărilor de construcție aflate în execuție, costuri pentru îndeplinirea obligațiilor de mediu și costuri rezultate din ineficiența anumitor instalații hidroelectrice și întârzieri în legătură cu implementarea programelor sale de investiții. Acești factori ar putea avea efecte negative semnificative asupra perspectivelor comerciale, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Societății.

Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condițiilor climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului. Totodată, schimbările climatice și episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producție ale Grupului (puse în funcțiune și planificate a fi puse în funcțiune)

Producția de energie electrică a Grupului depinde în mare măsură de resurse naturale, precum ninsoare, ploaie, lumina solară sau intensitatea și viteza vântului și, cu toate că Grupul își planifică proiectele și operațiunile deja funcționale pe baza unor studii hidrologice și modele meteorologice istorice, acești factori sunt independenți de voința sa și pot varia semnificativ în timp.

Performanța centralelor hidroelectrice ale Grupului în generarea electricității depinde de debitele de apă, debite ce variază în fiecare an și sunt supuse unor factori precum precipitații, viteza de topire a zăpezii și modificările sezoniere. Nu poate exista nicio garanție că afluxurile de apă la centralele hidroelectrice ale Grupul vor corespunde ipotezelor operaționale ale acestuia sau că condițiile climatice și de mediu nu se vor modifica semnificativ comparativ cu condițiile prevalente de la momentul în care au fost formulate ipotezele operaționale ale Grupului. În cazul apariției unor condiții meteorologice nefavorabile, în special pe o perioadă lungă, cum ar fi vremea neobișnuit de caldă, acestea ar avea un impact negativ asupra generării de electricitate și implicit asupra profitabilității proiectelor afectate. De exemplu, în anul 2022, România s-a confruntat cu o secetă severă care a afectat producția de electricitate a Grupului cu un nivel brut al producției hidroenergetice de 13,6 TWh în acel an, reprezentând o diminuare cu aproximativ 14,5% a producției din astfel de active comparativ cu producția medie anuală de energie hidroelectrică de 15,9 TWh din intervalul celor 10 ani anteriori.

Producția de energie electrică a Grupului din parcurile eoliene și dezvoltarea sau achiziția viitoare de capacități eoliene și solare depinde de fluctuațiile condițiilor eoliene și solare. Previziunile pe termen lung în legătură cu aceste condiții sunt supuse incertitudinilor, printre motive numărându-se amplasamentul echipamentelor de măsurare a vântului, volumul de date disponibile, metodele de extrapolare și prognoză utilizate în estimarea vitezei vântului, radiațiile solare și diferențele de condiții atmosferice și erorile în măsurătorile meteorologice. În plus, chiar dacă condițiile de vânt sau solare reale din parcul eolian sau la capacitățile solare sunt în concordanță cu previziunile pe termen lung ale Grupului, condițiile de vânt pe o perioadă scurtă de timp se pot abate substanțial de la media pe termen lung din cauza fluctuațiilor naturale ale vântului sau radiația solară se poate modifica, provocând o volatilitate semnificativă pe termen scurt în ceea ce privește performanța capacităților eoliene și solare ale Grupului.

Activitatea Grupului este supusă fluctuațiilor sezoniere de temperatură. Producția de energie electrică a Grupului este de obicei cea mai scăzută în septembrie din cauza anumitor factori, printre care se numără dependența de debitele de apă ale râurilor și cursurilor de apă, limitările care decurg din regulamentele de funcționare, întreruperile, programul de iarnă (pentru mai multe detalii a se vedea secțiunea *„Activitatea Societății — Prezentare a operațiunilor Emitentului"*). Pe baza datelor statistice, cel mai mare aflux de apă se înregistrează în general în lunile martie, aprilie, mai și iunie datorită topirii zăpezii. Acest lucru conduce la o producție de energie electrică mai mare a Grupului în aceste luni decât în celelalte perioade ale anului.

Consumul de energie electrică este, de asemenea, sezonier și este afectat în principal de condițiile meteorologice. În România, consumul de energie electrică este, în general, mai mare în timpul lunilor de iarnă și de vară. În consecință, Grupul înregistrează, de obicei, o cerere mai mare în perioada noiembrie-februarie și iulie-august, în principal ca urmare a utilizării echipamentelor de încălzire și, respectiv, a aerului condiționat. În schimb, în general, Grupul înregistrează o cerere mai mică primăvara și toamna. Ca urmare a acestor modele sezoniere, vânzările și rezultatele operațiunilor Grupului sunt mai mari în primul semestru și mai mici în al doilea semestru în orice an. În cazul în care Grupul nu reușește să obțină venituri la nivelurile preconizate pe durata perioadelor în care instalațiile sale de producție funcționează la capacitate maximă, este posibil să nu poată să compenseze pierderea de venituri din perioadele în care cererea de energie electrică este redusă.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Dacă Grupul nu poate să anticipeze sau să găsească o soluție pentru aceste fluctuații în producția și cererea de energie electrică, activitatea, situația financiară, rezultatele operațiunilor și perspectivele acestuia ar putea fi afectate semnificativ negativ, iar situația sa financiară și rezultatele operațiunilor pot înregistra variații semnificative de la un an la altul.

În măsura în care schimbările climatice provoacă variații ale temperaturilor, ale resurselor eoliene și ale condițiilor meteorologice, aceste variații pot conduce la o creștere a persistenței medii a stratului de nori sau a intensității sau a frecvenței evenimentelor meteorologice extreme. Prin urmare, schimbările climatice pot, de asemenea, să aibă un efect negativ asupra centralelor hidroelectrice ale Grupului sau pot provoca avarii turbinelor eoliene ale acestuia. Condițiile meteorologice extreme pot provoca avarii sau defecțiuni ale echipamentelor Grupului, ca, de exemplu, scurgeri la instalațiile hidroelectrice sau avarii la turbinele sale eoliene din cauza intensității puternice a vântului, printre altele. Pentru mai multe detalii privind factorii care pot duce la defectarea echipamentelor esențiale, a se vedea *„Exploatarea instalațiilor Grupului ar putea duce la defectarea echipamentelor esențiale, întreruperi neplanificate în furnizarea de energie electrică, reducerea producției și costuri și investiții neprevăzute"* de mai jos.

În cazul în care oricare dintre condițiile hidrologice și climatice menționate mai sus fluctuează semnificativ sau se abat de la ipotezele operaționale ale Grupului, producția de energie electrică a Grupului și cererea pentru furnizarea acesteia ar putea fi afectate negativ, ceea ce, la rândul său, ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Rezultatele operațiunilor Grupului pot fi afectate de fluctuațiile prețurilor energiei electrice

Veniturile și marjele Grupului în activitățile sale sunt expuse la fluctuațiile prețurilor energiei electrice pe piețele angro și cu amănuntul. Prețurile energiei electrice sunt stabilite în funcție de cererea de energie electrică din partea consumatorilor finali, de furnizarea de energie electrică de la activele de producție conectate la rețea, precum și de capacitatea de interconectare cu țările vecine și de situația pieței din acestea. În cazurile în care Societatea alege să vândă pe piața liberă (a se vedea *„Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficace în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale"*), aceasta își asumă expunerea astfel rezultată la fluctuațiile de preț de pe piața energiei electrice. Prețurile de piață ale energiei electrice au cunoscut adesea perioade de volatilitate, de exemplu, între 2020 și 2022, pandemia de COVID-19 a dus la o scădere a consumului și a prețurilor energiei electrice, în timp ce războiul din Ucraina a dus la o creștere a prețurilor energiei pe fondul crizei provocate de creșterea prețurilor la gazele rusești. Aceste de prețuri depind de o serie *de factor*i, incluzând, fără limitare la, dar nu exclusiv, nivelul cererii, momentul zilei, prețurile carbonului (European Union Allowances sau EUA), disponibilitatea și costul capacității de generare disponibile pentru a satisface cererea, precum și structura piețelor specifice (inclusiv regulile care stabilesc ordinea în care este distribuită capacitatea de generare și factorii care afectează volumul de energie electrică care poate fi gestionat de infrastructura de transport disponibilă la un moment dat, inclusiv diferite tipuri de modele de piață care se pot schimba semnificativ în viitor.)

Prețurile la care energia produsă de Grup este vândută pe piață depind în parte de costul relativ, de eficiența și de investițiile necesare pentru dezvoltarea și exploatarea surselor de energie. O scădere a costurilor altor surse de energie electrică, cum ar fi combustibilii fosili sau energia nucleară, ar putea reduce prețul energiei electrice. O cantitate semnificativă de noi capacități de generare a energiei electrice care devin disponibile ar putea, de asemenea, reduce prețul energiei electrice. Creșterea simultană a capacităților solare și eoliene de electricitate în perioadele de disponibilitate ridicată a resurselor poate conduce la o scădere a prețurilor energiei electrice.

În același timp, modificări mai ample ale reglementărilor privind piața de tranzacționare a energiei electrice, cum sunt OUG 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 — 31 martie 2023 (**„OUG 119/2022"**) și OUG 153/2022 pentru modificarea OUG 27/2022 și OUG 119/2022 (**„OUG 153/2022"**), ambele aplicabile până la 31 martie 2025, au avut, de asemenea, un impact asupra prețurilor energiei electrice, impunând Societății să vândă prin intermediul MACEE la prețul fix de 450 RON/MWh o anumită cantitate de energie produsă (pentru detalii, a se vedea factorul de risc *„Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului"* și secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)"*.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Cererea de energie electrică este supusă unei serii de alți factori asupra cărora Grupul nu are niciun control, inclusiv evoluțiile economice și politice din România (și din altă parte), care fluctuează în funcție de ciclurile economice, cererea consumatorilor, condițiile climatice și caracterul sezonier (pentru acestea din urmă, a se vedea *„Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru aceasta sunt dependente de condiții climatice care sunt independente de voința Grupului"*). De exemplu, pandemia de COVID-19 a cauzat o scădere a cererii de energie electrică de la 55,15 TWh în 2019 la 53,59 TWh.

O scădere a prețurilor de piață la energia electrică ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată

Veniturile Societății provin în mare măsură din vânzarea energiei electrice și, prin urmare, profitul din exploatare depinde, pe de o parte, de tarifele percepute de la clienții săi și, pe de altă parte, de cheltuielile de exploatare (cum ar fi contribuția pentru apă uzinată) care reprezintă o parte semnificativă a cheltuielilor de exploatare). Ca producător de energie hidroelectrică, Societatea este obligată prin lege să achite către Administrația Națională Apele Române (**„ANAR"**) o contribuție pentru apa uzinată, care a fost în general calculată în baza volumului de apă folosit de Grup să genereze energie electrică prin centralele hidroelectrice

Rata de taxare a fost supusă unor majorări semnificative în ultimii zece ani. Contribuția pentru apa uzinată a crescut de la 0,0001 RON/mia de metri cubi în 2003 la 1,1 RON/mia de metri cubi în 2010 și, mai recent a fost stabilită la 1,4 RON/mia de metri cubi, fiind supusă unor actualizări anuale pe baza indicelui de consum. Contribuția pentru apa uzinată în prima parte a anului 2023 a fost de 1,40 RON, iar valorile contribuției pe apă uzinată în 2022, 2021 și 2020 au fost de 1,23 RON, 1,17 RON și, respectiv, 1,12 RON, în fiecare caz per mie de metri cubi de apă. Cheltuielile cu contribuția pe apă uzinată ale Grupului în primul trimestru al anului 2023 si anii 2022, 2021 și 2020 au fost de 163,6 milioane RON (reprezentând 12,6% din costurile sale de operare, respectiv 36,93 RON/MWh produs), 451,0 de milioane RON (reprezentând 10,5% din costurile sale de operare în acel an, respectiv 33,1 RON/MWh produs), 540,1 milioane RON (reprezentând 18,6% din costurile sale de operare în acel an, respectiv 31,9 RON/MWh produs) și, respectiv, 307,1 milioane RON (reprezentând 15,1% din costurile sale de operare în acel an, respectiv 20,5 RON/MWh produs). În plus, până recent, în absența unor echipamente speciale pentru măsurarea cantităților de apă utilizate/evacuate în scopul calculării contribuției pe apă uzinată, Societatea trebuia să plătească echivalentul debitului maxim autorizat al centralelor, înmulțit cu timpul de operare al generării de energie electrică.

În data de 31 mai 2023, Guvernul României a adoptat Ordonanța de Urgență nr 52/2023 care a adus modificări asupra contribuției percepute de ANAR pentru apa uzinată, stabilind o nouă modalitate de cuantificare a acesteia, respectiv un nou tarif de 37 RON/MWh produs. Totodată, prin noile prevederi s-a renunțat și la indexarea anuală aferentă aplicării indicelui anual al prețurilor de consum.

Ținând cont de multiplele modificări de-a lungul timpului, nu există nicio garanție că taxa pe apa uzinată nu va fi supusă unor altor majorări sau altor schimbări în metodologia de calcul, ceea ce ar afecta direct cheltuielile și poziția financiară ale Societății și ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Transelectrica poate solicita Societății să furnizeze energie electrică în vederea echilibrării în afara procesului de licitație și în plus față de disponibilitatea de echilibrare a Societății, ceea ce poate conduce la neîndeplinirea de către Societate a altor obligații legale sau contractuale ce îi revin

Pentru a asigura echilibrul producție-consum în sistemul energetic național și pentru a rezolva orice restricții din rețea, operatorul național de transport și sistem al energiei electrice (**„Transelectrica"** sau **„OST"**) cumpără energie electrică pe piața centralizată de echilibrare pentru a compensa orice abatere de la valorile planificate de producție și consum de energie electrică. Pe piața de echilibrare, Societatea și alți participanți la piață transmit oferte către OTS zilnic pentru furnizarea de energie electrică pentru echilibrare către OTS pentru ziua următoare.

Participarea la piața de echilibrare este voluntară. Cu toate acestea, în condiții excepționale și pentru asigurarea rezervei permanente de echilibrare a sistemului de energie electrică, OTS poate impune participanților la piață, inclusiv Societății, să asigure energie către OTS într-o anumită zi, la un preț stabilit în conformitate cu reglementările aplicabile, chiar dacă acești participanți nu au trimis nicio ofertă pe piața de echilibrare în ziua anterioară. Dacă se întâmplă acest lucru, nu există nicio garanție că Societatea va avea suficientă energie electrică la dispoziție să îndeplinească o asemenea obligație de echilibrare fără să afecteze obligațiile de livrare ce îi revin în temeiul altor angajamente contractuale. În cazul în care Societatea nu are suficient volum pentru a-și îndeplini obligația de echilibrare sau obligațiile de livrare contractate, există

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ
APROBAT
ROMÂNIA

riscul ca aceasta să își încalce oricare din aceste obligații sau să fie nevoită să achiziționeze energie electrică suplimentară de pe piața liberă în vederea îndeplinirii obligațiilor ce îi revin, la prețuri mai mari decât cele preconizate, ceea ce ar putea afecta cheltuielile și situația financiară ale Societății și ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficace în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale

Grupul încearcă să acopere riscurile legate de volatilitatea prețurilor la energie prin încheierea de contracte bilaterale la termen cu preț fix încheiate la bursa OPCOM sau contracte bilaterale la termen cu preț fix negociate direct cu furnizorii (care livrează consumatorilor finali), cu distribuitorii sau cu OTS (pentru consumul final propriu al acestora). Atunci când Grupul încheie contracte de vânzare cu preț fix, acesta încearcă să acopere aceste poziții prin încheierea de astfel de contracte la termen pentru tranzacții fizice cu energie electrică. Posibilitățile Grupului în ceea ce privește acoperirea riscului sunt limitate în prezent de contextul legislativ, având în vedere că până la 31 martie 2025, Societatea este obligată să vândă o anumită cantitate de energie prin MACEE, la un preț fix de 450 RON/MWh (a se vedea factorul de risc *„Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului"* și secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/ 2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)"*)

La încheierea contractelor la termen pe piețe concurențiale, Societatea vinde energie electrică cu până la doi ani înainte de livrarea efectivă a acesteia, pe baza previziunilor de producție care sunt reevaluate cu o lună înainte de livrare. În plus, în cursul ultimei luni corespunzătoare datei la care Societatea trebuie să livreze energia electrică, Societatea utilizează o altă prognoză pentru a determina dacă este necesar să cumpere energie electrică pe Piața pentru Ziua Următoare („PZU"), ceea ce se poate realiza până la data livrării. Aceste prognoze se bazează pe datele Societății și pe informațiile furnizate de analiza datelor. Exactitatea prognozelor Societății pentru o anumită perioadă depinde de o serie *de factori*, inclusiv de disponibilitatea instalației sale de generare a energiei electrice, de condițiile meteorologice și de vânt și de întreruperile echipamentelor. Orice diferență între volumul de energie electrică vândut pe piață și volumul de energie electrică produs efectiv de instalațiile de generare a energiei electrice ale Societății duce la un dezechilibru. Dacă este necesar, Societatea încearcă să reducă dezechilibrul prin tranzacții intrazilnice pe piețele OPCOM, care pot sau nu să aibă succes, și să achiziționeze volumul de energie electrică care lipsește. Prețurile la care se cumpără energia electrică lipsă, inclusiv pentru îndeplinirea obligațiilor de furnizare ale Societății, pot fi nefavorabile Grupului, în special dacă este necesar să se cumpere energie electrică de pe PZU sau prin MACEE (în acest din urmă caz la prețul de 450 RON/MWh).

Cu toate că Societatea caută să mențină o poziție neutră din punctul de vedere al acoperirii riscului cu privire la fluctuațiile de preț și să plaseze ordine de vânzare cât mai apropiate posibil de prețul mediu de pe piață, în același timp stabilind cu prudență volumele totale vândute anual în corelație cu producția medie istorică și prognozată, este posibil ca strategiile sale de acoperire a riscului să nu fie eficace în atenuarea fluctuațiilor de preț, mai ales că, având în vedere rolul Societății în SEN, strategiile sale de acoperire a riscului nu se concentrează pe fluctuația de preț, ci pe a asigura o predictibilitate a veniturilor viitoare pe termen mediu și lung. Astfel, este posibil ca momentul fluctuațiilor de preț să nu corespundă cu momentul contractelor de acoperire a riscului, ceea ce ar putea avea drept consecință o lipsă de protecție pentru Societate atunci când aceasta are cea mai mare nevoie de această protecție. De exemplu, în cazul în care Societatea încheie un contract de vânzare a energiei la un preț fix în viitor, iar prețul energiei crește semnificativ înainte de expirarea contractului, Societatea nu va beneficia de prețul mai.mare.

În unele situații extreme, strategia de acoperire a riscului poate duce la pierderi semnificative, dacă Societatea nu poate livra volumele contractate și, pentru a își îndeplini obligațiile, ar fi nevoită să achiziționeze respectivele volume de pe piața liberă la prețuri mai mari decât cele din contractele de acoperire a riscului. Orice incapacitate de a acoperi riscurile legate de volatilitatea prețurilor la energie sau de a prognoza corect cantitatea de energie electrică pe care Societatea poate să o livreze pe piață în raport cu activele de producție ale Societății ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor sau perspectivelor Grupului.

Societatea ar putea fi supusă intensificării concurenței pe piața de furnizare

Societatea își desfășoară activitatea pe piețe de energie angro și cu amănuntul extrem de competitive. Prin urmare, Societatea se confruntă cu o concurență semnificativă pentru clienți, atât din partea actorilor

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA APROBAT ROMANIA

consacrați de pe piețe (precum Electrica Furnizare S.A., Enel Energie S.A., EON Energie România S.A. și CEZ Vânzare S.A.), cât și a noilor veniți pe piețe, cum ar fi producătorii independenți de energie și companiile producătoare de energie regenerabilă. Această concurență ar putea duce la o presiune asupra prețurilor și la o rentabilitate redusă, cu impact negativ asupra performanței financiare a Societății. În timp ce, până în prezent, Societatea a furnizat energie sub plafoanele de preț temporare în vigoare pentru clienții casnici și non-casnici (cel mai mare tarif pe care îl poate plăti un client fiind de 1,3 RON/KWh), nu există nicio garanție că, în viitor, Societatea va putea produce și furniza energia produsă în portofoliul de clienți de furnizare la un preț sub plafonul reglementat, ceea ce ar putea avea drept rezultat pierderea avantajului competitiv al Societății.

Performanța financiară a Grupului ar putea fi afectată de concurența din partea altor furnizori care ar putea oferi condiții sau prețuri mai bune pentru furnizarea de energie electrică consumatorilor existenți sau potențiali ai Grupului decât cele oferite de acesta. Intensificarea concurenței ar putea forța Grupul să reducă prețurile sau ar putea să conducă la o scădere a volumului de energie electrică furnizată de acesta, ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Grupului.

Statul român va păstra controlul asupra Grupului ulterior Ofertei, iar interesele acestuia ar putea fi diferite de interesele celorlalți acționari ai Societății sau ar putea intra în conflict cu acestea

Ulterior Ofertei, statul român va continua să dețină 80,06% din capitalul social emis al Societății. Drept urmare, acesta va continua să aibă capacitatea de a controla deciziile la adunările acționarilor Societății. În special, va avea capacitatea de a nominaliza membri în consiliul de supraveghere al Societății („**Consiliul de Supraveghere**"), de a stabili rezultatul voturilor în cadrul adunărilor generale ale acționarilor Societății (cu excepția cazurilor în care acționarul majoritar ar trebui să se abțină de la un astfel de vot), precum și de a stabili distribuția de dividende și efectuarea unor tranzacții semnificative la nivel de Societate, inclusiv conversii de datorii în acțiuni și achiziții de participații în alte entități care necesită aprobarea din partea acționarilor. În plus, statul român ar putea influența activitatea Grupului prin adoptarea de legislație nouă pe care Grupul este obligat să o respecte.

Este posibil ca interesele statului român să nu fie pe deplin armonizate cu obiectivele Grupului ca societate comercială, iar statul român ar putea acorda prioritate obiectivelor de politică națională față de interesele comerciale ale Grupului atunci când își exercită influența asupra Grupului și poate impune Societății să ia sau să nu ia anumite măsuri diferit față de cum ar decide Societatea. De exemplu, Grupul se supune politicii de dividende a Guvernului pentru companiile de stat, care ar putea restrânge capacitatea Grupului de a reinvesti o parte din profiturile sale. În plus, deciziile privind nominalizarea membrilor Consiliului de Supraveghere al Societății și momentul în care încep sau se încheie mandatele acestora sunt influențate în prezent și vor continua și după Ofertă să fie influențate de statul român în calitate de acționar majoritar.

Deși sprijinul statului român s-a dovedit, de-a lungul timpului, a fi un factor de susținere și încurajare pentru succesul Grupului, nu poate exista nicio garanție că, în viitor, interesele statului român vor coincide cu interesele Grupului sau ale cumpărătorilor de Acțiuni, care ar putea să interfereze, la rândul lor, cu interesele comerciale ale Grupului și/sau să aibă un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale acestuia și/sau asupra valorii unei investiții în Acțiuni.

Exploatarea instalațiilor Grupului ar putea duce la defectarea echipamentelor esențiale, întreruperi neplanificate în furnizarea de energie electrică, reducerea producției și costuri și investiții neprevăzute și, în unele cazuri, daune asupra mediului și bunurilor și acțiuni în justiție

Exploatarea instalațiilor hidroenergetice și eoliene ale Grupului poate fi afectată de avarierea sau defectarea echipamentelor sau proceselor, de funcționarea deficitară în afara parametrilor de funcționare sau de o producție sau de o eficiență sub nivelul așteptat. Astfel de defecțiuni și probleme de performanță ar putea fi provocate de mai mulți factori, inclusiv erori umane, avarierea intenționată, întreruperi în alimentarea cu energie, incendii, lipsa mentenanței, cutremure, inundații sau alte dezastre naturale, acte de terorism, de sabotaj, eroziunea și coroziunea solului, atacuri cibernetice, uzură obișnuită în timp și alte evenimente neprevăzute.

Multe dintre instalațiile Grupului necesită activități periodice planificate de revizie generală pentru a evita întreruperile în funcționare neplanificate, activități care pot reduce, de asemenea, nivelul de producție sau de eficiență preconizat, precum și care pot impune costuri și cheltuieli de investiții semnificative din partea Grupului. De asemenea, din când în când pot apărea întreruperi în funcționare neplanificate ale unităților generatoare, inclusiv prelungiri ale întreruperilor programate din cauza unor defecțiuni mecanice sau a altor probleme legate de proiectele operaționale ale Grupului, acestea reprezentând un risc inerent al activității.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Performanța operațională a parcului eolian al Grupului poate fi influențată, printre alți factori, de avarii și defecțiuni ale componentelor, ca, de exemplu, turbinele, substațiile, cablurile de export și cablurile de rețea, precum și de timpul necesar pentru remedierea unor astfel de avarii și defecțiuni, care pot fi afectate de condițiile meteorologice și de disponibilitatea personalului calificat, a echipamentelor și a pieselor de schimb. Acest lucru se suprapune, de asemenea, cu faptul că Societatea deține polițe de asigurare care se pot dovedi insuficiente pentru a acoperi pierderile importante.

Avarierea barajelor Grupului poate avea drept consecință inundații, care pot provoca daune mediului și populației locale, daune grave și distrugerea bunurilor, instalațiilor și echipamentelor, precum și suspendarea operațiunilor sau a aprovizionării. O astfel de situație ar putea avea ca rezultat faptul că Societatea poate fi acționată în instanță, în calitate de pârât în procese în care se solicită pretenții pentru încălcarea contractului sau daune substanțiale, costuri de readucere a mediului la starea inițială, daune de reputație, vătămări corporale și amenzi sau sancțiuni.

Defecțiunile mecanice sau alte defecte ale echipamentelor sau accidentele care au ca rezultat nefuncționarea sau funcționarea insuficientă a unei centrale electrice sau a unui parc eolian ar putea avea un impact direct asupra rentabilității operațiunilor Grupului. De exemplu, în timpul unei inspecții tehnice au fost detectate pierderi de ulei la sistemul de reglare a paletelor rotorului la una dintre turbinele Porțile de Fier (hidroagregatul 1). În această situație, a fost necesară intervenția pentru rezolvarea problemei, cu dezasamblarea turbinei și oprirea funcționării hidroagregatului pentru o perioadă de 24 de luni începând cu februarie 2023. În același timp, este posibil ca echipamentele sau piesele critice să nu fie întotdeauna disponibile imediat atunci când sunt necesare, iar acest lucru poate afecta, de asemenea, disponibilitatea centralelor hidroelectrice sau parcurilor eoliene ale Grupului.

O poluare, cum ar fi scurgerea de ulei, poate fi cauzată în mod accidental și poate provoca daune mediului și proprietății. De exemplu, piesele hidromecanice necesită lubrifiere prin uleiuri minerale, iar în cazul turbinelor Kaplan pot exista scurgeri de ulei. Pentru hidrocentrale cu puteri instalate mai mari și cu o durată de viață mai mare, existența scurgerilor de ulei este inevitabilă. Din acest motiv, este posibil ca acestea să nu fie înregistrate de Grup. În perioada 2019-2022, Grupul a suferit mai multe incidente de mediu – toate scurgeri de ulei. Aceste scurgeri de ulei au fost cauzate de operarea pieselor mobile (porților) ale instalațiilor, lucrări de reparații la instalații, precum și de către terțe părți.

Repararea oricăror daune fizice ale amenajărilor Grupului, în special ale centralelor sale hidroelectrice, poate fi costisitoare. Orice perturbare a serviciilor poate provoca deversări și pierderi în producerea de energie electrică, costuri suplimentare de acoperire a deficitului prin achiziții de pe piață la prețurile în curs (care ar putea fi mai mari decât prețurile de vânzare contractate) și nemulțumire în rândul clienților și, de asemenea, poate atrage răspundere pentru daune, costuri de exploatare mai mari, vânzări reduse ale produselor Grupului, impunerea de penalități și alte costuri și cheltuieli neprevăzute. Toate sau oricare dintre acestea ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra imaginii, activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Un cutremur major ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Societății

Activitățile economice ale Grupului depind de baza de active a acestuia, care ar putea fi semnificativ avariată în cazul unor cutremure majore. Grupul nu a efectuat niciun studiu specific pentru a evalua vreun risc seismic sau stabilitatea barajelor. Riscul seismic în România este unul dintre cele mai mari din Europa. România a înregistrat cutremure majore care au depășit 7,0 pe scara Richter în anii 1940 și în anii 1970, provocând daune catastrofice vieții și proprietății. Dacă un cutremur major cu o magnitudine similară ar avea loc din nou în România, nu poate fi prezis în totalitate cum ar afecta baza de active a Grupului sau economia României în general. Orice cutremur major poate duce la vătămări corporale și pierderi de vieți omenești, daune proprietăților și contaminarea mediul înconjurător, ceea ce poate duce la închiderea instalațiilor Grupului, suspendări sau întreruperi ale operațiunilor. Dacă economia României ar fi grav perturbată de un cutremur, consumul de energie electrică din România ar putea fi în mod semnificativ afectat și Guvernul ar putea impune reglementări suplimentare ale pieței de energie pentru a asigura stabilitatea prețului.

Dacă oricare dintre aceste riscuri se materializează, Grupul ar putea suporta pierderi și datorii neasigurate, ar putea suferi daune reputaționale și/sau pierderi materiale în capacitățile operaționale, care ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor acestuia.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA ASF APROBAT ROMANIA

Grupul depinde de infrastructura TO și TI, care s-ar putea defecta sau ar putea fi afectată de atacuri cibernetice

Activitatea Grupului depinde de funcționarea eficientă și fără întreruperi a tehnologiei operaționale („**TO**") și infrastructurii de tehnologia informației („**TI**"), care include sisteme complexe și sofisticate de tehnică de calcul, telecomunicații, control de supraveghere, prelucrare de date, achiziție de date și monitorizare a datelor (cum ar fi Controlul de supraveghere și achiziția de date („**SCADA**") sau sisteme VPN închiriate). În cazul în care TO sau infrastructura TI a Grupului, inclusiv centrele de control, centrele de date, instalațiile de rezervă și procedurile de recuperare în caz de urgență sau orice altă TO sau TI utilizată în cadrul activității sale, inclusiv instalațiile hidroelectrice automate, ar deveni nefuncționale sau ar fi afectate de întreruperi din orice motiv (inclusiv viruși informatici, coduri dăunătoare și distructive, atacuri de tip phishing și atacuri de blocare a serviciilor), astfel de avarii ar putea duce la creșterea semnificativă a costurilor (inclusiv pentru repararea instalației sau a altor active), la reduceri ale capacității disponibile și ale producției și ale datelor esențiale, ceea ce ar putea avea drept rezultat pierderea de date cu caracter personal, pierderi financiare și daune de reputație pentru Grup sau pierderea clienților, în special în cazul în care TI afectată face parte din interfața cu clienții. Deoarece activele Grupului constituie o parte esențială a infrastructurii naționale, acestea ar putea deveni, de asemenea, ținta unor actori motivați politic, inclusiv prin atacuri cibernetice, care ar putea perturba TO sau infrastructura TI a Grupului (a se vedea și „*Ostilitățile cu țările vecine și tulburările sociale din Ucraina sau din alte state din Europa de Est pot avea efecte negative asupra economiei României*").

Sistemele de securitate TI instituite de Grup pentru a preveni atacurile cibernetice sau scurgerile de informații sensibile pot fi penetrate de atacuri cibernetice. Pe lângă impactul negativ asupra operațiunilor comerciale, o nefuncționare a sistemelor de monitorizare a operațiunilor Grupului (care se concentrează pe disponibilitatea, activitatea și eficiența instalațiilor, supravegherea operațională, canalele de comunicare cu clienții, întreținerea și mentenanța predictivă, sănătatea și siguranța, precum și respectarea legilor și reglementărilor de mediu) ar putea duce la nerespectarea cerințelor de autorizare și la impunerea de amenzi sau sancțiuni, precum și la potențiale defecțiuni ale sistemului.

Sistemul software al Grupului se bazează în principal pe contracte de licențiere și nu pe aplicații software personalizate proprii. Prin urmare, Grupului i se aplică garanții și limitări de răspundere nenegociabile, standard (stabilite de producătorii aplicațiilor software) pentru folosirea software-ului. Așadar, nu există seturi de garanții distincte adaptate la nevoile sau cerințele specifice ale Grupului.

Breșele de securitate informatică ar putea avea drept consecințe opriri sau întreruperi ale sistemelor Grupului și o potențială divulgare neautorizată de informații sau date confidențiale, inclusiv date cu caracter personal. Grupul ar putea fi nevoit să angajeze cheltuieli de capital semnificative sau alte resurse pentru a se proteja împotriva riscului de breșe de securitate sau pentru a atenua problemele cauzate de astfel de breșe. Orice astfel de breșe de securitate a TO sau TI și alte probleme viitoare ar putea avea un impact semnificativ asupra Grupului.

Oricare dintre aceste evenimente ar putea avea un impact negativ asupra veniturilor Grupului și un efect negativ substanțial asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor acestuia.

Migrarea infrastructurii TI existente a Grupului către noi sisteme TI integrate s-ar putea confrunta cu dificultăți și întârzieri

În cadrul eforturilor sale de digitalizare, Grupul se află în proces de implementare a unor sisteme integrate CRM Salesforce și SAP IS-U (inclusiv un software Smart Energy Water), în vederea înlocuirii infrastructurii TI existente a acestuia, aferente activității de furnizare, și a sprijinirii conducerii Grupului prin oferirea unei imagini de ansamblu asupra tuturor activităților comerciale, precum și asupra activităților de gestiune curente, printre care și facturarea. În același timp, se intenționează înlocuirea actualului portal SCADA[4] utilizat de Societate cu un nou sistem modernizat și centralizat, a cărui operaționalizare va fi finalizată în următorii ani.

Există riscuri asociate acestor proiecte TI, care sunt inerente în toate proiectele care presupun migrarea datelor, precum cele rezultate din configurarea și structurarea inadecvată, coruperea datelor în timpul migrării, calitatea slabă a datelor în sistemul existent și absența unei curățări corecte a datelor, precum și cele rezultate din absența unei instruiri eficace și la timp a personalului relevant în vederea utilizării corecte și eficiente a noilor sisteme.

[4] SCADA este o arhitectură de sistem de control care cuprinde calculatoare, comunicații de date în rețea și interfețe grafice cu utilizatorul pentru supravegherea la nivel înalt a utilajelor și proceselor.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Orice defectare a unor asemenea sisteme integrate sau orice eşec în implementarea acestora poate avea drept consecinţă pierderea sau coruperea datelor operaţionale sau a datelor despre clienţi. Orice astfel de posibilă pierdere sau corupere a unor astfel de date poate avea un efect negativ semnificativ asupra activităţii, rezultatelor operaţiunilor, situaţiei financiare şi perspectivelor Grupului.

Este posibil ca Grupul să nu poată angaja sau reţine personal calificat suficient, inclusiv membrii echipei de conducere superioară

Succesul operaţional al Grupului şi capacitatea acestuia de a-şi realiza planul de dezvoltare depind de abilităţile, competenţele şi experienţa conducerii superioare şi ale altor salariaţi esenţiali. Personalul experimentat şi competent în sectorul energetic este greu de găsit, iar Grupul se confruntă cu o concurenţă semnificativă în ceea ce priveşte recrutarea de astfel de personal. Mai mult, unele dintre problemele cu care se confruntă activele Grupului sunt destul de provocatoare atât din punct de vedere tehnic cât şi din punct de vedere logistic, cum ar fi înlocuirea pieselor la unităţile mari de generare şi la porţile de la Porţile de Fier 1. Prin urmare, dacă salariaţii experimentaţi pleacă sau se pensionează, în special din rândul inginerilor, Grupul ar putea întâmpina dificultăţi în a-i înlocui şi ar putea fi nevoit să suporte costuri semnificative în acest sens. În situaţia în care Grupul ar pierde membri ai echipei de conducere superioare, inclusiv membri ai Consiliului de Supraveghere sau ai directoratului Societăţii („**Directoratul**"), este posibil ca Grupul să nu poată să îi înlocuiască cu persoane cu o experienţă şi abilităţi echivalente sau să nu poată să facă acest lucru în timp util, în special având în vedere procesul îndelungat şi complex de numire a persoanelor din conducerea superioară în conformitate cu prevederile Ordonanţei de Urgenţă a Guvernului 109/2011 („**OUG 109/2011**").

Orice imposibilitate a Grupului de a angaja sau reţine un număr suficient de angajaţi experimentaţi, capabili şi de încredere, în special cei în funcţii de conducere cu calificări profesionale corespunzătoare, sau de a recruta sau reţine personal tehnic şi profesional calificat în ritmul dezvoltării Grupului ar putea avea drept rezultat o diminuare a atenţiei acordate priorităţilor organizaţionale, o execuţie deficitară a operaţiunilor, o incapacitate de a identifica şi executa potenţiale iniţiative strategice, ca, de exemplu, extinderea capacităţilor sau chiar costuri mai ridicate, în cazul în care Societatea e nevoită să externalizeze unele dintre activităţile sale. Materializarea oricăruia dintre aceste evenimente ar putea avea efecte negative semnificative asupra activităţii, situaţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului.

Grupul s-ar putea confrunta cu greve sau alte forme de întrerupere a activităţii la instalaţiile sale

Salariaţii Grupului sunt esenţiali pentru punerea în aplicare cu succes a strategiei sale comerciale. Salariaţii Grupului beneficiază de anumite drepturi conferite prin contractul colectiv de muncă sau de alte drepturi si intră sub incidenţa unor contracte colective de muncă, renegociate, ca regulă, din doi în doi ani.

Legea 367/2022 privind dialogul social a redus procentajul minim necesar de salariaţi/lucrători ai unei societăţi pentru ca un sindicat să devină reprezentativ, de la 50%+1 la 35%, creând premisele ca mai mult de un sindicat reprezentativ să aibă drepturi de negociere colectivă, si permiţând, de asemenea, în anumite condiţii, sindicatelor nereprezentative să vină la masa negocierilor prin intermediul federaţiilor sindicale la care sunt afiliate.

În temeiul aceleiaşi legi, angajaţii în unităţile din Sistemul Energetic Naţional („**SEN**"), cum este Societatea, pot să intre în grevă cu condiţia asigurării a cel puţin o treime din activitatea normală şi distribuită pe parcursul întregii zile, şi fără a pune în pericol viaţa şi sănătatea populaţiei şi/sau funcţionarea în siguranţă a instalaţiilor în unitatea respectivă. În cazul în care relaţiile Grupului cu forţa sa de muncă sau cu sindicatele se deteriorează din orice motiv, inclusiv ca urmare a unor modificări în salarizare sau a oricăror alte modificări ale politicilor sau procedurilor Grupului, care sunt percepute negativ de către angajaţii săi sau de către sindicate, sau dacă Grupul nu reuşeşte să încheie cu succes viitoarele contracte colective de muncă cu sindicatele, Grupul ar putea suferi întreruperi de activitate. În plus, întreruperile de activitate, grevele, disputele cu sindicatele şi alte acţiuni similare pot duce la întârzieri şi la creşterea costurilor, precum şi la pierderea de clienţi, în cazul în care oricare dintre aceste acţiuni determină orice membru al Grupului să devină incapabil să răspundă în timp util aşteptărilor clienţilor săi în materie de servicii şi să ofere un nivel adecvat de asistenţă a clienţilor.

Orice grevă, oprire a lucrului sau alte conflicte de muncă ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activităţii, situaţiei financiare, rezultatelor operaţiunilor, fluxurilor de numerar şi perspectivelor Grupului.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMANIA

Grupul nu a contractat polițe de asigurare pentru multe dintre activele sale, iar polițele de asigurare existente nu oferă acoperire suficientă pentru toate prejudiciile importante pe care le-ar putea suferi.

Grupul deține o poliță de asigurare pentru o listă limitată de riscuri (inclusiv asigurare pentru cadrele de conducere) și, în prezent, nu are încheiată nicio poliță de asigurare pentru întreruperea activității sau pentru instalațiile de producție de energie hidroelectrică importante.

În plus, barajele și centralele electrice ale Grupului sunt active esențiale care necesită mentenanță și modernizări regulate pentru a asigura exploatarea acestora în condiții de siguranță și fiabilitate. Pe măsură ce aceste active îmbătrânesc, este posibil să devină mai vulnerabile la defectări structurale și operaționale, ceea ce poate conduce la accidente, perioade de nefuncționare și creșterea costurilor.

Este posibil ca Grupul să se confrunte cu pierderi semnificative legate de riscuri operaționale, întreruperi neprevăzute sau alte accidente legate de activele neasigurate ale Grupului sau alte evenimente neprevăzute pentru care nu este disponibilă pentru Grup o acoperire a riscurilor prin asigurare, toate acestea putând avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare a Grupului.

Grupul depinde de serviciile prestate de OTS și de OPCOM

Grupul este dependent de serviciile prestate de terți, printre care și OTS (Transelectrica), care este operatorul unic al rețelei de transport a energiei electrice, și OPCOM, care administrează sistemul de tranzacționare de pe piața angro de energie electrică. Pentru descrierile suplimentare a OTS și OPCOM, a se vedea secțiunea „*Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe — Participanți la piață*". Neprestarea de către oricare dintre aceștia a serviciilor respective către Grup, din orice motiv, ar putea expune Societatea la riscuri operaționale și, prin urmare, financiare. Spre exemplu, ca urmare a lucrărilor asupra liniilor OTS, există posibilitatea de a restricționa evacuarea la oricare dintre centrale, inclusiv pentru centralele mai mari, cum ar fi Lotru. În consecință, Societatea ar putea înregistra pierderi rezultate din imposibilitatea de a evacua energia care ar fi putut fi produsă.

În plus, capacitatea Grupului de a își exploata la maximum posibilitățile de generare și de a își majora producția de energie electrică depinde de capacitatea rețelelor de transport și distribuție de a gestiona volume mai mari de energie electrică. Pot fi impuse restricții de putere de către Transelectrica, care nu ar permite injectarea în SEN a întregii puteri produse de instalațiile Grupului. Orice perturbare a distribuției sau a transportului de energie electrică, inclusiv întreruperile forțate care afectează oricare dintre rețelele de transport sau de distribuție de care depinde Grupul, precum și constrângerile asupra capacității rețelelor de transport și de distribuție de a gestiona volume mai mari de energie electrică ar putea duce la scăderea volumelor de producție și a vânzărilor și, prin urmare, la scăderea veniturilor Grupului.

Grupul este supus modificărilor în cererea de servicii de rezervă de putere și de alte servicii de sistem furnizate de acesta

Activitatea Societății cuprinde servicii reglementate, inclusiv furnizarea de servicii de sistem către OTS din România, în vederea asigurării flexibilității și stabilității sistemului de energie electrică al României. Această linie de activitate asigură stabilitatea operațională a SEN, la solicitarea OTS, prin furnizarea unor servicii de rezervă de reglaj secundar, de rezervă terțiară rapidă la creștere, de rezervă terțiară rapidă la scădere și de asigurare a energiei reactive debitate sau absorbite din rețea în banda secundară de reglaj a tensiunii.

Grupul participă zilnic la licitații pentru asigurarea acestor servicii către OTS. Având în vedere actualele capacități instalate disponibile pentru participarea la licitație și regulamentele licitației, principalele CHE ale Grupului care trebuie să furnizeze servicii de sistem în prezent sunt Porțile de Fier 1, Vidraru și Lotru, responsabile pentru aproximativ 95% din reglajul secundar și 30% din reglajul terțiar furnizat de Societate. Pe lângă acestea, hidrocentralele Grupului poziționate primele la capătul râurilor cu mari lacuri în spate (Gâlceag, Șugag, Mărișelu, Râul Mare Retezat, Ruieni, Remeți și Stejaru) contribuie semnificativ la rezerva terțiară.

Este posibil să se modifice natura și volumul serviciilor solicitate de OTS. În cazul în care serviciile de rezervă de putere și de sistem furnizate în prezent de către Grup nu mai sunt necesare în aceeași măsură (sau deloc) în viitor sau dacă Grupul nu este selectat ca furnizor al acestor servicii, iar acesta nu poate să le înlocuiască cu noi servicii de sistem, acest lucru are potențialul de a avea un efect negativ asupra veniturilor Grupului, ceea ce ar avea la rândul său un efect negativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor acestuia.

Societatea este expusă la modificări frecvente ale legislației fiscale care i se aplică și la inspecții frecvente din partea autorităților fiscale

Societatea este expusă la modificări ale legislației și reglementărilor fiscale specifice sectorului energetic, printre alte obligații, care îi afectează cheltuielile de exploatare. Ca un exemplu recent, Legea nr. 357/2022 privind aprobarea OUG 119/2022 („**Legea 357/2022**"), publicată la data de 16 decembrie 2022, a modificat metoda de calcul a venitului lunar net pentru stabilirea impozitului impus producătorilor de energie electrică prin limitarea veniturilor luate în calcul numai la energia electrică produsă și vândută sau transferată între segmente și prin limitarea costurilor luate în calcul numai la costurile plafonate la 5% din veniturile din energia electrică produsă sau transferată între segmente.

Autoritățile fiscale române, prin Direcția Generală Antifraudă Fiscală, a desfășurat trei acțiuni de control asupra Grupului în legătură cu impozitul impus producătorilor de energie electrică: (i) două au vizat perioada septembrie-decembrie 2022 (care s-au concluzionat cu un raport emis la data de 11 aprilie 2023 referitor la Societate și un raport emis la data de 12 aprilie 2023 în legătură cu Crucea Wind Farm (astfel cum este definit mai jos) și (ii) unul a vizat perioada aprilie-august 2022 (care s-a încheiat cu un raport emis la data de 19 aprilie 2023). În raportul emis la data de 11 aprilie 2023, autoritățile nu au adus nicio modificare metodei de calcul al impozitului impus producătorilor de energie electrică sau metodei de calcul al prețului de transfer din portofoliul de producție în portofoliul de furnizare, dar au semnalat o problemă legată de data de la care Societatea a aplicat Legea nr. 357/2022 (16 decembrie 2022). Ca urmare a acestei concluzii, autoritățile fiscale au aplicat Legea nr. 357/2022 retroactiv, respectiv începând cu 1 septembrie 2022, calculând astfel un impozit suplimentar în valoare de 62,1 milioane RON, pe care Societatea l-a achitat și l-a contestat la ANAF și intenționează să îl conteste în instanță, dacă va fi necesar.

În calitate de mare contribuabil fiscal din România, Societatea este supusă unor inspecții din partea autorităților fiscale cu consecințe potențial imprevizibile pentru aceasta (inclusiv amenzi, plăți, impunerea unor sume suplimentare în urma reevaluării diferitelor cheltuieli și deduceri și deferirea anumitor aspecte, conform practicii obișnuite a autorităților fiscale, către alte autorități, cum ar fi parchetele), ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației sale financiare.

Riscuri juridice și de reglementare

Grupul face obiectul unor reglementări tot mai stricte și complexe în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor și poate fi expus la răspunderi semnificative în cazul oricărei nerespectări a respectivelor reglementări

Producția de energie poate cauza daune mediului înconjurător, cum ar fi poluarea accidentală cu produse petroliere a apelor, impactul negativ asupra factorilor de mediu și pierderile de energie ca urmare a obligației de asigurare a debitului ecologic. Astfel, având în vedere riscurile specifice producției de energie, Grupul este supus numeroaselor legi și reglementări internaționale, naționale și locale în materie de mediu, care devin din ce în ce mai împovărătoare. Grupul are obligația de a îndeplini numeroase condiții de operare și monitorizare pentru protecția mediului cum ar fi: monitorizarea variației nivelului apei din lacurile de acumulare, monitorizarea nivelului de zgomot la limita amplasamentului, monitorizarea volumelor de apă uzinată, prevenirea pierderilor accidentale de produse petroliere, protejarea si monitorizarea biodiversității în amenajările situate în arii naturale protejate, monitorizarea impactului asupra mediului a activităților din parcurile eoliene, inclusiv emisiile de zgomot și a impactului asupra faunei, curățarea suprafeței luciului apelor.

Prezența ariilor naturale protejate, precum siturile Natura 2000, pe suprafața sau în vecinătatea locațiilor amenajărilor existente sau ale noilor dezvoltări ale Societății, poate avea un impact semnificativ atât asupra activității actuale, cât și asupra dezvoltării de noi proiecte de investiții sau retehnologizare ale Societății, crescând complexitatea procesului de obținere a acordurilor, avizelor și autorizațiilor de mediu relevante, deoarece trebuie efectuate evaluări complexe ale impactului asupra mediului (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „*Aspecte referitoare la reglementări — Reglementări de mediu — Evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului*"). O parte din proiectele de investiții ale Societății (amenajarea hidroenergetică a râului Jiu („**amenajarea hidroenergetică**" sau „**AHE**") pe sectorul Livezeni-Bumbești, AHE a râului Olt defileu pe sectorul Cornetu-Avrig, AHE Pașcani pe râul Siret, AHE Răstolița, AHE Surduc-Siriu, AHE a râului Siret pe sectorul Cosmești-Movileni, AHE a râului Olt pe sectorul Izbiceni-Dunăre, Centrala hidroelectrică Islaz și AHE Cerna Belareca, Complexul hidrotehnic și energetic Cerna-Motru-Tismana, etapa a II-a), au fost exceptate de la aplicarea anumitor etape ale procedurii de evaluare a impactului asupra mediului, dar Societatea trebuie totuși să întocmească pentru aceste proiecte raportul de evaluare a impactului asupra mediului, incluzând studiul de evaluare adecvată și studiul de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, care vor fi supuse analizei și aprobării autorităților. Dacă

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

autoritățile competente concluzionează că un plan, program, proiect sau activitate are un impact negativ asupra mediului sau Agenția Națională pentru Arii Naturale Protejate și/sau administratorii respectivelor arii naturale protejate de interes național sau internațional nu își dau avizul din cauza potențialului impact negativ asupra mediului sau a anumitor restricții specifice prevăzute de regulamentele aplicabile unei anumite arii naturale protejate, eliberarea acordului, avizului sau autorizației de mediu poate fi refuzată sau pot fi impuse anumite restricții pentru dezvoltarea și/sau funcționarea amenajării, pentru a asigura protecția mediului sau a anumitor specii sau habitate. Totodată, există riscul ca OUG-ul care stabilește exceptarea menționată să fie respinsă de Parlament.

Grupul este un utilizator major al resurselor naționale de apă și trebuie să respecte legile și reglementările aplicabile utilizării apei în scopul producerii de energie electrică, evacuării apelor uzinate și de scurgere. Grupul este obligat să își desfășoare activitățile în conformitate cu autorizațiile de gospodărire a apelor emise de autoritățile competente. Este posibil ca aceste reglementări să nu prevadă întotdeauna cerințe clare pentru respectarea acestora și uneori pot fi ambigue, rezultând într-o potențială încălcare de către Grup. De exemplu, prevederi legale neclare legate de curățarea suprafeței luciului de apă au fost interpretate de unele autorități și/sau instanțe de judecată în sensul că Societatea are obligația de a curăța plutitorii aduși de afluenți pe toată suprafața lacului, și nu doar în zona frontului de retenție, aplicând amenzi Societății pe baza acestei interpretări. În plus, aducerea continuă de plutitori de către afluenți, în urma averselor de ploaie, este un fenomen care nu poate fi ținut sub control de către Societate în timp real, expunând Societatea unei potențiale răspunderi în perioada de timp necesară curățării plutitorilor aduși de afluenți după o ploaie (cum a fost cazul unei amenzi în valoare de 180.000 RON aplicată Societății în august 2021, la lacul de acumulare și barajul Izvorul Muntelui). Recent obligația Societății de a curăța luciul întregii suprafețe a lacului de acumulare a fost introdusă în mod expres în autorizațiile de gospodărire a apei. De asemenea, Legea 107/1996 este neclară cu privire la prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apelor, care nu prevede un termen limită pentru autoritățile competente să prelungească valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor, provocând astfel, în practică, întârzieri în prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apei, timp în care valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor și obligațiile aferente acestora pot fi contestate.

Este posibil ca Grupul să nu respecte toate legile, reglementările sau cerințele de mediu aplicabile sau autorizațiile de mediu. În 2022, a avut loc o poluare accidentală cu produse petroliere pe fluviul Dunărea în urma căreia Societatea a primit o amendă care a fost contestată în instanță pe motiv că Societatea a considerat că produsele poluante nu au rezultat din activitatea sucursalei CHE Porțile de Fier. Este posibil ca incidente similare să se producă în viitor și să aibă drept consecință costuri, daune și alte sancțiuni complementare, precum suspendarea funcționării unei centrale hidroelectrice sau suspendarea autorizațiilor/ permiselor acesteia. Orice incident cu daune de mediu poate duce la întreruperea activităților, serviciilor, proiectelor și operațiunilor activității hidrocentralei relevante a Grupului și poate avea ca rezultat afectarea reputației Grupului; de asemenea, o răspundere semnificativă a Grupului poate fi atrasă în legătură cu costurile de curățare, cu prejudiciile cauzate terților sau cu sancțiunile pentru nerespectarea legilor și reglementărilor de mediu.

În vederea realizării obiectivelor de mediu, stabilite de legislația privind protecția mediului, autoritățile naționale și/sau europene competente pot adopta și implementa proiecte care pot afecta activitatea Societății, determinând Societatea să facă anumite investiții la hidrocentralele sale pentru a respecta obligațiile impuse de autoritățile competente. Astfel de proiecte pot cauza reducerea volumului de apă folosit pentru producția de energie, ceea ce poate duce la scăderea cantității de energie produse de Societate. De exemplu, Societatea este implicată în proiectul „We Pass", care este o inițiativă care vizează facilitarea migrației peștilor în bazinul fluviului Dunărea.

În plus, dezvoltarea de noi capacități hidroenergetice poate fi supusă opoziției din partea organizațiilor de protecție a mediului, bazată pe reglementările din ce în ce mai stricte în materie de mediu și de gospodărire a apelor. Această opoziție poate duce la oprirea sau întârzierea construirii de noi capacități (așa cum s-a întâmplat în cazul Bumbești-Livezeni, AHE Surduc-Siriu – treapta Surduc-Nehoiașu, AHE Răstolița, AHE Bistra-Poiana Mărului-Ruieni-Poiana Ruscă sau a AHE Cerna-Belareca) sau la creșterea costurilor din cauza necesității de a răspunde preocupărilor acestor organizații sau chiar la demolarea capacităților care fac obiectul contestărilor. Acest lucru poate conduce la neîndeplinirea planului de creștere și poate duce la un volum mai mic de energie produsă (și, prin urmare, venituri mai mici) decât cel preconizat pe baza noilor capacități hidroenergetice, creând totodată și o expunere a Societății la răspundere și costuri semnificative în legătură cu demolarea capacităților care fac obiectul contestărilor și refacerea mediului înconjurător. Noile hidrocentrale depind, de asemenea, de resurse de care Societatea este posibil să nu dispună, cum ar fi terenul necesar pentru investiții. De exemplu, în absența exproprierii, este posibil ca unele lucrări de

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ
ASF
APROBAT
ROMÂNIA

investiții (precum AHE Răstolița sau CHE Racovita din AHE a râului Olt în sectorul Cornetu-Avrig) să nu fie operaționale la capacitatea necesară pentru a produce energie electrică la nivelul aprobat.

Autoritățile europene sau locale pot impune standarde de gospodărire a apelor și de mediu chiar mai stricte decât cele în vigoare în prezent sau pot aplica sau interpreta legile, regulamentele sau autorizațiile existente într-un mod diferit sau mai strict decât sunt aplicate sau interpretate în prezent. În astfel de condiții, Grupului i se poate impune să obțină autorizații noi sau revizuite, să efectueze cheltuieli suplimentare pentru a-și modifica operațiunile, să asigure condiții de lucru mai bune, să instaleze echipamente de control al poluării, să introducă măsuri de reducere a impactului activităților Grupului asupra mediului, să reducă sau să înceteze anumite operațiuni sau să plătească taxe sau amenzi pentru încălcarea standardelor și reglementărilor de gospodărire a apelor sau de mediu.

În cazul în care oricare dintre aceste riscuri se materializează, acest lucru ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent

În conformitate cu Planul Național de Management și articolul 53(4) din Legea Apelor nr. 107/1996 („**Legea Apelor**"), lucrările de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă trebuie să fie prevăzute cu instalații/construcții care să asigure în aval un debit de servitute (compus din debitul ecologic și debitul minim necesar utilizatorilor din aval), precum și, după caz, cu construcții care să asigure migrarea faunei acvatice (în special a ihtiofaunei). Începând cu data de 10 noiembrie 2017, Ordonanța de urgență a Guvernului 78/2017 ("**OUG 78/2017**"), a introdus obligația de a asigura și debitul ecologic, pentru a proteja mediul (a se vedea și „*Aspecte referitoare la reglementări — Reglementări de mediu — Gospodărirea apelor*" pentru mai multe informații).

Legislație secundară, care a intrat în vigoare la data de 26 februarie 2020, a introdus o metodă de calcul al debitului ecologic prin studii hidrologice, elaborate de către instituții publice sau private atestate de Ministerul Mediului Apelor și Pădurilor și expertizate de către Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA).

Pentru a se conforma cu aceste cerințe, Societatea trebuie să comande realizarea studiilor hidrologice de determinare a debitului ecologic, și, într-o etapă ulterioară, să comande realizarea studiilor tehnico-economice care să stabilească dacă există o nefezabilitate tehnică sau disproporționalitate a costurilor pentru conformarea cu cerințele privind debitul de servitute (ce include componenta de debit ecologic). În cazul existenței unei nefezabilități tehnice sau a unei disproporționalități a costurilor, Societatea este scutită de la obligația de a se conforma noilor cerințe privind asigurarea debitului ecologic. Societatea a organizat proceduri de achiziții publice pentru desemnarea unui terț furnizor care să efectueze calculul necesar, dar nu a reușit să finalizeze procesul de achiziție publică pentru prima procedură de achiziție, în timp ce contractul încheiat cu terțul desemnat în urma celei de-a doua proceduri de achiziție publică a fost reziliat de către Societate ca urmare a nerespectării de către furnizor a obligației de a livra studiile hidrologice în termenul agreat contractual. Prin urmare, în urma celei de-a treia proceduri de achiziție publică, Societatea a încheiat un nou contract cu un terț furnizor, având ca obiect achiziționarea a 103 studii de determinare și calcul a debitului ecologic aferent celor 282 secțiuni barate (79 baraje și 203 captări secundare), pentru care Societatea are obligația de a efectua studiile și lucrările necesare pentru a se conforma dispozițiilor legale sus-menționate. La data Prospectului, acest contract este încă în derulare.

Având în vedere întârzierile în adoptarea și modificările aduse reglementărilor aplicabile, dificultățile Societății în contractarea cu un furnizor terț pentru pregătirea acestor studii,precum și nelivrarea studiilor hidrologice de către terțul furnizor în termenul contractual convenit, Societatea încă nu a finalizat studiile tehnico-economice necesare, care au avut termenul limită de realizare la data de 5 noiembrie 2022. Acest stadiu a fost comunicat de către Societate ANAR.

În cazul în care se constată că Societatea și-a încălcat obligația de a fi finalizat studiile hidrologice și studiile tehnico-economice, valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor corespunzătoare poate fi contestată. De asemenea, implementarea măsurilor pentru asigurarea debitului de servitute poate cauza reducerea volumului de apă utilizat pentru producția de energie a Societății, ceea ce poate duce la scăderea cantității de energie produse de Societate. Toate acestea pot avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA
ASF
APROBAT
ROMANIA

Cadrul de reglementare a MACEE ar putea avea un impact semnificativ și negativ asupra activităților și operațiunilor Grupului

Ca urmare a majorărilor prețurilor pe piețele internaționale ale energiei electrice, începând cu 11 noiembrie 2022 în România a fost pus în aplicare MACEE, în baza căruia OPCOM achiziționează energie electrică de la producători și vinde energia electrică achiziționată, printre alții, furnizorilor (pentru detalii, a se vedea factorul de risc *„Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului"* și secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)")*. Există mai multe reguli pentru stabilirea energiei disponibile estimate totale din care se scade cantitatea de 80% din această energie care este supusă MACEE. Aceste reguli s-ar putea dovedi uneori insuficiente sau deficitare sau ar putea să lase loc unor interpretări contradictorii și controversate pe piață ale autorităților de reglementare și instanțelor competente.

De exemplu, la calcularea energiei disponibile care trebuie vândută prin MACEE pentru anul 2023, Societatea a dedus din energia disponibilă estimată totală cantitățile de energie electrică din contractele deja încheiate atât pe segmentul angro, cât și pe cel cu amănuntul până la data de 11 noiembrie 2022, care este data la care a intrat în vigoare legea care instituie MACEE. Această deducere includea volumele de energie electrică estimată aferentă contractelor care urmau să fie transferate la nivel intern între activitatea de producție și cea de furnizare ale Societății. Nu există nicio garanție că această abordare va fi autorizată de ANRE în anii următori.

În mod similar, deși este clar că noile contracte nu se califică pentru această excludere, dispozițiile legale nu sunt clare în ceea ce privește extinderile și prelungirile contractelor existente, iar interpretarea Societății în această privință poate fi diferită de cea a ANRE. Prin urmare, există riscul ca Societatea să fie obligată să vândă prin MACEE un volum de energie mai mare decât cel anticipat, ceea ce determină un volum mai mic de energie disponibil pe care Societatea să îl transfere din activitatea de producție către activitatea de furnizare. Consecința acestei scăderi este că Societatea ar putea să nu dispună de suficientă energie pentru a-și onora angajamentele de furnizare. De asemenea, Societatea poate fi astfel nevoită să cumpere această energie prin MACEE la un preț care este în prezent fixat la 450 RON/MWh sau de pe piața liberă. În cazul în care Societatea este nevoită să achiziționeze această energie la un preț mai mare decât prețul de transfer intern aplicat la data prezentului Prospect, marjele obținute de Societate ar putea scădea semnificativ sau ar putea rezulta chiar si pierderi. Orice astfel de interpretare nefavorabilă a legislației privind MACEE sau orice altă modificare ulterioară a acestei legislații ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra marjelor pe care Societatea le obține și, în consecință, asupra rezultatelor operațiunilor sale.

Dreptul de proprietate al Societății asupra anumitor bunuri imobiliare ar putea fi considerat incert

Certificatele de titlu de proprietate asupra anumitor bunuri imobiliare sau construcții ar putea fi contestate cu succes în instanță

Titlul de proprietate al Societății asupra anumitor active imobiliare derivă din calitatea sa de succesor al Companiei Naționale de Electricitate S.A., entitatea predecesoare a acesteia. Dreptul de proprietate asupra acestor terenuri este dovedit prin certificate de proprietate emise în temeiul Legii nr. 15/1990 și al HG nr. 834/1991. Aceste certificate au fost emise de instituțiile publice implicate la momentul respectiv în activitatea predecesorului Societății (inclusiv, de exemplu, Ministerul Economiei și Comerțului („**Ministerul**")) în urma examinării documentației relevante de către o comisie desemnată. Comisia este obligată să ia în considerare regimul juridic al titlurilor de proprietate asupra terenurilor în cauză (incluzând fără limitare la, toate legile, ordinele, deciziile, acordurile, aprobările incidente), precum și planurile și anexele aferente, pentru a stabili, printre altele, întinderea parcelelor de teren pentru a coordona măsurătorile cadastrale și pentru a examina eliberarea certificatelor de proprietate.

Certificatele de proprietate pot fi în general contestate și anulate în cazul în care fie se poate dovedi că societatea care solicită eliberarea unui certificat de proprietate în numele său nu a avut nevoie de terenul pentru care a fost eliberat certificatul de proprietate pentru a-și desfășura activitatea, fie comisia stabilește că societatea nu a efectuat toate verificările necesare și nu a obținut toate documentele și/sau aprobările obligatorii înainte de eliberarea certificatului de proprietate în cauză. Chiar dacă un certificat de proprietate a fost emis, nu se poate exclude posibilitatea ca Societatea să piardă terenul respectiv sau, cel mai probabil, o parte a acestuia, în urma unei hotărâri judecătorești definitive în favoarea unui terț. Un astfel de terț ar trebui să solicite restituirea terenului respectiv aflat în proprietatea sa în baza legilor de restituire, susținând

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

că este o persoană îndreptățită la o astfel de restituire ca urmare a faptului că statul comunist a preluat terenul respectiv în perioada 1945-1990. În acest sens, există jurisprudență în care instanțele au susținut că o cerere de restituire (în cazul în care instanța compară două titluri de proprietate) este încă posibilă, deoarece o astfel de revendicare nu este supusă niciunui termen de prescripție extinctivă și poate fi astfel depusă oricând de către persoanele interesate.

Prin urmare, pe lângă riscul de litigii în restituire și litigii referitoare la suprapunerea cu proprietățile învecinate (a se vedea *„Activitatea Societății — Proceduri Judiciare — Litigii imobiliare"*), există, de asemenea, riscul de inițiere a unor acțiuni în anulare a acestor certificate. Deși este posibil ca fiecare litigiu în restituire sau privind suprapunerea cu proprietățile învecinate inițiat împotriva Societății în mod individual să nu aibă un impact semnificativ asupra drepturilor generale de proprietate ale Societății, numărul total al unor astfel de litigii, în mod colectiv, sau un litigiu care afectează un activ esențial pentru activitatea Societății, ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Societății. În plus, suprafețele și limitele proprietăților deținute de Societate, așa cum sunt intabulate în cartea funciară, nu sunt întotdeauna înregistrate cu exactitate sau verificate încrucișat cu cele ale altor proprietăți intabulate. Acest lucru face ca titlurile de proprietate asupra acestor proprietăți să fie vulnerabile la acțiuni cu privire la întinderea limitelor acestora.

Având în vedere complexitatea dezvoltării pieței de energie din România și numărul de restructurări ale companiilor de stat implicate, circumstanțele specifice legate de drepturile de proprietate dobândite în temeiul Legii nr. 15/1990 și al HG nr. 834/1991 și problema în general complexă a drepturilor de proprietate imobiliară din România, nu poate exista nicio garanție că drepturile de proprietate ale Societății asupra anumitor bunuri imobiliare sau construcții nu vor fi contestate cu succes în viitor. În cazul în care un număr semnificativ de certificate de proprietate deținute de Grup sunt contestate, acest lucru ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Societății.

Mai multe autorizații de construire pentru anumite CHE noi au fost contestate și/sau anulate în instanță din cauza unor aspecte de mediu

Societatea se confruntă cu acțiuni în instanță pe teme de mediu în legătură cu mai multe AHE pentru care au fost emise autorizații de construire (pentru mai multe detalii, a se vedea *„Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigii de mediu"*), printre care se numără AHE Livezeni Bumbești, AHE Răstolița, AHE Surduc-Siriu, AHE Cornetu Avrig, AHE Belareca, AHE Pașcani pe râul Siret, AHE Bistra – Poiana Mărului.

În timp ce doar pentru unele dintre acestea instanțele române au emis hotărâri definitive de anulare a autorizațiilor de construire și/sau a acordului de mediu, precum în cazul AHE Bumbești-Livezeni și AHE Surduc-Siriu, aceasta se poate întâmpla și pentru alte investiții în curs, care fac obiectul unor litigii și/sau contestații administrative în curs, precum AHE Răstolița și AHE Bistra-Poiana Mărului-Ruieni-Poiana Ruscă, sau care nu au fost contestate încă și pentru care procedura de autorizare a fost finalizată sau este în curs.

Consecința unei hotărâri definitive a instanței prin care să se dispună anularea unei autorizații de construire (pe motive de mediu sau pentru alte nereguli) este posibila demolare a construcțiilor deja executate, ceea ce poate atrage suportarea unor costuri semnificative de către Societate.

Dreptul de proprietate al Societății asupra construcțiilor subterane poate fi contestat

Majoritatea CHE au o componentă subterană, care nu este intabulată în cărțile funciare aferente. În general, proprietarul terenului este considerat prin lege proprietarul legal al construcțiilor subterane de pe terenul respectiv, în baza principiului accesiunii legale prevăzut de Codul Civil român. Cu toate acestea, există un risc rezidual ca construcțiile hidrotehnice ale anumitor CHE să se extindă în subteranul unor terenuri învecinate aparținând unor terțe părți, iar aceste terțe părți (sub terenurile cărora sunt amplasate CHE sau părți ale acestora) ar putea pretinde drepturi de proprietate asupra construcției în baza principiului accesiunii.

Oricare sau toate riscurile de mai sus ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Societății.

Procesul de selecție a Directoratului a fost atacat în justiție și, în consecință, ar putea fi atacate și unele acțiuni ale membrilor Directoratului Societății

Procesul de selecție a membrilor Directoratului Societății este reglementat de OUG 109/2011 și de Legea Societăților. Acest proces include diverși pași astfel cum aceștia au fost detaliați în cadrul secțiunii „Conducerea — Principalele etape ale procesului de selecție a membrilor conducerii, conform OUG 109/2011".

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Directoratul actual a fost numit inițial în iunie 2019 cu un mandat până la 10 iunie 2023. Procesul prin care Directoratul a fost selectat în 2019 a fost atacat de către un fost angajat și director al Societății (reclamantul). Reclamantul a fost nominalizat pentru lista scurtă a candidaților pentru poziția de membru al Directoratului, însă nu a strâns suficiente voturi din partea Consiliului de Supraveghere pentru a fi numit în această poziție. Reclamantul a pretins că criteriile de selecție au fost discriminatorii și lipsite de transparență și a invocat, de asemenea, o serie de încălcări procedurale pe baza regulilor reglementate de OUG 109/2011, solicitând instanței anularea procesului de selecție din anul 2019, anularea numirii unui membru al Directoratului, precum și obligarea Societății la organizarea unui nou proces de selecție. La data de 12 aprilie 2022, Tribunalul București a admis anumite capete de cerere, nu întreaga cerere; a anulat procedura de selecție și a obligat Societatea să declanșeze un nou proces de recrutare și selecție, dar nu a anulat numirea respectivului membru. Apelul Societății împotriva hotărârii instanței a fost respins de către Curtea de Apel București în data de 1 martie 2023. Societatea a formulat recurs în fața Înaltei Curți de Casație și Justiție din România (termenul de judecată urmând să fie stabilit) și a obținut suspendarea efectelor hotărârii Tribunalului București. Consiliul de Supraveghere a renumit membrii Directoratului la data de 7 aprilie 2023 pentru mandate interimare cu durata de patru luni, astfel cum este detaliat în secțiunea *„Conducerea — Directoratul"*.

Hotărârea Tribunalului București, confirmată de Curtea de Apel București, a vizat procesul de selecție din anul 2019 prin care Directoratul a fost selectat, dar nu a fost contestată în mod direct decizia Consiliului de Supraveghere prin care au fost numiți membrii Directoratului și nici deciziile adoptate de către Directoratul selectat sau actele semnate de Directoratul selectat în numele Societății. Cu toate acestea, o persoană interesată (care ar putea include și reclamantul inițial în procedurile judiciare) ar putea solicita constatarea nulității absolute a numirii membrilor Directoratului în anul 2019, pe motiv că acea numire a fost bazată pe o listă de candidați aferentă unui proces de selecție care a fost anulat de instanță. Conform unei consultanțe juridice externe oferite Societății, deciziile unui consiliu de supraveghere nu pot fi în mod normal contestate de terțe părți, în conformitate cu dispozițiile Legii Societăților și cu majoritatea doctrinei și jurisprudenței, numai adunările generale ale acționarilor putând să exercite un astfel de control, astfel că decizia Consiliului de Supraveghere de numire a actualilor membri ai Directoratului din anul 2019 nu ar trebui să fie afectată. Cu toate acestea, o instanță de judecată ar putea fi în dezacord cu această analiză legală, iar în acest caz, unele dintre actele încheiate de către membrii Directoratului pot fi expuse unor incertitudini. Se poate argumenta că actele semnate și acțiunile întreprinse de Directorat de la momentul numirii până la data de 1 martie 2023 (aceasta fiind data de la care hotărârea Tribunalului București a devenit executorie) să rămână valabile, în principal pe baza faptului că atât Directoratul, cât și orice terț au acționat cu bună-credință, având în vedere că era aparent că Societatea a fost reprezentată de către membri ai Directoratului numiți în mod corespunzător cu puteri depline de reprezentare. Cu toate acestea, există probabilitatea ca actele semnate și acțiunile întreprinse de către Directorat în intervalul 1 martie 2023-7 aprilie 2023, în cazul în care nu sunt ratificate, să fie atacate cu succes în instanță de către o persoană care justifică un interes relevant (spre exemplu, părți contractante), pe motiv că ar fi fost aprobate de un organism compus din membri cu mandate nevalabile și executate de directori care nu reprezintă Societatea.

În cazul în care ar fi inițiat un litigiu împotriva mandatelor anterioare ale membrilor actuali ai Directoratului și acest litigiu ar avea succes prin pronunțarea unei hotărâri judecătorești, fiind atacate și actele încheiate de Directorat, în special cele încheiate de la 1 martie 2023 și până la 7 aprilie 2023, există riscul constatării nulității absolute a acestor acte. În cazul în care actele nu ar fi aprobate și/sau ratificate de către AGA, Societatea ar putea fi răspunzătoare pentru prejudicii sau ar putea fi obligată să anuleze tranzacțiile, iar orice astfel de evenimente ar putea avea un impact semnificativ și negativ asupra Societății, precum și asupra reputației, activității, situației financiare și a rezultatelor din exploatare ale acesteia.

Societatea a înregistrat întârzieri în emiterea facturilor către clienții din portofoliul de furnizare și e posibil să continue să înregistreze întârzieri în emiterea acestor facturi și, în consecință, s-ar putea confrunta cu întârzieri în încasarea veniturilor aferente și există riscul să fie supusă unor sancțiuni din partea autorităților de reglementare

Societatea a emis facturi către clienții din portofoliul de furnizare cu întârzieri care au depășit, în unele cazuri mai multe luni sau în anumite cazuri, ani, din cauza adaptării la modificările legislative, a implementării unui nou software de facturare destinat activității de furnizare (a se vedea și capitolul *„Migrarea infrastructurii TI existente a Grupului către noi sisteme TI integrate s-ar putea confrunta cu dificultăți și întârzieri"* de mai sus), a lipsei de personal, precum și a confruntării cu o creștere substanțială a numărului de noi clienți într-o perioadă relativ scurtă de timp. Aceste întârzieri au fost menționate și în rapoartele Curții de conturi aferente anului 2022. Veniturile nefacturate ale Grupului cuprinse în categoria creanțelor comerciale erau în valoare de 2.044,7 milioane RON la 31 martie 2023 (1.116,0 milioane RON la

31 decembrie 2022, 540,5 milioane RON la 31 decembrie 2021, 264,8 milioane RON la 31 decembrie 2020).

Societatea încearcă să îmbunătăţească emiterea facturilor restante către clienţii din portofoliul său de furnizare şi se aşteaptă ca valoarea creanţelor să scadă în timp util. Până atunci, este posibil ca Societatea să nu poată încasa toate veniturile restante, deoarece unii dintre clienţi au contestat în instanţă facturile emise cu întârziere sau unele dintre sumele care au fost facturate şi este posibil ca şi alţi clienţi să procedeze într-un mod similar, ceea ce poate întârzia încasarea fondurilor, deoarece acestea vor fi datorate numai după ce contestaţia este soluţionată. În unele cazuri, se poate ajunge la soluţionarea contestaţiei în instanţă, ceea ce va duce la întârzieri suplimentare în colectarea veniturilor, până când hotărârile pronunţate în ultimă instanţă sunt definitive. Acest proces ar putea dura o perioadă mai lungă de timp. În plus, este posibil ca Societatea să nu beneficieze de hotărâri favorabile în astfel de proceduri judiciare, ceea ce ar însemna că Societatea nu ar încasa veniturile restante şi ar suporta cheltuielile aferente procedurii judiciare. Mai mult, deoarece a emis facturile cu întârziere, Societăţii i-au fost aplicate amenzi de către ANRE, în valoare de 3,2 milioane RON în perioada 1 ianuarie 2021 – 31 martie 2023. Cea mai recentă amendă aplicată de ANRE a fost în martie 2023, în valoare de 0,4 milioane RON. Societatea ar putea fi sancţionată cu alte amenzi de valoare mai mare de către ANRE şi alte autorităţi de reglementare, inclusiv de către autorităţile fiscale şi de protecţie a consumatorului, precum şi amenzi şi penalizări pentru întârzierea plăţii TVA, în special în condiţiile în care este de aşteptat ca numărul de clienţi cărora le-au fost emise facturi cu întârziere să crească. Toate acestea ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activităţii, poziţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor Grupului.

Societatea şi-a desfăşurat activitatea în baza unui contract de concesiune care e posibil să nu fi fost în vigoare timp de 11 ani

Societatea este beneficiarul contractului de concesiune nr. 171 din 27 decembrie 2004 („**Contractul de Concesiune**") privind exploatarea hidrocentralelor acesteia, încheiat între Ministerul Economiei şi Comerţului, în calitate de concedent, şi Societate, în calitate de concesionar (pentru detalii privind acest contract, a se vedea *„Activitatea Societăţii — Contracte semnificative — Contract de concesiune")*"). Potrivit legislaţiei în domeniul energiei în vigoare la momentul semnării Contractului de Concesiune, acesta trebuia publicat de minister în Monitorul Oficial. Deşi a fost semnat în 2004, Contractul de Concesiune a fost publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, abia la data de 30 aprilie 2015, adică la 11 ani de la încheierea acestuia; prin urmare, există riscul ca Contractul de Concesiune să nu fi fost în vigoare în acest interval de timp. Din informaţiile deţinute de Societate, nici contractele de concesiune ale unora dintre societăţile de distribuţie a energiei electrice din România nu au fost publicate în Monitorul Oficial. Respectiva prevedere legală care impunea publicarea în Monitorul Oficial nu menţiona nicio sancţiune specifică şi a fost abrogată în 2012. Deşi termenul de prescripţie extinctivă ar putea fi folosit cu succes ca mijloc de apărare, dacă drepturile Societăţii în temeiul Contractului de Concesiune sunt contestate pe motiv că au fost exercitate în baza unui contract care nu era încă în vigoare, acest lucru ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activităţii, rezultatelor operaţiunilor, situaţiei financiare sau perspectivelor Grupului aferente perioadei anterioare acestei publicări.

Este posibil ca Grupul să nu poată să detecteze sau să prevină conduita etică necorespunzătoare sau încălcările legislaţiei aplicabile în materie de anticorupţie şi sancţiuni comise de angajaţii săi, de partenerii săi contractuali sau de alţi terţi

Grupul a implementat politici şi proceduri de conformitate şi instrumente de învăţare sau teste aferente în ceea ce priveşte legile incidente în materie de anticorupţie, de combatere a spălării banilor şi de sancţiuni, pe baza legislaţiilor aplicabile în România (excluzând alte jurisdicţii, precum Statele Unite), a ISO 37001 Sisteme de Management Anti-corupţie şi a Ghidului OECD de bune practici privind controalele interne de etică şi conformitate. Având în vedere dimensiunea Societăţii şi a activităţii Grupului, controalele interne implementate pentru prevenirea şi identificarea încălcărilor acestor politici şi proceduri pot fi eludate de către persoanele care se află în poziţia de a efectua controalele interne atribuite. Nu poate exista nicio garanţie că angajaţii Grupului, partenerii contractuali sau alţi terţi implicaţi în activităţile Grupului nu vor încălca în viitor politicile şi procedurile de conformitate sau orice alte legi aplicabile care ar putea implica Grupul, şi este posibil ca Grupul să nu fie întotdeauna în măsură să detecteze sau să prevină astfel de abateri sau încălcări ale legilor, inclusiv ale legislaţiei anticorupţie. De exemplu, în dosarul penal 49438/299/2022, Societatea a formulat plângere împotriva unui fost angajat care reprezenta Societatea în relaţia cu băncile pentru falsificare de documente începând cu august 2013 şi până în decembrie 2014 cu scopul de a delapida de la Societate suma de aproximativ 1,19 milioane RON.

Orice astfel de incidente de conduită etică necorespunzătoare sau de nerespectare a legilor incidente pot conduce la pierderi semnificative suferite de Grup, pot expune Grupul la amenzi semnificative, pot împiedica Grupul să participe la anumite proiecte sau activități, pot duce la pierderea încrederii publicului larg și/sau a partenerilor contractuali în Grup sau pot duce la alte consecințe, incluzând fără limitare la, încetarea anumitor activități sau a unor contracte existente, ceea ce poate duce, la rândul său, la un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare a Grupului.

Societatea intră sub incidența unor angajamente propuse ca urmare a unei investigații efectuate de Consiliul Concurenței din România

Ca urmare a unei investigații inițiate în 2018 de către Consiliul Concurenței din România („CCR") cu privire la un posibil abuz de poziție dominantă al Societății pe piața de producție și comercializare a energiei electrice, Societatea s-a angajat să îndeplinească anumite angajamente pentru a înlătura suspiciunile privind posibile fapte anticoncurențiale semnalate de autoritatea de reglementare, investigația menționată fiind astfel închisă.

Investigația a vizat un potențial abuz de poziție dominantă al Societății, constând într-o limitare a cantității de energie electrică comercializată pe PZU prin realizarea de oferte de vânzare la prețuri situate peste nivelul pieței. Potrivit CCR, efectele acestei practici au fost vizibile atât pe PZU, prin închiderea pieței la prețuri superioare decât cele ce s-ar fi obținut în ipoteza realizării unor tranzacții mai numeroase cu hidroenergie, cât și pe piața de echilibrare, prin creșterea dezechilibrelor și, implicit, a cererii manifestate pe această piață, pe care prețurile înregistrate pentru tranzacțiile ce implică creșterea de putere sunt, în permanență, net superioare celor înregistrate pe piețele anterioare. CCR a constatat că comportamentul strategic de ofertare adoptat de Societate era un comportament susceptibil a conduce la o creștere artificială a prețului energiei electrice în dezavantajul consumatorilor din România.

Ca urmare a investigației, Societatea a acceptat să își asume anumite angajamente privitoare la modul în care aceasta va comercializa energia electrică atât pe PZU, cât și pe piața de echilibrare, prezentate sub forma unui pachet de măsuri referitoare la conduită, care vizează creșterea cantităților de energie electrică oferite pe PZU și preîntâmpină creșterile de preț pe PZU, precum și măsuri structurale de separare, la nivel organizațional, a activității de ofertare pe PZU de activitatea de ofertare pe piața de echilibrare pentru a evita combinarea strategiilor de ofertare pe cele două piețe. Implementarea acestui set de măsuri este menită să conducă la beneficii directe și imediate pentru toți participanții pe piețele de energie electrică, incluzând creșterea cantităților tranzacționate de către Societate pe piețele spot și diminuarea cantităților de energie reprezentând dezechilibrele generate în SEN, care pot afecta consumatorii, prin creșterea prețului energiei electrice.

Timp de trei ani începând cu iunie 2021, CCR monitorizează punerea în aplicare de către Societate a angajamentelor acesteia prezentate mai sus, interval în care CCR poate efectua verificări, în cadrul cărora poate solicita informații și documente. În conformitate cu legislația aplicabilă din domeniul concurenței, în cazul închiderii investigației ca urmare a acceptării de angajamente, CCR poate, la cerere sau din oficiu, să redeschidă procedura de investigație, atunci când: (i) intervine o schimbare esențială privind oricare dintre faptele pe care s-a fundamentat decizia, (ii) întreprinderea vizată acționează contrar angajamentelor asumate ori (iii) decizia a fost fundamentată pe informații incomplete, inexacte sau eronate, furnizate de părțile interesate.

Nerespectarea angajamentelor asumate de către Societate ca urmare a investigației inițiate în anul 2018 de către CCR ar putea avea drept consecință sancționarea Societății cu amenzi de până la 10% din cifra de afaceri totală realizată în anul anterior sancționării, ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor, fluxurilor de numerar și perspectivelor Grupului.

Cadrul legal din România este în continuă dezvoltare, ceea ce ar putea crea un mediu nesigur pentru activitatea economică și pentru investiții

Incertitudinile referitoare la sistemul juridic și judiciar din România ar putea avea un efect negativ asupra economiei și, astfel, ar putea crea un mediu nesigur pentru investiții și pentru activitatea economică. Comparativ cu jurisdicții mai dezvoltate, sistemul judiciar este subfinanțat. Sistemul juridic din România a suferit schimbări dramatice în ultimii ani, ca urmare a aderării sale la Uniunea Europeană („UE") și, în general, fiind armonizat cu țările cu sisteme juridice mai dezvoltate. În multe cazuri, interpretarea și garanțiile procedurale ale noilor sisteme juridice și de reglementare sunt încă în curs de elaborare, ceea ce poate duce la promulgarea de noi legi, la modificări ale legilor existente, la aplicarea neunitară a legilor și reglementărilor existente și la incertitudine în ceea ce privește aplicarea și efectul noilor legi și reglementări.

În general, în jurisdicțiile de drept civil, cum este România, hotărârile judecătorești nu au efect de precedent sau au un efect de precedent limitat și, prin urmare, este posibil ca instanțele să nu fie ținute de hotărârile judecătorești anterioare pronunțate în situații identice sau similare, ceea ce poate duce la o aplicare neunitară a legislațiilor unor astfel de țări în soluționarea unor litigii identice sau similare. În plus, în anumite circumstanțe, este posibil să nu poată fi obținute în timp util sau să nu poată fi obținute deloc remediile legale prevăzute de legile și reglementările relevante.

Credibilitatea sistemului poate fi periclitată de problemele ridicate cu privire la integritatea funcționarilor și demnitarilor publici, precum și de cazurile de corupție la nivel înalt. Au fost puse în aplicare măsuri de atenuare a acestor riscuri, cum ar fi verificarea prealabilă a conflictelor de interese în procesul de atribuire a contractelor de achiziții publice (cum ar fi îmbunătățirea practicii judiciare în ceea ce privește inculparea și condamnarea unor personalități politice, magistrați și personalități publice cu influență semnificativă).

Lipsa de certitudine juridică sau imposibilitatea de a obține remedii legale eficiente în timp util, precum și oricare dintre problemele de mai sus care afectează sistemul juridic din România pot avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare, perspectivelor și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Grupul face obiectul unor diferite proceduri judiciare și nu poate exista nicio garanție că provizioanele constituite de Grup în legătură cu aceste proceduri vor fi adecvate pentru a acoperi posibilele pierderi

În cursul desfășurării normale a activității sale, Grupul a devenit obiectul mai multor proceduri judiciare, de reglementare, administrative și de arbitraj. Pentru o prezentare generală, a se vedea „*Activitatea Societății – proceduri judiciare*". Numărul și importanța acestor proceduri pot fi exacerbate de creșterea preconizată a portofoliului operațional al Grupului.

Rezultatele procedurilor judiciare, administrative și de reglementare nu pot fi prezise cu certitudine. Chiar dacă aceste proceduri sunt în cele din urmă soluționate în favoarea Grupului, acestea pot deturna o cantitate semnificativă de resurse și de timp ale Grupului și ale angajaților acestuia sau pot avea ca rezultat o publicitate negativă, în detrimentul activității și reputației Grupului. Pe lângă potențiala expunere financiară cu care s-ar putea confrunta Grupul în legătură cu astfel de proceduri, orice litigiu, indiferent dacă este soluționat în mod favorabil sau nefavorabil, ar putea afecta în mod semnificativ reputația Grupului pe piață sau relațiile cu clienții sau furnizorii săi, iar procedurile sau acordurile încheiate în legătură cu litigiile pot presupune costuri interne și externe, care, chiar și în cazul soluționării în mod favorabil a unei proceduri aferente, pot să nu fie rambursabile în totalitate, să deturneze din timpul conducerii superioare sau să utilizeze alte resurse care ar putea fi utilizate în alte aspecte ale activității Grupului. Fiecare dintre aceste consecințe suplimentare ale litigiilor ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor, fluxurilor de numerar și perspectivelor Grupului.

Situațiile Financiare Consolidate Auditate ale Grupului prezintă provizioane constituite în legătură cu anumite proceduri specifice, iar Grupul înregistrează, de asemenea, provizioane legate de diverse alte riscuri și cheltuieli, în principal în legătură cu litigii de reglementare și litigiile cu autoritățile locale. La 31 decembrie 2022, provizioanele pentru litigii erau în sumă de 120,4 milioane RON, ceea ce reprezintă estimarea sumelor care ar trebui plătite unor terțe părți în cazul în care procedurile în instanță sunt soluționate în mod nefavorabil Grupului. Cu toate acestea, Grupul nu poate oferi nicio garanție că aceste provizioane sau provizioanele viitoare, în cazul în care vor fi constituite, vor fi adecvate pentru a acoperi toate sumele de plătit în legătură cu astfel de proceduri. Incapacitatea Grupului de a cuantifica provizioane suficiente sau de a evalua rezultatul posibil al oricărei proceduri ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor, fluxurilor de numerar și perspectivelor Grupului.

Nerespectarea legislației privind sănătatea și securitatea în muncă ar putea să afecteze negativ Grupul

Grupul și, în special, numeroasa sa forță de muncă desfășoară activități care fac obiectul unor reglementări complexe și detaliate în materie de sănătate și securitate și al aplicării de către autoritățile naționale, precum și al unor ample proceduri interne ale Grupului. Cu toate acestea, natura activității pe care o desfășoară Grupul, inclusiv în domeniul apei și al producerii de energie electrică, implică un grad ridicat de riscuri operaționale potențiale, inclusiv electrocutări, înecuri, incendii, explozii, defecțiuni mecanice, cădere de la înălțime, incidente legate de condițiile meteorologice, incidente de transport sau logistice și avarieri ale echipamentelor. Riscurile tind să fie mai mari la nivel de sucursală, unde nivelul de instruire în materie de siguranță și în legătură cu alte cerințe de sănătate și securitate poate fi variabil și nu întotdeauna la standarde înalte. Au existat mai multe accidente de muncă în cadrul Grupului în ultimii trei ani, dintre care un accident în cadrul Hidroserv având ca rezultat moartea unui angajat în 2020. Mai mult, în unele sucursale salariații sunt expuși la zgomot ridicat. Grupul trebuie să se conformeze cu cerințele legale pentru evaluarea expunerii lucrătorilor la zgomot (Hotărârea Guvernului 493/2006) și să includă măsuri de atenuare.

Nemenţinerea şi nepunerea în aplicare a unor sisteme eficace de management şi guvernanţă în materie de sănătate şi securitate ar putea genera costuri semnificative ca urmare a vătămărilor persoanelor, a bolilor şi îmbolnăvirilor profesionale şi a unei potenţiale perturbări a serviciilor oferite clienţilor Grupului. De asemenea, poate duce la cereri de despăgubire din partea angajaţilor şi terţilor şi la amenzi sau alte sancţiuni pentru încălcarea cerinţelor legale. Împotriva Grupului, a administratorilor şi a angajaţilor săi ar putea fi iniţiate sancţiuni penale, toate acestea putând provoca daune de imagine Grupului. În acelaşi timp apariţia unei stări de sănătate precară în rândul forţei de muncă a Grupului, cauzată de un management necorespunzător al securităţii şi sănătăţii în muncă, ar putea duce la o creştere a absenţelor şi la reducerea nivelului de performanţă, ceea ce, la rândul său, ar putea afecta rezultatele operaţiunilor Grupului.

Grupul ar putea fi expus la scurgeri de date cu caracter personal şi la încălcări ale securităţii datelor cu caracter personal

Grupul colectează, stochează şi utilizează date cu caracter comercial sau personal referitoare la clienţi sau angajaţi şi parteneri contractuali, care se află sub protecţie contractuală sau legală la nivel naţional şi european. Deşi Grupul îşi propune să aplice măsuri de prevenire în vederea protejării datelor clienţilor şi angajaţilor în conformitate cu cerinţele legale aplicabile, posibile scurgeri de informaţii, încălcări sau alte nerespectări ale legislaţiei privind protecţia datelor cu caracter personal pot avea loc în viitor sau este posibil să fi avut loc deja.

Grupul a implementat o serie de măsuri tehnice şi organizatorice cu scopul de a asigura o prelucrare securizată a datelor. Cu toate acestea riscul breşelor de securitate nu poate fi complet eliminat.

Spre exemplu, la nivelul Hidroelectrica, având în vedere anvergura activităţilor de prelucrare, nu pot fi excluse posibile încălcări ale principiilor de prelucrare a datelor cu caracter personal, precum principiul de prelucrare legală, echitabilă şi transparentă faţă de persoanele vizate (cum ar fi neîndeplinirea condiţiilor privind prelucrarea de date cu caracter personal în baza interesului legitim sau nerespectarea condiţiilor legate de transparenţa activităţilor de prelucrare).

În acelaşi timp, la nivelul Hidroserv, nu pot fi excluse situaţii care ar putea conduce la: (i) posibile încălcări ale principiului de prelucrare legală, echitabilă şi transparentă faţă de persoanele vizate (cum ar fi: nerespectarea condiţiilor privind prelucrarea de date cu caracter personal în baza interesului legitim; nerespectarea condiţiilor legate de transparenţa activităţilor de prelucrare; politică incompletă de răspuns la cererile persoanelor vizate); (ii) posibile încălcări ale principiului de prelucrare privind perioadele şi limitările de stocare ale datelor cu caracter personal (politică incompletă privind stocarea datelor cu caracter personal); (iii) posibile încălcări ale principiului de prelucrare privind integritatea şi confidenţialitatea datelor cu caracter personal (în special, dar fără a ne limita la: neimplementarea de măsuri tehnice sau organizatorice corespunzătoare pentru asigurarea protecţiei împotriva prelucrării neautorizate sau ilegale şi împotriva pierderii, a distrugerii sau a deteriorării accidentale a datelor).

Regulamentul (UE) 2016/679 al Parlamentului European şi al Consiliului privind protecţia persoanelor fizice în ceea ce priveşte prelucrarea datelor cu caracter personal şi privind libera circulaţie a acestor date („**GDPR**") nu prevede concret ce măsuri tehnice şi organizatorice ar trebui puse în aplicare de către un operator, dar stabileşte un standard relativ ridicat pentru măsurile de securitate care ar trebui să fie concepute şi implementate în vederea evitării încălcărilor securităţii datelor cu caracter personal. GDPR prevede că un operator poate fi sancţionat cu amendă nu numai pentru existenţa unei încălcări a securităţii datelor, ci şi pentru nerespectarea obligaţiei sale de a pune în aplicare măsuri adecvate în legătură cu gestionarea riscurilor de securitate.

În cazul în care se produce orice încălcare a legislaţiei privind protecţia datelor la oricare dintre entităţile Grupului, aceasta poate atrage aplicarea unor amenzi întregului Grup (care ar putea fi în valoare de până la 4% din cifra de afaceri mondială anuală a Grupului sau suma de 20 milioane EUR (aproximativ 99,2 milioane RON), luându-se în calcul cea mai mare valoare dintre acestea), formularea unor cereri de despăgubire, urmărirea penală a angajaţilor şi directorilor Grupului, lezarea reputaţiei şi pierderea clienţilor, cu un posibil efect negativ semnificativ asupra activităţii, perspectivelor, rezultatelor operaţiunilor şi situaţiei financiare ale Grupului

CCEE încheiate de Societate ar putea să o expună pe aceasta la anumite riscuri comerciale, precum fluctuaţia preţului, riscul de neîndeplinire a obligaţiilor şi riscul de credit

Societatea a încheiat un contract bilateral de achiziţie a energiei electrice negociat direct (în engleză: Power Purchase Agreement) („**CCEE**") în data de 30 septembrie 2022, valabil până la data de 31 august 2023, prin care achiziţionează de la Nuclearelectrica cantităţile necesare de electricitate. În contextul actual de reglementare, încheierea CCEE-urilor este limitată până la 31 martie 2025 (ultima zi în care MACEE este

în vigoare – pentru mai multe detalii a se vedea "*Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului*"). După această dată, Societatea poate cumpăra sau vinde electricitate prin CCEE-uri.

De obicei, în temeiul unor astfel de CCEE, societățile vând energia electrică generată din proiectele acestora la un preț prestabilit. În consecință, în cazul în care un asemenea CCEE este încheiat de către Societate și se înregistrează o creștere a prețurilor la nivelul întregului sector, este posibil ca Societatea să nu poată renegocia termenii CCEE pentru a profita de creșterea prețurilor.

În cazul în care Societatea nu își îndeplinește obligațiile care îi revin prin CCEE, cum ar fi nefurnizarea cantității minime de energie electrică prevăzute în orice CCEE, Societatea poate fi pasibilă de plata unor penalități și, în anumite situații specifice, clienții pot decide să rezilieze aceste CCEE. În plus, orice nefurnizare de energie electrică de la data programată pentru punerea în funcțiune poate atrage plata de daune-interese. Rezilierea unui CCEE semnificativ ar putea avea un efect negativ substanțial asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Performanța financiară care derivă din CCEE depinde de bonitatea partenerilor contractuali ai Societății și de îndeplinirea continuă a obligațiilor contractuale ale acestora. Partenerii contractuali în cadrul CCEE pot achiziționa mai puțin decât cantitățile maxime de energie angajate față de Societate, ceea ce poate afecta așteptările Grupului și poate declanșa un caz de neîndeplinire a obligațiilor. În plus, nerespectarea de către partenerii contractuali din cadrul CCEE a obligațiilor contractuale față de Societate, din motive de insolvență sau din alte motive, ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului. Riscul de credit în ceea ce privește partenerii contractuali poate crește atunci când economiile globale sau regionale se confruntă cu perioade de volatilitate.

Oricare dintre factorii de mai sus ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Riscuri macroeconomice și geopolitice cu impact asupra Grupului

Ostilitățile cu țările vecine și tulburările sociale din Ucraina sau din alte state din Europa de Est pot avea efecte negative asupra economiei României

Unele țări est-europene au cunoscut din când în când situații de ostilități cu țările vecine (cum ar fi conflictul militar din Ucraina și ostilitățile cu Rusia din ultimii ani). Instabilitatea politică și militară din regiune, declanșată de invazia Ucrainei de către Rusia în februarie 2022, precedată de pierderea controlului asupra Peninsulei Crimeea în favoarea Rusiei și de conflictul din estul Ucrainei cu separatiștii pro-ruși din 2014, precum și de sancțiunile internaționale impuse Rusiei ca urmare a acestor evenimente, pot conduce la condiții economice profund nefavorabile, la tulburări sociale sau la o confruntare militară generalizată în regiune sau în alte regiuni. Efectele sunt în mare măsură imprevizibile și printre acestea se poate număra un efect negativ semnificativ asupra stabilității economice și financiare a României, fie direct, fie indirect. Efectele unui conflict militar sunt extrem de imprevizibile și pot avea efecte adverse extrem de semnificative asupra operațiunilor Grupului, asupra întregii economii a României sau a Europei în ansamblu și printre acestea se pot număra majorări substanțiale ale prețurilor la energie, diminuarea investițiilor din cauza incertitudinilor, sancțiuni economice suplimentare care pot avea un impact negativ asupra economiilor în care își desfășoară activitatea Grupul, fluctuațiile valutare semnificative, fluxurile comerciale și de capital.

Alte conflicte politice, embargouri și interdicții reciproce sau unilaterale, activități militare, activități separatiste sau atacuri teroriste în viitor ar putea influența și mai mult economiile țărilor din Europa de Est prin perturbarea comunicațiilor, îngreunarea călătoriilor și descurajarea investițiilor străine. Astfel de tensiuni politice ar putea amplifica percepția că investițiile în companiile din regiunea Europei de Est implică un grad mai mare de risc. Acestea și alte efecte negative neprevăzute ale situațiilor de criză din regiune ar putea avea consecințe negative semnificative asupra activității, perspectivelor, rezultatelor operaționale și situației financiare ale Grupului.

Grupul este dependent de evoluțiile economice, demografice și de piață din România

Grupul își desfășoară activitatea în România și, prin urmare, poate fi afectat de evenimente sau de evoluțiile pieței din această țară sau din țările vecine. Fluctuațiile în activitatea economică din România, în special cele cu impact asupra sectorului energetic, cum ar fi politicile guvernamentale sau deciziile referitoare la cheltuielile publice, pot afecta operațiunile și veniturile Grupului. Creșterea datoriei suverane și/sau a deficitelor fiscale sau stagnarea/scăderea nivelului Produsului Intern Brut („**PIB**") în România poate atrage

retrogradări ale ratingurilor de credit ale țării sau intrarea în incapacitate de plată, afectând indirect capacitatea Grupului sau a clienților sau partenerilor săi contractuali de a-și îndeplini obligațiile de plată sau de a încasa creanțele, afectând potențial poziția financiară a Grupului. În plus, aspectele care afectează Uniunea Europeană, cum ar fi imigrația în general, precum și evenimente precum ieșirea Regatului Unit (unde sunt angajați în prezent mulți cetățeni est-europeni) din Uniunea Europeană sau ieșirea unui alt stat membru din UE au declanșat și pot declanșa în viitor o creștere a ratei șomajului sau pot afecta puterea de cumpărare în regiunea Europei de Est, inclusiv în România, afectând indirect sectorul energetic al României.

Factorii care afectează economia globală, precum pandemia de COVID-19, care a dus la creșterea cheltuielilor bugetare, inflație, majorări ale ratelor dobânzilor și crize ale prețurilor materiilor prime, au afectat în trecut și pot afecta în mod semnificativ în viitor perspectivele producției economice și ale piețelor muncii din România, cererea de energie și prețurile energiei și ale materiilor prime, precum și accesul la finanțare. În lipsa unui sprijin continuu din partea Guvernului României, ratele șomajului pot crește, întreprinderile se pot confrunta cu incapacitatea de plată și insolvențe, iar economiile s-ar putea confrunta cu încetiniri și scăderi prelungite ale creșterii, ceea ce ar putea afecta cererea pentru serviciile furnizate de Grup.

Deteriorarea condițiilor economice din România sau la nivel global, care are drept rezultat o creștere a șomajului sau o scădere a veniturilor reale sau care afectează piețele energetice în alte moduri, ar putea avea un efect negativ asupra situației financiare a clienților și a altor parteneri contractuali ai Grupului și asupra capacității acestora de a-și îndeplini obligațiile contractuale față de Grup. Aceste evoluții ar putea avea, la rândul lor, un impact negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Grupului.

Țările din Europa de Est sunt supuse unor riscuri mai mari decât piețele mai dezvoltate, cu posibile efecte negative provocate de evoluțiile juridice, economice, fiscale și politice

Investitorii pe piețele emergente și de frontieră, precum România, trebuie să cunoască faptul că aceste piețe sunt supuse unor riscuri juridice, economice, fiscale și politice mai mari decât piețele mature și unor schimbări rapide și uneori imprevizibile. În general, investiția în valori mobiliare ale emitenților cu operațiuni substanțiale pe piețe emergente sau de frontieră, cum ar fi regiunea Europei de Est, implică un grad mai mare de risc decât investiția în valori mobiliare ale emitenților cu operațiuni substanțiale în țările din Europa de Vest sau în alte jurisdicții similare. Schimbările în situația economică și politică dintr-o țară cu piață emergentă sau de frontieră pot avea un impact negativ sau indirect asupra situației economice și politice din alte țări cu piețe emergente sau de frontieră. De exemplu, modificările aduse politicilor fiscale și economice din România pot avea un impact asupra capacității Grupului de a își menține planurile de afaceri pe termen lung, inclusiv ca urmare a ordonanțelor de urgență ale Guvernului care afectează sectorul energetic și care provoacă o reducere temporară a investițiilor străine directe. Ca și în trecut, volatilitatea piețelor financiare conduce la o creștere a riscurilor percepute asociate cu investițiile în economiile emergente și, prin urmare, ar putea reduce investițiile străine în România. În acest caz, economia românească s-ar putea confrunta cu probleme serioase de lichiditate, care ar putea duce, printre altele, la creșterea cotelor de impozitare sau la impunerea de noi taxe și impozite, cu un impact negativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Operațiunile Grupului sunt expuse la riscuri comune tuturor regiunilor care au cunoscut recent sau înregistrează în prezent schimbări politice, economice și sociale, printre care se numără fluctuații ale cursului de schimb, un mediu de reglementare în evoluție, inflație, recesiuni economice, perturbări ale pieței locale, conflicte de muncă, modificări ale veniturilor disponibile sau ale produsului național brut, fluctuații ale ratelor dobânzii și ale politicilor fiscale, exodul capitalului, corupție existentă și percepută și alți factori similari. Instabilitatea politică sau economică rezultată din apariția oricăruia dintre aceste riscuri poate afecta piața energiei din regiunea Europei de Est. Astfel de evenimente ar putea diminua veniturile Grupului, ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare, perspectivelor și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Riscuri referitoare la Acțiunile Oferite

În prezent, nu există o piață de tranzacționare pentru Acțiuni și este posibil să nu se dezvolte sau să nu fie sustenabilă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni

Anterior Ofertei, nu a existat nicio piață de tranzacționare pentru Acțiuni. Conform articolului 55 din Legea 24/2017 este nevoie de un minim de 25% din acțiuni în circulație liberă în scopul Admiterii la tranzacționare. Nu exista nicio garanție ca ASF va aproba, în condițiile acestei dispoziții legale, admiterea la

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA ASF APROBAT ROMANIA

tranzacționare a acțiunilor emise de Societate, daca acțiunile vândute în cadrul Ofertei reprezintă semnificativ mai puțin de 19,94% din capitalul social al Societății.

Dacă Admiterea la tranzacționare este aprobată, nu poate exista nicio garanție că se va dezvolta sau menține o piață de tranzacționare activă pentru Acțiunile Oferite sau că prețul la care se vor tranzacționa Acțiunile Oferite pe piețele publice ulterior Ofertei nu va fi mai mic decât Prețul Final de Ofertă. Managerii nu au obligația de a crea o piață a Acțiunilor. În cazul în care nu se dezvoltă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni, investitorii se pot confrunta cu dificultăți în vânzarea Acțiunilor Oferite.

Volatilitatea prețurilor Acțiunilor și lichiditatea pot afecta performanța investițiilor în Grup

Prețul per acțiune al companiilor listate poate fi foarte volatil și acțiunile acestora pot avea o lichiditate limitată. Este posibil să nu se dezvolte o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni și este posibil ca prețul de tranzacționare a Acțiunilor să fluctueze semnificativ. Este posibil ca investitorii să nu își poată recupera investiția inițială.

În afara faptului că poate fi afectat de rezultatele operaționale efective sau previzionate ale Grupului, prețul de piață al Acțiunilor poate fluctua semnificativ ca urmare a unor factori independenți de voința Grupului, inclusiv, printre altele: (i) rezultatele operațiunilor și rezultatele financiare ale acestuia sau cele ale altor companii din cadrul sectoarelor în care acesta operează; (ii) modificări ale recomandărilor analiștilor în valori mobiliare sau estimări ale câștigurilor sau performanței financiare a Grupului sau a sectorului sau neîndeplinirea așteptărilor analiștilor de valori mobiliare; (iii) fluctuații ale prețurilor și volumelor de pe piață și volatilitate generală a pieței; (iv) anunțuri făcute de către Grup sau clienții, furnizorii sau concurenții acestuia; (v) modificări ale legilor, normelor și regulamentelor aplicabile Grupului, operațiunilor acestuia și operațiunilor în care Grupul are interese și implicarea în litigii; și (vi) condițiile economice și politice generale din România și la nivel global.

Condițiile pieței de capital sunt, de asemenea, afectate de mulți factori, precum perspectivele generale economice, politice sau legislative, evoluțiile sau perspectivele ratelor dobânzii și ale ratelor inflației, fluctuațiile cursului de schimb, prețurile mărfurilor, modificările atitudinii investitorilor față de anumite sectoare ale pieței și cererea și oferta de capital. Tranzacționarea Acțiunilor de către alți investitori, precum cumpărări sau vânzări mari de Acțiuni, poate afecta, de asemenea, prețul Acțiunilor. În consecință, este posibil ca prețul de piață al Acțiunilor să nu reflecte valoarea de bază a investițiilor Grupului și prețul la care investitorii pot dispune de Acțiunile lor în orice moment poate fi influențat de mai mulți factori, dintre care doar unii pot avea legătură cu Grupul, în timp ce alții ar putea fi independenți de controlul Grupului. Investitorii nu trebuie să se aștepte că vor putea neapărat să obțină profit din investiția în Acțiuni, într-o perioadă de timp pe care o consideră rezonabilă. Rezultatele și perspectivele Grupului pot fi din când în când sub nivelul așteptărilor analiștilor pieței și investitorilor, ceea ce ar putea avea un efect negativ asupra prețului de tranzacționare a Acțiunilor.

Vânzările viitoare sau posibilitatea reală sau percepută a vânzărilor unui număr semnificativ de Acțiuni pe piețele publice ar putea afecta prețul predominant de tranzacționare al Acțiunilor

Ulterior Ofertei, Statul Român va continua să dețină 80,06% din capitalul social emis al Societății. După expirarea perioadei incidente de restricționare a înstrăinării sau anterior, în cazul unei renunțări din partea Managerilor la prevederile privind restricționarea înstrăinării, Statul Român poate vinde Acțiunile pe piața publică sau privată și Societatea poate efectua o ofertă publică sau privată de Acțiuni. De asemenea, după expirarea perioadei incidente de restricționare a înstrăinării aplicabile acestuia sau anterior, în cazul unei renunțări din partea Managerilor la prevederile privind restricționarea înstrăinării, Acționarul Vânzător poate vinde printr-o ofertă publică sau plasament privat Acțiunile rămase în portofoliul acestuia după Ofertă. Societatea nu poate anticipa efectul, dacă există, pe care vânzările viitoare de Acțiuni sau disponibilitatea Acțiunilor pentru vânzare viitoare îl va avea asupra prețului de piață al Acțiunilor, însă disponibilitatea Acțiunilor care sunt eligibile pentru vânzare publică ar putea afecta prețul de tranzacționare al Acțiunilor.

În cazul în care statul român sau Acționarul Vânzător ar vinde sau dacă Societatea ar emite și vinde un număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică, prețul de piață al Acțiunilor ar putea fi afectat negativ. Vânzările de către un acționar al Societății ar putea, de asemenea, face mai dificilă vânzarea Acțiunilor de către Societate în viitor la un moment și la un preț pe care aceasta le consideră oportune. Vânzarea unui număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică sau percepția că aceste vânzări pot avea loc ar putea afecta semnificativ prețul de piață al Acțiunilor.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Este posibil ca Societatea să întâmpine dificultăţi în respectarea cerinţelor de informare permanentă care le revin societăţilor listate sau ar putea să suporte costuri suplimentare

Ca urmare a Admiterii la tranzacţionare a Acţiunilor la Bursa de Valori Bucureşti, Societatea are obligaţia de a menţine controale interne eficiente şi de a respecta obligaţii financiare şi alte obligaţii de raportare suplimentare, precum elaborarea de situaţii financiare şi alte rapoarte în temeiul normelor Bursei de Valori Bucureşti („**BVB**") şi, respectiv, ale ASF privind obligaţiile permanente. Capacitatea Societăţii de a raporta la timp necesită ca aceasta să aibă implementate controale şi proceduri de raportare internă eficiente. Conducerea Societăţii nu are niciun fel de experienţă în conducerea şi operarea unei societăţi listate care trebuie să respecte obligaţii permanente de raportare şi de informare. Orice nerespectare sau respectare necorespunzătoare a obligaţiilor permanente de raportare şi de informare ar putea determina aplicarea de amenzi sau alte sancţiuni de reglementare împotriva Societăţii, ceea ce ar putea afecta semnificativ activitatea, rezultatele operaţiunilor şi situaţia financiară ale Grupului.

Societatea poate suporta, de asemenea, costuri semnificative pentru a asigura respectarea dispoziţiilor privind guvernanţa corporativă, obligaţiile de transparenţă şi cerinţele contabile din România. În plus, este posibil ca Societatea să nu poată îndeplini la timp sau să nu poată îndeplini în totalitate cerinţele de depunere şi de raportare impuse de către ASF şi de către BVB, ceea ce ar putea declanşa o scădere a preţului de tranzacţionare al Acţiunilor.

Acţiunile pot fi suspendate sau retrase de la tranzacţionare pe Bursa de Valori Bucureşti

ASF dispune de autoritatea de a suspenda de la tranzacţionare sau, în cazul în care Acţiunile fac obiectul unei intenţii de tranzacţionare, de a solicita pieţei reglementate să le suspende de la tranzacţionare dacă situaţia emitentului respectiv este de asemenea natură încât continuarea tranzacţionării ar afecta interesele investitorilor. ASF dispune de autoritatea de a solicita BVB să suspende tranzacţionarea valorilor mobiliare ale unui emitent, pe baza măsurilor luate împotriva manipulării pieţei şi a tranzacţiilor efectuate pe baza informaţiilor privilegiate. BVB trebuie să suspende tranzacţionarea valorilor mobiliare care nu îndeplinesc cerinţele pieţei reglementate, cu excepţia cazului în care aceste acţiuni ar putea impacta negativ şi semnificativ interesele investitorilor sau funcţionarea corespunzătoare a pieţei. Operatorul unei pieţe reglementate are, de asemenea, dreptul de a suspenda acţiuni de la tranzacţionare în alte circumstanţe, în conformitate cu regulamentele sale. Orice suspendare ar putea afecta condiţiile de tranzacţionare a Acţiunilor.

De asemenea, în cazul în care Societatea nu îndeplineşte anumite cerinţe sau obligaţii potrivit legilor şi reglementărilor aplicabile companiilor ale căror acţiuni sunt listate la BVB sau dacă sunt puse în pericol tranzacţionarea obişnuită la bursă, siguranţa tranzacţionării pe aceasta sau interesele investitorilor, atunci, sub rezerva îndeplinirii anumitor condiţii, Acţiunile pot fi retrase de la tranzacţionare la BVB. Nu poate exista nicio garanţie că asemenea evenimente nu vor avea loc în legătură cu Acţiunile. În cazul în care se materializează, toate aceste riscuri ar avea un efect negativ semnificativ asupra preţului Acţiunilor şi asupra capacităţii investitorilor de a-şi vinde Acţiunile la BVB.

AGA Societăţii ar putea decide să nu distribuie dividende în viitor

Distribuţia dividendelor, dacă este cazul, de către Societate către acţionarii săi va depinde (în plus faţă de cerinţele legislative aplicabile), printre alte lucruri, de profiturile viitoare ale Societăţii, de situaţia financiară şi de cerinţele de capital, de caracterul suficient al rezervelor distribuibile ale Societăţii, de alte restricţii legale şi contractuale, condiţii de credit, condiţii economice generale şi alţi factori pe care administratorii şi/ sau acţionarii le consideră importante în momentul respectiv. Acţionarii Societăţii pot decide să nu distribuie dividende în viitor, cu excepţia procentajului de plată a dividendelor conform legii (pentru detalii suplimentare, a se vedea „*Politica privind dividendele*"), iar acţionarii străini pot fi afectaţi de restricţii sau întârzieri în repatrierea câştigurilor lor din distribuţiile efectuate în contul Acţiunilor.

Majorările de capital social ca urmare a aporturilor de terenuri deţinute de statul român pot avea drept consecinţă diluarea participaţiilor

Conform legislaţiei din România, capitalul social al Societăţii este automat majorat de drept cu valoarea terenurilor pentru care Societatea obţine titluri de proprietate ulterior Ofertei sau pentru care a obţinut titluri de proprietate înainte de Ofertă, dar în contul cărora încă nu şi-a majorat capitalul social. Societatea beneficiază de 752 de certificate de proprietate corespunzând unei suprafeţe totale de 2.520 de hectare, reprezentând aproximativ 96,1% din totalul terenurilor ocupate de obiectivele energetice. Printre acestea se numără 14 certificate de proprietate corespunzând unei suprafeţe totale de 16,96 hectare, emise la data de 9 mai 2023, în contul cărora trebuie să aibă loc în viitor o majorare a capitalului social.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Astfel de majorări de capital vor fi considerate drept contribuţii în natură ale Statului Român, iar acţiunile nou emise ale Societăţii vor fi alocate Statului Român, reprezentat de Ministerul Energiei. Restul acţionarilor Hidroelectrica vor avea un drept preferenţial de a achiziţiona un număr de acţiuni care le-ar permite să îşi menţină cota de participare iniţială. Cu toate acestea, dacă respectivii acţionari nu îşi exercită dreptul de preferinţă, participaţiile acestora vor fi diluate, ceea ce ar putea avea drept rezultat o diminuare a valorii investiţiei iniţiale.

Deţinătorii de Acţiuni pot fi afectaţi de riscul de schimb valutar

Preţul Acţiunilor pe piaţa BVB şi orice posibil dividend pe care Societatea este posibil să îl distribuie sunt exprimate în RON. Investiţiile efectuate de investitori care utilizează ca monedă de referinţă o valută diferită de RON sunt expuşi la riscul de schimb valutar. Orice depreciere a RON în raport cu respectivele valute va reduce valoarea investiţiilor în Acţiuni sau a oricărui posibil dividend distribuit de Societate.

Drepturile acţionarilor din Statele Unite şi din alte jurisdicţii ar putea fi limitate

Societatea este o societate pe acţiuni constituită şi care îşi desfăşoară activitatea conform legislaţiei din România. Drepturile acţionarilor săi sunt reglementate de legislaţia din România, de Actul Constitutiv în vigoare („**Actul Constitutiv**") şi de Noul Act Constitutiv ce se va aplica de la Data Listării ("**Noul Act Constitutiv**"), **astfel cum sunt descrise în** *„Descrierea capitalului social şi a structurii Societăţii"*. Legislaţia română privind societăţile comerciale prevede acordarea unor drepturi de preferinţă acţionarilor în cazul unei majorări a capitalului social al Societăţii în anumite condiţii. Cu toate acestea, legislaţia privind valorile mobiliare din unele jurisdicţii poate restricţiona capacitatea Societăţii de a permite participarea acţionarilor în oferte viitoare de acţiuni. În special, este posibil ca acţionarii din Statele Unite să nu îşi poată exercita aceste drepturi, decât dacă fie acţiunile, fie orice alte valori mobiliare oferite şi vândute sunt înregistrate conform Legii privind Valorile Mobiliare sau dacă acţiunile sau acele alte valori mobiliare sunt oferite în temeiul unei derogări de la cerinţele de înregistrare ale Legii privind Valorile Mobiliare sau în cadrul unei tranzacţii care nu face obiectul acestor cerinţe de înregistrare. Societatea nu poate garanta investitorilor potenţiali că va fi disponibilă o derogare de la aceste cerinţe ale legislaţiei străine privind valorile mobiliare, astfel încât să permită acţionarilor din Statele Unite sau din alte jurisdicţii să-şi exercite drepturile de preferinţă sau, dacă este disponibilă, că Societatea se va prevala de o asemenea derogare.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ
APROBAT

INFORMAŢII IMPORTANTE PRIVITOARE LA PREZENTUL PROSPECT

Prezentul document este un prospect în sensul Regulamentului privind Prospectul.

Prezenta Ofertă nu constituie o ofertă de vânzare ori o solicitare a unei oferte de a cumpăra valori mobiliare în nicio jurisdicţie în care o astfel de ofertă sau solicitare de ofertă ar fi ilegală. Acţiunile Oferite nu au fost şi nu vor fi înregistrate potrivit Legii Valorilor Mobiliare sau la o altă autoritate de reglementare în domeniul valorilor mobiliare din orice stat sau jurisdicţie din Statele Unite şi nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite, decât către persoane care sunt considerate în mod rezonabil a fi QIB conform definiţiei din Regula 144A din Legea Valorilor Mobiliare, sau în afara Statelor Unite, cu excepţia ofertei sau vânzării în cadrul unor tranzacţii de tip „offshore" în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare („**Regulamentul S**"). Potenţialii cumpărători sunt informaţi prin prezentul că vânzătorii Acţiunilor Oferite se pot prevala de derogarea de la aplicarea dispoziţiilor Secţiunii 5 a Legii privind Valorile Mobiliare prevăzută de Regula 144A. Societatea şi, după caz, Acţionarul Vânzător (exclusiv în legătură cu informaţiile referitoare la acesta) îşi asumă responsabilitatea pentru informaţiile pe care prezentul Prospect le cuprinde. Potrivit cunoştinţelor Societăţii şi (exclusiv pentru informaţiile referitoare la acesta) ale Acţionarului Vânzător, prezentul Prospect conţine toate informaţiile cu privire la Grup şi Acţiunile Oferite care sunt semnificative în contextul Ofertei şi informaţiile conţinute în prezentul Prospect sunt în conformitate cu realitatea şi nu omit nimic care poate afecta sensul acestor informaţii. Opiniile, ipotezele, intenţiile, estimările şi previziunile exprimate în prezentul Prospect cu privire la Societate sunt deţinute în mod onest de către Societate, au fost obţinute după examinarea tuturor circumstanţelor relevante şi se bazează pe ipoteze rezonabile. Unele informaţii din prezentul Prospect au fost extrase din surse publice, inclusiv publicaţii independente din domeniu, cercetări şi estimări interne, precum şi din alte informaţii publice şi Grupul nu a verificat în mod independent corectitudinea acestor informaţii şi date şi nu acceptă nicio responsabilitate cu privire la acestea.

Managerii şi afiliaţii acestora nu îşi asumă nicio responsabilitate de niciun fel pentru conţinutul prezentului Prospect, inclusiv pentru acurateţea, integralitatea şi verificarea acestuia sau pentru orice altă declaraţie dată sau presupusă a fi dată de către aceştia sau în numele lor în legătură cu Societatea, Acţionarul Vânzător, Acţiunile Oferite sau Oferta. Prin urmare, Managerii şi afiliaţii acestora resping, în măsura maximum permisă de legea aplicabilă, orice răspundere delictuală sau contractuală sau pe care ar putea să o aibă altfel în legătură cu prezentul Prospect sau cu orice asemenea declaraţie.

Nicio persoană nu este autorizată să ofere nicio informaţie sau să facă orice declaraţie cu privire la Grup, la Ofertă sau la vânzarea Acţiunilor Oferite, cu excepţia celor din prezentul Prospect, şi, dacă o astfel de informaţie a fost dată sau o astfel de declaraţie a fost făcută, acestea nu trebuie să fie considerate ca fiind autorizate de către Societate, de Acţionarul Vânzător sau de Manageri sau de afiliaţii Managerilor. În cazul în care orice persoană pune la dispoziţia oricărui investitor informaţii diferite sau neconcordante, respectivul investitor nu trebuie să se bazeze pe astfel de informaţii.

Societatea şi Acţionarul Vânzător pun la dispoziţie prezentul Prospect pentru a permite unui potenţial investitor să analizeze subscrierea şi cumpărarea Acţiunilor Oferite. Scopul prezentului Prospect nu este acela de a constitui baza vreunei evaluări de credit sau de altă natură şi nu ar trebui să fie considerat o recomandare din partea Societăţii, a Acţionarului Vânzător sau a Managerilor potrivit căreia orice destinatar al acestui Prospect ar trebui să subscrie sau să achiziţioneze Acţiunile Oferite. Nicio declaraţie sau garanţie, explicită sau implicită, nu este făcută sau acordată de către Manageri sau de afiliaţii sau de consultanţii Managerilor cu privire la exactitatea, caracterul complet sau verificarea oricăror informaţii cuprinse în prezentul Prospect sau la situaţia corporativă, financiară sau comercială a Grupului şi nimic din prezentul Prospect nu este sau nu va fi invocat drept o promisiune sau declaraţie din partea Managerilor cu privire la trecut sau la viitor. Este interzisă orice reproducere sau distribuire a acestui Prospect, în întregime sau parţială, precum şi orice divulgare a conţinutului acestuia, cu excepţia cazului şi în măsura în care conţinutul acestuia este disponibil publicului în alt mod, şi orice utilizare a oricăror informaţii din prezentul document în orice alt scop decât pentru analizarea unei investiţii în Acţiunile Oferite. Prin primirea acestui Prospect, fiecare potenţial investitor îşi exprimă acordul cu privire la cele de mai sus.

Fiecare potenţial cumpărător al Acţiunilor Oferite trebuie să stabilească pentru sine însuşi relevanţa informaţiilor cuprinse în prezentul Prospect şi subscrierea sau cumpărarea Acţiunilor Oferite trebuie să se bazeze pe investigaţiile pe care acesta le consideră necesare, inclusiv propria sa examinare, analiză şi cercetare şi termenii Ofertei, temeiul juridic şi consecinţele Ofertei şi posibilele consecinţe fiscale care ar putea fi aplicabile, precum şi evaluarea riscurilor implicate şi apreciere de către acesta a oportunităţii oricărei asemenea investiţii, în special în raport cu propriile obiective de investiţii şi cu propria experienţă şi cu orice alţi factori care pot fi relevanţi pentru respectivul investitor în legătură cu cumpărarea Acţiunilor Oferite.

ASF APROBAT

Fără a aduce atingere vreunei obligații a Societății (în legătură cu care Managerii și afiliații acestora nu își asumă nicio responsabilitate de niciun fel) de a publica un supliment la prospect în temeiul Legii 24/2017, al Regulamentului ASF nr. 5/2018 și al Regulamentului privind Prospectul, nici transmiterea prezentului Prospect, nici orice achiziție efectuată în legătură cu acesta nu va crea, în nicio situație, vreo implicație care să conducă la ideea că nu a existat nicio modificare a activității Societății sau a Grupului privit ca ansamblu de la data prezentului Prospect sau că informațiile din prezentul Prospect sunt corecte în orice moment ulterior datei prezentului Prospect.

Investitorii potențiali nu ar trebui să considere nicio informație din prezentul Prospect ca reprezentând consultanță de investiții, juridică sau fiscală. Este recomandabil ca fiecare potențial investitor să se consulte cu propriii consultanți juridici, financiari, contabili și cu alți consultanți pentru a obține consultanță juridică, fiscală, în afaceri, financiară și conexă în ceea ce privește subscrierea sau achiziția Acțiunilor Oferite. Nici Societatea și nici Acționarul Vânzător sau Managerii sau afiliații sau reprezentanții acestora nu formulează nicio declarație față de vreun destinatar al ofertei sau cumpărător al Acțiunilor Oferite în ceea ce privește legalitatea unei investiții în Acțiunile Oferite din partea respectivului destinatar al ofertei sau cumpărător în baza legislației relevante care reglementează investițiile sau a unei legislații similare. Orice persoană care decide să cumpere Acțiunile Oferite are obligația să cunoască și să respecte restricțiile și limitările Ofertei prevăzute în prezentul. Prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, investitorii își asumă orice răspundere care ar putea fi atrasă în situația în care o asemenea achiziție este considerată ilegală în țara lor de reședință.

Societatea nu și-a dat și nu își dă consimțământul pentru ca Prospectul să fie folosit la revânzarea ulterioară sau plasamentul final al Acțiunilor de către intermediari financiari sau de către orice alt terț.

Managerii acționează exclusiv în interesul Societății și al Acționarului Vânzător și nu în interesul vreunei alte persoane în legătură cu Oferta. Aceștia nu vor considera nicio altă persoană (indiferent dacă aceasta este sau nu un destinatar al prezentului document) ca fiind clienții lor în legătură cu Oferta și nu vor fi răspunzători față de nicio altă persoană decât Societatea și Acționarul Vânzător pentru asigurarea protecției acordată clienților lor și nici pentru a oferi consultanță în legătură cu Oferta sau cu orice tranzacție sau aranjament la care se face referire în prezentul.

Societatea, Acționarul Vânzător și Managerii nu vor avea nicio răspundere pentru neefectuarea vânzărilor Acțiunilor Oferite în conformitate cu prezentul Prospect în caz de forță majoră (inclusiv, dar fără a se limita la, dezastre naturale, războaie, revolte, incendii, greve sau alte evenimente care pot restrânge funcționarea instituțiilor pieței de capital).

Informațiile de pe pagina de internet a Grupului (https://www.hidroelectrica.ro/ și http://hidroserv.ro/), de pe orice altă pagină de internet menționată în prezentul Prospect sau de pe orice pagină de internet care are legătură directă sau indirectă cu paginile de internet ale Grupului nu sunt incluse prin trimitere în prezentul Prospect și orice decizie de subscriere sau cumpărare a Acțiunilor nu trebuie luată pe baza acestor informații. Informațiile de pe respectivele pagini de internet nu au fost examinate sau aprobate de Societate, de Acționarul Vânzător, de Manageri sau de ASF.

Prezentul Prospect și afișarea acestuia pe internet nu constituie o ofertă de vânzare sau o solicitare de către sau în numele Societății, al Acționarului Vânzător sau al Managerilor către orice persoană de a subscrie sau de a cumpăra oricare dintre Acțiunile Oferite în orice jurisdicție în care este ilegal ca respectiva persoană să efectueze o asemenea ofertă sau solicitare. Distribuirea prezentului Prospect și a Ofertei poate fi restricționată prin lege (inclusiv prin impunerea obligativității sau necesității obținerii unei autorizații, aprobări sau notificării) în anumite jurisdicții. Societatea, Acționarul Vânzător, Managerii sau afiliații acestora nu au luat și nu vor lua niciun fel de măsuri care ar permite, altfel decât în România și în cadrul Ofertei, o ofertă a Acțiunilor Oferite sau posesia, emiterea sau distribuirea prezentului Prospect sau a oricăror alte materiale de ofertă sau formular de cerere în legătură cu Acțiunile în nicio jurisdicție în care ar fi obligatorie luarea de măsuri în acest sens. În mod corespunzător, nici Prezentul Prospect, nici orice publicitate sau alt material în legătură cu Oferta nu poate fi distribuit sau publicat sau utilizat pentru sau în legătură cu nicio ofertă către nicio persoană sau solicitare din partea niciunei persoane din nicio jurisdicție, decât în circumstanțe care vor duce la respectarea legilor și reglementărilor aplicabile. Persoanele în posesia cărora ajunge prezentul Prospect trebuie să se informeze cu privire la orice asemenea restricții și să le respecte. Orice nerespectare a acestor restricții poate constitui o încălcare a legislației privind valorile mobiliare a oricărei astfel de jurisdicții. Informații suplimentare privind restricțiile care se aplică ofertelor și vânzărilor de Acțiuni Oferite sunt prevăzute în cele ce urmează și în capitolul *„Restricții de vânzare și transfer"*. Nici Societatea, nici Acționarul Vânzător și nici Managerii nu fac o ofertă de vânzare a Acțiunilor Oferite sau o solicitare a unei oferte de a cumpăra oricare dintre Acțiunile Oferite către nicio persoană din nicio jurisdicție, cu excepția cazului în care asemenea ofertă sau solicitare este permisă.

În legătură cu Oferta, Agentul de Stabilizare (acționând în mod direct sau prin Banca Comercială Română S.A.) pe seama Managerului de Stabilizare poate (dar nu va avea nicio obligație în acest sens), în măsura permisă de legea aplicabilă, să supra-aloce Acțiuni Oferite sau să efectueze alte tranzacții de stabilizare cu scopul de a menține prețul de piață a Acțiunilor Oferite la un nivel mai ridicat decât cel care ar putea să prevaleze în condițiile pieței libere. Managerul de Stabilizare nu este obligat să încheie astfel de tranzacții și asemenea tranzacții pot avea loc pe Bursa de Valori București și pot fi realizate la orice moment după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la Vedere a Bursei de Valori București și nu mai târziu de 30 de zile calendaristice după acest moment. Cu toate acestea, nu va exista nicio obligație în sarcina Managerului de Stabilizare și a agenților acestuia să efectueze tranzacțiile de stabilizare și nu se dă nicio asigurare că asemenea tranzacții de stabilizare vor avea loc. În niciun caz nu se vor lua măsuri de stabilizare a prețului de piață a Acțiunilor Oferite la un preț mai mare decât Prețul Final de Ofertă. Aceste tranzacții de stabilizare, dacă sunt efectuate, pot fi sistate în orice moment, fără o notificare prealabilă. Cu excepția cerințelor impuse de legi și regulamente, nici Managerul de Stabilizare și nici agenții acestuia nu intenționează să dezvăluie măsura în care orice supra-alocare și/sau tranzacție de stabilizare va fi întreprinsă în cadrul Ofertei.

În legătură cu Oferta, Agentul de Stabilizare poate, pentru scopuri de stabilizare, să supra-aloce Acțiuni, până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei. Pentru a permite Agentului de Stabilizare să acopere pozițiile scurte ce rezultă din asemenea supra-alocări și/sau vânzări de Acțiuni Oferite ce sunt întreprinse de acesta în cadrul perioadei de stabilizare, este de așteptat că Acționarul Vânzător va oferi Managerilor Opțiunea de Supra-alocare, prin intermediul căreia Managerii au opțiunea de a găsi cumpărători pentru Acțiunile Supra-alocate la Prețul Final de Ofertă. Opțiunea de Supra-alocare va putea fi exercitată, în întregime sau în parte, prin transmiterea unei notificări de către Agentul de Stabilizare, în orice moment la sau înaintea celei de-a 30-a zi calendaristică după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la Vedere a Bursei de Valori București. Orice Acțiuni Supra-alocate puse la dispoziție ca urmare a exercitării Opțiunii de Supra-alocare vor avea un rang *pari passu* cu Acțiunile Oferite, cu privire la toate aspectele, inclusiv în ce privește toate dividendele și toate celelalte distribuții declarate, făcute sau plătite cu privire la Acțiunile Oferite, vor fi cumpărate în aceiași termeni și condiții precum Acțiunile Oferite și vor face parte din aceeași clasă cu Acțiunile Oferite din toate punctele de vedere.

Prezentul Prospect va fi disponibil în format electronic pe pagina de internet a Bursei de Valori București la adresa www.bvb.ro, pe pagina de internet a Societății la adresa www.hidroelectrica.ro și pe pagina de internet a Acționarului Vânzător la adresa www.fondulproprietatea.ro, pe pagina de internet a BT Capital Partners S.A. la www.btcapitalpartners.ro, pe pagina de internet a Băncii Comerciale Române S.A. la www.bcr.ro și pe pagina de internet a SWISS CAPITAL S.A. la www.swisscapital.ro. Exemplare tipărite ale acestuia vor fi oferite gratuit la cerere în timpul programului normal de lucru la sediul Societății. Se preconizează că informații privitoare la preț, precum și orice alte informări relevante vor fi de asemenea publicate pe aceste pagini de internet. Informațiile cuprinse în prezentul Prospect sunt corecte numai la data menționată pe coperta a acestui Prospect. Este posibil ca situația comercială și financiară a Societății și a Grupului să se fi modificat de la data respectivă.

Prezentul Prospect nu conține nicio informație inclusă în acesta prin trimitere la informații cuprinse în alte documente sau surse disponibile publice, indiferent de forma în care au fost puse la dispoziție sau consemnate.

INFORMARE ADRESATĂ INVESTITORILOR DIN STATELE UNITE

Nici Acțiunile Oferite, nici alte valori mobiliare ale Societății descrise în prezentul Prospect nu au fost și nu vor fi înregistrate potrivit Legii privind Valorile Mobiliare sau la vreo autoritate de reglementare în domeniul valorilor mobiliare din orice stat sau altă jurisdicție din Statele Unite și, cu anumite excepții, nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite, decât ca urmare a unei derogări acordate de la cerințele de înregistrare din Legea privind Valorile Mobiliare sau printr-o tranzacție care nu face obiectul acestor cerințe. În legătură cu Oferta, informațiile referitoare la Ofertă vor fi furnizate exclusiv către: (i) anumiți investitori care cumpără Acțiunile Oferite în cadrul unor tranzacții de tip offshore (astfel cum sunt acestea definite în Regulamentul S) și către (ii) QIB, astfel cum sunt aceștia definiți în temeiul și în conformitate cu Regula 144A. În plus, până la expirarea a 40 de zile de la începerea Ofertei, orice ofertă sau vânzare a Acțiunilor Oferite în Statele Unite de către orice intermediar (indiferent dacă acesta participă la Ofertă sau nu) poate încălca cerințele de înregistrare din Legea privind Valorile Mobiliare, dacă respectiva ofertă sau vânzare este efectuată altfel decât în conformitate cu Regula 144A.

ASF APROBAT

NICI COMISIA PENTRU VALORI MOBILIARE ŞI BURSĂ A STATELOR UNITE (ÎN LIMBA ENGLEZĂ: *SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION*, „SEC") ŞI NICIO ALTĂ COMISIE STATALĂ PENTRU VALORI MOBILIARE SAU ORICE ALTĂ AUTORITATE DIN DOMENIUL VALORILOR MOBILIARE DIN AFARA SUA, CU EXCEPŢIA ASF, NU A APROBAT SAU RESPINS ACŢIUNILE ŞI NU A STABILIT CĂ ACEST PROSPECT ESTE CORECT SAU COMPLET. ORICE DECLARAŢIE CARE CONTRAVINE ENUNŢULUI ANTERIOR CONSTITUIE INFRACŢIUNE.

Societatea a convenit ca, atât timp cât oricare dintre Acţiunile Oferite reprezintă „valoare mobiliară restricţionată" în sensul Regulii 144(a)(3) din Legea privind Valorile Mobiliare, pe parcursul oricărei perioade în care Societatea nu este sub imperiul sau în conformitate cu prevederile din secţiunea 13 sau 15(d) din Legea Statelor Unite privind Bursele de Valori din 1934 (în limba engleză: „*United States Securities Exchange Act of 1934*"), cu modificările ulterioare („**Legea Burselor de Valori**") şi nici nu este exceptată de la obligaţiile de raportare conform Regulii 12g3-2(b) din Legea Burselor de Valori, să pună la dispoziţia oricărui titular sau beneficiar real al Acţiunilor sau a oricărui potenţial cumpărător desemnat de un asemenea titular sau beneficiar real informaţiile prevăzute în Regula 144A(d)(4) din Legea privind Valorile Mobiliare.

INFORMARE ADRESATĂ INVESTITORILOR DIN SEE

Nu se efectuează nicio ofertă către public în legătură cu Acţiunile Oferite în niciun stat membru al Uniunii Europene („**Stat Membru**"), cu excepţia României. Cu toate acestea, este posibil ca Managerii să decidă să promoveze Oferta în alt Stat Membru în baza anumitor derogări de la obligaţia de a elabora un prospect în conformitate cu Regulamentul privind Prospectul, cu condiţia ca orice astfel de ofertă de Acţiuni Oferite să nu aibă drept consecinţă o obligaţie a Societăţii, a Acţionarului Vânzător sau a Managerilor de a publica Prospectul în conformitate cu Articolul 3 din Regulamentul privind Prospectul.

În legătură cu fiecare stat membru al Spaţiului Economic European (cu excepţia României) (fiecare fiind denumit un „**Stat Relevant**"), nu va fi făcută către public nicio ofertă de Acţiuni Oferite în respectivul Stat Relevant, decât:

- către o persoană juridică care este un „investitor calificat" conform definiţiei din Regulamentul privind Prospectul;
- către un număr mai mic de 150 de persoane fizice sau juridice, altele decât investitorii calificaţi, aşa cum sunt definiţi aceştia în Articolul 2 litera (e) din Regulamentul privind Prospectul, cu condiţia obţinerii acordului prealabil al Coordonatorilor Globali Comuni pentru orice asemenea ofertă; sau
- în orice alte circumstanţe care intră sub incidenţa Articolului 1 alineatul (4) din Regulamentul privind Prospectul,

cu condiţia ca nicio astfel de ofertă de Acţiuni Oferite să nu impună publicarea de către Societate, Acţionarul Vânzător sau Manageri sau afiliaţii acestora a unui prospect în conformitate cu Articolul 3 din Regulamentul privind Prospectul sau a unui supliment la prospect în conformitate cu Articolul 23 din Regulamentul privind Prospectul, pe teritoriul Statului Relevant şi se va considera că fiecare persoană care cumpără iniţial Acţiunile Oferite sau căreia i se efectuează o ofertă a declarat, garantat şi convenit cu şi faţă de Manageri şi afiliaţii acestora, Acţionarul Vânzător şi Societate că este un „investitor calificat" în înţelesul Regulamentului privind Prospectul.

În înţelesul prezentului Prospect, expresia „o ofertă de Acţiuni Oferite către public" în legătură cu oricare dintre Acţiunile Oferite în orice Stat Relevant înseamnă o comunicare către persoane, în orice formă şi prin orice mijloace, prezentând informaţii suficiente cu privire la condiţiile Ofertei şi la Acţiunile Oferite care urmează a fi oferite, astfel încât să permită unui investitor să decidă să cumpere sau să subscrie Acţiunile Oferite.

Se va considera că fiecare cumpărător al Acţiunilor Oferite în cadrul Ofertei care se află într-un Stat Relevant al SEE (altul decât România) a declarat, confirmat şi agreat că este un investitor calificat. Societatea, Acţionarul Vânzător, Managerii şi afiliaţii acestora şi alţii se vor baza pe realitatea şi acurateţea declaraţiei, confirmării şi acordului de mai sus.

Societatea, Acţionarul Vânzător, Managerii şi afiliaţii fiecăruia dintre aceştia şi alţii se vor baza pe realitatea şi acurateţea declaraţiei, confirmării şi acordului de mai sus.

INFORMARE ADRESATĂ INVESTITORILOR DIN REGATUL UNIT

Prezentul Prospect şi orice alt material în legătură cu Acţiunile Oferite descrise în acest Prospect sunt distribuite în Regatul Unit către şi se adresează exclusiv persoanelor care sunt investitori calificaţi („**investitori calificaţi**") în sensul Articolului 2 litera (e) din Regulamentul privind Prospectul (conform definiţiei de mai jos) şi care, totodată: (i) au experienţă profesională în domeniul investiţiilor care se încadrează în prevederile articolului 19 alineatul (5) din Legea privind serviciile şi pieţele financiare din 2000 (Promovarea Financiară), Ordinul 2005 (în limba engleză: „*Financial Services and Markets Act 2000 (Financial Promotion) Order 2005*"), cu modificările ulterioare („**Ordinul**") sau (ii) sunt persoane care se încadrează în prevederile articolului 49 alineatul (2) literele (a)-(d) din Ordin sau (iii) sunt persoane cărora este legal în orice alt mod să li se comunice (toate aceste persoane fiind denumite împreuna „**persoanele relevante**"). Acţiunile Oferite sunt disponibile în Regatul Unit numai pentru persoanele relevante, iar orice invitaţie, ofertă sau acord de cumpărare sau de dobândire în alt mod a Acţiunilor Oferite va fi transmisă, respectiv încheiat numai cu persoanele relevante. Prezentul Prospect şi conţinutul acestuia sunt confidenţiale şi nu trebuie distribuite, publicate sau reproduse (nici integral, nici parţial) sau divulgate de către destinatari către nicio altă persoană din Regatul Unit. Orice persoană din Regatul Unit care nu este o persoană relevantă nu trebuie să acţioneze în baza prezentului Prospect sau a oricărei părţi din conţinutul acestuia sau să invoce prezentul Prospect sau oricare parte din conţinutul acestuia.

INFORMARE CĂTRE DISTRIBUITORI

Exclusiv în sensul cerinţelor privind guvernanţa produsului prevăzute în: (a) Directiva 2014/65/UE privind pieţele instrumentelor financiare, cu modificările ulterioare („**MiFID II**"); (b) Articolele 9 şi 10 din Directiva delegată (UE) 2017/593 a Comisiei de completare a MiFID II; şi (c) măsurile de punere în aplicare la nivel naţional (denumite împreună „**Cerinţele MiFID II privind Guvernanţa Produsului**"), şi declinând toate şi orice răspundere delictuală, contractuală sau de altă natură pe care orice „firmă producătoare" (în înţelesul Cerinţelor MiFID II privind Guvernanţa Produsului) le poate avea în legătură cu acestea, Acţiunile Oferite au făcut obiectul unui proces de aprobare a produsului, prin care s-a stabilit că Acţiunile Oferite sunt: (i) compatibile cu o piaţă-ţintă finală de investitori retail şi investitori care îndeplinesc criteriile de clienţi profesionali şi contrapărţi eligibile, fiecare dintre aceşti termeni având definiţia prevăzută în MiFID II; şi (ii) eligibile pentru distribuţie prin toate canalele de distribuţie permise de MiFID II („**Evaluarea Pieţei-Ţintă**"). Fără a aduce atingere Evaluării Pieţei-Ţintă, distribuitorii trebuie să reţină că: preţul Acţiunilor Oferite poate scădea şi investitorii ar putea pierde investiţia integral sau parţial; Acţiunile Oferite nu oferă niciun venit garantat şi nicio protecţie a capitalului; şi o investiţie în Acţiuni Oferite este compatibilă numai cu investitorii care nu necesită un venit garantat sau protecţia capitalului, care (fie individual, fie împreună cu un consultant financiar competent sau alt consultant) sunt capabili să evalueze avantajele şi riscurile unei astfel de investiţii şi care dispun de suficiente resurse pentru a putea suporta orice pierdere rezultată în urma acesteia. Evaluarea Pieţei-Ţintă nu aduce atingere cerinţelor oricăror restricţii de vânzare contractuale, legale sau de reglementare în legătură cu Oferta. Totodată, trebuie reţinut faptul că, indiferent de Evaluarea Pieţei-Ţintă, Managerii vor procura exclusiv investitori care îndeplinesc criteriile de clienţi profesionali şi de retail şi contrapărţi eligibile.

Pentru evitarea oricărui dubiu, Evaluarea Pieţei-Ţintă nu constituie: (a) o evaluare a caracterului corespunzător sau adecvat în înţelesul MiFID II; sau (b) o recomandare către orice investitor sau grup de investitori de a investi sau cumpăra sau de a acţiona în orice alt fel în legătură cu Acţiunile Oferite.

Fiecare distribuitor este responsabil, în cadrul Evaluării Pieţei-Ţintă, pentru realizarea evaluării pieţei-ţintă în legătură cu investitorii săi şi stabilirii canalelor de distribuţie corespunzătoare şi categoriile de clienţi cărora le vor fi distribuite Acţiunile Oferite.

NOTĂ DE AVERTIZARE REFERITOARE LA DECLARAŢIILE ANTICIPATIVE

Anumite declaraţii din acest Prospect nu constituie fapte istorice şi reprezintă declaraţii „**anticipative**" în sensul legislaţiei privind valorile mobiliare din anumite jurisdicţii, inclusiv Secţiunea 27A din Legea privind Valorile Mobiliare şi Secţiunea 21E din Legea privind Bursele de Valori. În unele cazuri, aceste declaraţii anticipative pot fi identificate prin folosirea terminologiei specifice prognozelor, inclusiv declaraţii care includ sau sunt precedate sau urmate de termenii „**poate**", „**va**", „**ar urma**", „**ar trebui**", „**se aşteaptă**", „**intenţionează**", „**estimează**", „**prevede**", „**anticipează**", „**are în proiect**", „**crede**", „**încearcă**", „**plănuieşte**", „**previzionează**", „**continuă**", „**se angajează**", „**consideră**", „**vizează**", „**are drept scop**", „**ar putea**", „**se obligă**" „**este aşteptată**" şi expresii similare sau formele negative ale acestora sau alte variaţii

sau altă terminologie similară ori prin faptul că se referă la discutarea strategiilor, planurilor, obiectivelor, scopurilor, evenimentelor viitoare sau intențiilor. Aceste declarații anticipative apar în mai multe locuri în acest Prospect. Declarațiile anticipative includ enunțuri privind intențiile, convingerile sau așteptările actuale privitoare, printre altele, la rezultatele operațiunilor, perspectivele, creșterea, strategiile și sectorul în care Societatea își desfășoară activitatea. Astfel de declarații anticipative implică riscuri cunoscute și necunoscute, previzibile și imprevizibile, incertitudini și alți factori importanți care sunt independenți de voința Societății sau a Grupului și care ar putea face ca rezultatele, performanțele sau realizările sale efective să difere semnificativ de rezultatele, performanțele sau realizările viitoare exprimate sau presupuse în astfel de declarații anticipative, care este posibil să nu se materializeze ulterior. În plus, prezentul Prospect include informații anticipative care au fost extrase din surse terțe. Declarațiile anticipative se bazează pe numeroase prezumții privitoare la strategiile comerciale prezente și viitoare ale Grupului și pe mediul în care acesta își va desfășura activitatea pe viitor. Aceste prezumții reflectă raționamentul Societății bazat pe condițiile de piață cunoscute în prezent și pe alți factori, unii dintre aceștia fiind prezentați mai jos. Cu toate acestea, presupunerile privind evenimente viitoare se pot dovedi inexacte. Societatea avertizează toți cititorii că declarațiile anticipative cuprinse în prezentul Prospect nu reprezintă garanții ale performanței viitoare și nu poate fi oferită nicio garanție niciunui cititor că aceste declarații se vor materializa sau că evenimentele și circumstanțele anticipate se vor produce. Prin chiar natura lor, declarațiile anticipative implică riscuri și incertitudini inerente, atât generale, cât și specifice, multe dintre acestea fiind independente de voința Grupului și există riscul ca predicțiile, previziunile, proiecțiile și alte declarații anticipative să nu se materializeze. Printre factorii importanți care pot face ca rezultatele, performanțele sau realizările efective ale Societății să difere semnificativ de cele exprimate de aceste declarații anticipative se numără factorii descrişi în secțiunile *„Factori de risc"*, *„Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare și rezultatelor operațiunilor"*, *„Activitatea Societății"*, precum și în alte secțiuni ale prezentului Prospect. Investitorii trebuie să aibă cunoștință de faptul că mai mulți factori importanți ar putea face ca rezultatele efective să fie diferite în mod semnificativ de planurile, obiectivele, așteptările, estimările și intențiile exprimate în aceste declarații anticipative. Printre acești factori se numără inclusiv, dar fără a se limita la:

- Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului; și
- Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare: Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu proiectele sale hidroenergetice care se află în prezent în diverse etape de execuție, fiind expuse unor riscuri juridice, de dezvoltare și de execuție; Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu dezvoltarea sau achiziționarea de noi proiecte de energie verde sau alte ținte M&A. Dacă sunt realizate, este posibil ca aceste proiecte să nu obțină rezultatele așteptate și să expună Grupul la riscuri specifice achizițiilor și dezvoltării și exploatării proiectelor de producție a energiei regenerabile, precum și la creșterea costurilor de exploatare. Retehnologizarea și modernizarea instalațiilor hidroenergetice ale Grupului sunt expuse unor riscuri de dezvoltare și juridice; și
- Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condițiilor climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului. Totodată, schimbările climatice și episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producție ale Grupului (puse în funcțiune și planificate a fi puse în funcțiune); și
- Rezultatele operațiunilor Grupului pot fi afectate de fluctuațiile prețurilor energiei electrice; și
- Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată; și
- Transelectrica poate solicita Societății să furnizeze energie electrică în vederea echilibrării în afara procesului de licitație și în exces față de disponibilitatea de echilibrare a Societății, ceea ce poate conduce la neîndeplinirea de către Societate a altor obligații legale sau contractuale ce îi revin; și
- Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficace în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale; și
- Societatea ar putea fi supusă intensificării concurenței pe piața de furnizare; și
- Statul Român va păstra controlul asupra Grupului ulterior Ofertei, iar interesele acestuia ar putea fi diferite de interesele celorlalți acționari ai Societății sau ar putea intra în conflict cu acestea; și

- Exploatarea instalațiilor Grupului ar putea duce la defectarea echipamentelor esențiale, întreruperi neplanificate în furnizarea de energie electrică, reducerea producției și costuri și investiții neprevăzute și, în unele cazuri, daune asupra mediului și bunurilor și acțiuni în justiție: și
- Un cutremur major ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare și rezultatelor operaționale ale Societății;
- Grupul depinde de infrastructura TO și TI, care s-ar putea defecta sau ar putea fi afectată de atacuri cibernetice; și
- Este posibil ca Grupul să nu poată angaja sau să rețină suficient personal calificat, inclusiv membrii echipei de conducere superioară; și
- Grupul s-ar putea confrunta cu greve sau alte forme de întrerupere a activității în cadrul facilităților sale; și
- Grupul nu a contractat polițe de asigurare pentru multe dintre activele sale, iar polițele de asigurare existente nu oferă acoperire suficientă pentru toate prejudiciile importante pe care le-ar putea suferi; și
- Grupul depinde de serviciile prestate de OTS și de OPCOM: și
- Grupul este supus modificărilor în cererea de servicii de rezervă de putere și de alte servicii de sistem furnizate de acesta; și
- Societatea este expusă la modificări frecvente ale legislației fiscale care i se aplică și la inspecții frecvente din partea autorităților fiscale; și
- Grupul face obiectul unor reglementări tot mai stricte și complexe în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor și poate fi expus la obligații semnificative în cazul oricărei nerespectări a respectivelor reglementări; și
- Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent; și
- Cadrul de reglementare a MACEE ar putea avea un impact semnificativ și negativ asupra activităților și operațiunilor Grupului; și
- Dreptul de proprietate al Societății asupra anumitor bunuri imobiliare ar putea fi considerat incert; și
- Procesul de selecție a Directoratului a fost atacat în justiție și, în consecință, ar putea fi atacate și unele acțiuni ale membrilor Directoratului Societății; și
- Societatea a înregistrat întârzieri în emiterea facturilor către clienții din portofoliul de furnizare și e posibil să continue să înregistreze întârzieri în emiterea acestor facturi și, în consecință, s-ar putea confrunta cu întârzieri în încasarea veniturilor aferente și există riscul să fie supusă unor sancțiuni din partea autorităților de reglementare; și
- Societatea și-a desfășurat activitatea în baza unui contract de concesiune care e posibil să nu fi fost în vigoare timp de 11 ani; și
- Tranziția Grupului către noile sisteme IT integrate poate întâmpina dificultăți și întârzieri; și
- Este posibil ca Grupul să nu poată să detecteze sau să prevină conduita etică necorespunzătoare sau încălcările legislației aplicabile în materie de anticorupție și de sancțiuni comise de angajații săi, de partenerii săi contractuali sau de alți terți; și
- Societatea este ținută de angajamente propuse ca urmare a unei investigații efectuate de Consiliul Concurenței din România; și
- Cadrul legal din România este în continuă dezvoltare, ceea ce ar putea crea un mediu nesigur pentru activitatea economică și pentru investiții; și
- Grupul face obiectul unor diferite proceduri judiciare și nu poate exista nicio garanție că provizionanele constituite de Grup în legătură cu aceste proceduri vor fi adecvate pentru a acoperi posibilele pierderi; și
- Nerespectarea legislației privind sănătatea și securitatea în muncă ar putea să afecteze negativ Grupul; și

- Grupul ar putea fi expus la scurgeri de date cu caracter personal şi la încălcări ale securităţii datelor cu caracter personal; şi
- CCEE încheiate de Societate ar putea să o expună pe aceasta la anumite riscuri comerciale, precum fluctuaţia preţului, riscul de neîndeplinire a obligaţiilor şi riscul de credit; şi
- Ostilităţile cu ţările vecine şi tulburările sociale din Ucraina sau din alte state din Europa de Est pot avea efecte negative asupra economiei României; şi
- Grupul este dependent de evoluţiile economice, demografice şi de piaţă din România; şi
- Ţările din Europa de Est sunt supuse unor riscuri mai mari decât pieţele mai dezvoltate, cu posibile efecte negative provocate de evoluţiile juridice, economice, fiscale şi politice; şi
- În prezent, nu există o piaţă de tranzacţionare pentru Acţiuni şi este posibil să nu se dezvolte sau să nu fie sustenabilă o piaţă de tranzacţionare activă pentru Acţiuni; şi
- Volatilitatea preţului şi lichiditatea Acţiunilor pot afecta performanţa investiţiilor în Grup; şi
- Vânzările viitoare sau posibilitatea reală sau percepută a vânzărilor unui număr semnificativ de Acţiuni pe pieţele publice ar putea afecta preţul predominant de tranzacţionare al Acţiunilor; şi
- Este posibil ca Societatea să întâmpine dificultăţi în respectarea cerinţelor de informare permanentă care le revin societăţilor listate sau ar putea să suporte costuri suplimentare; şi
- AGA Societăţii ar putea decide să nu distribuie dividende în viitor; şi
- Majorările de capital social ca urmare a aporturilor de terenuri deţinute de Statul Român pot avea drept consecinţă diluarea participaţiilor; şi
- Deţinătorii de Acţiuni pot fi afectaţi de riscul cursului de schimb valutar; şi
- Drepturile acţionarilor din Statele Unite şi din alte jurisdicţii ar putea fi limitate.

Lista factorilor importanţi de mai sus şi a altor factori enumeraţi în secţiunea *„Factori de risc"* nu este exhaustivă. Alte secţiuni din acest Prospect descriu factori suplimentari care ar putea afecta rezultatele operaţiunilor, situaţia financiară, lichiditatea Grupului şi dezvoltarea industriei în care acesta îşi desfăşoară activitatea. Pot apărea periodic noi riscuri care afectează operaţiunile şi activitatea Grupului şi nu este posibil să se prevadă toate aceste riscuri şi nici să se evalueze impactul tuturor acestor riscuri asupra activităţii Grupului sau măsura în care orice astfel de riscuri sau combinaţie de astfel de riscuri şi alţi factori poate face ca rezultatele efective să difere semnificativ de cele cuprinse în orice declaraţie anticipativă. Când analizează declaraţiile anticipative, investitorii trebuie să ia în considerare cu atenţie factorii de mai sus şi alte incertitudini şi evenimente, în special având în vedere mediul politic, economic, social şi juridic în care îşi desfăşoară activitatea Grupul. Date fiind aceste riscuri şi incertitudini, investitorii nu trebuie să se bazeze pe declaraţiile anticipative ca fiind o previziune a rezultatelor efective.

Declaraţiile anticipative conţinute în acest Prospect sunt valabile doar la data acestui Prospect. Societatea şi Acţionarul Vânzător îşi declină în mod explicit orice obligaţie sau angajament de a difuza orice actualizări sau revizuiri aduse oricărei asemenea declaraţii anticipative incluse în acest Prospect pentru a reflecta orice schimbare în aşteptările Grupului privitoare la acestea sau orice modificare intervenită în ceea ce priveşte evenimentele, condiţiile sau circumstanţele pe care se bazează oricare dintre aceste declaraţii, cu excepţia cazului în care trebuie să procedeze astfel conform oricărui regim juridic aplicabil. Investitorii trebuie să interpreteze toate declaraţiile anticipative ulterioare scrise sau verbale care pot fi atribuite Grupului sau Acţionarului Vânzător sau persoanelor care acţionează în numele acestora ca fiind caracterizate de avertismentele din prezentul Prospect. Prin urmare, investitorii nu trebuie să se bazeze în mod nejustificat pe aceste declaraţii anticipative.

Investitorii trebuie să reţină faptul că conţinutul acestor alineate referitoare la declaraţiile anticipative nu are scopul de a restrânge sensul declaraţiilor din prezentul Prospect în legătură cu suficienţa capitalului circulant.

COMUNICAREA ACTELOR DE PROCEDURĂ ŞI EXECUTAREA OBLIGAŢIILOR CIVILE

Societatea este constituită conform legislaţiei din România. Anumite persoane menţionate în prezentul Prospect sunt rezidente în România şi unele entităţi menţionate în prezentul Prospect sunt înfiinţate conform legislaţiei din România. Toate activele sau o parte semnificativă din activele acestor persoane şi entităţi sunt situate în România. Prin urmare, este posibil ca investitorilor să le fie imposibil:

- să efectueze comunicarea actelor de procedură în alte ţări către Societate sau către oricare dintre administratorii şi membrii conducerii superioare ai Societăţii menţionaţi în prezentul Prospect; sau
- să pună în executare, în alte ţări, hotărâri judecătoreşti obţinute în instanţele respectivelor ţări împotriva Societăţii sau a oricăruia dintre administratorii şi membrii conducerii superioare menţionaţi în prezentul Prospect în orice acţiune sau să obţină recunoaşterea acestor hotărâri judecătoreşti.

Pentru mai multe detalii, a se vedea Secţiunea *„Recunoaşterea şi executarea hotărârilor judecătoreşti"*.

PREZENTAREA INFORMAȚIILOR FINANCIARE ȘI A ALTOR INFORMAȚII

Investitorii ar trebui să se bazeze numai pe informațiile din prezentul Prospect. Nicio persoană nu a fost autorizată să ofere nicio informație sau să facă alte declarații decât cele conținute în acest Prospect în legătură cu Oferta și, dacă sunt date sau făcute, astfel de informații sau declarații nu trebuie să se bazeze pe faptul că au fost autorizate de către sau în numele Societății, Acționarului Vânzător sau Managerilor. Nimic din conținutul acestui Prospect nu este și nu va fi considerat o promisiune sau o reprezentare a Managerilor sau a oricărui agent de vânzări cu privire la trecut, prezent sau viitor. Fără a aduce atingere niciunei obligații a Societății de a publica un supliment la prospect (în legătură cu care Managerii nu își asumă nicio responsabilitate), nici transmiterea prezentului prospect, nici orice subscriere sau vânzare efectuate în temeiul prezentului prospect nu vor crea, în niciun caz, nicio sugestie că nu a existat nicio schimbare în activitatea sau afacerile Societății sau ale Grupului luate în ansamblu de la data prezentului document sau că informațiile conținute în prezentul document sunt corecte în orice moment ulterior datei sale.

Generalități

Conținutul acestui Prospect nu trebuie interpretat ca fiind consultanță juridică, de afaceri sau fiscală. Fiecare investitor potențial ar trebui să consulte propriul avocat, consilier financiar sau consultant fiscal pentru consultanță juridică, financiară sau fiscală în legătură cu orice subscriere, cumpărare sau subscriere propusă sau cumpărare de acțiuni oferite.

Înainte de a lua orice decizie cu privire la subscrierea sau cumpărarea Acțiunilor Oferite, investitorii potențiali ar trebui să citească acest Prospect în întregime. În luarea unei decizii de investiții, investitorii potențiali trebuie să se bazeze pe propria lor examinare a Grupului și a termenilor prezentului Prospect, inclusiv a riscurilor implicate.

Informații financiare și operaționale

Situațiile financiare ale Grupului

Situațiile financiare consolidate auditate ale Grupului pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 („**Situațiile Financiare Consolidate Auditate**") și situațiile financiare consolidate interimare simplificate neauditate ale Grupului la data de și pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 („**Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate**") sunt incluse în prezentul Prospect. Situațiile Financiare Consolidate Auditate incluse în prezentul Prospect au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („**IFRS**"), astfel cum au fost adoptate de Uniunea Europeană ("**IFRS-UE**"), iar Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate au fost întocmite în conformitate cu IAS 34 Raportarea financiară interimară, astfel cum a fost adoptat de Uniunea Europeană. Situațiile Financiare Consolidate Auditate și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate sunt prezentate în RON, moneda funcțională a Grupului. Exercițiul financiar al Societății începe la 1 ianuarie și se încheie la 31 decembrie.

Niciuna dintre situațiile financiare ale Emitentului referitoare la informațiile istorice pentru perioada prezentată în acest Prospect nu au făcut obiectul unor rezerve în rapoartele respective ale auditorilor. Rapoartele auditorilor referitoare la situațiile financiare consolidate pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 includ un paragraf care se referă la evidențierea unor aspecte care fac referire la baza de pregătire pentru scopul ofertei publice inițiale. Paragraful care se referă la evidențierea unor aspecte astfel cum a fost extras din situațiile financiare consolidate este prezentat mai jos:

„Atragem atentia asupra Notei 2 din situatiile financiare consolidate anexate, care prezinta faptul ca situatiile financiare consolidate au fost intocmite in legatura cu oferta publica a actiunilor Societatii la Bursa de Valori Bucuresti. Dupa cum este descris in Nota 2, Grupul a publicat de asemenea situatii financiare consolidate la data si pentru fiecare dintre anii incheiati la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020 intocmite in conformitate cu un alt cadru de raportare cu scop general (Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 cu modificarile ulterioare), care reprezinta situatiile sale financiare statutare. Opinia noastra nu este modificata in legatura cu acest aspect."

Informațiile financiare publicate de Societate după admiterea acțiunilor la tranzacționare la BVB, în continuarea obligațiilor sale de informare în curs, vor include situațiile financiare consolidate ale Grupului întocmite în conformitate cu IFRS-UE.

Măsuri care nu intră sub incidența IFRS

În prezentul Prospect, Grupul utilizează anumite măsuri, valori și rapoarte în analiza activității sale, a poziției financiare și a performanței care nu sunt măsuri definite de IFRS/IFRS-UE („**măsuri non-IFRS**"), dintre care unele constituie măsuri alternative de performanță („**APM**"), astfel cum sunt definite în Orientările Autorității Europene pentru Valori Mobiliare și Piețe („**ESMA**") privind măsurile alternative de performanță din data de 5 octombrie 2015 și orientări suplimentare publicate de ESMA până la data prezentului Prospect.

Societatea prezintă aceste măsuri non-IFRS pentru a facilita o mai bună înțelegere a tendințelor istorice ale Grupului în ceea ce privește funcționarea, starea financiară și lichiditatea și sunt utilizate de Grup ca bază pentru planificarea și prognozarea strategică. Mai jos este prezentat un rezumat al măsurilor non-IFRS utilizate, definiția, metoda de calcul și justificarea includerii unor astfel de valori.

Măsuri care nu intră sub incidența IFRS, incluse în prezentul prospect includ EBITDA, Marja EBITDA, EBITDA Ajustata, Marja EBITDA Ajustată, Datoria Netă/(Numerar) Ajustat, Raportul Datoria Netă/ (Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustata și Conversia Numerarului Ajustata (toate definite mai jos).

„**EBITDA**" este definita ca profitul/ (pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale și (ii) cheltuieli si venituri din dobânzi.

„**Marja EBITDA**" este definită ca EBITDA *împărțit* la venituri.

„**EBITDA Ajustata**" este definita ca EBITDA ajustata cu (a) *deprecierea/reversarea deprecierii imobilizărilor corporale si necorporale si (b) castigul din achizitii de intreprinderi in conditii avantajoase.*

„**Marja EBITDA Ajustată**" este definită ca EBITDA Ajustata *împărțit* la Venituri.

EBITDA Ajustata și Marja EBITDA Ajustată sunt utilizate pentru a măsura performanța și profitabilitatea Grupului. Acești indicatori permit o comparație mai fiabilă a rezultatelor Grupului în timp și cu cele ale entităților similare, decât EBITDA și Marja EBITDA, deoarece EBITDA Ajustata și Marja EBITDA Ajustată iau în considerare anumite ajustări (de exemplu, pentru a exclude elementele nefuncționale).

Următorul tabel prezintă o reconciliere a EBITDA, Marjei EBITDA, EBITDA Ajustata și Marjei EBITDA Ajustate ale Grupului pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022 și anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	Pentru cele trei luni încheiate la 31 martie		**Pentru anul încheiat la 31 decembrie**		
	2023	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
			(milioane RON)		
Profitul net	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit	338,4	277,0	953,4	668,6	348,6
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile, inclusiv actualizarea provizioanelor pe termen lung	10,8	8,1	38,9	33,0	27,6
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	198,2	191,9	772,2	760,5	720,5
EBITDA	**2.184,3**	**1.736,6**	**5.984,8**	**4.506,2**	**2.592,7**
(Reversarea pierderilor)/ Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(0,1)	(33,9)	23,9	359,3	106,0
Câștig din achizitia de intreprinderi in conditii avantajoase	0,0	0,0	0,0	(31,5)	(26,3)
EBITDA Ajustata	**2.184,2**	**1.702,7**	**6.008,6**	**4.834,0**	**2.672,4**
Venituri	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Marja EBITDA	**66,8**	**69,7**	**63,3**	**69,4**	**67,5**
Marja EBITDA Ajustată (%)	**66,8**	**68,3**	**63,6**	**74,5**	**69,6**

EBITDA, Marja EBITDA, EBITDA Ajustata și Marja EBITDA Ajustată sunt prezentate deoarece aceste măsuri sunt utilizate pe scară largă de analiștii de valori mobiliare, anumiți investitori și alte părți interesate ca măsuri suplimentare de performanță și poziție financiară. EBITDA elimină diferențele potențiale de performanță cauzate de variațiile structurilor de capital (care afectează costurile nete de finanțare), pozițiile fiscale (cum ar fi disponibilitatea pierderilor nete din exploatare pentru a scuti profiturile impozabile), costul

și vechimea imobilizărilor corporale (care afectează cheltuielile relative de amortizare) și măsura în care imobilizările necorporale sunt identificabile (care afectează cheltuielile relative de amortizare).

„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 Ajustata.

Următorul tabel prezintă o reconciliere a Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată al Grupului pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 și anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	La data de și pentru cele trei luni încheiate 31 martie	**La data de și pentru anul încheiat la 31 decembrie**		
	2023	**2022**	**2021**	**2020**
		(milioane RON)		
Împrumuturi bancare	461,4	484,5	577,8	31,9
Datorii aferente contractelor de leasing	13,4	15,4	12,5	21,0
Numerarul și echivalențe de numerar	(1.233,2)	(660,7)	(1.104,9)	(354,8)
Investiții pe termen scurt (Investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale)	(3.677,3)	(3.034,7)	(2.561,5)	(1.730,1)
Datoria Netă /(Numerar) Ajustat	**(4.435,7)**	**(3.195,6)**	**(3.076,1)**	**(2.032,0)**
EBITDA Ajustata	**2.184,2**	**6.008,6**	**4.834,0**	**2.672,4**
Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată	**(2,0)**	**(0,5)**	**(0,6)**	**(0,8)**

„Conversia Numerarului Ajustată" este definită ca numerarul net din activitatea *de exploatare împărțit* la EBITDA Ajustata.

	Pentru cele trei luni încheiate la 31 martie		**Pentru anul încheiat la 31 decembrie**		
	2023	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
			(milioane RON)		
Numerar net din activitatea de exploatare	1.210,5	1.231,5	4.235,3	4.047,5	2.276,7
EBITDA Ajustata	2.184,2	1.702,7	6.008,6	4.834,0	2.672,4
Conversia Numerarului Ajustată	**0,6**	**0,7**	**0,7**	**0,8**	**0,9**

Societatea consideră că prezentarea acestor măsuri non-IFRS, atunci când sunt luate în considerare împreună cu măsurile raportate în conformitate cu IFRS-UE, este utilă investitorilor, deoarece oferă o bază pentru măsurarea performanței operaționale a Grupului în perioadele analizate și îmbunătățește înțelegerea de către un investitor a performanței financiare a Grupului. Aceste măsuri non-IFRS nu sunt prezentate în conformitate cu IFRS/IFRS-UE. Aceste măsuri non-IFRS pot fi, de asemenea, utilizate de diferite societăți în scopuri diferite și sunt adesea calculate în moduri care reflectă situația societăților respective. Prin urmare, utilizarea de către Societate a acestor măsuri non-IFRS poate varia față de altele din industria Grupului. Investitorii ar trebui să dea dovadă de prudență atunci când compară măsurile care nu fac obiectul IFRS menționate în prezentul prospect cu măsurile similare utilizate de alte societăți. Aceste măsuri non-IFRS au limitări ca instrument analitic și nu ar trebui să fie considerate în mod izolat sau ca un substitut pentru informațiile financiare raportate în conformitate cu IFRS/IFRS-UE. De exemplu, unele dintre limitările EBITDA sunt (1) nu reflectă cheltuielile în numerar ale Grupului sau cerințele viitoare pentru cheltuielile de capital sau angajamentele contractuale (2) nu reflectă modificările sau cerințele de numerar pentru nevoile de

capital circulant ale Grupului; (3) nu reflectă cheltuielile semnificative cu dobânzile sau cerințele de numerar necesare pentru a deservi dobânzile sau plățile principale, pentru datoria Grupului; (4) deși amortizarea și deprecierea sunt cheltuieli care nu sunt în numerar, activele care sunt amortizate și vor trebui adesea înlocuite în viitor, iar EBITDA nu reflectă cerințele de numerar pentru astfel de înlocuiri; și (5) nu este ajustat pentru toate veniturile care nu sunt în numerar sau elementele de cheltuieli care sunt reflectate în situațiile fluxurilor de trezorerie ale Grupului. În plus, EBITDA nu ar trebui să fie considerată ca o alternativă la profitul net sau la orice alte măsuri de performanță derivate în conformitate cu IFRS/IFRS-UE sau ca o alternativă la fluxul de numerar din activitățile de exploatare sau ca o măsură a lichidității Grupului. În special, EBITDA ajustat nu ar trebui să fie considerat o măsură a numerarului discreționar de care dispune Grupul pentru a investi în creșterea activității sale. Nicio declarație din prezentul Prospect nu trebuie interpretată în sensul că veniturile Grupului pentru anii curenți sau viitori ar corespunde sau ar depăși în mod necesar istoricul publicat.

Informații de piață

Datele de piață utilizate în acest Prospect sub titlurile „*Rezumat*", „*Factori* de risc", „*Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare și rezultatelor operațiunilor*", „*Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe*" și „*Activitatea Societății*" au fost extrase din surse oficiale și din industrie și din alte surse pe care Compania le consideră fiabile. Sursele acestor informații, date și statistici includ publicații independente din industrie, studii de piață, anchete și estimări interne și alte informații disponibile publicului. În special, Grupul a citat următoarele surse terțe în acest Prospect: Banca Națională a României („**BNR**"), ANRE, Raportul Pieței Wood Mackenzie din data de 3 martie 2023 („**Raportul Wood Mackenzie**"), Comisia Europeană și Banca Mondială. Aceste informații pot fi modificate și nu pot fi verificate cu certitudine completă. Estimările și concluziile analiștilor pot varia semnificativ de la cifrele reale și, prin urmare, rapoartele lor pot subestima sau supraestima dimensiunea pieței, cota de piață, ratele de creștere și alte date importante din industrie. În plus, anumite date conținute în rapoartele disponibile ale analiștilor pot diferi de cele conținute în înregistrările interne ale Grupului și/sau pot diferi de înțelegerea Grupului cu privire la piața relevantă și la concurenții săi. Grupul nu poate oferi nicio asigurare că datele referitoare la concurenții săi din astfel de rapoarte ale analiștilor sunt corecte sau identice cu cele conținute în înregistrările interne ale concurenților săi. Prin urmare, trebuie luate măsuri de precauție în analizarea acestor estimări și nu trebuie să se recurgă în mod nejustificat la acestea. Publicațiile din industrie afirmă, în general, că informațiile pe care le conțin au fost obținute din surse considerate a fi fiabile, dar acuratețea și caracterul complet al acestor informații nu sunt garantate. Societatea nu a verificat independent aceste date.

În cazul în care în prezentul prospect au fost utilizate informații ale unor terțe părți, a fost identificată sursa acestor informații. Sursele terțe pe care Societatea le-a utilizat, în general, afirmă că informațiile pe care le conțin au fost obținute din surse considerate a fi fiabile. Aceste surse terțe afirmă, de asemenea, că acuratețea și caracterul complet al acestor informații nu sunt garantate și că proiecțiile pe care le conțin se bazează pe ipoteze semnificative. Deoarece Societatea nu are acces la faptele și ipotezele care stau la baza acestor date de piață sau la informațiile statistice și indicatorii economici conținuți în aceste surse terțe, Societatea nu este în măsură să verifice astfel de informații. Astfel, în timp ce astfel de informații, date și statistici au fost reproduse cu exactitate și, în măsura în care Societatea are cunoștință și este în măsură să verifice din informațiile publicate sau furnizate de sursele menționate mai sus, nu au fost omise fapte care ar face ca informațiile, datele și statisticile reproduse să fie inexacte sau înșelătoare, Societatea nu poate garanta acuratețea sau caracterul complet al acestora.

Referințe juridice

Cu excepția cazului în care se menționează altfel în mod expres, o trimitere din prezentul Prospect la o dispoziție legală este considerată o trimitere la dispoziția respectivă, astfel cum a fost modificată și/sau republicată și în vigoare la data prezentului Prospect.

Țări

În acest Prospect, toate referirile la „**SUA**" se referă la Statele Unite, toate referirile la „**UE**" se referă la Uniunea Europeană și la statele sale membre de la data prezentului Prospect, iar toate referirile la „**SEE**" se referă la Spațiul Economic European și la statele sale membre de la data prezentului Prospect.

Valute

În prezentul prospect, toate trimiterile la „**€**", „**EUR**" și „**euro**" se referă la moneda legală introdusă la începutul celei de-a treia etape a uniunii economice și monetare europene și, astfel cum este definită la articolul 2 din Regulamentul (CE) nr. 974/98 al Consiliului din 3 mai 1998 privind introducerea monedei

euro, astfel cum a fost modificat, toate trimiterile la „**RON**" şi „**lei**" se referă la moneda legală a României şi toate trimiterile la „**$**", „**USD**" şi „**US$**" se referă la moneda legală a Statelor Unite.

Conversiile unor sume în RON sau în euro provenite din surse terţe pot diferi de cursurile de schimb utilizate pentru conversiile utilizate în Situaţiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate şi în Situaţiile Financiare Consolidate Auditate. Societatea nu face nicio declaraţie că sumele în RON prevăzute în prezentul Prospect ar fi putut fi sau ar putea fi convertite în orice altă monedă sau la orice anumit curs de schimb valutar. Moneda de prezentare a Grupului este RON, care este, de asemenea, moneda funcţională a Grupului, deoarece reflectă substanţa economică a evenimentelor şi circumstanţelor subiacente ale Grupului. A se vedea, de asemenea, secţiunea „*Informaţii privind cursul de schimb valutar*".

Rotunjirea

Anumite cifre incluse în acest Prospect au fost supuse ajustărilor de rotunjire; în consecinţă, (i) cifrele prezentate pentru aceeaşi categorie prezentate în tabele diferite pot varia uşor; (ii) este posibil ca cifrele prezentate ca totaluri în anumite tabele să nu fie o agregare aritmetică a cifrelor care le preced; (iii) procentele din tabele au fost rotunjite şi, în consecinţă, nu pot fi însumate până la 100%; şi (iv) calculele, variaţiile şi alte procente pot diferi uşor de calculele lor reale din cauza rotunjirii informaţiilor financiare, statistice şi operaţionale subiacente.

INFORMAȚII PRIVIND CURSUL DE SCHIMB VALUTAR

Următoarele tabele prezintă, pentru perioadele indicate, informații privind cursurile de schimb între RON și EUR, pe baza informațiilor obținute de la Banca Națională a României. Coloanele intitulate „Mediu" din tabelele de mai jos prezintă media cursurilor zilnice de referință pentru respectivele perioade, conform rapoartelor anuale ale Băncii Naționale a României.

	Maxim	Minim	Mediu	La sfârșitul perioadei
		(RON/EUR)		
2018	4,6695	4,6206	4,6535	4,6639
2019	4,7808	4,6634	4,7452	4,7793
2020	4,8750	4,7642	4,8371	4,8694
2021	4,9495	4,8691	4,9204	4,9481
2022	4,9492	4,8215	4,9312	4,9474
Ianuarie 2023	4,9413	4,8858	4,9225	4,9221
Februarie 2023	4,9248	4,8900	4,9073	4,9200
Martie 2023	4,9491	4,9136	4,9262	4,9491
Aprilie 2023	4,9783	4,9202	4,9434	4,9633
Mai 2023	4,9783	4,9202	4,9481	4,9696

Notă: Mediile anuale sunt calculate ca simple medii aritmetice ale cifrelor lunare.
Sursă: Banca Națională a României

Societatea nu face nicio declarație potrivit căreia orice sumă exprimată într-o anumită monedă prevăzută în prezentul Prospect ar fi putut să fie sau ar putea fi convertită în oricare dintre celelalte monede prezentate în acest Prospect la cursurile de schimb de mai sus, la orice alt curs de schimb sau că ar fi putut să fie convertită în vreun fel.

OFERTA

Societatea	SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A.
Acționarul Vânzător	FONDUL PROPRIETATEA S.A.
Oferta	Oferta cuprinde o ofertă de vânzare a unui număr de până la 78.007.110 Acțiuni de către Acționarul Vânzător. Numărul final de Acțiuni Oferite va fi decis de Acționarul Vânzător în urma consultării cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni. Oferta este structurată ca o ofertă de Acțiuni Oferite: (a) în afara Statelor Unite în cadrul unor tranzacții de tip offshore în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare, inclusiv publicului din România și (b) în Statele Unite, către QIB, astfel cum sunt aceștia definiți în Regula 144A și în conformitate cu aceasta sau cu altă derogare de la înregistrare disponibilă conform Legii Valorilor Mobiliare
Coordonatori Globali Comuni	Citigroup Global Markets Europe AG, Erste Group Bank AG, Jefferies GmbH, Jefferies International Limited și Morgan Stanley Europe SE
Codeținătorii Registrului de Subscrieri	Banca Comerciala Romana S.A., Barclays Bank Ireland PLC, BofA Securities Europe SA, UBS Europe SE, UniCredit Bank AG Milan Branch și WOOD & Company Financial Services, a.s.
Intermediari Coordonatori	Auerbach Grayson & Co LLC, BRD – Groupe Société Générale S.A., BT Capital Partners S.A., și Swiss Capital S.A.
Manageri	Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscrieri și Intermediarii Coordonatori
Tranșele Ofertei	Oferta este împărțită în două Tranșe ale Ofertei (astfel cum sunt acestea definite în secțiunea *„Subscriere și vânzare"*) după cum urmează: (i) o Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de până la 11.701.067 Acțiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul de Acțiuni Oferite) adresată prin intermediul unei oferte publice în România Investitorilor de Retail (**„Tranșa Investitorilor de Retail"**); și (ii) o Tranșă a Ofertei care constă într-un număr inițial de până la 66.306.043 Acțiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul de Acțiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituționali din afara Statelor Unite ale Americii în baza Regulamentului S; și (ii) în Statele Unite ale Americii, exclusiv persoanelor considerate în mod rezonabil ca fiind QIB (cumpărători instituționali calificați) în conformitate cu Regula 144A sau în temeiul unei alte excepții de la, sau printr-o tranzacție care nu face obiectul cerințelor de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare (**„Tranșa Investitorilor Instituționali"**). **„Investitor Instituțional"** înseamnă (a) un „investitor calificat", conform definiției din Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă" în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformare), sau (c) un „investitor calificat" astfel cum este definit în Articolul 2(e) din Regulamentul privind Prospectul, întrucât face parte din dreptul intern al Regatului Unit în virtutea Legii privind (Retragerea din) Uniunea Europeană din 2018, astfel cum a fost modificat, sau (d) un QIB astfel cum este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în Ofertă nu ar constitui o încălcare a legii sau regulamentelor aplicabile și care nu este localizată în nicio jurisdicție în care extensia sau disponibilitatea Ofertei (și orice altă tranzacție preconizată prin aceasta) ar încălca orice lege sau reglementare aplicabilă; și

	„Investitor de Retail" orice persoană fizică sau juridică (cu sau fără personalitate juridică) care nu este Investitor Instituțional.
	Dimensiunea finală a fiecărei Tranșe a Ofertei va fi stabilită de Acționarul Vânzător împreună cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, pe baza nivelului de subscrieri primite de la investitori, după încheierea Perioadei de Ofertă, și va fi făcută publică la Data Alocării (a se vedea *„Alocarea Acțiunilor Oferite"* din secțiunea *„Subscriere și vânzare"*).
	Acțiunile Oferite subscrise vor fi alocate investitorilor la Data Alocării în baza deciziei comune a Societății și a Acționarului Vânzător, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni.
	La recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea și Acționarul Vânzător pot decide în comun să realoce Acțiunile Oferite din oricare Tranșă a Ofertei în cealaltă Tranșă a Ofertei – ceea ce poate conduce la Tranșa Investitorilor de Retail să reprezinte fie (1) mai mult de 15% (însă nu mai mult de 20%) din Acțiunile Oferite vândute sau, dimpotrivă, (2) mai puțin de 15% din Acțiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranșa Investitorilor de Retail în Tranșa Investitorilor Instituționali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranșa Investitorilor de Retail este sub 100%). Pentru informații suplimentare, a se vedea *secțiunea „Tranșele Ofertei – Alocarea Acțiunilor Oferite – Subscriere și vânzare"*.
	Toate Acțiunile au fost create în conformitate cu legislația din România și respectă această legislație.
Acțiunile Oferite	Un număr de până la 78.007.110 Acțiuni ordinare cu o valoarea nominală de 10 RON fiecare.
Perioada de Ofertă	Opt (8) Zile Lucrătoare, începând cu 23 iunie 2023 și până la 4 iulie 2023, inclusiv aceste date.
Data Alocării	5 iulie
Data Tranzacției	6 iulie
Închiderea cu Succes a Ofertei	Închiderea cu succes a Ofertei va fi condiționată, printre altele, de (i) stabilirea Prețului Final de Ofertă și decizia fiecăruia dintre Societate, Acționarul Vânzător și Manageri, de a continua Oferta și (ii) îndeplinirea condițiilor cuprinse în Contractul de Intermediere, inclusiv (printre alte condiții) semnarea de către Acționarul Vânzător, Societate și Manageri a Contractului privind Prețul și rămânerea in vigoare a Contractului de Intermediere. A se vedea secțiunea *„Subscriere și vânzare – Informații generale privind Oferta"*
Intervalul Prețului de Ofertă	94 – 112
Prețul Final de Ofertă	Prețul Final de Ofertă va fi stabilit în RON cel mai târziu la Data Alocării. A se vedea secțiunea *„Subscriere și vânzare – Prețul de Ofertă – Prețul Final de Ofertă"*.
Metoda de intermediere	Metoda celei mai bune execuții.
Grupul de Distribuție	Banca Transilvania S.A.
Registrul Acționarilor	Registrul acționarilor este în prezent ținut de Societate. Odată ce Acțiunile vor fi admise la tranzacționare, registrul acționarilor va fi ținut de Depozitarul Central din România (Depozitarul Central S.A., cu sediul social la adresa Bulevardul Carol I nr. 34-36, etajele 3,8 și 9, sectorul 2, cod poștal 020922, București, România).

Listare şi tranzacţionare	Se va depune o cerere la Bursa de Valori Bucureşti pentru Admiterea la tranzacţionare a Acţiunilor pe piaţa reglementată administrată de aceasta. Bursa de Valori Bucureşti este o piaţă reglementată în sensul Directivei privind pieţele de instrumente financiare. Admiterea Acţiunilor la tranzacţionare a fost aprobată prin Hotărârea Adunării Generale Extraordinare a Acţionarilor („**AGEA**") nr. 3 din 31 martie 2022. Numerele de identificare ale valorilor mobiliare şi simbolurile de tranzacţionare ale Acţiunilor sunt (se anticipează să fie) următoarele: Cod ISIN: RO4Q0Z5RO1B6 Cod FISN: H2O/REGSHS RON10 Cod CFI: ESVUFR Simbolul de tranzacţionare la Bursa de Valori Bucureşti: H2O.
Decontare şi transfer	Plata pentru Acţiunile Oferite urmează să fie efectuată în RON prin sistemul RoClear (sistemul român de compensare, decontare, custodie, depozitare şi registru), care este administrat de Depozitarul Central din România. Transferul Acţiunilor în cadrul Ofertei şi vânzările de Acţiuni pe piaţa secundară vor fi decontate şi compensate prin intermediul sistemului de decontare administrat de către Depozitarul Central din România, în conformitate cu legislaţia română aplicabilă.
Manager de Stabilizare	Citigroup Global Markets Europe AG
Agent de Stabilizare	Erste Group Bank AG
Interdicţia de înstrăinare	Conform Contractului de Intermediere, Societatea a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere şi până la data care survine in termen de 180 de zile de la data Admiterii, nici aceasta nici oricare dintre membrii grupului său, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu vor oferi, emite, aloca, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare sau emite opţiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, de Acţiuni, sau anunţa vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acţiuni sau alte titluri de capital ale Societăţii (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acţiunile sau cu alte titluri de capital ale Societăţii, şi nici nu vor încheia nicio tranzacţie care să aibă acelaşi efect economic, nici nu vor conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus, exceptând faptul că Societăţii nu i se va interzice să emită sau să aloce Acţiuni în măsura în care trebuie să facă acest lucru conform legii române aplicabile care necesită majorarea capitalului social al Societăţii corespunzător cu valoarea loturilor de teren aduse ca aport de statul român pentru care Societatea obţine certificate de atestare a dreptului de proprietate ulterior Ofertei sau pentru care a obţinut astfel de certificate anterior Ofertei, însă în legătură cu care nu şi-a majorat deja capitalul social. Conform Contractului de Intermediere, Acţionarul Vânzător a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere şi până la data care survine in termen de 180 de zile de la data Admiterii, acesta, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu va oferi, emite, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare, emite opţiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, sau anunţa vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acţiuni sau alte titluri de capital

	ale Societății (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acțiunile sau cu alte titluri de capital ale Societății, și nici nu va încheia nicio tranzacție care să aibă același efect economic, nici nu va conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus. Restricționarea Acționarului Vânzător este supusă anumitor excepții uzuale. În același timp, statul român, acționând prin Ministerul Energiei, a convenit cu Managerii (în conformitate cu Contractul de Restricționare încheiat la data Prospectului sau în jurul acestei date), sub rezerva anumitor excepții și anumitor obligații existente, că, pe o perioadă cuprinsă între data Contractului de Intermediere și 12 luni de la Admitere, (printre altele) nu va oferi, emite, vinde, încheia contracte de vânzare, gaja, acorda opțiuni asupra sau dispune în alt mod (sau anunța public o astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau act de dispoziție) cu privire la Acțiuni sau nu va încheia nicio tranzacție cu același efect economic ca oricare dintre cele de mai sus, fără consimțământul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat).
Utilizarea fondurilor obținute	Societatea nu va încasa niciun fel de fonduri din vânzarea Acțiunilor Oferite de către Acționarul Vânzător în cadrul Ofertei. Acționarul Vânzător va încasa în totalitate suma netă a fondurilor provenite din vânzarea Acțiunilor Oferite.
Politica privind dividendele	Societatea intenționează să distribuie cu titlu de dividende ordinare, minimum 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societății începând cu exercițiul financiar ulterior Ofertei. În plus, Societatea ar putea decide printr-o hotărâre AGA să distribuie la alegerea sa exclusivă dividende extraordinare din rezultatul reportat al Societății, dacă este utilizabil.
Drepturi de vot	Fiecare Acțiune dă dreptul la un vot în cadrul adunărilor acționarilor. A se vedea secțiunea *„Descrierea capitalului social și a structurii Societății – Drepturi ale acționarilor – Drepturi de vot"*.
Restricții de vânzare și transfer	Acțiunile vor fi liber transferabile, sub rezerva anumitor restricții descrise în secțiunea *„Informații importante privitoare la prezentul prospect"* și *„Restricții de vânzare și transfer"*.
Factori de risc	Investitorii trebuie să analizeze cu atenție anumite riscuri prezentate în secțiunea *„Factori de risc"* a prezentului Prospect.

MOTIVELE OFERTEI ŞI UTILIZAREA FONDURILOR OBŢINUTE

Oferta efectuată de Acţionarul Vânzător are drept scop creşterea valorii pentru acţionarii săi şi creşterea lichidităţii activelor din portofoliul său.

Cheltuielile totale ale Societăţii în legătură cu Oferta sunt de aproximativ 8,4 milioane RON. Societatea nu va încasa niciun fel de fonduri din vânzarea Acţiunilor Oferite de către Acţionarul Vânzător în cadrul Ofertei

POLITICA PRIVIND DIVIDENDELE

Potrivit politicii Societăţii privind dividendele, Societatea intenţionează să distribuie dividende, sub rezerva dispoziţiilor legale aplicabile şi a considerentelor comerciale (inclusiv, dar fără a se limita la, reglementări aplicabile, restricţii, rezultatele operaţionale ale Grupului, situaţia financiară, cerinţele de numerar, restricţiile contractuale, proiectele şi planurile viitoare ale Grupului).

Societatea intenţionează să distribuie, cu titlu de dividende ordinare, minimum 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societăţii începând cu exerciţiul financiar imediat următor Ofertei. În plus, Societatea ar putea decide printr-o hotărâre AGA să distribuie, după unica sa apreciere, dividende extraordinare din câştigul reportat al Societăţii, dacă este utilizabil.

Dividendele pentru exerciţiile financiare viitoare ulterioare Ofertei vor fi declarate pe baza situaţiilor financiare anuale individuale întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanţelor Publice nr. 2844/ 2016 şi modificările aferente. Adunarea Generală a Acţionarilor are puterea de a decide cu privire la distribuirea de dividende. Dividendele sunt distribuite acţionarilor proporţional cu cota de participare la capitalul social vărsat (Acţiunile deţinute de acţionarii Societăţii, purtând drepturi egale şi depline la dividende) şi sunt limitate la cuantumul rezultatelor ultimului exerciţiu financiar al Societăţii, majorat cu profiturile reportate la finalul ultimului exerciţiu financiar şi cu sumele trase din rezervele disponibile în acest scop, dar diminuat cu cuantumul pierderilor reportate din exerciţiile financiare precedente şi cu sumele alocate fondului de rezervă în conformitate cu legea, Actul Constitutiv şi Noul Act Constitutiv.

În conformitate cu Legea nr. 31/1990 privind societăţile comerciale a României, cu modificările ulterioare, republicată (**„Legea Societăţilor"**) şi în conformitate cu Actul Constitutiv al Societăţii în vigoare în prezent, precum şi cu Noul Act Constitutiv, fiecare Acţiune vărsată integral conferă deţinătorului acesteia dreptul de a primi dividende. La data prezentului Prospect, toate Acţiunile poartă drepturi egale şi depline la dividende. Societatea respectă principiul „o acţiune, un vot, un dividend". Nu există Acţiuni preferenţiale fără drept de vot sau Acţiuni care conferă dreptul la mai mult de un vot. Dividendele sunt distribuite către acţionari proporţional cu cota de participare a acestora la capitalul social vărsat al Societăţii.

Adunarea Generală Ordinară a Acţionarilor care aprobă distribuirea dividendelor trebuie să stabilească şi data de plată în care dividendele vor fi plătite către acţionarii îndreptăţiţi. Propunerea de distribuire a dividendelor formulată de Directorat va fi supusă votului AGOA, de regulă în aceeaşi şedinţă în care sunt aprobate situaţiile financiare anuale auditate ale Hidroelectrica, respectiv în termen de 120 de zile de la închiderea exerciţiului financiar. Plata dividendelor se face numai către acţionarii înregistraţi în registrul acţionarilor la data de înregistrare stabilită de Adunarea Generală Ordinară a Acţionarilor. Data de înregistrare trebuie să fie stabilită la o dată care survine la cel puţin 10 zile lucrătoare de la Adunarea Generală Ordinară a Acţionarilor care aprobă plata dividendelor.

Potrivit reglementărilor în vigoare, Societatea trebuie să publice, înainte de data la care se plătesc dividendele, un comunicat de presă într-un cotidian de circulaţie naţionala, precizând valoarea dividendului per Acţiune, *ex-date*, data de înregistrare şi data plăţii dividendului, astfel cum au fost aprobate de Adunarea Generală Ordinară a Acţionarilor, precum şi modalităţile de plată a dividendelor şi datele de identificare a agentului de plată.

În prezent, distribuirea de dividende în cadrul Emitentului este guvernată, printre altele, şi de OG 64/2001. Potrivit acesteia, în cazul societăţilor comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit se repartizează, dacă prin legi speciale nu se prevede altfel, în dividende de minimum 50%.

Societatea nu a avut o politică oficială privind dividendele în perioada 2020-2022, cu excepţia prevederilor speciale. Prin AGA din data de 22 iunie 2023, Societatea a aprobat o nouă politică de dividende, conformă cu informaţia din prezenta secţiune a Prospectului, şi care este disponibilă pe pagina de internet a Emitentului. Pentru mai multe detalii legate de politica de dividende a Societăţii, vă rugăm să consultaţi politica disponibilă pe pagina de internet a Societăţii.

Exerciţiul financiar al Societăţii începe la 1 ianuarie şi se încheie la 31 decembrie.

Tabelul de mai jos prezintă dividendele distribuite de către Societate în anii 2023[5], 2022, 2021 şi 2020 şi rata de distribuire pentru perioadele menţionate:

[5] Distribuirea dividendelor a fost aprobată de Adunarea Generală a Acţionarilor în data de 28 aprilie 2023. Pentru mai multe detalii, a se vedea *„Prezentarea şi Analiza Conducerii asupra Situaţiei Financiare şi rezultatelor Operaţiunilor – Evoluţii şi tendinţe recente"*.

Figura 1:

	2023	2022	2021	2020
		(milioane RON)		
Dividende totale distribuite către acționarii Societății	4.349,4	3.830,9	2.286,4	2.003,3
Dividende speciale[6] distribuite către acționarii Societății	435,0	1.000,0	1.000,0	750,0
Dividende normale distribuite către acționarii Societății din profitul net al anului anterior	3.914,4	2.830,9	1.286,4	1.253,3
Profit net conform situațiilor financiare individuale ale Societății întocmite în conformitate cu cadrul de raportare cu scop general aferent anului anterior	4.394,4	3.019,5	1.451,6	1.386,5
Rata de distribuire[7] (Total Dividende/Profitul Net)	99,0%	126,9%	157,5%	144,5%

[6] Dividende speciale distribuite din rezultatul raportat reprezentând rezerva din reevaluare amortizată.

[7] Rata calculată în baza Profitului net al situațiilor financiare individuale ale Societății întocmite în conformitate cu cadrul de raportare cu scop general.

CAPITALIZARE ŞI INDATORARE

Tabelele următoare prezintă datoria curentă şi pe termen lung, capitalurile proprii capitalizarea totală si datoria financiara neta în baza datelor istorice la data de 31 martie 2023.

Tabelele următoare trebuie citite împreună cu informaţiile din secţiunile *„Selecţie de informaţii financiare şi operaţionale", „Motivele Ofertei şi utilizarea fondurilor obţinute", „Prezentarea şi analiza conducerii asupra situaţiei financiare şi rezultatelor operaţiunilor", „Activitatea Societăţii"* şi Situaţiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate si notele aferente acestora.

Capitalizare

	La 31 martie 2023
	(în milioane RON)
Datorii curente totale	**99,6**
Împrumuturi bancare	93,5
Datorii aferente contractelor de leasing	6,1
Datorii totale pe termen lung	**375,2**
Împrumuturi bancare	367,9
Datorii aferente contractelor de leasing	7,3
Capitaluri proprii	**23.321,0**
Capital social	5.513,5
Contribuţii în avans ale acţionarilor	10,8
Rezerva din reevaluare	10.917,1
Alte rezerve	1.023,2
Rezultat reportat	5.856,5
Capitalizare totală	**23.795,7**

Datorie financiară netă

	La 31 martie 2023
	(în milioane RON)
A. Numerar şi echivalente de numerar[1]	1.233,2
B. Investiţii în depozite	3.677,3
C. Lichiditate (A)+(B)	**4.910,4**
D. Datorii totale curente	99,6
E. Datorii totale pe termen lung	375,2
F. Datorie financiară totală (D)+(E)	**474,8**
G. Datorie financiară netă (F)-(C)	**(4.435,7)**

(1) Include conturi bancare, depozite bancare cu scadenţă mai mica de trei luni, casa şi echivalente de numerar.

Datorii contingente şi alte obligaţii financiare

Datoriile contingente erau în valoare de 882,9 milioane RON la data de 31 martie 2023 (31 decembrie 2022: 882,9 milioane RON; 31 decembrie 2021: 736,7 milioane RON; 31 decembrie 2020: 692,8 milioane RON). La data prezentului Prospect, Societatea nu înregistrează modificări semnificative ale datoriilor contingente comparativ cu 31 martie 2023.

Modificări semnificative

Nu au existat modificări semnificative în situația capitalizării și indatorarii Societății începând cu 31 martie 2023.

Declarație privind capitalul circulant

În opinia Societății, capitalul circulant al Grupului este suficient pentru a satisface necesitățile actuale pentru o perioadă de cel puțin 12 luni de la data prezentului Prospect.

SELECȚIE DE INFORMAȚII FINANCIARE ȘI OPERAȚIONALE

Informațiilor financiare și operaționale consolidate prezentate mai jos prezintă rezumatul Grupului privind Situațiile Financiare Consolidate Auditate și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate pentru perioadele indicate. Cu excepția anumitor indicatori operaționali esențiali, informațiile financiare incluse în „Măsuri care nu intră sub incidența IFRS" se referă la informații financiare care nu au fost extrase din Situațiile Financiare Consolidate Auditate sau din Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate, care au fost totuși extrase sau care rezultă din evidențele de gestiune sau din evidențele contabile.

Rezumatul informațiilor financiare consolidate și operaționale trebuie citit împreună cu „Dezbaterea și analiza de către conducere a situației financiare și a rezultatelor operațiunilor", „Prezentarea informațiilor financiare și a altor informații", precum și cu Situațiile Financiare Consolidate Auditate și cu notele la acestea și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate si cu notele la acestea, astfel cum sunt cuprinse în altă parte în prezentul Prospect.

Informații privind situația consolidată a profitului sau pierderii și a altor elemente ale rezultatului global

	Trei luni încheiate la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
			(milioane RON)		
Venituri	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Alte venituri	10,4	29,6	46,2	175,3	68,8
Apă uzinată	(163,6)	(110,9)	(451,0)	(540,1)	(307,1)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților	(157,9)	(130,1)	(630,7)	(589,8)	(490,3)
Transportul și distribuția energiei electrice	(250,4)	(74,4)	(498,1)	(110,4)	(72,8)
Energie electrică achiziționată	(160,2)	(40,4)	(697,1)	(90,1)	(15,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(36,9)	(35,0)	(183,2)	(53,7)	(14,0)
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	(198,2)	(191,9)	(772,2)	(760,5)	(720,5)
Reluarea pierderilor / (Pierderi) din deprecierea imobilizărilor corporale	0,1	33,9	(23,9)	(359,3)	(106,0)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale	(35,0)	(2,7)	(43,5)	(11,3)	(0,1)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	(18,3)	(15,6)	(82,3)	(70,7)	(104,6)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(230,6)	(369,0)	(671,7)	(133,4)	0,0
Alte cheltuieli de exploatare	(46,8)	(38,5)	(236,2)	(189,5)	(205,7)
Profit din exploatare	**1.984,7**	**1.546,5**	**5.208,4**	**3.755,7**	**1.874,0**
Venituri financiare	87,8	28,3	247,2	73,2	62,0
Cheltuieli financiare	(10,8)	(9,9)	(38,1)	(44,1)	(29,4)
Rezultat financiar net	**77,0**	**18,4**	**209,1**	**29,1**	**32,6**
Profit înainte de impozitare	**2.061,7**	**1.564,9**	**5.417,4**	**3.784,8**	**1.906,6**
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(338,4)	(277,0)	(953,4)	(668,6)	(348,6)
Profitul net pentru trei luni încheiate la 31 martie / anul încheiat la 31 decembrie	**1.723,4**	**1.287,9**	**4.464,0**	**3.116,1**	**1.558,0**
Rezultat pe acțiune					
Rezultatul pe acțiune de bază și cel diluat (RON)	3,84	2,87	9,95	6,95	3,48
Alte elemente ale rezultatului global					
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	0,0	0,0	1.777,8	3.856,6	0,0
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	0,0	0,0	(7,5)	(13,3)	(7,9)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale recunoscute în rezerva din reevaluare, net de impozit	0,0	0,0	0,0	0,0	(24,4)
Total alte elemente ale rezultatului global	**0,0**	**0,0**	**1.770,3**	**3.843,3**	**(32,3)**
Rezultatul global	**1.723,4**	**1.287,9**	**6.234,3**	**6.959,5**	**1.525,8**

Informații privind poziția financiară consolidată

	La 31 martie	La 31 decembrie		
	2023	2022	2021	2020
		(milioane RON)		
Active				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	19.368,5	19.521,4	18.001,0	13.817,5
Imobilizări necorporale	6,4	6,3	7,2	4,6
Numerar restricționat	101,1	101,1	0,0	10,3
Creanțe privind impozitul amânat	0,0	0,0	15,1	13,3
Investiții în obligațiuni corporative	358,0	351,3	0,0	0,0
Alte active imobilizate	217,0	218,2	219,9	220,3
Total active imobilizate	**20.050,8**	**20.198,2**	**18.243,2**	**14.065,9**
Active circulante				
Stocuri	74,6	72,4	65,3	68,3
Certificate verzi	0,0	0,0	34,8	0,0
Creanțe comerciale	2.314,9	1.350,7	663,5	338,0
Investiții în depozite și obligatiuni guvernamentale	3.677,3	3.034,7	2.561,5	1.730,1
Numerarul și echivalențe de numerar	1.233,2	660,7	1.104,9	354,8
Numerar restricționat	0,0	0,0	10,3	0,0
Alte active circulante	177,4	115,4	78,3	36,7
Total active circulante	**7.477,3**	**5.234,0**	**4.518,5**	**2.527,9**
Total active	**27.528,2**	**25.432,2**	**22.761,7**	**16.593,9**
Capitaluri proprii				
Capitalul social	5.513,5	5.513,5	5.513,5	5.513,3
Contributii in avans la capitalul social	10,8	0,0	0,0	0,0
Rezervă din reevaluare	10.917,1	11.021,3	9.612,9	6.094,9
Alte rezerve	1.023,2	1.023,2	962,1	780,5
Rezultat reportat	5.856,5	4.028,9	3.095,1	2.121,6
Total capitaluri proprii	**23.321,0**	**21.586,9**	**19.183,5**	**14.510,3**
Datorii				
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi bancare	367,9	390,5	483,9	3,4
Datorii aferente contractelor de leasing	7,3	7,6	8,9	14,6
Venituri în avans	180,2	181,5	187,2	190,2
Datorii privind impozitul amânat	1.311,9	1.315,9	1.017,2	350,4
Beneficiile angajaților	122,2	121,8	122,9	117,1
Provizioane	825,2	817,1	728,6	660,5
Datorii comerciale	25,5	0,4	2,5	5,6
Alte datorii	8,9	5,8	18,9	30,9
Total datorii pe termen lung	**2.848,9**	**2.840,6**	**2.570,2**	**1.372,8**
Datorii curente				
Împrumuturi bancare	93,5	94,0	93,9	28,5
Datorii aferente contractelor de leasing	6,1	7,8	3,6	6,4
Datorii comerciale	390,0	283,0	171,4	172,7
Datorii aferente contractelor cu clientii	70,9	84,7	93,3	73,7
Datorii privind impozitul pe profit curent	514,4	172,0	123,4	81,4
Venituri în avans	5,7	5,7	5,7	5,5
Beneficiile angajaților	99,3	105,8	94,4	111,4
Provizioane	121,7	121,8	116,5	196,3
Taxa pentru producătorii de energie electrică	23,9	91,4	133,4	0,0
Alte datorii	32,7	38,6	172,3	34,8
Total datorii curente	**1.358,3**	**1.004,7**	**1.008,0**	**710,8**
Total datorii	**4.207,2**	**3.845,4**	**3.578,2**	**2.083,6**
Total capitaluri proprii și datorii	**27.528,2**	**25.432,2**	**22.761,7**	**16.593,9**

Informatii privind Situatia Fluxurilor de trezorerie consolidate

	Trei luni încheiate la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
			(milioane RON)		
Fluxul de numerar din activităţi de exploatare:					
Profit net pentru trei luni încheiate la 31 martie / anul încheiat la 31 decembrie	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Ajustări pentru:					
Amortizarea imobilizarilor corporale	197,7	191,3	770,0	758,1	719,3
Amortizarea imobilizarilor necorporale	0,5	0,6	2,2	2,4	1,2
Pierderi / (Reversarea pierderilor) din depreciarea imobilizărilor corporale, net	(0,1)	(33,9)	23, 9	359,3	106,0
Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale, net	35,0	2,7	43,5	11,3	0,1
Reducerea valorii stocurilor	0,0	0,0	0,6	5,1	0,8
Castig in urma combinarilor de intreprinderi	0,0	0,0	0,0	(31,5)	(26,3)
Pierderi/ (Câştig) din cedari de imobilizări corporale	0,0	(0,0)	2,1	3,6	6,5
(Câştiguri) / Pierderi din diferenţe de curs valutar	(0,1)	(0,2)	0,6	8,8	1,8
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile	2,8	1,2	10,6	15,9	11,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit	338,4	277,0	953,4	668,6	348,6
	2.210,9	**1.698,3**	**6.027,1**	**4.845,7**	**2.665,0**
Modificări în:					
Creanţe comerciale	(998,9)	(277,0)	(730,6)	(332,3)	(9,6)
Stocuri	(2,2)	(2,8)	(7,8)	(2,0)	(3,8)
Numerar restricţionat	0,0	(0,8)	(90,8)	0,0	0,0
Alte active	(52,7)	(64,5)	14,3	(14,1)	(18,6)
Datorii comerciale	139,9	46,2	91,0	30,4	(12,7)
Venituri în avans	(1,4)	(1,4)	(5,7)	(2,9)	(5,5)
Beneficiile angajaţilor	(6,2)	(6,7)	(4,8)	(27,1)	13,2
Provizioane	8,0	7,7	88,4	(37,2)	69,6
Alte datorii	(84,1)	(167,1)	(215,0)	264,6	33,8
Numerar generat din activităţi de exploatare	**1.213,3**	**1.232,0**	**5.166,2**	**4.725,0**	**2.731,5**
Dobânzi plătite	(2,8)	(0,4)	(2,7)	(1,6)	(1,5)
Impozit pe profit plătit	0,0	0,0	(928,2)	(675,9)	(453,3)
Numerar net din activitatea de exploatare	**1.210,5**	**1.231,5**	**4.235,3**	**4.047,5**	**2.276,7**
Flux de numerar din activitatea de investiţii:					
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări corporale	(41,8)	(29,8)	(169,0)	(176,8)	(167,3)
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări necorporale	(0,6)	0,0	(1,2)	(2,4)	(2,4)
Incasari din vânzarea de imobilizări corporale	0,0	0,2	0,2	0,0	0,5
Plăţi pentru achiziţia de obligaţiuni corporative	0,0	0,0	(351,3)	0,0	0,0
Plăţi pentru depozite detinute in scop investitional	(3.630,0)	(2.250,0)	(8.575,0)	(5.013,0)	(3.210,0)
Încasări din depozite deţinute în scop investiţional	2.980,0	100,0	7.898,0	4.430,0	3.215,0
Plăţi pentru achiziţia de obligaţiuni guvernamentale	0,0	0,0	0,0	(235,4)	0,0
Încasări din obligaţiuni guvernamentale ajunse la scadenţă	0,0	235,4	235,4	0,0	0,0
Dobânzi încasate	79,0	14,2	212,0	53,9	63,8
Plăţi pentru achiziţionarea de filiale, net de numerarul dobândit	0,0	0,0	0,0	(598,3)	9,4
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii	**(613,4)**	**(1.930,0)**	**(750,9)**	**(1.541,9)**	**(91,0)**
Fluxuri de numerar din activitatea de finanţare:					
Încasări din emisiunea de acţiuni	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Trageri din împrumuturi	0,0	0,0	0,0	635,2	0,0
Rambursări de împrumuturi	(22,8)	(23,0)	(93,3)	(97,6)	(44,3)
Plăţi aferente contractelor de leasing	(1,9)	(1,4)	(4,4)	(6,8)	(6,6)
Dividende plătite	0,0	0,0	(3.830,9)	(2.286,4)	(2.003,3)
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare	**(24,7)**	**(24,3)**	**(3.928,6)**	**(1.755,5)**	**(2.053,8)**
Cresterea/(descresterea) netă a numerarului si echivalentelor de numerar	**572,4**	**(722,8)**	**(444,2)**	**750,0**	**131,9**
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	660,7	1.104,9	1.104,9	354,8	223,0
Numerar si echivalente de numerar la 31 martie / 31 decembrie	**1.233,2**	**382,1**	**660,7**	**1.104,9**	**354,8**

Măsuri care nu intră sub incidența IFRS

EBITDA și EBITDA Ajustata

	Trei luni încheiate la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
			(milioane RON)		
Profitul net	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit	338,4	277,0	953,4	668,6	348,6
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile, inclusiv actualizarea provizioanelor pe termen lung	10,8	8,1	38,9	33,0	27,6
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	198,2	191,9	772,2	760,5	720,5
EBITDA	**2.184,3**	**1.736,6**	**5.984,8**	**4.506,2**	**2.592,7**
(Reversarea pierderilor)/ Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(0,1)	(33,9)	23,9	359,3	106,0
Câștig din achizitia de intreprinderi in conditii avantajoase	0,0	0,0	0,0	(31,5)	(26,3)
EBITDA Ajustata	**2.184,2**	**1.702,7**	**6.008,6**	**4.834,0**	**2.672,4**
Venituri	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Marja EBITDA	**66,8**	**69,7**	**63,3**	**69,4**	**67,5**
Marja EBITDA Ajustată (%)	**66,8**	**68,3**	**63,6**	**74,5**	**69,6**

Datoria Netă /(Numerar) Ajustat și Raportul Datoria Netă /(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată

	La data de si pentru trei luni încheiate la 31 martie	La data de si pentru anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	**2022**	**2021**	**2020**
		(milioane RON)		
Împrumuturi bancare	461,4	484,5	577,8	31,9
Datorii aferente contractelor de leasing	13,4	15,4	12,5	21,0
Numerarul și echivalențe de numerar	(1.233,2)	(660,7)	(1.104,9)	(354,8)
Investiții pe termen scurt (investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale)	(3.677,3)	(3.034,7)	(2.561,5)	(1.730,1)
Datorie Netă /(Numerar) Ajustat	**(4.435,7)**	**(3.195,6)**	**(3.076,1)**	**(2.032,0)**
EBITDA Ajustatp	**2.184,2**	**6.008,6**	**4.834,0**	**2.672,4**
Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată (%)	**(2,0)**	**(0,5)**	**(0,6)**	**(0,8)**

Conversia Numerarului Ajustată

	Trei luni încheiate la 31 martie		Pentru anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
			(milioane RON)		
Numerar net din activitatea de exploatare	1.210,5	1.231,5	4.235,3	4.047,5	2.276,7
EBITDA Ajustata	2.184,2	1.702,7	6.008,6	4.834,0	2.672,4
Conversia Numerarului Ajustată	**0,6**	**0,7**	**0,7**	**0,8**	**0,9**

PREZENTAREA ŞI ANALIZA CONDUCERII ASUPRA SITUAŢIEI FINANCIARE ŞI REZULTATELOR OPERAŢIUNILOR

Următoarea prezentare şi analiză a conducerii asupra situaţiei financiare şi a rezultatelor operaţiunilor Grupului pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 şi 2022 şi anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020 trebuie interpretate în coroborare cu restul prezentului Prospect, inclusiv Situaţiile Financiare Consolidate Auditate şi Situaţiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate, notele explicative aferente acestora şi raportul auditorului independent cu privire la acestea, care sunt incluse în alte părţi ale acestui Prospect. Dacă nu se precizează alte surse, informaţiile financiare din prezenta secţiune sunt preluate din Situaţiile Financiare Consolidate Auditate, care au fost întocmite în conformitate cu IFRS-UE şi Situaţiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate, care au fost întocmite în conformitate cu IAS 34 Raportarea Financiară Interimară adoptată de Uniunea Europeană. Pentru o analiză a prezentării istoricului informaţiilor financiare ale Grupului inclus în prezentul Prospect, a se vedea „Prezentarea informaţiilor financiare şi a altor informaţii".

Informaţiile prezentate mai jos cuprind declaraţii anticipative care implică riscuri şi incertitudini. Viitoarele rezultate ale Grupului ar putea să fie semnificativ diferite de cele prezentate în cele ce urmează. A se vedea „Informaţii importante privitoare la acest Prospect – Notă de avertizare referitoare la declaraţiile anticipative". Printre factorii care ar putea produce sau contribui la asemenea diferenţe se numără inclusiv, dar nu exclusiv, acei factori analizaţi în secţiunile intitulate „Factori de risc" şi „Activitatea Societăţii" şi în alte părţi ale Prospectului.

Prezentare generală

Societatea este principalul producător de energie electrică din România în funcţie de energia electrică produsă (a se vedea figura 6 din secţiunea *„Prezentarea sectorului de activitate şi principalele tendinţe"*), un jucător important în domeniul hidroenergetic în Europa şi principalul furnizor de servicii de sistem din România, jucând un rol important în securitatea SEN. Societatea deţine şi exploatează 182 de centrale hidroelectrice şi cinci staţii de pompare cu o capacitate totală instalată de producere a energiei hidroelectrice de 6,3 GW în martie 2023, care au înregistrat o producţie netă[8] de 13.245.412 MWh în anul încheiat la 31 decembrie 2022, şi un parc eolian cu o putere instalată totală de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 a câte 3 MW fiecare, care a înregistrat o producţie netă de 298.874 MWh în anul încheiat 31 decembrie 2022. Societatea urmăreşte îmbunătăţirile tehnologice pentru a spori durata utilă de viaţă şi performanţele activelor sale, acordând prioritate retehnologizării şi modernizării CHE existente faţă de realizarea de noi CHE. Grupul îşi propune să îşi menţină poziţia de lider pe plan naţional şi regional în producerea de energie verde şi în sprijinirea tranziţiei către o economie cu o amprentă redusă de carbon şi eficientă energetic. Cu scopul de a valorifica tendinţa pozitivă în direcţia unui mediu al energiei regenerabile, Societatea caută să îşi dezvolte portofoliul de producţie prin achiziţionarea de noi proiecte în domeniul energiei verzi, în special instalaţii eoliene onshore şi offshore şi proiecte fotovoltaice.

Societatea s-a angajat să producă energie 100% din surse regenerabile încă de la înfiinţare şi a jucat, încă de la începuturile acestora, un rol esenţial în proiectarea şi crearea de concepte tehnologice şi operaţionale care au devenit standardul în sectorul său de activitate.

Totodată, Societatea este vânzător angro, precum şi furnizor de energie electrică direct către clienţii finali (vânzarea cu amănuntul), constând în clienţi casnici (rezidenţiali) şi noncasnici (incluzând afaceri industriale, automobile, telecomunicaţii şi construcţii). La 31 decembrie 2022, Societatea a furnizat energie electrică la mai mult de 482.000 clienti (puncte la care a fost livrată energie) Ca producător de energie din sursă hidraulică şi, mai recent, din sursă eoliană, Societatea beneficiază de o sinergie între portofoliul de producţie şi cel de furnizare, de diversificarea portofoliilor (de exemplu, extinderea către alte surse regenerabile, cum ar fi energia eoliană, în cadrul portofoliului de producţie, şi creşterea segmentului său de furnizare), şi de schema certificatelor verzi (pentru mai multe detalii, a se vedea capitolul *„Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operaţiunilor – Reglementări – Certificate verzi"* de mai jos şi *„Activitatea Societăţii – Activitate şi Operaţiuni – Producţia de energie – Certificate verzi"*). Singura filială a Societăţii este Hidroserv, deţinută integral şi care prestează servicii de mentenanţă şi reparaţii pentru obiectivele hidroelectrice şi este în cursul unei proceduri de insolvenţă începând din octombrie 2016.

Dimensiunea Grupului şi experienţa dovedită în ceea ce priveşte exploatarea şi gestionarea proiectelor de producere a energiei hidroelectrice îi permit să îşi maximizeze competitivitatea şi know-how-ul şi să fie

[8] Producţia netă se referă la producţia brută de energie electrică minus energia consumată intern (a se vedea *„Activitatea Societăţii – Prezentare generală"*)

poziționat strategic pentru a beneficia de multiplele oportunități de creștere oferite de tranziția energetică în România și la nivel regional.

Segmente operaționale

Grupul a identificat două segmente raportabile în funcție de autorizațiile de funcționare deținute:

- producerea de energie electrică: producerea de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor („**MHC**") 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 (prin transfer intern); 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; și
- 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.

Grupul a prezentat pentru prima dată informații pe segmente în situațiile sale financiare la data de și pentru exercițiul încheiat la data de 31 decembrie 2022, împreună cu informații comparative pentru anii încheiați la 31 decembrie 2021 și 2020. Pentru anii încheiați la 31 decembrie 2021 și 2020, veniturile și profitul înainte de impozitare ale segmentului de furnizare de energie electrică au reprezentat mai puțin de 10% din veniturile totale ale Grupului și, respectiv, profitul înainte de impozitare al Grupului.

Directoratul Societății revizuiește 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. Activele și datoriile totale pe segmente nu sunt incluse în rapoartele de management examinate de Directorat.

Tabelul de mai jos prezintă principalele elemente de venituri si cheltuieli ale segmentelor Grupului pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022 și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

Perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023	**Producerea de energie electrica**	**Furnizarea de energie electrica**	**Total segmente raportabile**	**Eliminări intre segmente**	**Total consolidat**
			(in milioane RON)		
Venituri externe	2.117,1	1.155,0	3.272,1	0,0	3.272,1
Venituri intre segmente	368,1	0,0	368,1	(368,1)	0,0
Venituri ale segmentului	**2.485,1**	**1.155,0**	**3.640,2**	**(368,1)**	**3.272,1**
Profit inainte de impozitare al segmentului	**1.703,6**	**358,1**	**2.061,7**	**0,0**	**2.061,7**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	75,7	1,2	77,0	0,0	77,0
Amortizarea imobilizarilor	(198,2)	(0,0)	(198,2)	0,0	(198,2)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizarilor corporale	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
Energie electrica achizitionata	(43,6)	(423,2)	(466,9)	306,7	160,2
Cheltuieli cu certificatele verzi	0,0	(98,3)	(98,3)	61,4	(36,9)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(155,4)	(2,5)	(157,9)	0,0	(157,9)
Apa uzinata	(163,6)	0,0	(163,6)	0,0	(163,6)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(230,6)	0,0	(230,6)	0,0	(230,6)
Transport si distributie de energie electrica	(16,1)	(234,3)	(250,4)	0,0	(250,4)
Alte cheltuieli	(60,3)	(39,8)	(100,1)	0,0	(100,1)

Perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
			(în milioane RON)		
Venituri externe	2.045,5	446,1	2.491,6	0,0	2.491,6
Venituri intre segmente	158,3	0,0	158,3	(158,3)	0,0
Venituri ale segmentului	**2.203,8**	**446,1**	**2.649,9**	**(158,3)**	**2.491,6**
Profit inainte de impozitare al segmentului	**1.379,5**	**185,3**	**1.564,9**	**0,0**	**1.564,9**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	18,2	0,1	18,4	0,0	18,4
Amortizarea imobilizarilor	(191,9)	(0,0)	(191,9)	0,0	(191,9)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizarilor corporale	33,9	0,0	33,9	0,0	33,9
Energie electrica achizitionata	(40,4)	(154,5)	(195,0)	154,5	(40,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(2,9)	(35,9)	(38,7)	3,8	(35,0)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(128,4)	(1,7)	(130,1)	0,0	(130,1)
Apa uzinata	(110,9)	0,0	(110,9)	0,0	(110,9)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(369,0)	0,0	(369,0)	0,0	(369,0)
Transport si distributie de energie electrica	(9,0)	(65,4)	(74,4)	0,0	(74,4)
Alte cheltuieli	(53,5)	(3,3)	(56,8)	0,0	(56,8)

Anul încheiat la 31 decembrie 2022	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
			(în milioane RON)		
Venituri externe	7.303,0	2.149,0	9.452,0	0,0	9.452,0
Venituri între segmente	854,3	0,0	854,3	(854,3)	0,0
Venituri ale segmentului	**8.157,2**	**2.149,0**	**10.306,2**	**(854,3)**	**9.452,0**
Profit înainte de impozitare al segmentului	**4.911,3**	**506,2**	**5.417,4**	**0,0**	**5.417,4**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	204,7	4,4	209,1	0,0	209,1
Amortizarea imobilizarilor	(772,1)	(0,0)	(772,2)	0,0	(772,2)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(23,9)	0,0	(23,9)	0,0	(23,9)
Energie electrică achiziționată	(582,2)	(937,7)	(1.519,9)	822,8	(697,1)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(34,8)	(179,9)	(214,7)	31,5	(183,2)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(622,2)	(8,5)	(630,7)	0,0	(630,7)
Apă uzinată	(451,0)	0,0	(451,0)	0,0	(451,0)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(671,7)	0,0	(671,7)	0,0	(671,7)
Transport și distribuție de energie electrica	(43,3)	(454,8)	(498,1)	0,0	(498,1)
Alte cheltuieli	(295,8)	(66,2)	(362,0)	0,0	(362,0)

Anul încheiat la 31 decembrie 2021	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
			(în milioane RON)		
Venituri externe	6.070,8	418,5	6.489,3	0,0	6.489,3
Venituri între segmente	229,6	0,0	229,6	(229,6)	0,0
Venituri ale segmentului	**6.300,4**	**418,5**	**6.718,9**	**(229,6)**	**6.489,3**
Profit înainte de impozitare al segmentului	**3.717,2**	**67,6**	**3.784,8**	**0,0**	**3.784,8**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	29,1	(0,0)	29,1	0,0	29,1
Amortizarea imobilizarilor	(760,3)	(0,2)	(760,5)	0,0	(760,5)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(359,3)	0,0	(359,3)	0,0	(359,3)
Energie electrică achiziționată	(90,1)	(222,5)	(312,6)	222,5	(90,1)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(19,8)	(41,0)	(60,9)	7,2	(53,7)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(585,6)	(4,3)	(589,8)	0,0	(589,8)
Apă uzinată	(540,1)	0,0	(540,1)	0,0	(540,1)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(133,4)	0,0	(133,4)	0,0	(133,4)
Transport și distribuție de energie electrica	(49,2)	(61,2)	(110,4)	0,0	(110,4)
Alte cheltuieli	(248,5)	(23,0)	(271,5)	0,0	(271,5)

Anul încheiat la 31 decembrie 2020	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
			(în milioane RON)		
Venituri externe	3.619,1	222,4	3.841,4	0,0	3.841,4
Venituri între segmente	108,0	0,0	108,0	(108,0)	0,0
Venituri ale segmentului	**3.727,1**	**222,34**	**3.949,5**	**(108,0)**	**3.841,4**
Profit înainte de impozitare al segmentului	**1.851,1**	**55,5**	**1.906,6**	**0,0**	**1.906,6**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	32,6	0,0	32,6	0,0	32,6
Amortizarea imobilizarilor	(720,5)	(0,0)	(720,5)	0,0	(720,5)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(106,0)	0,0	(106,0)	0,0	(106,0)
Energie electrică achiziționată	(15,4)	(104,5)	(119,9)	104,5	(15,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi	0,0	(17,5)	(17,5)	3,6	(14,0)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(489,6)	(0,7)	(490,3)	0,0	(490,3)
Apă uzinată	(307,1)	0,0	(307,1)	0,0	(307,1)
Transport și distribuție de energie electrica	(31,9)	(40,9)	(72,8)	0,0	(72,8)
Alte cheltuieli	(310,2)	(0,2)	(310,3)	0,0	(310,3)

Alte cheltuieli raportate de segmente constau în urmatoarele elemente ale situațiilor consolidate ale profitului sau pierderii și altor elemente ale rezultatului global: reparatii, întreținere, materiale și consumabile, pierderi din deprecierea creanțelor comerciale si alte cheltuieli de exploatare.

Veniturile între segmente includ valoarea energiei electrice produse și transferate în cadrul Societății din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) către portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice) în suma de 334,6 milioane RON și 139,4 milioane RON pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022, respectiv de 714,1 milioane RON, 166,6 milioane RON și 104,5 milioane RON pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2022, precum și valoarea certificatelor verzi și energia în echilibrare transferate din segmentul de producere în segmentul de furnizare. Veniturile între segmente pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022 și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022 și 2021 au fost calculate pe baza unei metodologii aprobate de Directorat în 2021, iar pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020 pe baza unei metodologii aprobate de Directorat în 2018. Metodologia folosită pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022 și anii încheiați la 31 decembrie 2022 si 2021 pentru calcularea prețului de transfer între cele două segmente are la baza costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu două luni înaintea lunii de calcul, plus o marjă internă. Metodologia utilizată în 2020 are la baza costul de producere a energiei electrice lunar obținut cu două luni înaintea lunii de calcul, plus o marjă internă.

Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operațiunilor

În continuare sunt prezentați factorii cheie care au avut și este preconizat să continue să aibă un impact asupra rezultatelor operațiunilor Grupului.

Reglementări

Grupul își desfășoară activitatea într-un sector reglementat la scară largă. Producția, tranzacționarea și furnizarea de energie electrică și serviciile de sistem sunt toate supuse unui spectru larg de regimuri de reglementare. A se vedea *„Aspecte referitoare la reglementări"* pentru mai multe informații privind reglementările aplicabile și *„Factori de risc — Riscuri referitoare la activitatea Grupului și industria în care acesta activează — Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului"*. Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 (**„Legea Energiei"**) stabilește cadrul de reglementare pentru societățile care își desfășoară activitatea pe piața energiei electrice din România, incluzând producătorii și furnizorii de energie electrică. Pe lângă mediul intens reglementat în care activează Grupul, Guvernul României are tendința să intervină în mod activ pe piețele de energie, printre altele, cu scopul de a controla prețurile energiei electrice. Societatea are licențele și permisele pentru exploatarea segmentelor de producere și de furnizare, astfel cum a fost detaliat în *"Activitatea Societății — Principalele autorizații"*.

Producție și tranzacționare

În România, producerea de energie electrică este reglementată de Legea Energiei și este supusă reglementării și licențierii din partea ANRE. Licența Societății nr. 332/2001 a fost obținută în 2001 pentru exploatarea

comercială a capacităţilor de producere a energiei, inclusiv pentru furnizarea de servicii de sistem. Licenţa de producere a Societăţii a fost actualizată în 2022 şi va expira la data de 24 iulie 2026 (a se vedea *„Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte privind energia electrică – Licenţe obţinute de Societate pentru participarea la piaţa de energie electrică din România – Producerea de energie"*). Ca producător de energie, Societatea intră sub incidenţa unor numeroase obligaţii, precum respectarea instrucţiunilor de dispecerizare emise de OTS, asigurarea activităţilor de măsurare a energiei electrice, şi respectarea tuturor obligaţiilor referitoare la protecţia mediului şi gospodărirea apelor.

Toate veniturile Grupului generate din producţia şi tranzacţionarea de energie electrică sunt reflectate la vânzarea angro de energie electrică în situaţia consolidată a profitului sau pierderii şi a altor elemente ale rezultatului global.

Istoric, tranzacţionarea energiei produse de Societate a fost realizată pe pieţele angro ale OPCOM, în conformitate cu regulile specifice ale fiecărei pieţe. În general, preţurile aferente acestor tranzacţii au fost stabilite de cererea şi oferta de pe piaţa respectivă. Cu toate acestea, în 2020, Societatea a trebuit să livreze energie electrică pe piaţa reglementată cu un plafon de preţ conform Ordinului ANRE 10/2019. Energia electrică a fost vândută direct către furnizorii de ultimă instanţă, rezultând un preţ plafonat mediu de 109,5 RON/MWh şi o cantitate livrată pe piaţa reglementată de 3.154 TWh.

Prin MACEE, Societatea are în prezent obligaţia de a vinde către OPCOM, în calitate de cumpărător unic, la un preţ fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantităţile sale estimate anuale de energie disponibilă, aprobate de Transelectrica şi comunicate către ANRE; şi (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. Pentru a calcula energia disponibilă, Societatea scade din cantităţile prognozate de energie următoarele: (i) cantităţile de energie care fac obiectul contractelor de vânzare angro şi cu amănuntul în vigoare la data de 11 noiembrie 2022; (ii) cantitatea prognozată de energie necesară pentru echilibrare; şi (iii) energia electrică produsă de active hidroelectrice cu o putere instalată mai mică de 10 MW şi energia electrică produsă de capacităţile eoliene. Pentru mai multe detalii, a se vedea *„Factori de risc–Riscuri referitoare la activitatea Grupului şi industria în care acesta activează–Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenţie a Guvernului pe piaţa energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative şi negative asupra activităţii Grupului"*.

Societatea este, de asemenea, obligată să contribuie la Fondul de Tranziţie Energetică sub forma unei suprataxe pentru producătorii de energie electrică. Această contribuţie este datorată în intervalul 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025 şi se percepe în cazul în care preţul lunar de vânzare a energiei electrice este mai mare de 450 RON/MWh (pentru mai multe detalii, a se vedea *„Descrierea principalelor elemente ale situaţiei veniturilor şi cheltuielilor — Taxa pentru producătorii de energie electrică"*)

Furnizare

Societatea își desfășoară activitățile de furnizare a energiei electrice în baza licenței sale de furnizor final. Licența de furnizare nr. 215/2020 a Societății este valabilă pentru o perioadă de 10 ani cu posibilitatea de a solicita o licență nouă cu cel puțin 60 de zile înainte de expirarea valabilității actualei licențe. Liberalizarea pieței de furnizare a energiei electrice din România a început în 2014, ultima etapă având loc în luna ianuarie 2021, când a fost liberalizată piața de furnizare pentru utilizatorii casnici (ceea ce înseamnă că tarifele de furnizare a energiei electrice au fost liberalizate pentru utilizatorii casnici). Toate veniturile generate de Grup din furnizarea de energie electrică sunt reflectate ca furnizarea de energie electrică consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul) în situația consolidată a profitului sau pierderii și a altor elemente ale rezultatului global. Veniturile din segmentul de furnizare al Grupului includ 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 costurile aferente serviciilor de sistem. De asemenea, Grupul își clasifică veniturile corespunzătoare acestor costuri transferate ca venituri transferate[9]. Următorul tabel prezintă informația în legătură cu veniturile Grupului generate de segmentul de furnizare pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

		Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie	**Pentru anul încheiat la 31 decembrie**		
		2023	**2022**	**2021**	**2020**
Producție totală vândută[10]	TWh	4,5	13,5	16,7	14,6
Achiziție externă[11]	TWh	0,4	1,1	0,6	1,4
Totalul vânzării de energie electrică[12]	**TWh**	**4,8**	**14,7**	**17,4**	**16,0**
Echilibrare[13]	TWh	(0,1)	(0,9)	(0,9)	(0,5)
Vânzarea cu Amănuntul[14]	TWh	(1,5)	(3,7)	(1,0)	(0,6)
Energia produsă vândută[15]	**TWh**	**3,3**	**10,2**	**15,4**	**14,8**
Volumul Furnizat[16]	TWh	1,5	3,7	1,0	0,6
Prețurile de Furnizare (Ex-Transfer)[17]	RON / MWh	556,4	414,4	310,0	262,0
Venituri din Furnizarea de Energia Livrată[18]	**RONm**	**822,4**	**1.522,8**	**319,0**	**164,0**
Venit Transferat Ajustat[19]	**RONm**	**332,6**	**626,2**	**99,5**	**58,4**
Transfer Ajustat %[20]	%	40%	41%	31%	36%
Venit din energia electrică furnizată către consumatori finali (vânzarea cu amănuntul)	**RONm**	**1.155,0**	**2.149,0**	**418,5**	**222,4**

Prin OUG 119/2022 a fost stabilit un plafon al prețului energiei electrice aplicabil consumatorilor, după cum urmează: (i) în cazul consumatorilor casnici de energie electrică, printre alte criterii, în funcție de perioada de consum, consumul lunar, dacă se utilizează echipamente medicale, situația socială, între 0,68 RON/kWh și 1,3 RON/kWh; (ii) în cazul consumatorilor noncasnici, printre alte criterii, în funcție de încadrarea

[9] **„venituri transferate"**: veniturile încasate de Grup pentru a acoperi toate costurile transferate care au fost facturate Grupului de către beneficiarii lor respectivi. La rândul său, Grupul a facturat aceste costuri (în numele beneficiarilor lor) către consumatorii finali ai Grupului, împreună cu veniturile obținute din certificatele verzi pe care Grupul le-a generat intern și din energia livrată (pentru care Grupul este beneficiar).

[10] **„Producție totală vândută"** reprezintă volumul de energie electrică produsă de grup din sursele sale hidro și eoliene și vândută, *mai puțin* energia electrică pe care Grupul a consumat-o pe plan intern.

[11] **"Achiziție externă"** reprezintă volumul de energie electrică achiziționat de Grup de la părți terțe.

[12] **"Totalul vânzării de energie electrică"** reprezintă volumul total de energie electrică vândut de Grup pe toate piețele, incluzând piețele angro, cu amănuntul și de echilibrare.

[13] **"Echilibrare"** reprezintă volumul de energie electrică vândut de Grup pe piața de echilibrare.

[14] **"Vânzarea cu Amănuntul"** reprezintă volumul de energie electrică vândut de Grup către consumatori finali în cadrul segmentului de furnizare.

[15] **"Energia produsă vândută"** reprezintă volumul de energie electrică vândut de Grup în afară de Echilibrare și Vânzarea cu Amănuntul.

[16] **"Volumul Furnizat"** reprezintă volumul de energie pe care Grupul l-a livrat și facturat către consumatorii finali.

[17] **"Prețurile de Furnizare (Ex-Transfer)"** reprezintă prețul pentru volumul energiei electrice pe care Grupul l-a livrat și facturat către consumatorii finali.

[18] **"Venituri din Furnizarea de Energie Livrată"** reprezintă veniturile generate de Grup din energia electrică livrată și facturată către consumatorii finali.

[19] **"Venit Transferat Ajustat"** reprezintă orice venituri pe care Grupul le-a generat în segmentul său de furnizare, altele decât veniturile din furnizare. Veniturile Transferate Ajustate constau în venituri de transfer, precum și în veniturile rezultate din certificatele verzi generate de Grup pe plan intern.

[20] **"Transfer Ajustat %"** reprezintă Venitul Transferat Ajustat în procente din Totalul Veniturilor din Furnizare

consumatorului ca întreprindere mică şi mijlocie, dacă este operator economic din domeniul industriei alimentare, dacă este autoritate sau instituţie publică locală, spital public sau privat etc., între 1 RON/kWh şi 1,3 RON/kWh. Se anticipează ca aceste măsuri de protecţie să se aplice până la data de 31 martie 2025. A se vedea *„Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte privind energia – Piaţa energiei din România – Furnizarea de energie electrică – Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării preţurilor la energia electrică"*.

Deoarece Societatea este şi producător de energie, obligaţiile sale de furnizare sunt îndeplinite, în general, prin transferarea energiei produse în cadrul segmentul de producţie către segmentul de furnizare prin intermediul unei proceduri interne. Pentru mai multe detalii în legătură cu metodologia Societăţii pentru calcularea veniturilor între segment a se vedea *„Segmente operaţionale"*. Cu toate acestea, în cazul în care Societatea are nevoie de energie electrică suplimentară pentru segmentul de furnizare, pe baza licenţei de furnizare, Societatea poate achiziţiona cantitatea de energie electrică necesară de pe piaţă.

Servicii de sistem

Piaţa serviciilor de sistem este piaţa de energie pe care se tranzacţionează serviciile de echilibrare (cu excepţia acelor servicii de sistem care asigură stabilitatea frecvenţei). Un serviciu de sistem poate fi orice serviciu necesar pentru funcţionarea sistemelor de transport sau de distribuţie, inclusiv serviciile de echilibrare şi serviciile de sistem, cu excepţia serviciilor de stabilitate a frecvenţei, dar neincluzând gestionarea congestiilor. Toate veniturile Grupului din serviciile de sistem sunt reflectate în rubrica de venituri din serviciile de sistem.

OTS poate achiziţiona servicii de sistem, de capacitate şi de energie electrică de la toţi participanţii la piaţă care îndeplinesc cerinţele tehnice necesare, inclusiv de la Societate, de la clienţii dispecerizabili, de la operatorii de instalaţii de stocare a energiei şi de la agregatori, pe baza unei proceduri transparente, nediscriminatorii şi bazate pe regulile pieţei, aprobată de ANRE. OTS derulează proceduri competitive pentru serviciile de sistem, achiziţionându-le la tarife stabilite pe baza calculelor efectuate în conformitate cu reglementările ANRE.

Certificate verzi

Schema de sprijin prin certificate verzi din România a fost adoptată pentru a stimula producerea de energie electrică din surse de energie regenerabile. Certificatele verzi pot fi acordate centralelor hidroelectrice cu o capacitate instalată de până la un maxim de 10 MWh, precum şi parcurilor eoliene şi altor tehnologii regenerabile. Numărul de certificate verzi pe care un producător este îndreptăţit să îl primească depinde de tipul şi vârsta centralelor electrice.

Parcul eolian al Societăţii, cu o putere instalată de 108 MW situat în judeţul Constanţa, România („**Crucea Wind Farm**") primeşte 0,75 certificate verzi pentru fiecare 1 MWh livrat în reţea din capacităţile eoliene până în 2029. Societatea primeşte de asemenea un număr mic de certificate verzi pentru unele dintre microhidrocentralele sale. Pentru mai multe detalii privind certificatele verzi, a se vedea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Licenţe obţinute de Societate pentru participarea la piaţa de energie electrică Română — Producerea de energie — Schema de sprijin prin certificate verzi"*. Aceste certificate sunt ulterior vândute pe pieţele specializate administrate de OPCOM către furnizori de energie electrică obligaţi prin lege să obţină un anumit număr de certificate în fiecare an pentru a îşi îndeplini obligaţiile în legătură cu energia regenerabilă. Societatea poate să îşi transfere şi îşi transferă certificatele verzi din portofoliul de generare în cel de furnizare, care sunt apoi incluse drept costuri transferate percepute clienţilor finali, în timp ce restul de certificate pot fi vândute pe pieţele OPCOM. Acest lucru înseamnă că, în cazul în care cererea de certificate verzi pe piaţă nu este suficient de mare, Societatea îşi poate transfera certificatele verzi în portofoliul său de furnizare.

Condiţii hidrologice şi alte condiţii meteorologice şi climatice

Rezultatele operaţiunilor Grupului sunt direct afectate de condiţiile hidrologice, precum precipitaţii, evaporare, infiltrare, scurgere de suprafaţă, refacerea pânzei freatice şi acumularea de apă în sistemele naturale, care influenţează cantitatea de apă cu care sunt alimentate râurile sau lacurile de acumulare din arealul de captare al centralelor hidroelectrice. Aceste condiţii pot fi supuse unor variaţii semnificative. Grupul deţine 182 de centrale hidroelectrice şi cinci staţii de pompare în şapte sucursale de pe întreg teritoriul României. Toate centralele hidroelectrice ale Grupului sunt dependente de condiţiile hidrologice prevalente în regiunile unde sunt amplasate sucursalele respective. În special, debitele mai ridicate conduc la o producţie de energie electrică mai mare, în timp ce debitele reduse au drept rezultat o producţie de energie electrică mai mică, în fiecare caz fără impact asupra cheltuielilor operaţionale ale Grupului. Drept urmare, fluctuaţiile debitelor apelor au, în general, un impact direct asupra veniturilor Grupului din vânzarea de

energie electrică şi din furnizarea de energie electrică către utilizatorii finali. Impactul condiţiilor hidrologice este mai evident în cazul centralelor hidroelectrice pe firul apei, faţă de centralele hidroelectrice cu acumulare (a se vedea *„Activitatea Societăţii — Activitate şi operaţiuni — Producerea de energie electrică"*). Utilizarea atât a centralelor hidroelectrice pe firul apei, cât şi a centralelor hidroelectrice cu acumulare permite Societăţii să aibă o abordare flexibilă în ceea ce priveşte vânzarea energiei electrice pe piaţa angro şi pe piaţa de furnizare, adaptându-se pentru a îşi îndeplini obligaţiile contractuale şi, în acelaşi timp, furnizând servicii de sistem către OTS. Grupul utilizează de asemenea furnizori terţi pentru prognozarea energiei hidroelectrice, ceea ce îi oferă o vizibilitate a condiţiilor de trei luni în avans, cu câteva grade de incertitudine. În plus, centralele hidroelectrice ale Grupului sunt expuse la probleme legate de condiţiile meteorologice, precum secetă, temperaturi sau furtuni extreme, vânt puternic, descărcări electrice şi grindină. Astfel de condiţii meteorologice severe pot avaria instalaţiile Grupului şi pot întrerupe operaţiunile Grupului, conducând la cheltuieli mai mari cu mentenanţa şi reparaţiile (aferente avariilor pe care aceste condiţii le pot cauza centralelor şi echipamentelor hidroelectrice), precum şi la venituri diminuate din vânzarea de energie electrică. A se vedea *„Factori de risc — Riscuri referitoare la activitatea Grupului şi industria în care acesta activează — Producţia de energie electrică de către Grup şi cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condiţiilor climatice care ar putea să fie independente de voinţa Grupului. Totodată, schimbările climatice şi episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producţie ale Grupului (puse în funcţiune şi planificate a fi puse în funcţiune"*.

În general, în baza datelor statistice, cel mai mare aflux de apă se înregistrează în lunile martie, aprilie, mai şi iunie datorită topiri zăpezii. În timpul acestor luni, centralele hidroelectrice ale Grupului, în special centralele pe firul apei, produc mai multă energie electrică faţă de restul anului. La nivel istoric, deşi condiţiile hidrologice din România au cunoscut variaţii, diversificarea geografică a portofoliului de producţie al Grupului a redus în parte volatilitatea, indusă hidrologic, activităţilor de producere. Producţia brută a Grupului de energie electrică din sursele sale hidroenergetice şi eoliene (fără a exclude electricitatea consumată la nivel intern în interiorul Grupului) a fost de 13,9 TWh, 17,1 TWh şi, respectiv, 15,0 TWh în anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020; media de 10 ani pentru producţia brută de energie hidroelectrică în intervalul 2013-2022 a fost de 15,9 TWh pe an.

Şi rezultatele operaţiunilor Grupului sunt, într-o anumită măsură, influenţate de condiţiile de vânt, precum viteza şi direcţia acestuia. Grupul deţine un parc eolian (Crucea Wind Farm) situat în judeţul Constanţa, România. Condiţiile eoliene pot impacta coeficienţii de încărcare atinşi de Crucea Wind Farm, şi astfel capacitatea sa de generare a electricităţii. În cadrul planului său de diversificare şi dezvoltare a surselor de energie regenerabilă, Grupul intenţionează să îşi majoreze capacitatea eoliană şi să dezvolte capacităţi solare, investind în parcuri eoliene onshore şi offshore şi în parcuri fotovoltaice. Producţia de energie generată de aceste parcuri eoliene şi fotovoltaice ar putea depinde de condiţiile de vânt şi solare. Chiar dacă prognozele pe termen lung ale Grupul cu privire la aceste condiţii sunt evaluate corect, condiţiile de vânt şi solare efective ar putea să fluctueze de-a lungul oricărui an şi să se abată de la coeficienţii de încărcare medii pe termen lung, provocând o volatilitate de generare semnificativă a performanţelor parcurilor eoliene şi fotovoltaice ale Grupului.

Preţurile energiei electrice

Rezultatele operaţiunilor Grupului resimt şi efectele preţurilor la care Grupul îşi vinde energia electrică din portofoliile sale de tranzacţionare şi furnizare. Preţurile de piaţă ale energiei electrice depind de cererea şi oferta de energie electrică.

În cazul portofoliului său de tranzacţionare a energiei electrice, Societatea este nevoită în temeiul OUG 153/ 2022 să vândă prin MACEE între 1 ianuarie 2023 şi 31 martie 2025, la un preţ fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantităţile sale estimate anuale de energie disponibilă, astfel cum acestea au fost comunicate către Transelectrica şi aprobat de către ANRE; şi (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. De asemenea, prin intermediul licitaţiilor MACEE organizate lunar, Societatea vinde energia sa disponibilă lunară estimată şi revizuită către OPCOM, în calitate de cumpărător unic, la un preţ de 450 RON/MWh. Societatea poate vinde de asemenea cantitatea rămasă pe PZU şi pe piaţa intrazilnică la preţurile pieţei libere. În anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020, Grupul a obţinut venituri din vânzarea de energie electrică pe piaţa angro în valoare de 6.960,8 milioane RON, 5.629,0 milioane RON şi, respectiv, 3.269,7 milioane RON. Preţurile de piaţă ale energiei electrice pe PZU şi pe piaţa intrazilnică depind de cererea şi oferta de energie electrică. Cererea de energie electrică, măsurată prin consum, creşte de obicei în lunile de iarnă, ca urmare a necesităţilor de încălzire, şi în lunile de vară, pe fondul utilizării instalaţiilor de aer condiţionat. Pe deasupra, cererea de energie electrică este, în general, mai mare în timpul orelor de program din timpul zilei şi cu o durată mai lungă în perioada lunilor de toamnă şi iarnă din cauza orelor de lumină naturală mai puţine. Preţurile de piaţă ale energiei electrice

reflectă, de asemenea, mixul național de producere a energiei și poziționarea centralelor hidroelectrice în ordinea de merit. Prețurile energiei electrice pe piața spot sunt, în general, determinate de centralele electrice marginale (centrale termoelectrice pe bază de gaze și/sau cărbune), care acoperă diferența de cerere neacoperită de sarcina de bază sau de centralele electrice care produc energie din surse regenerabile. În timpul lunilor de primăvară, prețurile energiei electrice scad în general, datorită creșterii ofertei de energie electrică (pondere crescută în producerea de energie electrică a centralelor hidroelectrice) și a scăderii cererii de energie electrică. Deoarece Grupul a încheiat contracte de vânzare a energiei electrice cu aproximație între unu și doi ani înainte de data efectivă de livrare pe baza prognozei sale referitoare la producția de energie, Grupul este expus la riscul de fluctuație a prețurilor pe piață atunci când producția efectivă de energie electrică a Grupului este mai mică decât cantitatea de energie pe care Grupul este obligat să o livreze și, astfel, poate fi forțat să cumpere energie electrică pe PZU prin intermediul unor CCEE bilaterale la prețuri de piață pentru a își respecta obligațiile contractuale. A se vedea *„Factori de risc — Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficace în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale"*.

Pentru portofoliul său de furnizare, Grupul vinde consumatorilor finali energie electrică la prețuri aflate sub rezerva reglementărilor care plafonează prețul. A se vedea *„Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Furnizarea de energie electrică — Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică"*. În anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, Grupul a obținut venituri în valoare de 2.149,0 milioane RON, 418,5 milioane RON și, respectiv, 222,4 milioane RON din portofoliul său de furnizare. Prețurile de piață ale energiei electrice furnizate consumatorilor finali depind și de cererea sau oferta de energie electrică, precum și de mixul național de producere a energiei și de poziția centralelor hidroelectrice în ordinea de merit. Deoarece Grupul transferă cu regularitate energia electrică produsă de acesta în portofoliul său de furnizare în loc de a achiziționa energie electrică de pe piețele angro, expunerea Grupului la riscul de volatilitate a prețurilor energiei electrice și la un dezechilibru între prețurile angro și prețurile cu amănuntul aferente portofoliului său de furnizare este limitată.

Condițiile macroeconomice în România

Toate operațiunile Grupului se desfășoară în România, iar, în perioadele analizate, toate veniturile Grupului au fost obținute în mod substanțial din vânzări în România. Condițiile macroeconomice pot avea un impact asupra PIB-ului României și, astfel, pot avea o influență semnificativă asupra performanțelor Grupului. Acest lucru poate, la rândul său, să afecteze consumul de energie electrică de către consumatorii industriali și casnici din România. Modificările structurale ale economiei României pot facilita o cerere mai mare pentru energia electrică pe care Grupul o produce în instalațiile sale. Creșterea gradului de industrializare are drept efect sporirea consumului de energie electrică al consumatorilor industriali, ceea ce, pe cale de consecință, majorează cererea generală de energie electrică. În plus, dezvoltarea condițiilor macroeconomice în România influențează consumul și veniturile disponibile ale populației, ceea ce sporește și mai mult cererea de energie electrică. Așadar, modificarea PIB-ului și PIB-ului pe cap de locuitor poate influența cererea de energie electrică, deoarece aceste schimbări au efecte asupra sumelor de bani pe care oamenii sunt dispuși să le cheltuiască pentru energie electrică. Pe deasupra, condițiile macroeconomice pot, de asemenea, să afecteze cursurile de schimb, prețurile pe piața internă și inflația, fiecare dintre acestea având un impact asupra cheltuielilor financiare și operaționale ale Grupului. A se vedea secțiunea *„Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe"* pentru mai multe informații asupra condițiilor macroeconomice din România. Nivelurile ridicate ale inflației au tendința de a crește cheltuielile Grupului, în special cele cu salariile, tarifele pentru apă, stocurile și, într-o măsură mai mică, proiectele de investiții, care sunt indisolubil legate de nivelurile generale ale prețurilor în România.

Condițiile recesioniste pot, de asemenea, să crească numărul de incidente de neplată sau de întârzieri la plată din partea clienților Grupului și să împiedice Grupul să atragă noi clienți. A se vedea *„Factori de risc — Riscuri macroeconomice și geopolitice cu impact asupra Grupului."*

Proiecte de retehnologizare și modernizare

Grupul se află într-un proces de retehnologizare și modernizare a centralelor sale hidroelectrice existente în vederea prelungirii ciclului lor de viață. A se vedea *„Activitatea Societății — Activitate și operațiuni — Proiecte de retehnologizare și modernizare"*. Grupul intenționează să își continue planul de creștere care vizează dezvoltarea capacităților de producere a energiei electrice din surse regenerabile prin executarea acestor proiecte de retehnologizare și modernizare, în același timp realizând noi centrale hidroelectrice și extinzându-se în domeniul energiei eoliene și solare, și, prin urmare, anticipează angajarea de costuri pentru aceste proiecte. Deși Grupul are un plan de creștere diversificat, strategia acestuia este să acorde prioritate

proiectelor de retehnologizare şi modernizare, deoarece costurile cu aceste proiecte sunt mai mici decât cele cu realizarea de noi centrale hidroelectrice. În plus, fluxul de venituri în cazul proiectelor de retehnologizare şi modernizare începe cu mult înainte de finalizarea acestora, ceea ce nu se poate spune despre proiectele de realizare a unor noi centrale hidroelectrice.

Grupul anticipează costuri cu executarea proiectelor înregistrate drept cheltuieli semnificativ mai mari în anii următori, din cauza planului său de investiţii în raport cu nivelurile istorice.

Tarifele pentru apă

Structura de costuri a Grupului în ceea ce priveşte producţia de energie electrică depinde de tarifele pentru apă, care sunt supuse inflaţiei (a se vedea *„Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operaţiunilor—Condiţiile macroeconomice în România"*). Tarifele pentru apă sunt taxe aferente apei folosite de centralele hidroelectrice ale Grupului pentru a produce energie electrică şi sunt reflectate ca apă uzinată în situaţiile de profit sau pierdere sau a altor elemente ale rezultatului global. ANAR stabileşte anual taxa per mia de metri cubi de apă utilizată, pe baza indicelui de consum. În anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020, taxa a fost de 1,23 RON, 1,17 RON şi, respectiv, 1,12 RON per mia de metri cubi. Taxa a fost majorată la 1,40 RON per mia de metri cubi pentru anul 2023. În termen de şase luni de la introducerea tarifelor pentru apă, Societatea a avut obligaţia de a instala echipamente speciale pentru a contoriza cu precizie apa care curge prin unităţile sale de producere a energiei electrice în scopul calculării taxelor pentru apa uzinată (metoda directă) Cu toate acestea, neinstalând aceste echipamente, Societatea a fost supusă, până în prima parte a anului 2023, metodei indirecte de calcul a taxei pentru apa uzinată (adică cantitatea maximă de apă care ar putea trece prin unităţile de producere de energie (în loc de debitul efectiv de apă) înmulţită cu durata de funcţionare a unităţilor). Recent, în data de 31 mai 2023, a fost adoptată Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului nr 52/2023 care a adus modificări asupra contribuţiei percepute de ANAR pentru apa uzinată, stabilind noul tarif la 37 RON/MWh produs şi renunţând la indexarea anuală aferentă aplicării indicelui anual al preţurilor de consum, prevăzută în legislaţia precedentă (pentru mai multe detalii, a se vedea secţiunea *"Factorii de risc„ — Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată"*).

Caracterul sezonier

Activitatea Grupului este supusă fluctuaţiilor sezoniere. De exemplu, producţia de energie hidroelectrică variază în funcţie de condiţiile hidrologice şi de alte condiţii meteorologice şi climatice apărute pe parcursul anului şi tinde în mod obişnuit să fie la cel mai ridicat nivel din martie până în iunie şi la cel mai mic nivel în septembrie. În timpul perioadei care începe în martie şi se termină în iunie, Grupul produce cantităţi mai mari de energie electrică şi, drept urmare, obţine venituri mai mari la un anumit preţ. Şi preţurile de pe piaţa nereglementată fluctuează în funcţie de cererea şi oferta de pe piaţă. Cererea tinde să fie la cel mai ridicat nivel în lunile de iarnă şi vară şi la cel mai scăzut nivel în lunile de primăvară şi toamnă.

Producţia mai mare de energie electrică în timpul primăverii, datorată debitelor mai mari de apă, este, în general, contrabalansată parţial de preţurile mai mici de pe piaţa spot de energie electrică, din cauza cererii reduse de energie electrică din lunile de primăvară şi cererii mai mari în lunile de toamnă şi iarnă. Prin urmare, Grupul tinde să obţină profituri mai mari în lunile de primăvară şi vară, din martie până în iulie.

Politici contabile semnificative şi utilizarea raţionamentelor şi estimărilor

Politicile contabile semnificative ale Societăţii sunt indicate în Nota 6 la Situaţiile Financiare Consolidate Auditate, iar utilizarea raţionamentelor şi estimărilor de către Grup este descrisă în Nota 4 la Situaţiile Financiare Consolidate Auditate. Întocmirea Situaţiilor Financiare Consolidate Auditate necesită elaborarea de raţionamente şi estimări de către conducerea Grupului care afectează aplicarea politicilor contabile ale Grupului şi valoarea raportată a activelor, datoriilor, veniturilor şi cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări. Estimările şi ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute în perioadele viitoare.

Conducerea Grupului a identificat mai jos raţionamente şi estimări pe care le consideră esenţiale în elaborarea informaţiilor financiare ale Grupului.

Contract de concesiune

Ministerul a concesionat Societăţii amenajările hidroenergetice (precum baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) şi terenurile pe care sunt amplasate acestea (**„Bunuri din Domeniul Public"**) în baza Contractului de Concesiune (a se vedea *„Activitatea Societăţii — Contracte semnificative — Contract de*

concesiune"). Contractul de Concesiune prevede trei tipuri de bunuri: (1) Bunuri din Domeniul Public, (2) bunuri de preluare şi (3) bunuri proprii.

Grupul a concluzionat că Contractul de Concesiune nu se află în sfera de aplicabilitate a IFRIC 12 (Acorduri de concesiune a serviciilor), deoarece Ministerul nu reglementează cui sau la ce preţ trebuie să presteze astfel de servicii Societatea. Grupul a concluzionat că mecanismul de fixare a preţului introdus de Guvernul României începând cu 1 ianuarie 2023 (a se vedea „*Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piaţa energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienţilor finali din sectorul energiei electrice şi al gazelor naturale asupra producţiei de energie electrică — OUG 192/2022*") nu afectează această concluzie, deoarece mecanismul este temporar şi se aplică numai unei părţi a producţiei. Grupul recunoaşte redevenţa aferentă Contractului de Concesiune în alte cheltuieli de exploatare ale Grupului.

Leasing şi retehnologizarea bunurilor de retur

Prin aplicarea IFRS 16 (Contracte de leasing), Grupul a concluzionat că Contractul de Concesiune conţine un leasing, deoarece Ministerul Energiei a transferat Societăţii dreptul de a controla Bunurile din Domeniul Public în schimbul unei redevenţe. Prin urmare, Grupul stabileşte valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare şi valoarea datoriei privind leasingul aferente acestui Contract de Concesiune ca fiind 0, deoarece plăţile viitoare de leasing sunt variabile şi depind de veniturile obţinute de Societate, redevenţa fiind calculată ca procent din venituri.

Grupul a concluzionat că retehnologizările efectuate asupra Bunurilor din Domeniul Public reprezintă modernizări ale activelor concesionate în regim de leasing pentru care Grupul are calitatea de „proprietar contabil", deoarece aceste modernizări au servit intereselor Grupului, în calitate de locatar, de utilizare a activelor concesionate în regim de leasing.

Unităţi generatoare de numerar

Grupul a concluzionat că activele aferente centralelor hidroelectrice (cu excepţia parcului eolian şi a obiectivelor de investiţii aferente activelor hidroelectrice cu funcţii complexe sau multiple) reprezintă o singură unitate generatoare de numerar. Totodată, Grupul a concluzionat că parcul eolian este o singură unitate generatoare de numerar distinctă şi că fiecare obiectiv de investiţii aferent activelor hidroenergetice cu funcţii complexe sau multiple reprezintă unităţi generatoare de numerar distincte.

Obligaţii de dezafectare

Societatea are obligaţia de a efectua o procedură de postutilizare sau o procedură de abandonare, după caz, a barajelor (inclusiv a barajelor, centralelor hidroelectrice şi a ecluzelor) pe care le exploatează Grupul, în conformitate cu Ordinul Ministerului Apelor şi Mediului nr. 119 din 11 februarie 2002. Societatea trebuie să efectueze (1) procedura de postutilizare când un baraj şi-a îndeplinit stagiul normal de funcţionare, dar poate fi folosit în alte scopuri decât cele pentru care a fost realizat sau (2) procedura de abandonare când un baraj finalizat sau nefinalizat, cu sau fără durata de viaţă depăşită, (i) nu mai poate fi ţinut în funcţiune sau trecut prin procedurile de postutilizare din cauza imposibilităţii tehnice sau unor costuri exagerat de mari şi (ii) reprezintă un potenţial pericol pentru populaţie şi mediu. Grupul consideră că abandonarea este necesară numai în situaţii extreme, când barajele devin un risc inacceptabil cu efect asupra mediului şi populaţiei.

De asemenea, Grupul estimează că, până la terminarea Contractului de Concesiune, este improbabilă apariţia unor situaţii care să necesite trecerea în postutilizare sau abandonare a barajelor, având în vedere durata de viaţă îndelungată a acestora, care se poate extinde semnificativ peste 100 de ani prin mentenanţă şi îmbunătăţiri. În consecinţă, Grupul recunoaşte provizioane pentru dezafectare numai în momentul în care conducerea Grupului a luat decizia de abandonare a unui activ sau de trecere în postutilizare sau nu are altă alternativă reală decât să procedeze astfel înainte de finalul Contractului de Concesiune. Provizioanele sunt recunoscute în baza costurilor rezultate din documentaţiile tehnice întocmite de specialişti în domeniu angajaţi de către Grup.

Contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice

Grupul a concluzionat că contractele sale de vânzare-cumpărare a energiei electrice pentru perioadele supuse evaluărilor nu intră în sfera de aplicare a IFRS 9 (Instrumente financiare), deoarece Grupul a concluzionat că aceste contracte intră sub incidenţa excepţiei aferente utilizarii proprii potrivit IFRS 9 datorită următorilor factori: (1) Grupul este producător de energie electrică şi singura sa intenţie şi singurul său scop este să vândă întreaga cantitate de energie electrică produsă; (2) contractele de vânzare la termen sunt încheiate cu intenţia unică de a livra energia electrică produsă; (3) Grupul nu acţionează ca broker sau dealer de energie

electrică; (4) tranzacțiile de vânzare-cumpărare pe piețele spot (piața pentru ziua următoare, piața intrazilnică și piața de echilibrare) sunt încheiate exclusiv în scopul îndeplinirii propriei responsabilități și necesități a Grupului în ceea ce privește echilibrarea; (5) în 2020, Grupul a început să fie activ în sectorul de furnizare a energiei electrice; și (6) Grupul a utilizat în mod limitat contracte la termen de vânzare-cumpărare a energiei electrice, al căror scop a fost să acopere necesitățile legate de angajamentele contractuale referitoare la livrările către consumatorii finali.

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Începând cu 1 noiembrie 2021, Guvernul României a introdus o nouă taxă aplicată producătorilor de energie electrică în cotă de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și în cotă de 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) din prețul lunar mediu net de vânzare care depășește valoarea de 450 RON/MWh (a se vedea *„Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte privind energia – Piața energiei din România – Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică"*). Grupul a concluzionat că această taxă este o impunere care se încadrează în prevederile IFRIC 21 (Cotizatii) și nu în cele ale IAS 12 (Impozitul pe profit).

Descrierea principalelor elemente ale situației veniturilor și cheltuielilor

Mai jos este prevăzută o scurtă descriere a componenței anumitor elemente ale situației consolidate a situațiilor consolidate ale profitului sau pierderii și altor elemente ale rezultatului global. Această descriere trebuie interpretată în coroborare cu politicile contabile semnificative prevăzute în alte părți ale prezentei secțiuni și în nota explicativă 6 la Situațiile Financiare Consolidate Auditate.

Venituri: acestea constau în

- **vânzarea angro a energiei electrice**, care include vânzarea de energie electrice produse pe baza contractelor forward cu furnizorii și traderii de energie electrică, pe piața spot (PZU) către operatorul pieței (OPCOM) și pe piața de echilibrare către operatorul de sistem (Transelectrica);
- **furnizarea de energie electrică consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul)**, care include tarifele de transport și distribuție, care sunt furnizate de operatorii de transport și distribuție și facturate către Grup, precum și cheltuielile cu certificate verzi obligatorii, care sunt facturate de Grup consumatorilor finali;
- **servicii de sistem**, care constau in punerea la dispoziție de către Grup a unei capacități de producție convenite către operatorul de sistem (Transelectrica), care folosește serviciile în procesul de echilibrare a sistemului energetic;
- **vânzari de certificate verzi**, care includ vânzările pe piața spot a acestor certificate obținute prin schema de suport de către Crucea Wind Farm; și
- **servicii de mentenanță**, care includ serviciile prestate de Hidroserv către terțe părți.

Alte venituri: reprezintă venituri din subvenții, câștig din achizitii de întreprinderi în condiții avantajoase, despăgubiri, amenzi și penalități de la furnizori și alte venituri.

Apa uzinată: reprezintă apa utilizată de centralele hidroelectrice pentru a produce energie electrică. (pentru mai multe detalii, a se vedea *„Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operațiunilor — Tarifele pentru apă"*)

Cheltuieli cu beneficiile angajaților: reprezintă planuri de beneficii determinate, alte beneficii pe termen lung ale salariaților, salarii, contribuții de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte cheltuieli.

Transport și distribuția de energie electrică: reprezintă tarife reglementate pentru transportul energiei electrice și distribuția energiei electrice, în principal în legătură cu activitățile de furnizare, unde aceste tarife sunt refacturate către consumatorii finali.

Energie electrică achiziționată: reprezintă energia achiziționată de Grup în principal pentru a compensa deficitul dintre energia electrică contractată la vânzare și energia electrică efectiv produsă.

Cheltuieli cu certificatele verzi: reprezintă costul certificatelor verzi achiziționate pentru activitățile de furnizare care sunt refacturate către consumatorii finali.

Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale: reprezintă deprecierea imobilizărilor corporale (constând în principal în centrale hidroelectrice, stații de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum și

hidroagregate, echipamente şi instalaţii şi turbine eoliene), active privind dreptul de utilizare a activelor închiriate (care constau în principal în terenuri, clădiri şi echipamente) şi amortizarea imobilizărilor necorporale.

Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale: reprezintă ajustările de valoare în principal a activelor în curs de execuţie. Pentru anii încheiaţi la 31 decembrie 2021 şi 2022, şi rezultatele reevaluarii imobilizărilor corporale care afectează situaţiile profitului sau pierderii şi altor elemente ale rezultatului global au fost incluse în calcul.

Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale: o ajustare de depreciere pentru pierderile de credit preconizate (ECL) în legătură cu activele financiare evaluate la costul amortizat şi activele aferente contractelor cu clienţii.

Reparaţii, întreţinere, materiale şi consumabile: reprezintă în principal piesele de schimb şi mentenanţa echipamentelor şi construcţiilor aparţinând Societăţii.

Taxa pentru producătorii de energie electrică: reprezintă o nouă taxă, introdusă de guvern în 2021, fiind aplicabilă producătorilor de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) şi 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre preţul mediu net lunar de vânzare si pretul de 450 RON pe MWh. Preţul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare de energie electrică ale segmentului de producere de energie electrica minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziţionata, tarifele de administrare a pieţei şi tarifele de tranzacţionare.

Alte cheltuieli de exploatare: reprezintă mişcări în provizioane, taxe şi impozite locale, pază, sponsorizări, servicii profesionale, servicii în legătură cu investiţiile abandonate, contribuţia către ANRE, câştiguri sau pierderi din cedarea de imobilizări corporale.

Venituri financiare: reprezintă venituri din dobânzi şi alte venituri financiare, ca, de exemplu, penalităţi legate de contractele cu clienţii.

Cheltuieli financiare: reprezintă cheltuieli cu dobânzile, actualizarea provizioanelor pe termen lung, câştig net/(pierdere netă) din diferenţe de curs valutar şi ale cheltuieli financiare.

Evoluţii şi tendinţe recente

Începând cu 31 martie 2023, cele mai importante evoluţii care au un impact asupra activităţii şi rezultatelor Grupului, precum şi asupra operaţiunilor sunt următoarele:

- În data de 22 februarie 2023, Grupul a fost anunţat drept câştigător al procedurii de vânzare directă a liniilor de afaceri ale platformei ABC şi Calnicel, care sunt proprietatea UCM Resita S.A. Grupul şi UCM Resita S.A. nu au semnat încă un contract de vânzare-cumpărare în legătură cu liniile de afaceri, dar se aşteaptă această semnare să aibă loc până la finalul anului 2023. Valoarea tranzacţiei este de 67,9 milioane RON.
- În data de 15 martie 2023, Adunarea Generală a Acţionarilor a aprobat un joint venture între Societate şi Masdar pentru înfiinţarea unei societăţi mixte (fie ca o societate cu răspundere limitată, fie ca o societate pe acţiuni) în Bucureşti, România. Scopul societăţii mixte este de a dezvolta, investi, construi şi exploata proiecte de energie regenerabilă, concentrându-se exclusiv pe parcuri fotovoltaice plutitoare şi parcuri eoliene offshore fixe şi plutitoare, în România. Fiecare dintre Societate şi Masdar va deţine 50% din joint venture. Pentru mai multe detalii, a se vedea *„Activitatea Societăţii* — Contracte semnificative — *Asocierea în participaţiune cu Abu Dhabi Future Energy Company-PJSC- Masdar (EAU) („Masdar")"*.
- În data de 28 aprilie 2023, Adunarea Generală a Acţionarilor a aprobat distribuirea: (1) dividendelor în valoare de 3.914,4 milioane RON din profiturile anului încheiat la 31 decembrie 2022, reprezentând 90% din profitul net anual individual distribuibil din acelaşi an; şi (2) dividende distribuite din rezultatul reportat reprezentând rezerva din reevaluare amortizată şi transferată în valoare de 435,0 milioane RON din situaţiile financiare de sine stătătoare ale Societăţii. Dividendele în valoare de 3.914,4 milioane RON şi de 435,0 milioane RON sunt programate să fie plătite în data de 16 iunie 2023 şi, respectiv, 29 septembrie 2023, către acţionarii care deţineau această calitate la data de 28 aprilie 2023.
- În data de 31 mai 2023, Guvernul României a adoptat Ordonanţa de Urgenţă nr 52/2023 care a adus modificări asupra contribuţiei percepute de ANAR pentru apa uzinată, stabilind o nouă modalitate de cuantificare a acesteia, respectiv un nou tarif de 37 RON/MWh produs. Totodată, prin noile prevederi

s-a renunţat şi la indexarea anuală aferentă aplicării indicelui anual al preţurilor de consum (pentru mai multe detalii, a se vedea secţiunea "*Factorii de risc,, — Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată*").

Rezultatele operațiunilor

Perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022

Tabelul de mai jos prezintă rezultatele operațiunilor Grupului în perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022:

	Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie	
	2023	**2022**
	(in milioane RON)	
Venituri		
Vânzarea angro a energiei electrice	2.047,9	1.929,3
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul)	1.155,0	446,1
Servicii de sistem	69,1	110,3
Vânzări de certificate verzi	0,0	3,6
Servicii de mentenanță	0,0	2,2
Venituri totale:	**3.272,1**	**2.491,6**
Alte venituri	10,4	29,6
Apa uzinată	(163,6)	(110,9)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților	(157,9)	(130,1)
Transport și distribuție de energie electrică	(250,4)	(74,4)
Energie electrică achiziționată	(160,2)	(40,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(36,9)	(35,0)
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	(198,2)	(191,9)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale	0,1	33,9
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale	(35,0)	(2,7)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	(18,3)	(15,6)
Taxa pentru producătorii de energie electrica	(230,6)	(369,0)
Alte cheltuieli de exploatare	(46,8)	(38,5)
Profit din exploatare	**1.984,7**	**1.546,5**
Venituri financiare	87,8	28,3
Cheltuieli financiare	(10,8)	(9,9)
Rezultat financiar net	**77,0**	**18,4**
Profit înainte de impozitare	**2.061,7**	**1.564,9**
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(338,4)	(277,0)
Profit pentru perioadă	**1.723,4**	**1.287,9**
Rezultat pe actiune		
Rezultatul pe actiune de baza si diluat (RON)	3,84	2,87
Rezultat global	**1.723,4**	**1.287,9**

Venituri

Veniturile au crescut cu 31,3% la 3.272,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 2.491,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare s-a datorat în principal creșterii volumului de energie electrică produsă și vândută ca urmare a ameliorării condițiilor hidrologice în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 comparativ cu perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022.

Alte venituri

Alte venituri au scăzut cu 64,9% la 10,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 29,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această diminuare a fost cauzată în principal de plăţile de compensaţii încasate de Grup de la terţi în perioada încheiată la 31 martie 2022, apărute ca urmare a neîndeplinirii obligaţiilor contractuale, care au afectat doar perioada respectivă.

Apa uzinată

Cheltuielile cu apa uzinată au crescut cu 47,5% la 163,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 110,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creştere a fost cauzată în principal de majorarea cantităţii de apă uzinată utilizată pentru a produce energie electrică, precum şi de majorarea tarifului stabilit de ANAR la 1,40 RON per mia de metri cubi în 2023 de la 1,23 RON per mia de metri cubi în 2022.

Cheltuieli cu beneficiile angajaţilor

Cheltuielile cu beneficiile angajaţilor s-au majorat cu 21,4% la 157,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, de la 130,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creştere a fost în principal cauzată de majorările salariale rezultate din negocierile avute cu sindicatul salariaţilor şi, într-o mai mică măsură, de creşterea numărului de salariaţi ai Grupului.

Transportul şi distribuţia de energie electrică

Tabelul de mai jos prezintă cheltuielile totale cu transportul şi distribuţia energiei electrice în perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 şi 2022:

	Perioada de trei luni încheiată la	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
	(milioane RON)	
Injectia energiei electrice produse in sistemul national	10,6	4,9
Distributia energiei electrice furnizate	184,7	45,4
Transportul energiei electrice furnizate	55,1	24,0
Total	**250,4**	**74,4**

Cheltuielile cu transportul şi distribuţia energiei electrice au crescut cu 236,6% la 250,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 74,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creştere a fost cauzată în principal de extinderea portofoliului de furnizare, ale cărui venituri s-au majorat cu 158,9% la 1.155,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 446,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022 şi, într-o mai mică măsură, de o majorare a tarifelor de transport şi distribuţie pentru furnizarea energiei electrice către consumatorii finali.

Energie electrică achiziţionată

Cheltuielile cu energia electrică achiziţionată au crescut cu 296,5% la 160,2 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 40,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creştere a survenit în principal ca urmare a achiziţiilor în beneficiul portofoliului de furnizare în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu un nivel 0 de achiziţii în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022, Societatea neavând niciun contract de cumpărare a energiei electrice în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023.

Cheltuieli cu certificatele verzi

Cheltuielile cu certificatele verzi au crescut cu 5,4% la 36,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 35,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creştere a fost cauzată în principal de extinderea portofoliului de furnizare, care a fost mai mare decât majorarea valorii certificatelor verzi transferate din portofoliul de producţie.

Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale

Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale a crescut cu 3,3% la 198,2 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 191,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creştere a provenit în principal din reevaluarea activelor efectuată la finalul anului 2022, care a avut drept rezultat o majorare a valorii juste a acestora şi o majorare a valorii activelor, datorită lucrărilor de reparaţii şi mentenanţă a echipamentelor executate în anul încheiat la 31 decembrie 2022 şi care au îndeplinit criteriile de capitalizare.

Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale

Pierderile din deprecierea imobilizărilor corporale reversate au scăzut cu 99,7% la 0,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 33,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această reducere a apărut în principal ca urmare a reluării deprecierilor aferentă unui obiectiv în curs de execuţie în februarie 2022.

Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale

Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale au crescut cu 1.196,3% la 35,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 2,7 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare a fost cauzată în principal de creşterea portofoliului de furnizare al Grupului şi de întârzierile în facturarea energiei electrice furnizate. În plus, o reversare a deprecierilor în valoare de 16,6 milioane RON a fost înregistrată în februarie 2022 la plăţi efectuate de clienţi, ceea ce a condus la o diminuare a pierderilor din depreciere recunoscute în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022.

Reparaţii, întreţinere, materiale şi consumabile

Cheltuielile cu reparaţii, întreţinere, materiale şi consumabile s-au majorat cu 17,3% la 18,3 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 15,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare a fost provocată în principal creşterii numărului de programe de mentenanţă în perioada de trei luni încheiata la 31 martie 2023, în comparaţie cu perioada de trei luni încheiata la 31 martie 2022.

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa impusă producătorilor de energie electrică s-a diminuat cu 37,5% la 230,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 369,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această scădere s-a datorat în principal metodei de calcul bazată pe Legea nr. 357/2022 (pentru mai multe detalii, a se vedea secţiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piaţa energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienţilor finali din sectorul energiei electrice şi al gazelor naturale asupra producţiei de energie electrică — Legea 357/2022")*.

Alte cheltuieli de exploatare

Alte cheltuieli de exploatare au crescut cu 21,6% la 46,8 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 38,5 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare a apărut în principal pe fondul unei creşteri a cheltuielilor cu serviciile ca urmare a majorării generale a preţurilor pe piaţă din cauza condiţiilor economice (de exemplu, majorarea salariului minim şi creşterea preţurilor materiilor prime).

Anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Tabelul de mai jos prezintă rezultatele operațiunilor Grupului în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	**2021**	**2020**
		(milioane RON)	
Venituri			
Vânzarea angro a energiei electrice	6.960,8	5.629,0	3.269,7
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul)	2.149,0	418,5	222,4
Servicii de sistem	316,5	416,0	336,1
Vânzări de certificate verzi	24,6	23,2	0,0
Servicii de mentenanță	1,1	2,5	13,3
Venituri totale:	**9.452,0**	**6.489,3**	**3.841,4**
Alte venituri			
Venituri din subvenții	5,7	5,8	5,5
Castig din achizitii de intreprinderi in conditii avantajoase	0,0	31,5	26,3
Despăgubiri, amenzi și penalități de la furnizori	26,6	118,8	20,2
Alte venituri	14,0	19,2	16,8
Total alte venituri	**46,2**	**175,3**	**68,8**
Cheltuieli cu apa uzinată	(451,0)	(540,1)	(307,1)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților	(630,7)	(589,8)	(490,3)
Transport și distribuție de energiei electrică	(498,1)	(110,4)	(72,8)
Energie electrică achiziționată	(697,1)	(90,1)	(15,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(183,2)	(53,7)	(14,0)
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	(772,2)	(760,5)	(720,5)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(23,9)	(359,3)	(106,0)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale	(43,5)	(11,3)	(0,1)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	(82,3)	(70,7)	(104,6)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(671,7)	(133,4)	0,0
Alte cheltuieli de exploatare	(236,2)	(189,5)	(205,7)
Profit din exploatare	**5.208,4**	**3.755,7**	**1.874,0**
Venituri financiare	247,2	73,2	62,0
Cheltuieli financiare	(38,1)	(44,1)	(29,4)
Rezultat financiar net	**209,1**	**29,1**	**32,6**
Profit înainte de impozitare	**5.417,4**	**3.784,8**	**1.906,6**
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(953,4)	(668,6)	(348,6)
Profitul net	**4.464,0**	**3.116,1**	**1.558,0**
Rezultat pe acțiune			
Rezultat pe acțiune de bază și diluat (RON)	**9,95**	**6,95**	**3,48**
Alte elemente ale rezultatului global			
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	1.777,8	3.856,6	0,0
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	(7,5)	(13,3)	(7,9)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale recunoscute în rezerva din reevaluare, net de impozit	0,0	0,0	(24,4)
Total alte elemente ale rezultatului global	**1.770,3**	**3.843,3**	**(32,3)**
Rezultat global	**6.234,3**	**6.959,5**	**1.525,8**

Venituri

Veniturile au crescut cu 45,7% la 9.452,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 6.489,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creştere s-a datorat în principal (i) majorării preţurilor medii atât pentru segmentul de vânzare angro (de exemplu, preţurile OPCOM au crescut la 519 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 300 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021), cât şi pentru segmentul de furnizare (preţul mediu al energiei electrice pentru energia furnizată către consumatorii finali a crescut la 414,4 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 310,0 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021) şi (ii) creşterii portofoliului de furnizare (volumul de energie electrică furnizată consumatorilor finali a crescut la 3,7 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 1,0 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021), care a avut ca rezultat o creştere a veniturilor din energia electrică furnizată către consumatorii finali (vânzarea cu amănuntul) la 2.149,0 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 418,5 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Veniturile au crescut cu 68,9% la 6.489,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 3.841,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creştere s-a datorat în principal (i) majorării preţurilor medii atât pentru segmentul de vânzare angro (de exemplu, preţurile OPCOM au crescut la 300 RON/MWh pentru anul care se încheie la 31 decembrie 2021, de la 206 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020), cât şi pentru segmentul de furnizare (preţul mediu al energiei electrice pentru energia activă furnizată consumatorilor finali a crescut la 310,0 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021, de la 262,0 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020) şi (ii) majorării preţului mediu de vânzare a energiei electrice, precum şi creşterii volumului de energie produsă vândută, datorită condiţiilor hidrologice favorabile din perioada respectivă (producţia netă de electricitate a Grupului din surse hidroenergetice şi eoliene a crescut la 16,7 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 14,6 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020).

Alte venituri

Alte venituri au scăzut cu 73,6% la 46,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 175,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această reducere a fost cauzată în principal de plăţile compensatorii pentru lucrări defectuoase efectuate de terţi, ca urmare a deciziilor de arbitraj favorabile Societăţii, dar şi de câştiguri din achiziţii de întreprinderi în condiţii avantajoase (Crucea Wind Farm şi Hidroelectrica Wind Services) realizate în anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Alte venituri au crescut cu 154,8% la 175,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 68,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creştere s-a datorat în principal plăţilor compensatorii pentru lucrări defectuoase efectuate de terţi, ca urmare a deciziilor de arbitraj favorabile Societăţii, dar şi de câştiguri din achiziţii de întreprinderi în condiţii avantajoase realizate în anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Apa uzinată

Cheltuielile cu apa uzinată au scăzut cu 16,5% la 451,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 540,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această scădere s-a înregistrat în principal pe fondul reducerii volumului de energie produsă, ca urmare a condiţiilor hidrologice nefavorabile.

Cheltuielile cu apa uzinată au crescut cu 75,9% la 540,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 307,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creştere s-a înregistrat în principal pe fondul creşterii volumului de energie produsă, ca urmare a condiţiilor hidrologice favorabile (461.630,7 milioane metri cubi de apă pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021, în comparaţie cu 274.651,8 milioane metri cubi pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020) şi a majorării tarifului per mia de metri cub.

Cheltuieli cu beneficiile angajaţilor

Cheltuielile cu beneficiile angajaţilor au crescut cu 6,9% la 630,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 589,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Cheltuielile cu beneficiile salariaţilor au crescut cu 20,3% la 589,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 490,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Creşterile din perioadele analizate au fost în principal cauzate de majorările salariale rezultate din negocierile avute cu sindicatul salariaţilor şi, într-o mai mică măsură, de creşterea numărului de salariaţi ai Grupului.

Transport şi distribuţie de energie electrică

Tabelul de mai jos prezintă cheltuielile totale cu transportul şi distribuţia energiei electrice pentru anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020:

	2022	2021	2020
		(în milioane RON)	
Injecţia energiei electrice produse în sistemul naţional	30,9	21,8	14,1
Distribuţia energiei electrice furnizate	343,0	54,1	54,2
Transportul energiei electrice furnizate	124,2	34,6	4,5
Total	**498,1**	**110,4**	**72,8**

Cheltuielile cu transportul şi distribuţia energiei electrice au crescut cu 351,2% la 498,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 110,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost provocată în principal de creşterea portofoliului de furnizare, ale cărui venituri au crescut cu 413,5% la 2.149,0 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 418,5 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Cheltuielile cu transportul şi distribuţia energiei electrice au crescut cu 51,6% la 110,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 72,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această majorare a fost provocată în principal de creşterea portofoliului de furnizare, ale cărui venituri au crescut cu 88,2% la 418,5 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 222,4 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020.

Energie electrică achiziţionată

Cheltuielile cu energia electrica achiziţionată au crescut cu 673,7% la 697,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 90,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost cauzată în principal de hidraulicitatea deficitară în 2022, coroborată cu achiziţiile suplimentare ale Grupului pe piaţa de echilibrare, ceea ce a avut drept rezultat cumpărarea de energie electrică de către Grup în al treilea trimestru al anului 2022 pentru a îşi îndeplini obligaţiile contractuale.

Cheltuielile cu energia electrica achiziţionată au crescut cu 485,1% la 90,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 15,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această majorare a fost cauzată în principal de creşterile semnificative ale preţurilor energiei electrice începând cu al patrulea trimestru al anului încheiat la 31 decembrie 2021.

Cheltuieli cu certificatele verzi

Cheltuielile cu certificatele verzi au crescut cu 241,2% la 183,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 53,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost provocată în principal de dezvoltarea activităţii de furnizare a Grupului.

Cheltuielile cu certificatele verzi au crescut cu 283,6% la 53,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 14,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această majorare a fost cauzată în principal de creşterea portofoliului de furnizare şi de combinarea de întreprinderi care a avut loc în 2021 (cheltuielile cu certificatele verzi ale Crucea Wind Farm, în valoare de 19,8 milioane RON, au fost consolidate în Situaţiile Financiare Consolidate Auditate ale Grupului).

Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale

Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale a crescut cu 1,5% la 772,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 760,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creştere a provenit în principal din reevaluarea activelor efectuată la finalul anului 2021, care a avut drept rezultat o majorare a valorii juste a acestora şi o majorare a valorii activelor, datorită costurilor de mentenanţă capitalizate.

Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale au crescut cu 5,6% la 760,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 720,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creştere s-a datorat în principal majorării valorii activelor ca urmare a intrării în funcţiune a unor obiective de investiţii, precum CHE Racoviţa şi ca urmare a achiziţiilor prin combinarea de întreprinderi (Crucea Wind Farm şi Hidroelectrica Wind Services).

Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale

Pierderile din deprecierea imobilizărilor corporale au scăzut cu 93,3% la 23,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 359,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această scădere a fost cauzată în principal de reevaluarea activelor la finalul anului 2021, rezultând o pierdere netă de 255,6 milioane RON în situațiile de profit sau pierdere și a altor elemente ale rezultatului global și a testului de depreciere efectuat în legătură cu activele în curs de execuție la finalul anului 2021, rezultând într-o pierdere netă de 102,9 milioane RON ca urmare a actualizării costurilor estimate pentru finalizarea anumitor proiecte și a actualizării graficului de lucrări până la finalizare, precum și de o scădere a capacității instalate pentru anumite proiecte. Reevaluarea activelor de la finalul anului 2022 a avut drept rezultat un câștig net de 40,0 milioane RON, și testul de depreciere efectuat asupra activelor în curs de execuție la finalul anului 2022, a avut drept rezultat o pierdere netă de 63,9 milioane RON.

Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale au crescut cu 239,0% la 359,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 106,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere a fost cauzată în principal de reevaluarea activelor efectuată la finalul anului 2021, rezultând o pierdere netă de 255,6 milioane RON.

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale au crescut cu 285,0% la 43,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 11,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost provocată în principal de ajustările pentru clienții îndoielnici preconizați și întârzierile de plată ca rezultat al dezvoltării activității de furnizare.

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale au crescut cu 11.200,0% la 11,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 0,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere a fost provocată în principal de ajustările aferente clienților incerți și întârzierilor la plată, care sunt corelate cu creșterea activității de furnizare.

Reparații, întreținere, materiale și consumabile

Cheltuielile cu reparații, întreținere, materiale și consumabile au crescut cu 16,4% la 82,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 70,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creștere s-a datorat în principal creșterii volumului lucrărilor de întreținere programate pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, în comparație cu anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Cheltuielile cu reparații, întreținere, materiale și consumabile s-au redus cu 32,4% la 70,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 104,6 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această diminuare s-a datorat în principal prin recâștigarea de către Societate, în septembrie 2020, a controlului asupra Hidroserv, furnizorul principal de mentenanță al Hidroelectrica.

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa pentru producătorii de energie electrică a crescut cu 403,5% la 671,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 133,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost cauzată în principal de introducerea unei taxe în noiembrie 2021, conform prevederilor OUG 118/2021 privind stabilirea unei scheme de compensare pentru consumul de energie electrică și gaze naturale pentru sezonul rece 2021-2022, precum și pentru completarea Ordonanței Guvernului nr. 27/1996 privind acordarea de facilități persoanelor care domiciliază sau lucrează în unele localități din Munții Apuseni și în Rezervația Biosferei „Delta Dunării" (**„OUG 118/2021"**).

Taxa pentru producătorii de energie electrică a crescut la 133,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 0,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020; taxa pe veniturile suplimentare înregistrate de producătorii de energie electrică se aplică începând din noiembrie 2021.

Alte cheltuieli de exploatare

Alte cheltuieli de exploatare au crescut cu 24,6% la 236,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 189,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creștere s-a datorat în principal reevaluării provizioanelor de dezafectare recunoscute în contul de profit sau pierdere în ceea ce privește activele pentru care Grupul a luat decizia de abandon. Creșterea provizionului în 2022 este determinată de evoluția inflației în 2022 și de creșterea inflației prognozată pentru perioada până la efectuarea activității de dezafectare, ceea ce a dus la o creștere a valorii estimate a costurilor de dezafectare.

Alte cheltuieli de exploatare au scăzut cu 7,9% la 189,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 205,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această scădere s-a datorat în principal reevaluării provizioanelor de taxe în legătură cu activele pentru care Grupul a luat decizia de abandon.

Lichiditate şi resurse de capital

Resurse de capital

Situaţia financiară şi lichiditatea Grupului au fost şi vor fi în continuare influenţate de o varietate de factori, printre care:

- capacitatea sa de a genera fluxuri de numerar din operaţiunile sale;
- necesarul de cheltuieli de capital;
- nivelul de îndatorare şi dobânzile pe care Grupul are obligaţia să le achite în legătură cu această îndatorare, care îi afectează cerinţele privind serviciul datoriei; şi
- capacitatea sa de a continua să împrumute fonduri de la bănci.

Principalele surse de lichiditate a Grupului au fost reprezentate în mod tradiţional de fluxul de numerar generat de operaţiunile sale şi de finanţare Grupul anticipează că va continua să se bazeze pe aceste surse în viitor. A se vedea — *„Acorduri de finanţare"* de mai jos pentru mai multe informaţii.

Informaţia situaţiei fluxurilor de numerar

Perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 şi 2022

Tabelul următor sintetizează fluxurile de numerar ale Grupului pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 şi 2022:

	Trei luni incheiate la 31 martie	
	2023	**2022**
	(in milioane RON)	
Fluxuri de numerar din activitatea de exploatare:		
Profit net	1.723,4	1.287,9
Ajustări pentru:		
Amortizarea imobilizărilor corporale	197,7	191,3
Amortizarea imobilizărilor necorporale	0,5	0,6
Reversarea pierderilor din depreciarea imobilizărilor corporale, net	(0,1)	(33,9)
Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale, net	35,0	2,7
Castig din cedări de imobilizări corporale	0,0	(0,0)
Castiguri din diferenţe de curs valutar	(0,1)	(0,2)
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)
Cheltuieli cu dobânzile	2,8	1,2
Cheltuiala cu impozitul pe profit	338,4	277,0
	2.210,9	**1.698,3**
Modificari în:		
Creanţe comerciale	(998,9)	(277,0)
Stocuri	(2,2)	(2,8)
Numerar restrictionat	0,0	(0,8)
Alte active	(52,7)	(64,5)
Datorii comerciale	139,9	46,2
Venituri în avans	(1,4)	(1,4)
Beneficiile angajaţilor	(6,2)	(6,7)
Provizioane	8,0	7,7
Alte datorii	(84,1)	(167,1)
Numerar generat din activităţi de exploatare	**1.213,3**	**1.232,0**

	Trei luni incheiate la 31 martie	
	2023	**2022**
	(in milioane RON)	
Dobânzi plătite	(2,8)	(0,4)
Impozit pe profit plătit	0,0	0,0
Numerar net din activitatea de exploatare	**1.210,5**	**1.231,5**
Fluxuri de numerar din activitatea de investiţii:		
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări corporale	(41,8)	(29,8)
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări necorporale	(0,6)	0,0
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	0,0	0,2
Plăţi pentru depozite detinute in scop investitional	(3.630,0)	(2.250,0)
Încasări din depozite detinute in scop investitional	2.980,0	100,0
Încasări din obligatiuni guvernamentale ajunse la scadenta	0,0	235,4
Dobânzi încasate	79,0	14,2
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii	**(613,4)**	**(1.930,0)**
Fluxuri de numerar din activitatea de finanţare:		
Rambursări de împrumuturi	(22,8)	(23,0)
Plăţi aferente contractelor de leasing	(1,9)	(1,4)
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare	**(24,7)**	**(24,3)**
Creşterea/(descresterea) netă a numerarului şi echivalentelor de numerar	**572,4**	**(722,8)**
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	660,7	1.104,9
Numerar şi echivalente de numerar la 31 martie	**1.233,2**	**382,1**

Numerar net din activitatea de exploatare

Numerarul net din activitatea de exploatare a fost în sumă de 1.210,5 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu numerarul net din activităţile de exploatare în cuantum de 1.231,5 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Numerarul din activităţile de exploatare înaintea variaţiei capitalului circulant[21] a crescut de la 1.698,3 milioane RON la 2.210,9 milioane RON cu 512,6 milioane RON (30,2%), în principal datorită unei majorări a veniturilor Grupului ca urmare a factorilor descrişi în „*—Rezultatele operaţiunilor—Perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 şi 2022*" de mai sus, care au condus la o majorare a profitului înainte de impozitare de la 1.564,9 milioane RON la 2.061,7 milioane RON (cu 31,7%). Majorarea numerarului din activităţile de exploatare înaintea variaţiei capitalului circulant a fost contrabalansată de efectul creşterii variaţiei capitalului circulant în valoare de 531,2 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 comparativ cu perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. În perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, variaţia capitalului circulant a condus la ieşiri de numerar în valoare de 997,6 milioane RON, comparativ cu ieşiri de numerar în valoare de 466,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Creşterea de 997,6 milioane RON a capitalului circulant (ieşiri de numerar) în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 a reprezentat în principal efectul creşterii soldului creanţelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea preţului de vânzare şi întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative). Creşterea de 466,4 milioane RON a capitalului circulant (ieşiri de numerar) în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022 a reprezentat în principal efectul (i) creşterii soldului creanţelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea preţului de vânzare şi întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative) şi (ii) unei diminuări a altor datorii, în principal ca urmare a sumei de 114,5 milioane RON achitate în 2022 în urma deciziilor de arbitraj emise în legătură cu litigiile cu Andritz Hydro.

[21] **„capital circulant"** include creanţe comerciale, stocuri, numerar restricţionat, alte active, datorii comerciale, venituri în avans, beneficiile salariaţilor, provizioane şi alte datorii

Numerar net utilizat în activitatea de investiţii

Numerar net utilizat în activitatea de investiţii a fost în sumă de 613,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu numerar net utilizat în activităţile de investiţii în cuantum de 1.930,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această scădere s-a datorat în principal unei creşteri a veniturilor din depozite deţinute în scop de investiţii (intrări de numerar) de la 100,0 milioane RON la 2.980,0 milioane RON cu 2.880,0 milioane RON, deoarece aceste investiţii au ajuns la maturitate. Aceste intrări de numerar au fost parţial contrabalansate de o creştere a plăţilor pentru depozite deţinute în scop investiţional (ieşiri de numerar) de la 2.250,0 milioane RON la 3.630,0 milioane RON cu 1.380,0 milioane RON (ca urmare a unei majorări a numerarului disponibil).

Numerar net utilizat în activitatea de finanţare

Numerarul net utilizat în activitatea de finanţare a fost în sumă de 24,7 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu numerarul net utilizat în activităţile de finanţare în cuantum de 24,3 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această modificare s-a datorat în principal unei valori mai mari a plăţilor de leasing ca urmare a creşterii numărului de contracte de leasing în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 comparativ cu perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022.

Anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020

Tabelul următor sintetizează fluxurile de numerar ale Grupului în anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020:

	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	**2021**	**2020**
		(milioane RON)	
Fluxuri de numerar din activităţile de exploatare:			
Profitul net	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Ajustări pentru:			
Amortizarea imobilizarilor corporale	770,0	758,1	719,3
Amortizarea imobilizarilor necorporale	2,2	2,4	1,2
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale, net	23,9	359,3	106,0
Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale, net	43,5	11,3	0,1
Reducerea valorii stocurilor	0,6	5,1	0,8
Câştig in urma combinarilor de intreprinderi	0,0	(31,5)	(26,3)
Pierdere din cedari de imobilizări corporale	2,1	3,6	6,5
Pierdere din diferenţele de curs valutar	0,6	8,8	1,8
Venituri din dobânzi	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile	10,6	15,9	11,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit	953,4	668,6	348,6
	6.027,1	**4.845,7**	**2.665,0**
Modificări în:			
Creanţe comerciale	(730,6)	(332,3)	(9,6)
Stocuri	(7,8)	(2,0)	(3,8)
Numerar restricţionat	(90,8)	0,0	0,0
Alte active	14,3	(14,1)	(18,6)
Datorii comerciale	91,0	30,4	(12,7)
Venituri in avans	(5,7)	(2,9)	(5,5)
Beneficiile angajatilor	(4,8)	(27,1)	13,2
Provizioane	88,4	(37,2)	69,6
Alte datorii	(215,0)	264,6	33,8
Numerar generat din activitati de exploatare	**5.166,2**	**4.725,0**	**2.731,5**
Dobânzi platite	(2,7)	(1,6)	(1,5)
Impozit pe profit plătit	(928,2)	(675,9)	(453,3)
Numerar net din activitatea de exploatare	**4.235,3**	**4.047,5**	**2.276,7**

	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	2021	2020
		(milioane RON)	
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale	(169,0)	(176,8)	(167,3)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale	(1,2)	(2,4)	(2,4)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	0,2	0,0	0,5
Plăți pentru achiziții de obligațiuni corporative	(351,3)	0,0	0,0
Plăți pentru depozite deținute in scop investițional	(8.575,0)	(5.013,0)	(3.210,0)
Încasări din depozite deținute in scop investițional	7.898,0	4.430,0	3.215,0
Plăți pentru achiziții de obligațiuni guvernamentale	0,0	(235,4)	0,0
Încasări din obligatiuni guvernamentale ajunse la scadenta	235,4	0,0	0,0
Dobânzi încasate	212,0	53,9	63,8
Plăți pentru achiziția de filiale, net de numerarul dobândit	0,0	(598,3)	9,4
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	**(750,9)**	**(1.541,9)**	**(91,0)**
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:			
Incasari din emisiunea de actiuni	0,0	0,0	0,4
Trageri din imprumuturi	0,0	635,2	0,0
Rambursari de împrumuturi	(93,3)	(97,6)	(44,3)
Plăți aferente contractelor de leasing	(4,4)	(6,8)	(6,6)
Dividende plătite	(3.830,9)	(2.286,4)	(2.003,3)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	**(3.928,6)**	**(1.755,5)**	**(2.053,8)**
Creșterea/(descresterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	**(444,2)**	**750,0**	**131,9**
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	1.104,9	354,8	223,0
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	**660,7**	**1.104,9**	**354,8**

Numerar net din activitatea de exploatare

Numerarul net din activitatea de exploatare a fost în sumă de 4.235,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022, comparativ cu numerarul net din activitățile de exploatare în cuantum de 4.047,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Numerarul din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant a crescut cu 1.181,4 milioane RON (24,4%), în principal datorită unei majorări a veniturilor Grupului ca urmare a factorilor descriși în „*—Rezultatele operațiunilor—Anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020*" de mai sus, care au condus la o majorare a profitului înainte de impozitare de la 3.784,8 milioane RON la 5.417,4 milioane RON cu 1.632,6 milioane RON (43,1%). Această majorare a numerarului din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant a fost contrabalansată de efectul negativ al creșterii capitalului de circulant cu 740,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2021. În anul încheiat la 31 decembrie 2022, variația capitalului circulant a condus la ieșiri de numerar în valoare de 861,0 milioane RON, comparativ cu ieșiri de numerar în valoare de 120,6 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Creșterea de 861,0 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2022 a reprezentat în principal efectul (i) creșterii soldului creanțelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea prețului de vânzare și întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative) și (ii) unei majorări a numerarului restricționat și a altor datorii (ieșiri de numerar) (în principal ca urmare a (a) sumei de 114,5 milioane RON datorată la 31 decembrie 2021 (care a fost achitată în anul încheiat la 31 decembrie 2022), în urma deciziilor de arbitraj emise în legătură cu litigiile cu Andritz Hydro (pentru mai multe detalii, a se vedea „*— Angajamente și datorii contingente — Provizioane pentru litigii și dispute*") și (b) diminuării sumei datorate la 31 decembrie 2022 în contul taxei impuse producătorilor de energie electrică. Creșterea de 120,6 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2021 a reprezentat în principal efectul creșterii soldului creanțelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea prețului de vânzare și întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative), care a fost contrabalansată de o majorare a altor datorii (intrări de numerar) (rezultată în principal din suma datorată în valoare de 114,5

milioane RON la 31 decembrie 2021, în urma deciziilor de arbitraj emise în legătură cu litigiile cu Andritz Hydro, şi din suma datorată aferentă taxei impuse producătorilor de energie electrică, care a fost introdusă în 2021).

Numerarul net din activitatea de exploatare a fost în sumă de 4.047,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021, comparativ cu numerarul net din activităţile de exploatare în cuantum de 2.276,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Numerarul din activităţile de exploatare înaintea variaţiei capitalului circulant a crescut cu 2.180,7 milioane RON (81,8%), în principal datorită unei majorări a veniturilor Grupului ca urmare a factorilor descrişi în *„—Rezultatele operaţiunilor—Anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020"* de mai sus, care au condus la o majorare a profitului înainte de impozitare de la 1.906,6 milioane RON la 3.784,8 milioane RON (cu 98,5%). Majorarea numerarului din activităţile de exploatare înaintea variaţiei capitalului circulant a fost contrabalansată de efectul negativ al creşterii capitalului circulant în valoare de 187,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2020. În anul încheiat la 31 decembrie 2021, variaţia capitalului circulant a condus la ieşiri de numerar în valoare de 120,6 milioane RON, comparativ cu intrări de numerar în valoare de 66,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Creşterea de 120,6 milioane RON a capitalului circulant (ieşiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2021 a reprezentat în principal efectul creşterii soldului creanţelor (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului şi majorarea preţului de vânzare). Scăderea de 66,4 milioane RON a capitalului circulant (ieşiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2020 a fost în principal rezultatul unei creşteri a provizioanelor pentru litigii şi dispute.

Numerar net utilizat în activitatea de investiţii

Numerarul net utilizat în activitatea de investiţii a fost în sumă de 750,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de investiţii în cuantum de 1.541,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această scădere s-a datorat în principal plăţilor pentru achiziţionarea de filiale în 2021 în valoare de 598,3 milioane RON.

Numerarul net utilizat în activitatea de investiţii a fost în sumă de 1.541,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de investiţii în cuantum de 91,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creştere a fost în principal provocată de creşterea plăţilor pentru achiziţionarea de filiale în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de 598,3 milioane RON, plăţi pentru depozite deţinute în scop investiţional de 1.803,0 milioane RON, care a fost parţial contrabalansată de creşterea veniturilor din depozite deţinute în scop investiţional cu 1.215,0 milioane RON.

Numerar net utilizat în activitatea de finanţare

Numerarul net utilizat în activitatea de finanţare a fost în sumă de 3.928,6 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de finanţare în cuantum de 1.755,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creştere a reprezentat în principal efectul unei majorări a dividendelor plătite cu 1.544,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2021 şi al fondurilor din împrumuturi bancare pentru achiziţia de filiale în valoare de 635,2 milioane RON înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Numerarul net utilizat în activitatea de finanţare a fost în sumă de 1.755,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de finanţare în cuantum de 2.053,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această scădere a reprezentat în principal efectul fondurilor din împrumuturi bancare pentru achiziţia de filiale în valoare de 635,2 milioane RON înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2021, care au fost parţial contrabalansate de o majorare a dividendelor plătite cu 283,1 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2020.

Cheltuieli de capital şi investiţii

Cheltuielile de capital şi investiţiile Grupului, inclusiv în principal proiectele de retehnologizare şi modernizare şi proiectele de dezvoltare de hidrocentrale noi.

Istoricul cheltuielilor de capital şi investiţiilor

Tabelul următor prezintă o sinteză a cheltuielilor de capital şi investiţiilor Grupului în anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020:

	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	**2021**	**2020**
		(milioane RON)	
Plăţi pentru achiziţii de imobilizări corporale si necorporale.....	170,2	179,2	169,7
Plati pentru achiziţia de filiale, net de numerarul dobândit*.....	0,0	598,3	(9,4)
Total.....	**170,2**	**777,5**	**160,3**

*2021: legat de achiziţia Crucea Wind Farm si Hidroelectrica Wind Services; 2020: legat de Hidroserv

Cheltuielile de capital şi investiţiile în active corporale constau în centrale hidroelectrice, staţii de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum şi hidroagregate, echipamente şi instalaţii şi turbine eoliene, în timp ce cheltuielile de capital şi investiţiile în active necorporale constau în software.

Cheltuielile de capital şi investiţiile în filiale în anul încheiat la 31 decembrie 2021 au fost efectuate în legătură cu achiziţionarea Crucea Wind Farm si Hidroelectrica Wind Services, net de numerar dobândit. Cheltuielile de capital şi investiţiile în filiale pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020 legat de redobândirea controlului în Hidroserv, net de numerar dobândit.

Planul de investiţii al Grupului în perioada 2023-2025 este în valoare de 3.080 milioane RON, care include suma de 1.910 milioane RON pentru construirea de noi centrale hidroelectrice şi extinderea către alte surse regenerabile, suma de 855 milioane RON pentru retehnologizarea şi modernizarea centralelor hidroelectrice existente şi suma de 315 milioane RON pentru mentenanţa centralelor hidroelectrice şi alte cheltuieli.

Sursa anticipată de finanţare pentru aceste investiţii principale şi pentru cheltuielile de capital ale Grupului în general este reprezentată de numerar şi echivalente de numerar şi împrumuturi bancare

Acorduri financiare

Tabelul următor prezintă împrumuturile Grupului în anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020:

Descriere	**31 decembrie 2022**	**31 decembrie 2021**	**31 decembrie 2020**
		(în milioane RON)	
Banca Internaţională pentru Reconstrucţie şi Dezvoltare din 13 iulie 2005, în valoare de 66 milioane EUR care este un împrumut contractat pentru reabilitarea unei hidrocentrale şi pentru asistenţă în dezvoltarea instituţională a Societăţii (din punct de vedere tehnic, financiar şi al managementului riscului), în supravegherea lucrărilor de reabilitare şi în gestionarea contractelor. Rambursare: tranşe semestriale egale în perioada 15 martie 2010 – 15 septembrie 2021. Anul scadenţei: 2021	0,0	0,0	26,9
BRD Groupe Societe Generale – ING Bank din 7 aprilie 2020, în sumă de 50 milioane EUR, care este un împrumut contractat pentru finanţare generală. Rambursare: 20 de tranşe trimestriale egale până la 23 decembrie 2020 Dobânda este legată de EURIBOR 3 luni plus o marja. Anul scadenţei 2020.	0,0	0,0	0,0

Descriere	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
		(în milioane RON)	
BRD Groupe Societe Generale din 4 martie 2021, în sumă de 1.250 milioane RON, care este un împrumut contractat în vederea finanțării achiziției Crucea Wind Farm și Hidroelectrica Wind Services. Suma trasă din împrumut: 635,2 milioane RON Rambursare: tranșe trimestriale în perioada 11 iunie 2021 – 11 martie 2028. Dobânda este legată de EURIBOR 3 luni plus o marjă. Anul scadenței 2028.	483,0	574,4	0,0
Banca Transilvania – Linie de credit a filialei Hidroserv clasificată pe termen lung la 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 în conformitate cu prevederile planului de reorganizare; Rambursare: tranșe trimestriale până în trimestrul al doilea al anului 2023. Anul scadenței: 2023	1,5	3,4	5,0
Total împrumuturi	**484,5**	**577,8**	**31,9**
Porțiunea curentă	94,0	93,9	28,5
Porțiunea pe termen lung	390,5	483,9	3,4

Tabelul următor prezintă o imagine de ansamblu cu privire la rambursările programate ale împrumuturilor luate și acordate de Grup în perioada 2023 – 2026, la data de 31 decembrie 2022:

	Fluxuri de numerar contractuale			
	2023	**2024**	**2025**	**2026**
		(în milioane RON)		
Împrumuturi bancare	103,1	99,8	97,7	95,2

Tabelul următor prezintă scadențele contractuale rămase pentru datoriile financiare ale Grupului, împreună cu termenele de rambursare, la data de 31 decembrie 2022. Scadențele contractuale sunt calculate în funcție de data cea mai apropiată la care Grupul ar putea avea obligația de rambursare:

		Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	**Total fluxuri de numerar contractuale**	**Termen mai mic de 3 luni**	**3 luni – 1 an**	**1 – 5 ani**	**Peste 5 ani**
			(în milioane RON)			
Împrumuturi bancare	484,5	513,2	26,4	76,9	386,8	23,1
Datorii aferente contractelor de leasing	15,4	17,9	2,0	6,3	4,7	4,9
Datorii comerciale	117,8	117,8	104,5	12,9	0,4	0,0
Datorii către parti legate*	165,6	165,6	165,6	0,0	0,0	0,0
Total	783,3	814,5	298,5	96,1	391,9	28,0

*Datoriile către părțile legate sunt deduse din datorii comerciale

Operațiuni în afara bilanțului

Grupul nu a avut operațiuni în afara bilanțului la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 care să aibă sau care să fie susceptibile în mod rezonabil să aibă un impact semnificativ asupra poziției sale financiare actuale sau viitoare.

Angajamente şi datorii contingente

Pe lângă acordurile financiare, Grupul are diverse angajamente şi datorii contingente, sintetizate mai jos.

Angajamente contractuale

Grupul are angajamente contractuale pentru achiziţionarea de imobilizări corporale şi active necorporale, constând în *software*, în valoarea 545,2 milioane RON, 761,1 milioane RON şi, respectiv, 711,0 milioane RON la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020.

Garanţii

Grupul a emis garanţii de bună execuţie în valoare de 35,2 milioane RON, 48,0 milioane RON şi, respectiv, 86,6 milioane RON în la data de 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020, în principal în legătură cu obligaţiile sale de a livra energie electrică şi cu obligaţiile sale de plată aferente tranzacţiilor de achiziţionare a energiei electrice pe piaţa pentru ziua următoare şi pe piaţa intrazilnică.

Litigii, dispute şi incertitudini fiscale

Principalele litigii în care este implicat Grupul, cu o expunere potenţială totală în valoare de 882,9 milioane RON, 736,7 milioane RON şi, respectiv, 692,8 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020, sunt prezentate pe scurt mai jos.

- Litigiul cu Ministerul Energiei cu o potenţială expunere în valoare de 373,1 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020. A se vedea *„Activitatea Societăţii — Proceduri judiciare — Litigiul cu Ministerul Energiei (dosar nr. 3200/2/2018)"*.
- Litigiu cu autorităţile fiscale în legătură cu tratamente fiscale din anii precedenţi cu o expunere potenţială în valoare de 214,4 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020. A se vedea *„Activitatea Societăţii — Proceduri judiciare — Litigiu fiscal (dosar nr. 3288/2/2015)"*.
- Litigiu cu privire la impozitul pe producerea de energie, cu o potenţială expunere de 62,1 milioane RON la data de 31 decembrie 2022. *A se vedea "Activitatea Societăţii — Proceduri Judiciare — Proceduri legate de impozitul pe producerea de energie"*
- Litigiul cu Hidroconstructia S.A. cu o expunere potenţială în valoare de 98,8 milioane RON la data de 31 decembrie 2022. A se vedea *„Activitatea Societăţii — Proceduri judiciare — Litigii cu Hidroconstrucţia S.A."*.
- Procedura de arbitraj cu Romelectro S.A cu o expunere potenţială în valoare de 29,3 milioane RON la data de 31 decembrie 2022 şi de 43,9 milioane RON la data de 31 decembrie 2021. Grupul a formulat o cerere de arbitraj pentru penalităţi aferente întârzierii lucrărilor, iar Romelectro S.A. a depus cerere reconvenţională. Având în vedere insolvenţa Romelectro S.A., Grupul va avea dreptul de a -şi introduce pretenţia în cadrul insolvenţei. Pretenţiile formulate de Romelectro S.A. prin cererea reconvenţională se menţin şi este în curs de elaborare o expertiză financiar-contabilă la solicitarea curţii de arbitraj. A se vedea *„Activitatea Societăţii — Proceduri judiciare — Diferend supus arbitrajului cu Romelectro S.A."*
- Litigiul cu Hidroconstructia S.A. cu o expunere potenţială în valoare de 32,8 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020. Hidroconstrucţia S.A. a formulat pretenţii reprezentând contravaloarea costurilor generate de sistarea lucrărilor de construcţie aferente unor proiecte de investiţii în curs de execuţie ale Grupului. În martie 2018, instanţa de fond a respins pretenţiile şi Hidroconstrucţia S.A. a contestat decizia. La Curtea de Apel, cauza a fost retrimisă spre rejudecare la instanţa de fond şi a fost dispusă elaborarea unei expertize de către un expert în construcţii hidrotehnice şi a unei expertize contabile. A se vedea *„Activitatea Societăţii — Proceduri judiciare — Litigii cu Hidroconstructia S.A."*
- Litigiul cu Beny Alex S.R.L. cu o expunere potenţială în valoare de 43,6 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020. Beny Alex S.R.L. solicită pretenţii pentru valoarea lucrărilor suplimentare executate în baza contractului de subcontractare încheiat cu Hidroserv. Beny Alex S.R.L. a declarat apel la respingerea de către instanţa de fond a cererii de chemare în judecată. În data de 30 mai 2023, Tribunalul Bucureşti a admis în parte acţiunea formulată de reclamantă şi a dispus Hidroelectrica să plătească suma de 40,1 milioane RON. A se vedea *„Activitatea Societăţii — Proceduri judiciare — Litigiul cu Beny Alex S.R.L. (dosarul 36646/3/2018*)"*

- Litigiul cu Hidroconstructia S.A. cu o expunere potențială în valoare de 29,0 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020. Hidroconstructia S.A. a formulat pretenții împotriva Societății în legătură cu lucrările la site-ul Surduc-Siriu, presupus suportate de Hidroconstrucția S.A. ca urmare a presupusului eșec al Societății de a finanța proiectul. În septembrie 2022, expertul independent a emis un raport care stabilea o obligații de plată potențiale cuprinse între 8,9 milioane RON și 31,2 milioane RON. Expertul independent nu a analizat dacă Grupul și-a încălcat sau nu obligația de a finanța proiectul. În data de 10 aprilie 2023 cererea a fost respinsă de Tribunalul București, Hidroconstrucția S.A. înregistrând apel împotriva acestei hotărâri. Cauza urmează a fi înaintată spre soluționate la Curtea de Apel București. A se vedea *„Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigii cu Hidroconstrucția S.A."*

Provizioane

Tabelul de mai jos prezintă provizioanele Grupului la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	31 decembrie					
	2022		2021		2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
	(milioane RON)					
Litigii și dispute	120,4	0,0	116,3	0,0	196,3	0,0
Dezafectare	0,0	724,0	0,0	642,1	0,0	561,2
Provizioane fiscale	0,0	93,1	0,0	86,6	0,0	99,3
Alte provizioane	1,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Total	**121,8**	**817,1**	**116,5**	**728,6**	**196,3**	**660,5**

Provizioane pentru litigii și dispute

La 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, provizioanele pentru litigii includ suma de 67,6 milioane RON în legătură cu litigiul cu asocierea Romelectro S.A., Hidroconstrucția S.A. și ISPH Project Development S.A., început în 2013. A se vedea *„Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigiu cu Romelectro S.A., Hidroconstructia S.A. și ISPH Project Development S.A. (dosar nr. 40314/3/2013*)"*. În 2021, Grupul a utilizat provizioane în valoare de 88,7 milioane RON în urma sentințelor pronunțate în dosarele arbitrale nr. ICC 22482/MHM, nr. ICC 22047/MHM și nr. 20540 / MHM, între Andritz Hydro și Hidroelectrica, potrivit cărora Societatea a fost obligată la plata sumei de 139,7 milioane RON (din care 88,7 milioane RON reprezintă provizioane utilizate și 51,0 milioane RON reprezintă datorii comerciale). În 2021, Societatea a stins prin compensație creanțe de la Andritz în valoare de 25,2 milioane RON, restul reprezentând suma de 114,5 milioane RON fiind inclus în alte datorii ce au fost achitate în 2022.

Provizioane pentru dezafectare

În anii 2018 și 2019, conducerea Societății a decis abandonarea anumitor proiecte de investiții în curs de execuție. În consecință, Societatea a recunoscut provizioane pentru dezafectare în profit sau pierdere la valoarea actualizată a lucrărilor estimate a fi necesare în vederea abandonării activelor respective. Costurile de dezafectare au fost estimate în baza studiilor efectuate de un expert tehnic extern în 2017, ajustate cu inflația sau cu creșterea estimată a costurilor în industria construcțiilor și a transporturilor. Aceste dispoziții erau recunoscute și astfel reevaluările anuale sunt calculate cu impact atât asupra bilanțului, cât și a situației privind profitul sau pierderile și alte venituri globale.

În 2021, Grupul a preluat un provizion pentru dezafectare în valoare de 25,5 milioane RON în legătură cu parcul eolian al subsidiarei, Crucea Wind Farm. Efectele modificărilor apărute în ipotezele care stau la baza costurilor de dezafectare aferente parcurilor eoliene sunt recunoscute în imobilizări corporale.

Provizioane fiscale

Provizioanele fiscale în valoare de 93,1 milioane RON la 31 decembrie 2022, 86,6 milioane RON la 31 decembrie 2021, și 99,3 milioane RON la 31 decembrie 2020 reprezintă valoarea actualizată a TVA preconizată a se achita la momentul casării proiectelor de investiții abandonate.

Lipsa modificărilor semnificative

Nu au existat modificări semnificative ale poziției financiare a Grupului începând cu 31 martie 2023, cu excepția celor descrise în *„Evoluții și tendințe recente"*.

Managementul riscului financiar

Prezentare generală

În cadrul desfășurării activităților sale comerciale obișnuite, Grupul este expus la o diferite tipuri de riscuri financiare, printre care riscul de credit, riscul de lichiditate și riscuri de piață, inclusiv riscul valutar, riscul ratei dobânzii și alte riscuri de preț. Mai jos se regăsește un rezumat al modului în care aceste riscuri afectează activitatea Grupului și al obiectivelor, proceselor și politicilor aplicate de Grup pentru a își gestiona riscurile financiare individuale. Obiectivele principale ale funcției de management al riscului financiar sunt să stabilească limitele de risc și să se asigure ca expunerea la riscuri să se încadreze în acele limite. Pentru mai multe informații, a se vedea Nota 27 la Situațiile Financiare Consolidate Auditate.

Risc 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 creanțele comerciale, din numerar și echivalentele de numerar și din alte investiții.

Numerarul și depozitele bancare sunt plasate la instituții financiare considerate a avea o bonitate ridicată.

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabilă a activelor financiare reprezintă expunerea maximă la riscul de credit.

	31 martie 2023	**31 decembrie 2022**	**31 decembrie 2021**	**31 decembrie 2020**
		(în milioane RON)		
Creanțe comerciale	2.314,9	1.350,7	663,5	338,0
Numerar și echivalente de numerar	1.233,2	660,7	1.104,9	354,8
Numerar restricționat	101,1	101,1	10,3	10,3
Investiții în obligațiuni corporative, depozite și obligațiuni guvernamentale	4.035,2	3.386,1	2.561,5	1.730,1
Total	**7.684,3**	**5.498,6**	**4.340,1**	**2.433,2**

Creanțe comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este în principal influențată de caracteristicile individuale ale fiecărui client. Grupul a stabilit o politică de credit potrivit căreia fiecare nou client comercial este analizat separat din punctul de vedere al bonității înainte de încheierea unui contract, astfel încât vânzarea să se efectueze către clienți cu bonitate adecvată. În cazul clienților casnici, nu se efectuează o asemenea analiză a riscului de credit, având în vedere natura și numărul acestor clienți. Ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale reflectă pierderile din credite preconizate, calculate pe baza ratelor de pierderi.

Creșterea valorii creanțelor comerciale în perioada de trei luni încheiate la 31 martie 2023 a fost datorată veniturilor nefacturate semnificative din cauza întârzierilor în facturarea energiei electrice către consumatorii finali ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare și a unei creșteri semnificative a numărului de clienți noi. Valoarea veniturilor nefacturate incluse în creanțele comerciale este de 2.044,7 milioane RON la 31 martie 2023 (1.116,0 milioane RON la 31 decembrie 2022).

Creșterea valorii creanțelor comerciale în anul încheiat la 31 decembrie 2022 a fost determinată de venituri substanțiale nefacturate din cauza întârzierilor în facturarea energiei electrice furnizate către consumatorii finali ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare și a unei creșteri semnificative a numărului de clienți noi. Valoarea veniturilor nefacturate cuprinse în creanțele comerciale este de 1.116,0 milioane RON la 31 decembrie 2022 (540,5 milioane RON la 31 decembrie 2021, 264,8 milioane RON la 31 decembrie 2020).

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 martie 2023:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		(în milioane RON)		
Nerestante	2,32%	1.927,7	(44,6)	1.883,0
Restante – de la 0 la 3 luni	28,82%	44,6	(12,9)	31,7
Restante – de la 3 la 6 luni	85,84%	23,9	(20,5)	3,4
Restante – de la 6 luni la 1 an	100,00%	13,7	(13,7)	0,0
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	20,8	(20,8)	0,0
Total		**2.030,6**	**(112,5)**	**1.918,2**
Clienți analizați individual		**396,7**	**0,0**	**396,7**
Total creanțe comerciale		**2.427,3**	**(112,5)**	**2.314,9**

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 decembrie 2022:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		(în milioane RON)		
Nerestante	2,45%	1.014,9	(24,9)	990,0
Restante – de la 0 la 3 luni	36,40%	39,5	(14,4)	25,1
Restante – de la 3 la 6 luni	62,86%	13,5	(8,5)	5,0
Restante – de la 6 luni la 1 an	100,00%	19,0	(19,0)	0,0
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	10,7	(10,7)	0,0
Total		**1.097,6**	**(77,5)**	**1.020,1**
Clienți analizați individual		**330,6**	**0,0**	**330,6**
Total creanțe comerciale		**1.428,2**	**(77,5)**	**1.350,7**

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 decembrie 2021:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		(în milioane RON)		
Nerestante	1,95%	163,2	(3,2)	160,0
Restante – de la 0 la 3 luni	40,29%	7,9	(3,2)	4,7
Restante – de la 3 la 6 luni	88,77%	3,7	(3,3)	0,4
Restante – de la 6 luni la 1 an	100,00%	3,4	(3,4)	0,0
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	21,0	(21,0)	0,0
Total		**199,2**	**(34,0)**	**165,1**
Clienți analizați individual		**498,4**	**0,0**	**498,4**
Total creanțe comerciale		**697,6**	**(34,0)**	**663,5**

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 decembrie 2020:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		(în milioane RON)		
Nerestante	1,62%	176,6	(2,9)	173,7
Restante – de la 0 la 3 luni	50,12%	11,9	(6,0)	5,9
Restante – de la 3 la 6 luni	100,00%	6,2	(6,2)	0,0
Restante – de la 6 luni la 1 an	100,00%	3,4	(3,4)	0,0
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	4,3	(4,3)	0,0
Total		**202,3**	**(22,7)**	**179,6**
Clienți analizați individual		**158,4**	**0,0**	**158,4**
Total creanțe comerciale		**360,7**	**(22,7)**	**338,0**

Clienții analizați individual reprezintă clienți cu solduri restante pentru care Grupul consideră că există risc nesemnificativ de neîncasare a creanțelor.

Ratele pierderilor pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 se bazează pe pierderile din creditare înregistrate efectiv în ultimele trei trimestre având în vedere creșterea segmentului de furnizare și întârzierile în facturarea energiei electrice furnizate (la 31 decembrie 2022, ultimii cinci ani).

Ratele pierderilor pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022 se bazează pe pierderile din creditare înregistrate efectiv în ultimii cinci ani (pentru 2021, ultimii patru ani, și pentru 2020, ultimii trei ani).

Grupul are garanții primite de la clienți în valoare de 470,4 milioane RON la 31 martie 2023 (907,6 milioane RON la 31 decembrie 2022). Acestea sunt garanții de plată sub formă de scrisori de garanție bancare primite în legătură cu contractele de vânzare a energiei electrice. Scăderea numărului de garanții primite de la clienți în cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 se datorează implementării pieței bazate pe mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice. Tranzacțiile pe această piață se fac prin OPCOM în calitate de intermediar, ceea ce înseamnă că Grupul a încheiat un contract privind vânzarea pe piața angro cu OPCOM, acest lucru ducând la scăderea numărului de contracte privind vânzarea pe piața angro în perioada de trei luni încheiate la 31 martie 2023.

Grupul are garanții primite de la clienți în valoare de 907,6 milioane RON la 31 decembrie 2022 (593,0 milioane RON la 31 decembrie 2021, 432,9 milioane RON la 31 decembrie 2020). Acestea sunt garanții de plată sub formă de scrisori de garanție bancare primite în legătură cu contractele de vânzare a energiei electrice.

Risc de lichiditate

Riscul de lichiditate reprezintă riscul ca Grupul să întâmpine dificultăți în onorarea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate prin transferul numerarului sau altui activ financiar. Grupul are numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt semnificative, astfel încât nu se confruntă cu un risc de lichiditate semnificativ.

Grupul 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. Grupul urmărește menținerea unui 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 ale datoriilor financiare la data de raportare. Fluxurile de numerar contractuale sunt prezentate ca valoare brută și neactualizată și includ plățile estimate de dobândă.

		Fluxuri de numerar contractuale			
31 decembrie 2022	**Valoare contabilă**	**Total**	**< 12 luni**	**1 – 5 ani**	**> 5 ani**
		(în milioane RON)			
Datorii financiare					
Datorii comerciale	283,4	283,4	283,0	0,4	0,0
Împrumuturi bancare	484,5	513,2	103,3	386,8	23,1
Datorii privind leasingul financiar	15,4	17,9	8,3	4,7	4,9
Total	**783,3**	**814,5**	**394,6**	**391,9**	**28,0**

		Fluxuri de numerar contractuale			
31 decembrie 2021	**Valoare contabilă**	**Total**	**< 12 luni**	**1 – 5 ani**	**> 5 ani**
		(în milioane RON)			
Datorii financiare					
Datorii comerciale	173,9	173,9	171,4	2,5	0,0
Împrumuturi bancare	577,8	581,5	95,3	371,2	115,0
Datorii privind leasingul financiar	12,5	15,5	4,5	5,2	5,8
Total	**764,2**	**771,0**	**271,2**	**379,0**	**120,8**

		Fluxuri de numerar contractuale			
31 decembrie 2020	**Valoare contabilă**	**Total**	**< 12 luni**	**1 – 5 ani**	**> 5 ani**
Datorii financiare					
Datorii comerciale	178,4	178,4	172,7	5,6	0,0
Împrumuturi bancare	31,9	32,0	29,1	3,0	0,0
Datorii privind leasingul financiar	21,0	21,6	8,6	13,1	0,0
Total	**231,3**	**232,1**	**210,4**	**21,7**	**0,0**

Risc de piață

Riscul de piață reprezintă riscul ca modificări ale prețurilor pieței (adică cursul de schimb valutar și rata dobânzii) să afecteze profitul Grupului sau valoarea instrumentelor financiare deținute. Obiectivul gestionării riscului de piață este menținerea expunerilor la riscul de piață în limite acceptabile și optimizarea rezultatelor.

Riscul de rată a dobânzii

Grupul are împrumuturi bancare pe termen lung cu rate de dobândă variabile, care pot expune Grupul la riscul de rată a dobânzii.

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
		(în milioane RON)	
Instrumente cu rată fixă			
Active financiare			
Numerar restricționat	101,1	10,3	10,3
Investiții in obligatiuni corporative, depozite si obligatiuni guvernamentale	3.386,1	2.561,5	1.730,1
Total	**3.487,1**	**2.571,7**	**1.740,3**
Datorii financiare			
Datorii aferente contractelor de leasing	(15,4)	(12,5)	(21,0)
Total	**(15,4)**	**(12,5)**	**(21,0)**
Instrumente cu rată variabilă			
Datorii financiare			
Împrumuturi bancare	(484,5)	(577,8)	(31,9)
Total	**(484,5)**	**(577,8)**	**(31,9)**

Analiza de senzitivitate a valorii juste a instrumentelor cu rata dobânzii fixă

Grupul nu are active financiare și datorii financiare cu o 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 afecta profitul sau pierderea.

Analiza de senzitivitate a fluxurilor de numerar ale instrumentelor cu rata dobânzii variabilă

O modificare rezonabilă a ratelor dobânzii cu 50 de puncte de bază la data de raportare ar fi crescut (diminuat) profitul înainte de impozitare cu sumele de mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile, în special cursurile de schimb valutar, rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare	
	creștere cu 50 de puncte de bază	**diminuare cu 50 de puncte de bază**
	(în milioane RON)	
2022		
Instrumente cu rată variabilă	(2,4)	2,4
2021		
Instrumente cu rată variabilă	(0,8)	0,0
2020		
Instrumente cu rată variabilă	(0,2)	0,2

Riscul valutar

Grupul este expus la riscul valutar de tranzacționare în măsura în care există un dezechilibru între monedele în care efectuează vânzări, achiziții și în care sunt denominate creanțele și împrumuturile și monedele funcționale respective ale Grupului. Moneda funcțională a Grupului este Leul românesc (RON).

Moneda în care sunt denominate aceste tranzacţii sunt în principal RON. Anumite datorii sunt denominate în valută, precum EUR şi USD. Politica Grupului de gestionare a riscului este de a utiliza în principal moneda locală. Grupul nu utilizează instrumente derivate sau instrumente de acoperire a riscului.

	31 decembrie 2022 - echivalentul în milioane RON al valutei -			
	EUR	**USD**	**CHF**	**HUF**
Creanţe comerciale	0,2	0,0	0,0	0,0
Investiţii în obligaţiuni corporative	351,3	0,0	0,0	0,0
Numerar şi echivalente de numerar	4,0	0,2	0,0	0,0
Datorii comerciale	(4,0)	0,0	0,0	0,0
Împrumuturi bancare	(483,0)	0,0	0,0	0,0
Datorii aferente contractelor de leasing	(13,6)	0,0	0,0	0,0
Expunere netă la nivelul situaţiei poziţiei financiare	**(145,0)**	**0,2**	**0,0**	**0,0**

	31 decembrie 2021 - echivalentul în milioane RON al valutei -			
	EUR	**USD**	**CHF**	**HUF**
Creanţe comerciale	2,8	0,0	0,0	0,0
Numerar şi echivalente de numerar	99,5	0,2	0,3	0,2
Datorii comerciale	(4,7)	(0,2)	0,0	0,0
Împrumuturi bancare	(574,4)	0,0	0,0	0,0
Datorii aferente contractelor de leasing	(8,7)	0,0	0,0	0,0
Expunere netă la nivelul situaţiei poziţiei financiare	**(485,4)**	**0,1**	**0,3**	**0,2**

	31 decembrie 2020 - echivalentul în milioane RON al valutei -			
	EUR	**USD**	**CHF**	**HUF**
Numerar şi echivalente de numerar	1,0	0,1	0,3	0,2
Datorii comerciale	(69,9)	(0,2)	0,0	0,0
Împrumuturi bancare	(26,9)	0,0	0,0	0,0
Datorii aferente contractelor de leasing	(16,1)	0,0	0,0	0,0
Expunere netă la nivelul situaţiei poziţiei financiare	**(111,9)**	**(0,0)**	**0,3**	**0,2**

Au fost aplicate următoarele cursuri de schimb:

	31 decembrie 2022	**31 decembrie 2021**	**31 decembrie 2020**
RON / EUR	4,9474	4,9481	4,8694
RON / USD	4,6346	4,3707	3,966
RON / CHF	5,0289	4,7884	4,4997
RON / 100 HUF	1,2354	1,3391	1,3356

Analiza de senzitivitate

O apreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante. Grupul are expunere limitată fată de USD și CHF.

	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2022 (milioane RON)	**Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2021 (milioane RON)**	**Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2020 (milioane RON)**
EUR	7,3	24,3	5,6
USD	(0,0)	(0,0)	0,0
CHF	0,0	0,0	0,0
100 HUF	0,0	0,0	0,0
Total	**7,2**	**24,2**	**5,6**

O depreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2022 (milioane RON)	**Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2021 (milioane RON)**	**Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2020 (milioane RON)**
EUR	(7,3)	(24,3)	(5,6)
USD	0,0	0,0	(0,0)
CHF	0,0	0,0	0,0
100 HUF	0,0	0,0	0,0
Total	**(7,2)**	**(24,2)**	**(5,6)**

PREZENTAREA SECTORULUI DE ACTIVITATE ŞI PRINCIPALELE TENDINŢE

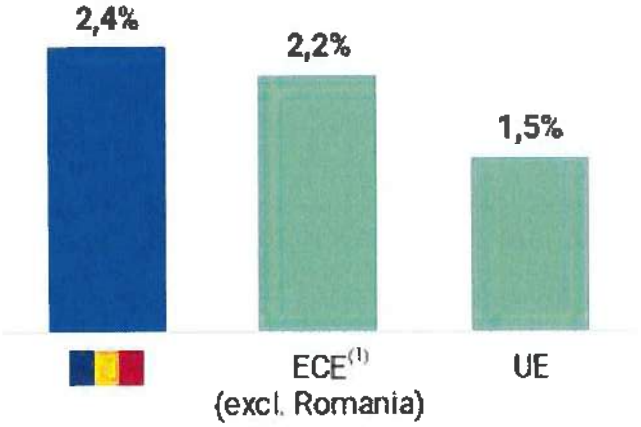
Informaţiile următoare referitoare la sectorul de activitate sunt prezentate exclusiv cu scopul oferirii unui context. În prezentul Prospect, afirmaţiile referitoare la piaţa şi sectorul în care îşi desfăşoară activitatea Societatea şi la poziţia sa pe acestea se bazează în principal pe publicaţii şi studii specializate în domeniu, pe informaţii obţinute de la organisme guvernamentale oficiale sau de la nivelul sectorului de activitate, inclusiv din surse terţe, şi pe estimările Societăţii bazate pe informaţii obţinute de la autorităţi de reglementare, organizaţii şi asociaţii de afaceri şi din sectorul de activitate, consultanţi şi alte surse din sectoarele în care îşi desfăşoară activitatea Grupul, precum şi pe experienţa în afaceri şi în domeniul de activitate a echipei superioare de conducere. Dacă nu se precizează altfel, toate datele referitoare la piaţă, sectorul de activitate, cota de piaţă şi poziţia concurenţială prezentate în prezenta secţiune cu privire la piaţa pe care îşi desfăşoară activitatea Grupul reprezintă estimări şi trebuie tratate cu prudenţă, implică riscuri şi incertitudini şi pot face obiectul unor modificări în funcţie de diverşi factori. Informaţiile au fost extrase din surse terţe pe care Societatea le consideră în mod rezonabil ca fiind de încredere, inclusiv din Raportul Wood Mackenzie, dar Societatea nu a verificat în mod independent respectivele informaţii şi nu poate garanta exactitatea sau caracterul complet al acestora. Toate informaţiile de piaţă şi statistice puse la dispoziţie de Wood Mackenzie (astfel cum a fost definit mai jos) şi prezentate în această Secţiune („Prezentarea sectorului de activitate şi principalele tendinţe") şi în alte părţi ale prezentului Prospect au fost reproduse din Raportul Wood Mackenzie. Factorii suplimentari care ar trebui avuţi în vedere în evaluarea utilităţii datelor de piaţă şi concurenţiale sunt descrişi în alte părţi ale prezentului Prospect, inclusiv cei prevăzuţi în secţiunea intitulată „Factori de risc" a prezentului Prospect. Drept urmare, nu trebuie manifestată o încredere neîntemeiată în legătură cu oricare dintre datele referitoare la piaţă, sectorul de activitate, cota de piaţă şi poziţia concurenţială cuprinse în acest Prospect. A se vedea „Prezentarea informaţiilor financiare şi a altor informaţii".

*Informaţiile incluse care provin din Raportul Wood Mackenzie, precum şi orice actualizare a acestora, sunt publicate de grupul Wood Mackenzie („**Wood Mackenzie**") şi rămân supuse drepturilor de autor ale grupului Wood Mackenzie, ale licenţiatorilor acestuia şi ale oricărei părţi terţe, după caz, şi au fost puse la dispoziţia SOCIETĂŢII DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A. şi a Afiliaţilor acesteia în condiţiile agreate între Wood Mackenzie şi Acţionarul Vânzător. Datele şi informaţiile furnizate de Wood Mackenzie nu trebuie interpretate drept consultanţă. Nicio parte a acestora nu constituie o ofertă de cumpărare sau de vânzare de valori mobiliare sau o recomandare de investiţii. Nu aveţi dreptul să copiaţi sau să utilizaţi aceste date şi informaţii, altfel decât în conformitate cu permisiunea expresă în scris din partea Wood Mackenzie. Wood Mackenzie nu oferă o analiză completă a poziţiei financiare sau a perspectivelor vreunei companii sau entităţi şi nicio parte din conţinutul prezentului document nu trebuie interpretată drept observaţii privind valoarea titlurilor de valoare ale vreunei entităţi.*

Analiza macroeconomică a României şi a Europei Centrale şi de Est

Economia românească este bine poziţionată pentru a beneficia de o mai mare integrare europeană şi de conjunctura favorabilă oferită de politicile naţionale. România contribuie cu aproximativ 19% la PIB-ul Europei Centrale şi de Est şi se anticipează că va fi una dintre economiile cu cele mai rapide creşteri economice din Europa, cu o creştere medie reală a PIB-ului de la an la an estimată de 2,4% pentru anii 2022-2026, în comparaţie cu 2,2% pentru restul Europei Centrale şi de Est (media pentru Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia şi Slovacia).

Figura 2: Creşterea reală a PIB-ului între 2022 – 2026 (%)



Sursă: Raportul Wood Mackenzie
Note:
1. Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia, România şi Slovacia

Pe termen lung (2025 – 2035), PIB-ul real al României este prognozat să crească cu o rată de creştere anuală compusă („**CAGR**") de 1,8% care poate fi în continuare defalcată în următoarele elemente macroeconomice cheie: (i) formare brută de capital fix de 1,4%, care încurajează creşterea producţiei industriale, (ii) investiţii de capital şi creşteri de productivitate de +0,8%, care compensează diminuarea forţei de muncă şi (iii) creştere negativă a componentei forţei de muncă de -0,4%. Se anticipează că expansiunea sectorului serviciilor va reprezenta principalul vector al creşterii nominale, contribuind cu 65% din PIB până în 2035.

Inflaţia determinată de nivelul ofertei a crescut în ultimii doi ani, ceea ce a condus la rate ale inflaţiei observate de 5,0% şi 9,6% în 2021 şi respectiv 2022, în timp ce în 2020 nivelul anual al inflaţiei a fost de 2,6%.

România vizează să continue convergenţa cu Uniunea Europeană pentru a-şi asigura susţinere pe termen lung din partea programelor coordonate de UE. Aceste demersuri sunt clar vizibile prin planurile de i) accelerare a reformelor structurale şi de consolidare a instituţiilor, ii) adoptare a monedei Euro până în 2029 şi iii) aderare la spaţiul Schengen. Dovada unui aflux de investiţii de succes bazat pe aceste reforme este ilustrată de iniţiativele de finanţare coordonate de UE, cum este Politica de coeziune a UE, prin care se aşteaptă ca România să primească 31,5 miliarde de Euro între 2021 şi 2027 cu scopul promovării coeziunii economice, sociale şi teritoriale ale regiunilor sale şi al tranziţiei sale verzi şi digitale.

În cadrul procesului de dezvoltare a economiei României, au fost stabilite diverse obiective naţionale de realizare a unor noi capacităţi de producere a energiei din surse regenerabile şi nucleare, cum ar fi demersurile de stimulare a cadrului legislativ şi de reglementare pentru investiţii private în producerea de energie din surse regenerabile. Planul de redresare şi reziliență al României („**PNRR**") joacă un rol major în facilitarea dezvoltării producţiei de energie din surse regenerabile. Pachetul cuprinde o asistenţă în valoare de 29 miliarde EUR, aceste fonduri fiind repartizate către 107 investiţii şi 64 de reforme, cu obiectivul unei creşteri suplimentare a PIB-ului de 1,1% până în 2026. Graficul următor prezintă alocarea asistenţei din pachet.

Figura 3:

Alocarea PNRR

Sursa: Comisia Europeană
Note:
1. Printre inițiativele legate de tranziția verde se numără modernizarea căilor ferate, mobilitatea urbană, producerea de energie curată, eficiența energetică a clădirilor și biodiversitatea și protecția mediului

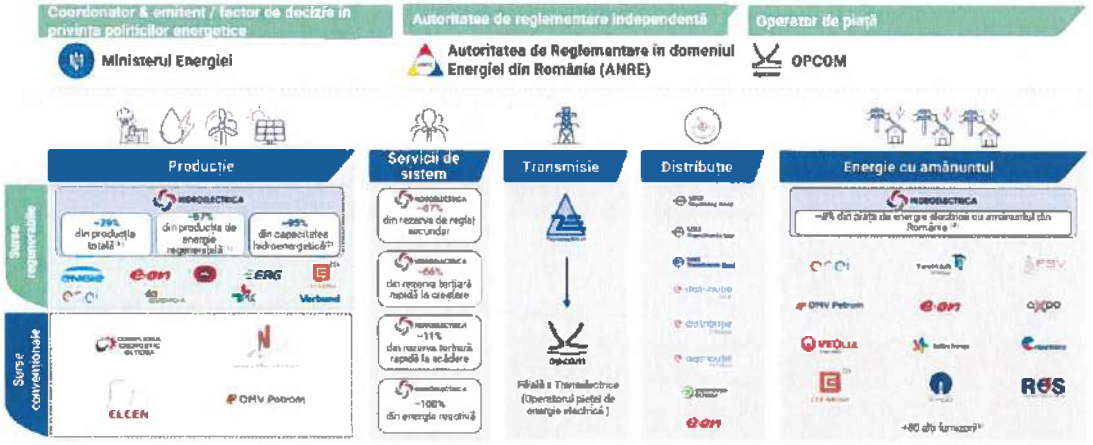
PNRR are scopul să sprijine investițiile României în: (i) infrastructura feroviară, inclusiv căi ferate electrificate sau cu emisii zero (3,9 miliarde EUR); (ii) mobilitatea urbană printr-o infrastructură pentru un transport urban verde și mai sigur (1,8 miliarde EUR); (iii) renovarea energetică din punctul de vedere al eficienței și consolidarea seismică a clădirilor (2,7 miliarde EUR); și (iv) producerea de energie verde (855 milioane EUR) prin eliminarea treptată a capacităților de producție a energiei pe bază de cărbune și lignit și instalarea unor capacități de producție din surse regenerabile și pe bază de hidrogen.

Participanți la piață

Hidroelectrica are un rol esențial în sectorul energetic al României, fiind platforma numărul 1 de producere a energiei, cu un portofoliu 100% verde și ambiții de creștere pe sectorul de furnizare a energiei cu amănuntul.

Figura 4:

Graficul de mai jos prezintă structura sectorului energetic din România



Sursă: Rapoartele anuale ale ANRE
Note:
1. Cote de piață medii între 2018 și 2022, pe baza cantității totale de energie livrată în rețea conform rapoartelor anuale ale Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei
2. Pe baza capacității hidroenergetice de 6,3 GW a Hidroelectrica potrivit informațiilor Societății și estimărilor Wood Mackenzie privind capacitățile hidroenergetice din România la nivelul anului 2022
3. Activele CEZ Group din România sunt deținute de Macquarie (MIRA) și nu mai fac parte din CEZ a.s.
4. Pe baza cotelor de piață din anul curent ale furnizorilor conform raportului Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru luna decembrie 2022
5. Conform raportului Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru luna noiembrie 2022

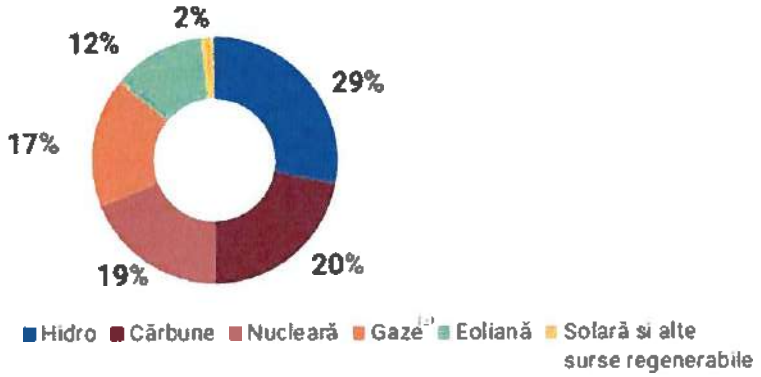
Sectorul energetic din România este reglementat de Ministerul Energiei, care poartă responsabilitatea pentru politicile energetice, monitorizarea respectării cerințelor și obligațiilor impuse de UE și administrarea generală a activelor publice din sectorul energetic. ANRE este un organism administrativ autonom sub control parlamentar, responsabil pentru adoptarea regulamentelor în sectoarele energiei electrice, energiei termice și gazelor naturale, precum și în domeniul eficienței energetice. În paralel, Agenția Națională pentru Protecția Mediului este responsabilă cu punerea în aplicare a normelor și politicilor legate de protecția mediului, fiind principalul organism de reglementare care eliberează autorizații. În mod similar, ANAR monitorizează și administrează apele și infrastructura hidrologică din domeniul public al statului român.

OPCOM este administratorul pieței de energie electrică, printre ale cărui responsabilități se numără: (i) organizarea și administrarea activităților pieței centralizate pentru tranzacționarea angro a energiei electrice; (ii) operațiuni de decontare pentru PZU și piața intrazilnică și piața de echilibrare; și (iii) organizarea tranzacționării angro pe termen mediu și lung a energiei electrice și a certificatelor verzi.

Societatea este cel mai mare actor de pe piața producției de energie electrică din România, cu o cotă de piață de aproximativ 29%, reprezentând aproximativ 67% din producția din surse regenerabile, în funcție de volumul mediu de energie livrat în rețea în perioada între 2018 și 2022. Totodată, Hidroelectrica exploatează aproximativ 95% din capacitățile hidroenergetice ale României la nivelul anului 2022.

Figura 5:

Defalcarea pieței de energie din România în perioada 2018 – 2022[1] (% TWh)



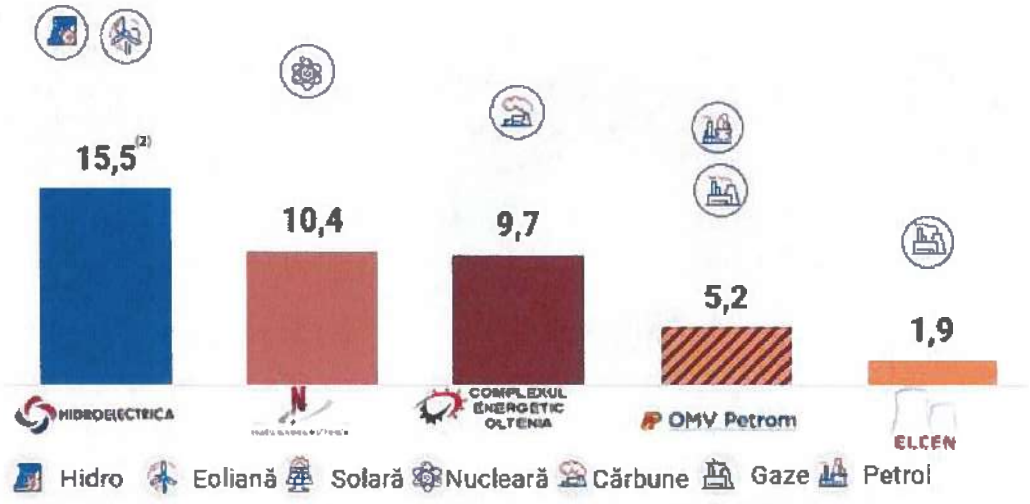
Sursă: ANRE

Note:

1. Pe baza cantității totale de energie electrică livrată în rețea, conform rapoartelor anuale ale Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei
2. Include ulei de încălzire (păcură)

Figura 6:

Producția medie de energie electrică a principalilor 5 producători în intervalul 2018-2022[1] (TWh)



Sursă: ANRE

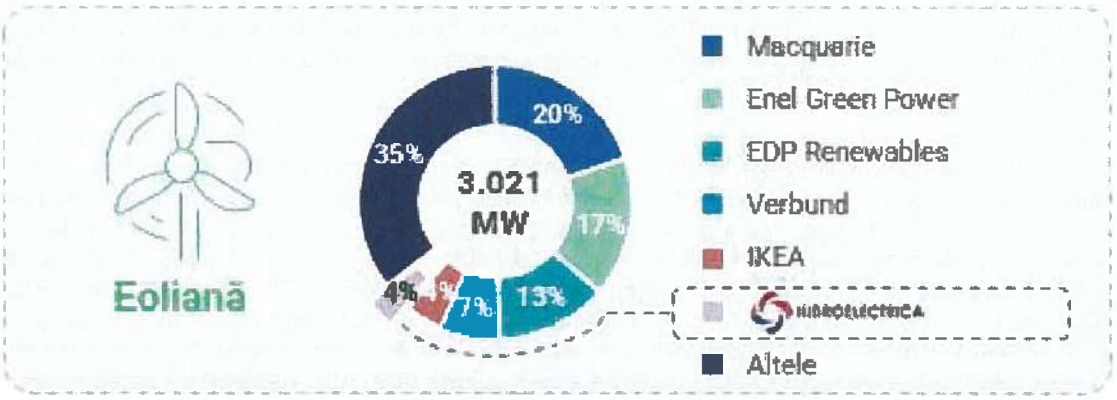
Note:

1. Pe baza cantității totale de energie electrică livrată în rețea, conform rapoartelor anuale ale Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei
2. Calculată ca suma dintre 15,2 TWh (cantitatea medie de energie livrată din surse hidroenergetice în intervalul 2018 și 2022) și 0,3 TWh (energia livrată în rețea de către parcul eolian în 2021)

Hidroelectrica a intrat recent în domeniul eolian prin achiziționarea Crucea Wind Farm (108 MW) de la STEAG GmbH în 2020/2021, reprezentând 4% din capacitatea eoliană totală la nivelul anului 2022. Hidroelectrica are planuri solide să își diversifice mixul energetic prin extinderea portofoliului de producere a energiei electrice din surse de energie regenerabilă, dezvoltându-și în continuare activitatea din domeniile eolian și solar. Cifrele de mai jos reprezintă defalcări ale capacităților totale eoliene în România la nivelul anului 2022.

Figura 7:

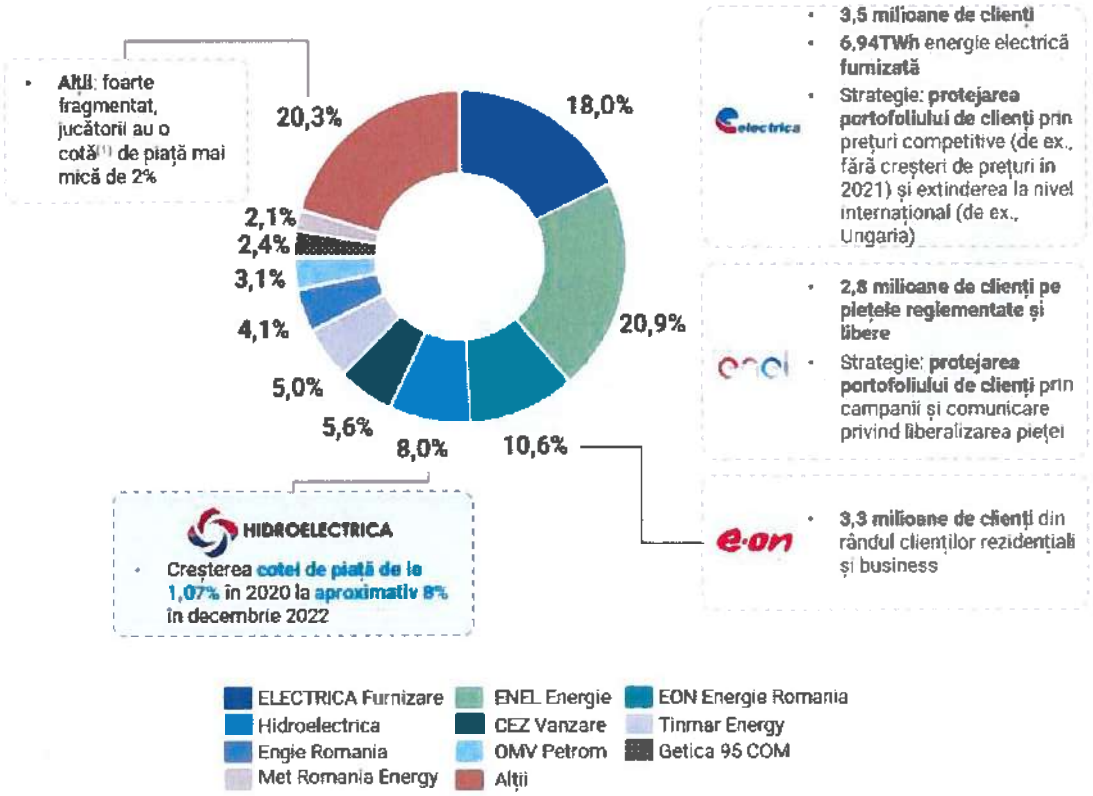
Cotele de piață în domeniul eolian în 2022 (% din capacitate)



Începând cu 2020, Hidroelectrica a intrat pe piața de energie cu amănuntul, unde deținea o cotă de piață de aproximativ 8% în decembrie 2022. Societatea a înregistrat o creștere rapidă în acest sector și intenționează să își consolideze în continuare poziția pe piața de energie cu amănuntul din România, care cuprinde în prezent peste 90 de furnizori, principalii trei actori fiind Electrica Furnizare S.A., Enel S.A. și E.On Energie Romania S.A., deținând împreună o cotă de piață de aproximativ 49% la nivelul anului 2022.

Figura 8:

Cotele pe piața energiei cu amănuntul în Decembrie 2022 (% TWh)



Sursă: ANRE

Note:

1. Companii cu cote de piață de 1%- 2%: Renovatio, Nova Power and gas, Alro, Electrificare CFR, Next Energy Partners, Energy Distribution Services, CE Oltenia, Verbund Wind, EFT Furnizare și alți 74 de furnizori cu cote de piață individuale mai mici de 1%

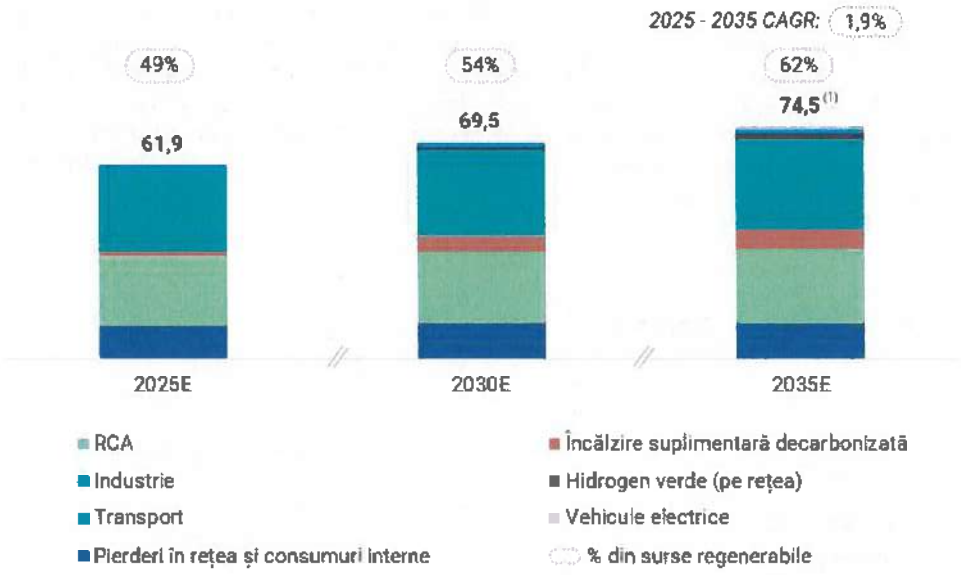
Cerere și ofertă

Expansiunea portofoliului de producere a energiei electrice din România este impulsionată de o majorare a cererii de bază, o accelerare suplimentară provenind din electrificare, susținută de finanțări substanțiale din partea UE, care încurajează creșterea ritmului de punere în funcțiune de noi capacități de producție din surse regenerabile.

Pe măsură ce economia României se dezvoltă, aproximativ 29% din creșterea cererii de până în 2035 va fi reprezentată de o creștere a cererii de bază. Pe lângă aceasta, electrificarea energiei termice, creșterea numărului de vehicule electrice și implementarea tehnologiilor bazate pe hidrogen vor contribui la majorarea creșterii totale a cererii. În plus, există o modificare a mixului de combustibili, pe măsură ce cărbunele este eliminat treptat, iar energia regenerabilă și cea nucleară dobândesc o pondere mai mare în mixul energetic. România anticipează că va atinge o independență de 100% față de combustibilii fosili în mixul energetic național până în 2050 și va elimina treptat cărbunele până în 2032, reducând emisiile de carbon cu 55% până în 2030 (comparativ cu nivelul din 1990). Pe partea de surse de energie regenerabilă, există obiectivul de a avea 10-11 GW suplimentari din proiecte de energie regenerabilă, care vor intra în funcțiune până în 2030. Deoarece cărbunele este eliminat treptat și construcția de noi capacități regenerabile este în curs, se preconizează că România va importa energie pe termen mediu, dar balanța se va inversa până în 2035, când se preconizează că România va produce cu 0,3 TWh de energie mai mult decât cererea sa internă. Cifrele de mai jos ilustrează separat cererea și producția de energie.

Figura 9:

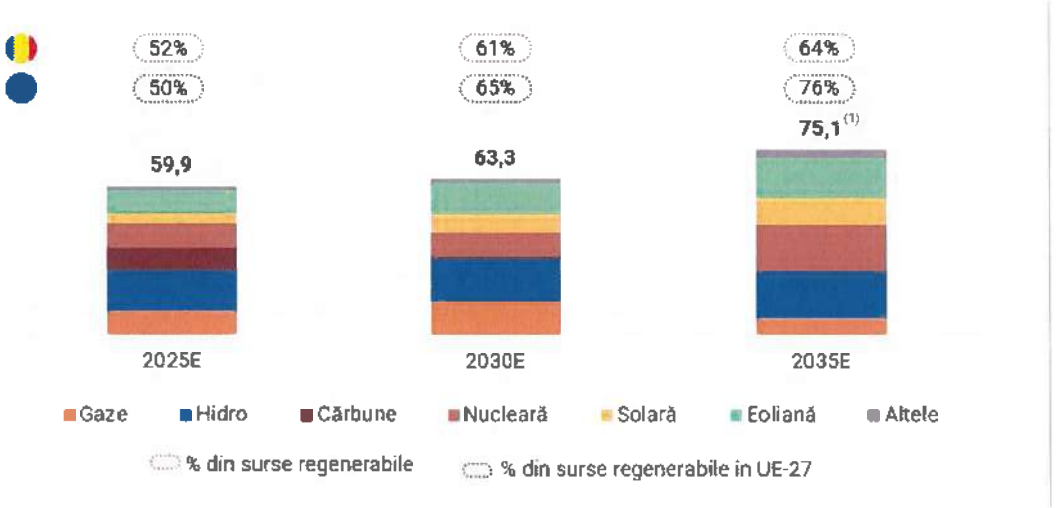
Cererea în România în funcție de surse (TWh)



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Figura 10:

Producția României în funcție de surse (TWh)



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Note:

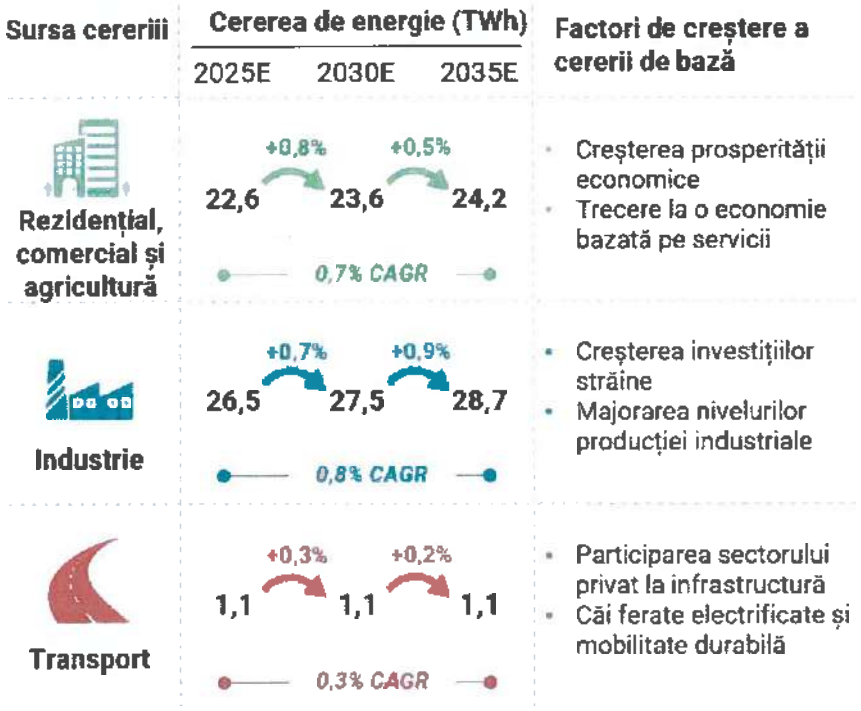
1. Se preconizează că România va produce cu 0,3 TWh mai multă energie decât cererea sa internă în 2035.

Potrivit raportului Wood Mackenzie, se preconizează că ponderea gazelor va crește, atingând un nivel maxim de 27% în 2027, în contextul eliminării treptate a cărbunelui și al inițierii retehnologizării capacităților nucleare. Odată cu creșterea ponderii energiei din surse nucleare și regenerabile, ponderea gazelor este preconizată să coboare la un nivel de 9% până în 2035. În același timp, cota surselor regenerabile este preconizată să atingă 64% ca urmare a inițiativelor de decarbonizare și de conjunctura favorabilă a electrificării. Sursele eoliene, solare și hidro împreună sunt preconizate să furnizeze 30,2 TWh de energie în 2025, 37,4 TWh în 2030 și 46,1 TWh în 2035.

Creșterea cererii de energie a României poate fi împărțită în două categorii principale: (1) cererea de bază și (2) cererea provenind din electrificare.

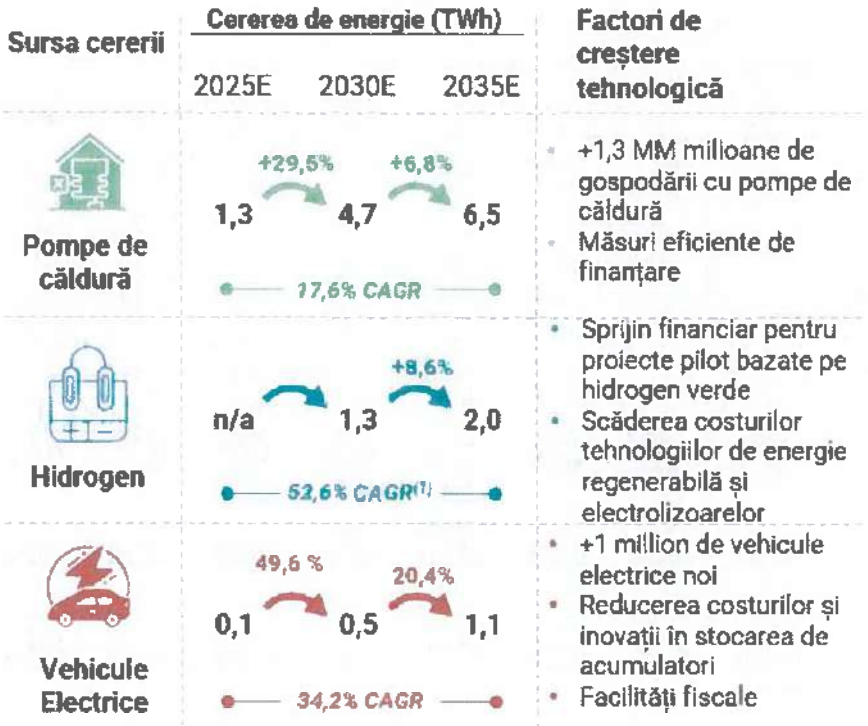
Creşterea cererii de bază a României este împărţită în trei categorii principale: RCA (rezidenţial, comercial şi agricultură), industrie şi transport. Creşterea anticipată a cererii provenind din sectorul RCA, cu o CAGR de 0,7% în intervalul 2025-2035 *(de la 22,6 TWh în 2025E la 24,2 TWh în 2035E)*, este corelată cu o creştere a prosperităţii economice şi cu o trecere la o economie bazată pe servicii. În acelaşi timp, creşterea investiţiilor străine şi majorarea nivelurilor producţiei industriale sunt aşteptate să conducă la o creştere a cererii provenind din sectorul industrial a economiei cu o CAGR de 0,8% în intervalul 2022-2035 *(de la 26,5 TWh în 2025E la 28,7 TWh în 2035E)*. În mod similar, se anticipează o majorare a cererii provenind din sectorul de transporturi, la o CAGR de 0,3% în perioada 2025-2035 *(de la 1,1 TWh în 2025E la 1,1 TWh în 2035E)*, alimentată de o participare mai mare a sectorului privat în infrastructură, electrificarea căilor ferate şi dezvoltarea mobilităţii durabile.

Figura 11.1:



Totodată, se preconizează o creştere accelerată a cererii datorită electrificării cu o cerere în creştere pentru vehicule electrice, electrolizoare şi pompe de căldură, după cum se poate observa în tabelul de mai jos.

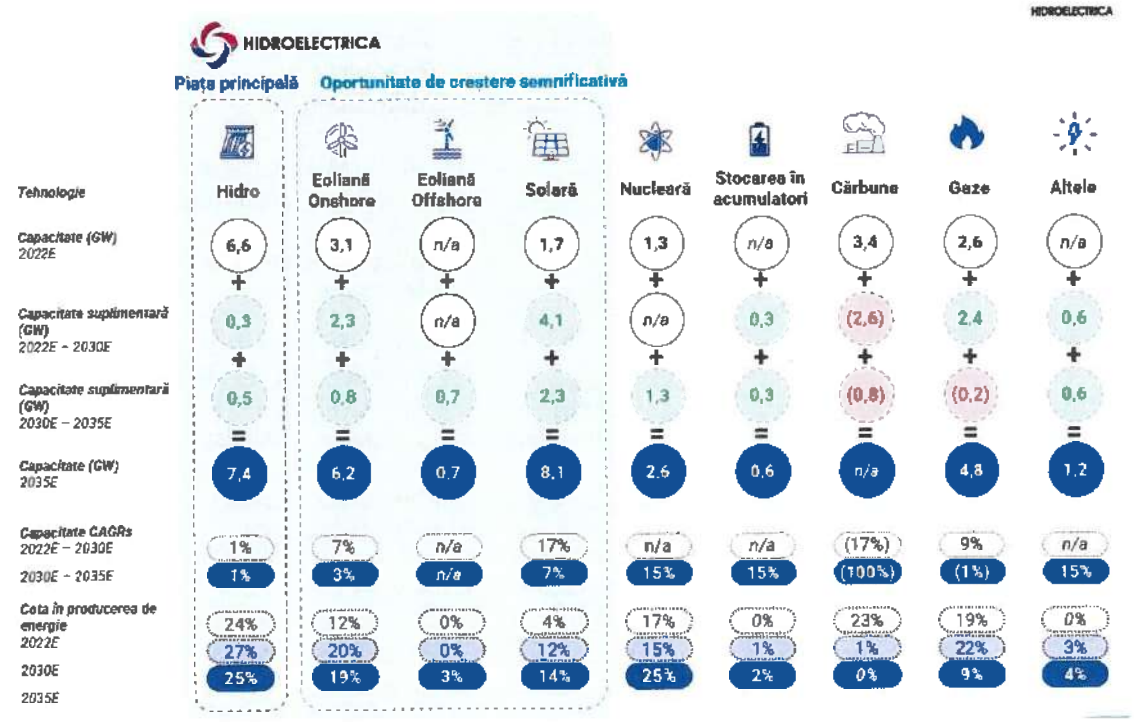
Figura 11.2:



Sursă: Raportul Wood Mackenzie
Note:
1. CAGR pe 9 ani în intervalul 2026 – 2035

În vederea satisfacerii creșterii cererii de energie electrică provenind din numeroase surse, sunt disponibile fonduri substanțiale din partea UE, destinate sprijinirii planurilor României de a își decarbonifica sectorul energetic și de a reduce emisiile de CO2. Printre politicile și fondurile UE se numără (i) Fondul de modernizare, finanțat prin scoaterea la licitație a 2% din totalul certificatelor alocate prin Schema UE de comercializare a certificatelor de emisii („EU-ETS") 2021-2030; (ii) alocarea a 1,6 miliarde de Euro către sectorul energetic al României în cadrul PNRR; sau (iii) alocarea a 1,9 miliarde de Euro din Fondul pentru tranziție echitabilă, în cazul căruia România este al treilea cel mai mare beneficiar. Fondurile substanțiale din partea UE încurajează o accelerare a ritmului de punere în funcțiune de noi capacități de producție din surse regenerabile, însoțită de modificări favorabile aduse reglementărilor din acest domeniu, care vor atrage noi investiții în producția de energie din surse regenerabile la nivelul segmentelor energiei hidroenergetice, eoliene și solare. Graficul de mai jos prezintă creșterea pe sectoare, majoritatea capacității suplimentare provenind din (i) sursă solară 6,4 GW, (ii) sursă eoliană 3,8 GW, (iii) sursă nucleară 1,3 GW și (iv) sursă hidroenergetică 0,8 GW. În prezent, Grupul intenționează să depună o cerere de finanțare în cadrul REpowerEU.

Figura 12:



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Strategia net zero a României este aliniată cu cadrul general al UE, care vizează emisii net zero până în 2050 și o reducere cu 55% a emisiilor de carbon până în 2030 comparativ cu nivelul din 1990. În 2022, REPowerEU a reprezentat un pas major în accelerarea suplimentară a tranziției energetice și în diversificarea surselor de aprovizionare pentru obținerea independenței față de aprovizionarea din Rusia, prin creșterea ritmului de dezvoltare a surselor regenerabile și diminuarea costurilor.

Wood Mackenzie estimează că ponderea surselor de energie regenerabilă în România va crește rapid la 61% până în 2030, cu mult mai mult decât obiectivul național de 49,4%. Se preconizează că vor intra în funcțiune până în 2030 capacități eoliene și solare cu o putere de 11,2 GW, depășindu-se obiectivul de 10,3 GW, ajutând țara să depășească obiectivul legat de producerea de energie din surse regenerabile.

Reglementări

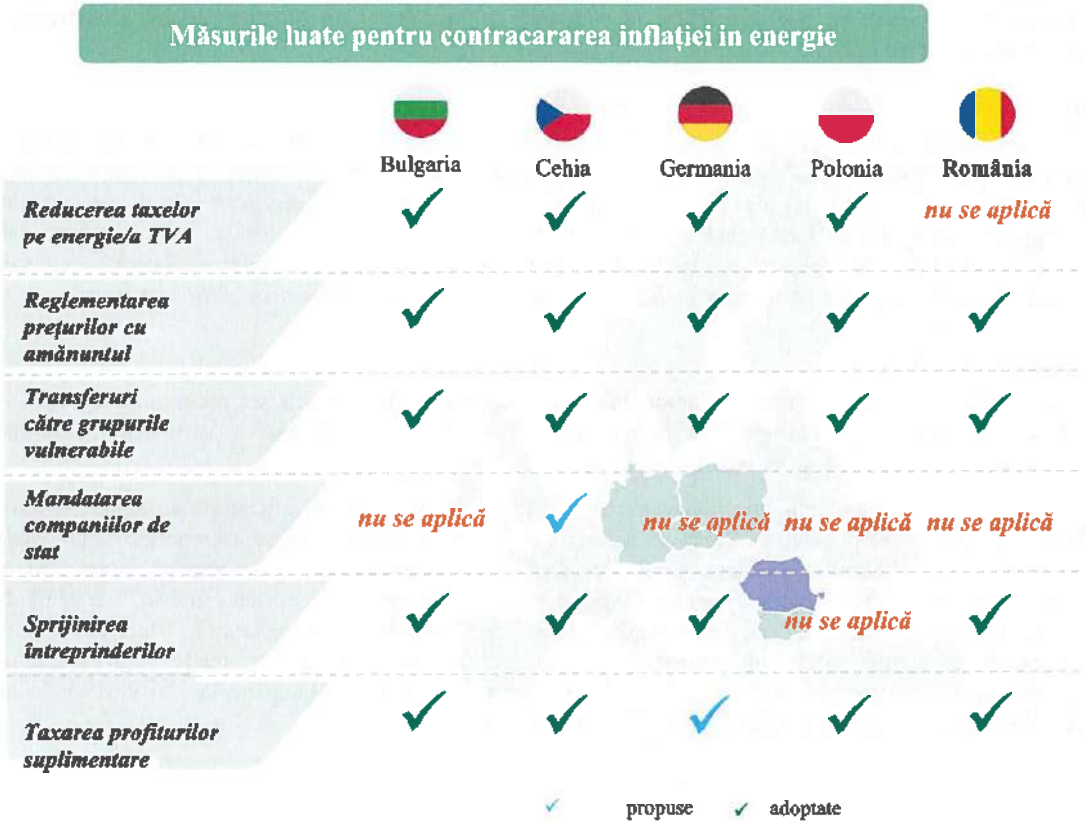
Cadrul legislativ al României a evoluat continuu, aliniindu-se cu politicile UE cu scopul de gestiona creșterea prețurilor la energie și adoptând mecanisme acționând asupra veniturilor care să susțină dezvoltarea producției de energie din surse regenerabile.

Legislația din România este preconizată să evolueze constant pentru a gestiona provocările și a sprijini creșterea economică. În prezent, nu există o companie de utilități 100% integrată vertical în România. De la începutul anilor 2000, odată cu divizarea Companiei Naționale de Electricitate, o companie integrată vertical, în patru entități juridice distincte (Termoelectrica, Hidroelectrica, Electrica și Transelectrica) și cu lansarea pieței spot de energie electrică administrată de OPCOM, sectorul energetic din România s-a aflat pe o traiectorie constantă spre liberalizare. În 2021, piața a devenit complet liberalizată. Ca urmare a creșterii prețurilor la energie în al patrulea trimestru al 2021 și războiul dintre Rusia și Ucraina pornit la începutul anului 2022, piața a fost reglementată în continuare de autoritățile române la fel precum a fost situația în multe țări UE, pentru a face față prețurilor ridicate la energie asupra populației și a competitivității afacerilor din Europa.

Politicile României se concentrează asupra îndeplinirii Planului Național în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice până în 2030. La fel ca alte state membre UE, România ia în prezent măsuri semnificative pentru a face față inflației și creșterii abrupte a prețurilor la energie. Pe fondul crizei energetice, România a introdus numeroase politici, printre care o taxă pe veniturile suplimentare pentru producătorii de energie electrică (a se vedea *„Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare*

și rezultatelor operațiunilor — Descrierea principalelor elemente ale situației veniturilor și cheltuielilor taxa pentru producătorii de energie electrică") și o achiziție centralizată a energiei electrice prin MACEE. Taxa colectată va fi transferată către clienți prin finanțarea plafonului de preț pe piața cu amănuntul. Aceasta reprezintă o reintrare în vigoare temporară a prețurilor reglementate, ca o măsură de protecție, și se anticipează că va rămâne în vigoare până în martie 2025. MACEE impune Societății să vândă prin intermediul MACEE la prețul fix de 450 RON/MWh o anumită cantitate de energie (a se vedea factorul de risc *„Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului"* și secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări – OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)"*). MACEE se aplică producătorilor cu o putere instalată egală sau mai mare de 10 MW și care au fost puse în funcțiune înainte de 1 aprilie 2022. Aceste măsuri de plafonare a prețului sunt utilizate în combinație cu alte inițiative de sprijinire a consumatorilor și companiilor din cele mai afectate sectoare de activitate, cum sunt reglementarea prețului cu amănuntul și transferurile către grupurile vulnerabile.

Figura 13:



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Totodată, în vederea sprijinirii decarbonificării, România a început implementarea și adoptarea unor cadre și mecanisme legislative mai stabile și mai favorabile pentru investiții, pentru a încuraja punerea în funcțiune de noi capacități de producție din surse regenerabile. Printre acestea se numără:

CCEE

De la intrarea în vigoare a OUG 143/2021, producătorii de energie din România pot încheia CCEE în afara pieței, printr-un proces de negociere directă cu un cumpărător ales în mod liber (pentru mai multe detalii a se vedea secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică –Piața energiei din România — Încheierea de CCEE"*).

"PNRR" Proceduri de ofertare concurențială în cadrul unei scheme de ajutor de stat

În 2022, a fost lansată procedura de ofertare concurențială în cadrul unei scheme de ajutor de stat destinată proiectelor de energie regenerabilă cu o putere totală de ~950 MW, în prezent aflându-se în etapa de

selecție. Schema este parte a programului "PNRR" și are scopul de a accelera intrarea în funcțiune a proiectelor de energie regenerabilă aflate în apropierea stadiului „gata de construire".

Contracte pentru diferență (CfD)

În iunie 2020, Guvernul României a semnat un memorandum pentru introducerea licitațiilor CfD pentru energie regenerabilă, nucleară și tehnologiile CCS/CCU. Contrapartida în schema CfD va fi OPCOM, operatorul pieței de energie și gaze din România. OPCOM va încheia CfD cu producătorii eligibili, va încasa și aloca fondurile și va monitoriza beneficiarii CfD pe durata întregului ciclu de viață al schemei. Se intenționează ca organizatorul licitațiilor să fie operatorul de rețea, Transelectrica (pentru mai multe detalii cu privire la schema CfD a se vedea secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică din România — Producerea de energie — Adoptarea unei scheme de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferență*").

Schema CfD ar asigura un mai mare grad de încredere investitorilor pentru a dezvolta proiecte de energie regenerabilă în România. Prețurile stabile ar avea drept rezultat venituri sigure. Investitorii s-ar confrunta cu riscuri mai mici de fluctuație a veniturilor și, drept urmare, ar înregistra un cost al capitalului redus. CfD reprezintă, de asemenea, un facilitator cheie în obținerea de finanțare și un stimulent pentru participarea altor tipuri de investitori la licitații.

Certificate verzi

Schema de sprijin prin certificate verzi a fost introdusă în 2005 și se aplică producătorilor de energie regenerabilă certificați de ANRE până la 31 decembrie 2016. Prin acest mecanism, producătorii de energie regenerabilă au fost certificați de ANRE și în fiecare lună vor primi certificate verzi, i.e. un produs tranzacționabil, emis în conformitate cu sursa folosită (e.g. solară, eoliană, biomasă, hidro) pentru energia produsă și livrată în rețea (pentru mai multe detalii cu privire la schema de sprijin prin certificatele verzi a se vedea secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Schema de sprijin prin certificate verzi*").

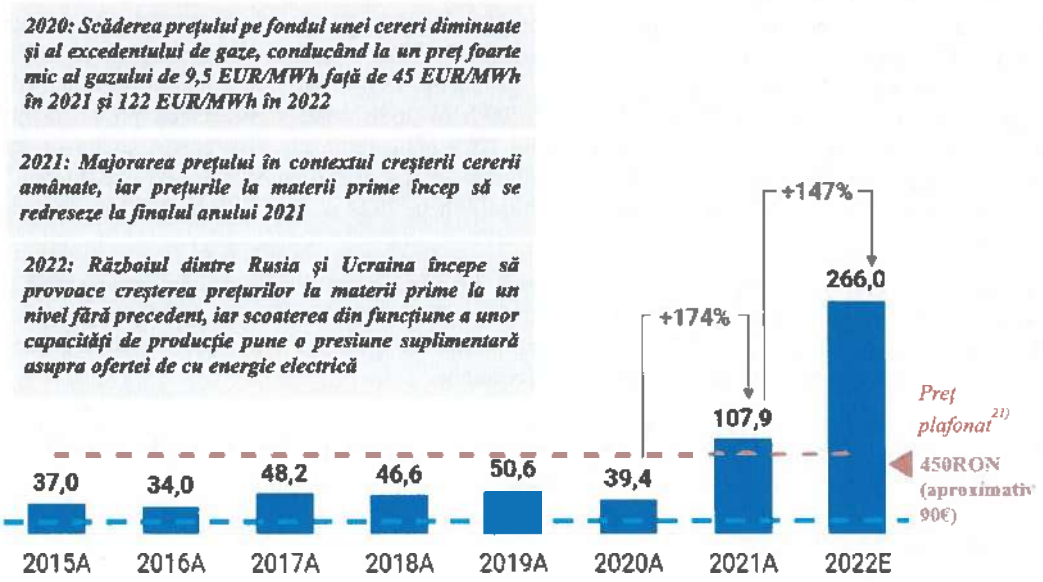
Prețurile la energie

Prețurile energiei electrice au crescut abrupt din cauza războiului din Ucraina, iar prețurile la energie vor fi influențate în viitor de prețurile materiilor prime, de punerea în funcțiune a capacităților de energie regenerabilă, de electrificare și de condițiile hidrologice.

Prețurile la energie în România sunt impactate de mai mulți factori, precum influența hidrologică, accelerarea eliminării treptate a cărbunelui ca sursă de energie, creșterea ponderii surselor de energie regenerabilă și nucleară și majorarea cererii de energie pe fondul electrificării, precum și prețurile gazelor naturale suportate de producători de energie electrică precum OMV Petrom sau Elcen. Pentru prima dată în mai mult de un deceniu, prețul mediu lunar al energiei a depășit pragul de 200 €/MWh în decembrie 2021, cu un vârf de 480 €/MWh în august 2022. În contextul în care prețul gazelor începe să scadă datorită condițiilor meteorologice favorabile, prețurile la energie electrică încep să se reducă, ajungând la 116 €/MWh în medie de la începutul anului 2023 și până în prezent[1], conform OPCOM.

Figura 14:

Preţurile la energie s-au redresat de la finalul anului 2021 – istoricul preţurilor la energia electrică (€ per MWh)



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Note:

1. 1 ianuarie 2023 până la 25 mai 2023
2. Plafonarea parţială a preţului la 450 RON a fost introdusă în martie 2022

ACTIVITATEA SOCIETĂŢII

PREZENTARE GENERALĂ

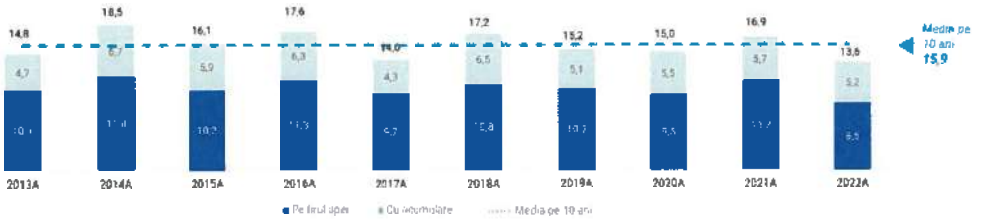
Societatea este principalul producător de energie electrică din România în ceea ce priveşte energia electrică produsă, un jucător important în domeniul hidroenergetic în Europa şi principalul furnizor de servicii de sistem din România, jucând un rol important în securitatea SEN. Societatea este unul dintre cei mai mari jucători în domeniul hidroenergetic în Europa, generând 13,6 TWh de energie electrică din surse hidroenergetice în 2022, 16,9 TWh în 2021 şi 15 TWh în 2020, toate reprezentând producţie brută. Mai mult decât atât, Societatea a devenit la finalul anului 2022 unul dintre cei mai mari furnizori de energie pe piaţa de energie cu amănuntul din România şi a furnizat astfel aproximativ 3,7 TWh de energie electrică către consumatori finali în 2022, în comparaţie cu 1,0 TWh în 2021 şi 0,6 TWh în 2020 (a se vedea figura 29.2 de mai jos).

Societatea este singurul producător de energie electrică din sursă hidro din România care operează unităţi de producţie dispecerizabile. Media pe 10 ani din 2013 pana in 2022 a cantitatii brute de energie electrica produsa de hidrocentrale este de 15,9 TWh pe an.. Cantitatea generată din surse hidroenergetice aferentă anului 2022 reflectă condiţii hidrologice mai puţin favorabile.

De la înfiinţarea Societăţii în actuala formă juridică de societate pe acţiuni în 2000, cel mai mic nivel al producţiei brute de energie electrică înregistrat de Societate a fost de 12,1 TWh în 2012, iar cel mai mare a fost de 20,1 TWh în 2005. Pentru variaţiile hidrologice medii pe 10 ani producţia de energie hidroelectrică a Societăţii în intervalul 2013-2022 a se vedea figura 15 de mai jos, care arată producţia anuală brută de energie hidroelectrică a Societăţii.

Potrivit ANRE, cantitatea totală de energie electrică produsă din toate sursele în România în 2022 a fost de 53,54 TWh, iar un procent de aproximativ 29% din cantitatea totală de energie electrică livrată în reţea, în medie, fiind atribuit către Hidroelectrica în perioada 2018-2022.

Figura 15 Producţia hidroenergetică anuală brută a Hidroelectrica (TWh):



Societatea furnizează şi servicii de sistem (pentru detalii, a se vedea „*Activitate şi operaţiuni — Producţia de energie — Servicii de sistem*"), inclusiv servicii de reglaj secundar (reglajul automat centralizat al frecvenţei pentru aducerea frecvenţei/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 minute), servicii de rezervă terţiară rapidă (rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea şi încărcarea sarcinii în maximum 30 de minute) şi servicii de asigurare a energiei reactive. Volumul mediu pe 10 ani al serviciilor de reglaj secundar furnizate de Societate în intervalul 2013-2022 a fost de aproximativ 61% din totalul serviciilor de reglaj secundar necesare pentru SEN. Volumul mediu pe 10 ani al serviciilor de rezervă terţiară rapidă furnizate de Societate în intervalul 2013-2022 a fost de 79% din totalul serviciilor de rezervă terţiară rapidă necesare pentru SEN. Volumul mediu pe 10 ani al serviciilor de asigurare a energiei reactive furnizate de Societate în intervalul 2013-2022 a fost de 100% din serviciile de asigurare a energiei reactive debitată sau absorbită din reţea în banda secundară de reglaj a tensiunii, necesare pentru SEN.

Societatea produce energie electrică atât din activele sale hidroenergetice, cât şi din cele eoliene şi, la 31 decembrie 2022, luând în calcul puterea instalată de 108 MW a Crucea Wind Farm, Societatea dispune de o putere instalată de 6.389 MW (sau 6.480 MW, dacă se iau în calcul şi staţiile de pompare).

În ceea ce priveşte activele hidroenergetice, Grupul deţine şi exploatează 182 de hidrocentrale, care sunt poziţionate strategic în şapte sucursale de pe întreg teritoriul României ,incluzând[22] Porţile de Fier (cu o putere instalată de 1,6 GW), Vâlcea (cu o putere instalată de 1,5 GW), Haţeg (cu o putere instalată de 0,7 GW), Curtea de Argeş (cu o putere instalată de 0,7 GW), Bistriţa (cu o putere instalată de 0,6 GW), Cluj (cu o putere instalată de 0,5 GW) şi Sebeş (cu o putere instalată de 0,5 GW). Societatea are, de asemenea,

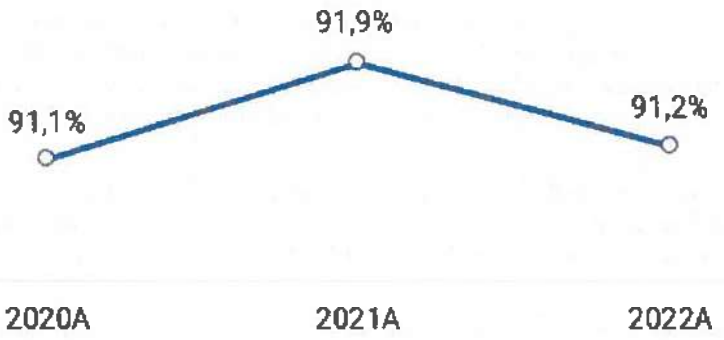
[22] Puterea instalată prezentată include doar CHE cu o capacitate de peste 10 MW şi exclude 91,5 MW aferenţi staţiilor de pompare

5 stații de pompare, cu o putere instalată de 91,5 MW și care contribuie la eficiențele operaționale în gospodărirea apelor în vederea optimizării producției de energie electrică de către Societate.

Puterea instalată totală a Societății se împarte în trei categorii corespunzând celor trei tipuri de active: (i) centrale hidroelectrice cu acumulare, (ii) centrale hidroelectrice pe firul apei; și (iii) stații de pompare. Societatea a generat energie electrică încă de la înființarea sa și continuă să dețină un portofoliu de producție 100% din surse regenerabile.

Hidrocentralele Societății sunt supuse activităților de mentenanță prin programele de mentenanță preventivă și corectivă în conformitate cu contractul-cadru încheiat anual și în mod standardizat între Societate și subsidiara sa Hidroserv (pentru detalii, a se vedea „Activitate și operațiuni — Producția de energie — Mentenanța ca parte a cheltuielilor de exploatare"). Contractul-cadru este conceput pentru a menține disponibilitatea centralelor într-un mod sustenabil (atât pentru construcții, cât și pentru echipamente) (astfel cum se evidențiază în figura 16 de mai jos) pentru producerea de energie electrică și pentru a menține instalațiile hidroenergetice în condiții de siguranță în exploatare.

Figura 16: Disponibilitatea unităților hidroenergetice



Disponibilitatea medie a instalațiilor în cazul centralelor hidroelectrice cu putere instalată mai mare de 4MW

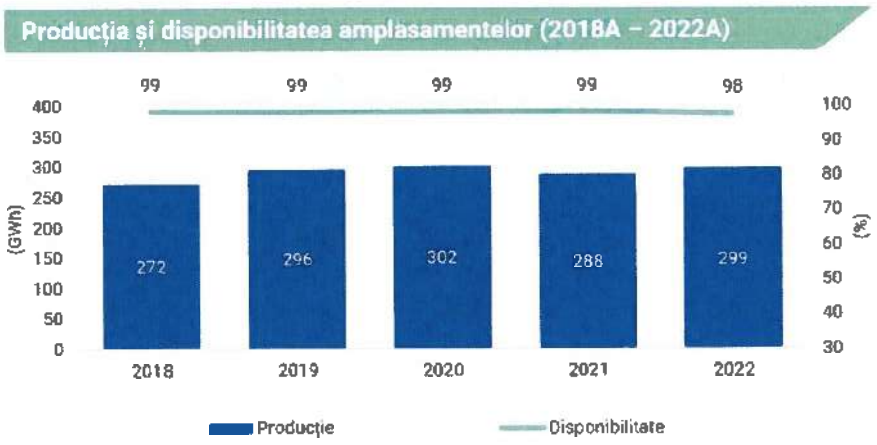
În ceea ce privește activele eoliene, în 2021, Grupul a achiziționat un parc eolian (Crucea Wind Farm) cu o putere instalată de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 a câte 3 MW fiecare dezvoltat și pus în funcțiune integral de STEAG în 2014. Tabelul de mai jos prezintă indicatorii operaționali ai Crucea Wind Farm în perioada 2020-2022.

	2020	2021	2022
Factor de capacitate netă[23] (%)	31,97	30,48	31,59
Putere generată (MWh) – producție netă livrată în rețea	302.450	288.323	298.874
Disponibilitatea instalațiilor (%)	98,72	98,70	98,10
Întreruperi în funcționare planificate/neplanificate (ore/an)	34/0	36/0	36/0

Ca urmare a lucrărilor de mentenanță derulate în baza contractului încheiat cu Vestas (pentru mai multe detalii, a se vedea „*Contracte semnificative — Contractul cu Vestas*"), Crucea Wind Farm a înregistrat o rată de disponibilitate ridicată raportat la producția sa, după cum se evidențiază în figura de mai jos:

[23] Energia produsă/puterea nominală teoretică de energie (capacitate instalată x numărul de ore pe an (8760 de ore)) x 100

Figura 17:



Electricitatea produsă de Societate se vinde în principiu pe două canale: (i) pe piețele de energie electrică angro și (ii) pe piețele de energie electrică cu amănuntul (electricitate furnizată către consumatori finali). Cota de piață de energie electrică cu amănuntul a Societății a crescut de la 1,33% în 2020 la 8,04% la decembrie 2022, iar numărul clienților săi pe piața cu amănuntul a crescut de la 2.465 în 2020 la mai mult de 482.000 în 2022.

Controlul Grupului asupra acumulărilor de apă și amenajărilor hidroenergetice de pe râurile interioare contribuie la gospodărirea apelor în caz de inundații (în urma unei decizii a Comitetului Ministerial pentru Situații de Urgență din cadrul Ministerului Apelor și Pădurilor și a Comitetelor Județene pentru Situații de Urgență).

Dimensiunea Grupului și experiența dovedită în ceea ce privește punerea în funcțiune și gestionarea proiectelor de producere a energiei hidroelectrice contribuie la competitivitatea și know-how-ul acestuia pe acest palier, și permit Grupului să fie poziționat strategic pentru a beneficia de oportunitățile de creștere oferite de tranziția României către energia verde.

Tabelul următor prezintă alți indicatori operaționali ai Grupului aferenți anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	2020	2021	2022
Putere instalată (MW)[24]	6.280,7	6.280,7	6.388,7
Procentul din puterea instalată totală a României (%)	30,5	33,8	34,3
Producție netă (ex: producția brută de energie electrică minus energia consumată intern) (MWh)	14.583.448	16.517.128	13.245.412
Producție brută (MWh)	14.965.908,5	16.911.738,6	13.625.651,8
Energie consumată intern (MWh)	382.460,5	394.610,6	380.239,8
Cota de piață de producție (%)	28	28,5	23,8
Energie electrică vândută către clienții finali (MWh)	625.553,6	1.029.143,3	3.675.459,5
Cota de piață de furnizare (%)	1,3	2,5	8*
Clienți finali (cifre absolute)	2.465	30.221	482.638

* cota pieței de furnizare aferentă decembrie 2022

ISTORICUL ȘI DEZVOLTAREA GRUPULUI

1990 – „Regia Autonomă de Electricitate" („**RENEL**"), societate de stat în domeniul energiei electrice, cu o structură integrată vertical, ia locul „Departamentului pentru Energie Electrică și Termică", ce reprezintă organul predecesor al „Ministerului Energiei". Această înlocuire a fost consecința Hotărârii de Guvern nr. 1199/1990 de a restructura sectorul energetic după perioada regimului comunist al țării, în intervalul

[24] Fără a include puterea de 91,5 MW a stațiilor electrice de pompare

1947-1989. În timpul regimului, „Departamentului pentru Energie Electrică şi Termică" controla toate activităţile comerciale de pe piaţa energiei electrice din România, inclusiv producţia, transportul şi distribuţia.

1998 – RENEL este restructurată ca urmare a Hotărârii de Guvern nr. 365/1998 creându-se trei companii, ceea ce a condus la înfiinţarea, printre altele, a Companiei Naţionale de Electricitate CONEL S.A. („**CONEL**"). CONEL era entitatea deţinută de stat responsabilă de producerea, transportul şi distribuţia de energie electrică, de producerea şi comercializarea energiei termice, precum şi de exploatarea şi dezvoltarea sistemului energetic naţional. CONEL a fost ulterior reorganizată ca acţionarul unic a trei filiale, respectiv Hidroelectrica (înfiinţată ca producător de energie electrică), Termoelectrica S.A. (producătorul de energie termică şi căldură în cogenerare) şi Electrica S.A. (distribuitorul de energie electrică).

2000 – Pentru a restructura mai departe sectorul energetic al României, Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 a dizolvat CONEL şi astfel au fost înfiinţate patru societăţi pe acţiuni, printre care Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice – Transelectrica şi Societatea Comercială de Producere a Energiei Electrice – Hidroelectrica, toate deţinute integral de statul român. Prin acest proces, Hidroelectrica a obţinut atât centralele hidroelectrice existente, cât şi programele de investiţii în curs de realizare şi planificate.

2002 – Prin Hotărârea de Guvern nr. 554/2002, completată prin Hotărârea de Guvern nr. 1016/2002, se iniţiază transferul unui număr de 235 de MHC-uri şi 70 de CADP-uri din patrimoniul Electrica S.A., Termoelectrica S.A. şi Nuclearelectrica S.A în patrimoniul Hidroelectrica. Cu toate acestea, în timpul procedurii de predare-primire, Hidroelectrica a preluat efectiv numai 230 MHC, restul de MHC-uri aflându-se în stadiu de dezvoltare şi/sau nu dispuneau de acte de proprietate pentru a fi transferate.

2002 – Prin Hotărârea de Guvern nr. 857/2002 s-au înfiinţat opt societăţi sub numele de „Hidroserv", urmate de zona hidrologică deservită.

2004 – 2008 – Începând din 2004, Hidroelectrica a iniţiat un program de privatizare prin vânzarea a 150 MHC, şi combinat cu obligaţia de a urma un program minim de investiţii, în vederea retehnologizării şi modernizării MHC-urilor, prin intermediul unor proceduri de licitaţie deschisă competitivă în conformitate cu Hotărârea de Guvern nr. 1069/2007. În intervalul mai 2004 – decembrie 2008, Hidroelectrica a vândut 87 MHC-uri, cu aprobarea Consiliului de Administraţie şi a Adunării Generale a Acţionarilor Hidroelectrica.

2012 – 2013 – Tribunalul Bucureşti, prin decizia sa din data de 20 iunie 2012 în dosarul nr. 22456/3/2012 şi la cererea Hidroelectrica, a dispus ca procedura generală de insolvenţă a Hidroelectrica să fie demarată, urmată de aprobarea unei reorganizări a Hidroelectrica în baza unui plan de reorganizare. Potrivit acestui plan, printre principalele cauze ale insolvenţei Hidroelectrica s-au numărat: (a) mai multe contracte bilaterale de furnizare a energiei electrice încheiate cu traderii de energie (denunţate de administratorul judiciar al Hidroelectrica); (b) vânzarea de energie pe piaţa reglementată (în anii de secetă 2011 şi 2012, Hidroelectrica a fost obligată să livreze pe piaţa reglementată, sub costul de producţie, o cantitate de energie reprezentând aproximativ 41,7% din cantitatea estimată a fi produsă şi, în acelaşi timp, a fost obligată să cumpere energie de pe piaţa liberă la preţuri de trei ori mai mari decât cele de pe piaţa reglementată); (c) energie electrică cumpărată de la terţi (începând cu 2007, Hidroelectrica a încheiat o serie de contracte la preţuri de achiziţie cu mult superioare în raport cu preţurile cu care Hidroelectrica vindea energia electrică pe piaţa liberă, situaţie care a condus la înregistrarea unor pierderi importante); (d) contribuţia pe apă uzinată (ratele contribuţiei pe apă uzinată s-au majorat de la 0,0001 RON/mia de metri cubi în 2003 la 1,1 RON/mia de metri cubi în 2013, respectiv cu 1,033%); (e) seceta prelungită din perioada 2011-2012 (din cauza unei secete severe începută în Aprilie 2011, Hidroelectrica a avut o producţie semnificativ scăzută, de 11,8 TWh în 2012 declanşând activarea clauzei de forţă majoră din contractele sale de furnizare a energiei electrice în perioada 30 septembrie 2011 – 30 aprilie 2012); şi (f) cheltuielile cu personalul (salariaţii beneficiau de venituri lunare cu 300% mai mari decât salariul minim în perioada 2009-2012).

2013 – La data de 5 august 2013, Hidroserv a fost reorganizată ca o filială sub denumirea Hidroelectrica-Serv S.A. în urma fuziunii cu cele opt filiale (Bistriţa, Cluj, Curtea de Argeş, Haţeg, Porţile de Fier, Râmnicu Vâlcea, Sebeş şi Slatina).

2014 – Societatea, in baza aprobării de către AGA a strategiei de valorificare propusă de către Directorat, are în vedere valorificarea prin vânzare a unui număr de 67 de microhidrocentrale conform prevederilor Ordinului nr. 115/2014, privind metodologia de lucru pentru organizarea şi desfăşurarea vânzării prin licitaţie deschisă cu strigare a activelor apartinând operatorilor economici, precum şi filialelor acestora, la care Statul Român prin Ministerul Economiei – Departamentul pentru Energie este acţionar majoritar.

2013 – 2016 – În intervalul iulie 2013 – mai 2016, care a inclus scurta perioadă în care Hidroelectrica a ieşit din insolvenţă, Hidroelectrica a scos la licitaţie un număr de 37 MHC.

ASF APROBAT

2016 – După o perioadă de patru ani în care Societatea a trecut printr-un amplu proces de restructurare, de renegociere a contractelor comerciale, de reorganizare a cheltuielilor şi structurii de personal şi de obţinere a unor venituri suplimentare din vânzările realizate pe pieţele administrate de OPCOM, procedura de insolvenţă care viza Hidroelectrica s-a încheiat în iunie 2016.

2016 – Tribunalul Bucureşti, prin hotărârea din data de 10 octombrie 2016, a aprobat deschiderea procedurii de insolvenţă a Hidroserv. Printre principalele cauze ale insolvenţei Hidroserv s-au numărat: (a) datoriile istorice acumulate la momentul fuziunii Hidroserv cu filialele sale la data de 5 august 2013; (b) structura ineficientă de personal; (c) modul de derulare a contractelor de mentenanţă; (d) avantajele pecuniare excesive prin raportare la capacitatea de plată a Hidroserv oferite angajaţilor prin contractul colectiv de muncă; (e) restanţe la plata drepturilor salariale oferite prin contractul colectiv de muncă şi litigii ocazionate ca urmare a neplăţii acestor drepturi salariale; (f) stocuri şi creanţe neperformante; (g) deficienţe de organizare şi management; şi (h) pierderi suportate ca urmare a executării obligaţiilor de remediere a lucrărilor aflate în perioada de garanţie.

2020 – Pe 24 iunie 2020, judecătorul sindic a confirmat planul de reorganizare al Hidroserv. Astfel, debitorul (Hidroserv) îşi va conduce activitatea prin intermediul administratorului special care va fi numit şi supravegheat de către administratorul judiciar. Planul de reorganizare conţine graficul de plată a creanţelor, care include sumele pe care debitorul (Hidroserv) se obligă să le plătească către creditori în baza tabelului definitiv al creanţelor.

2020 – prin Hotărârea nr. 14 / 20.10.2020 a AGA se aprobă vânzarea de microhidrocentrale (MHC) conform strategiei de valorificare propusă de Directorat.

2021 – Ca urmare a aprobării unei strategii de investiţii actualizate a Hidroelectrica pentru perioada 2020 – 2025 prin hotărârea AGEA nr. 8 / 15.06.2020, Hidroelectrica a achiziţionat de la Steag GmbH Crucea Wind Farm, un parc eolian cu o putere instalată de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 a câte 3 MW fiecare, situat în judeţul Constanţa, România. Hidroelectrica a achiziţionat 100% din acţiunile Crucea Wind Farm S.A. şi STEAG Energie România S.R.L. (redenumită Hidroelectrica Wind Services S.R.L.).

2022 –Adunarea Generală a Acţionarilor a aprobat fuziunea prin absorbţie a Hidroelectrica Wind Services S.R.L. şi a Crucea Wind Farm în Hidroelectrica începând de la 31 decembrie 2022.

2023 – La data de 18 ianuarie 2023, planul de reorganizare a Hidroserv a fost prelungit până la jumătatea anului 2024. Pe lângă prelungirea duratei, modificarea principală a planului de reorganizare a vizat remodelarea graficului de plată a creanţelor care să se întindă până la jumătatea anului 2024.

STRUCTURA GRUPULUI

Singura filială deţinută integral a Societăţii este Hidroserv, care prestează servicii de mentenanţă şi reparaţii pentru obiectivele hidroelectrice şi face obiectul unei proceduri de insolvenţă începând din octombrie 2016.

PREZENTARE A OPERAŢIUNILOR EMITENTULUI

Societatea produce energie electrică din surse regenerabile, cum ar fi energia hidraulică sau eoliană. Societatea produce energie electrică din surse hidraulice prin intermediul centralelor sale hidroelectrice cu acumulare, centralelor hidroelectrice pe firul apei şi staţiilor de pompare şi energie electrică din surse eoliene prin intermediul turbinelor eoliene (Crucea Wind Farm). Potrivit Actului Constitutiv al Societăţii, dar şi Noului Act Constitutiv, principalul său domeniu de activitate este codul CAEN 351 – „Producţia, transportul şi distribuţia energiei electrice", în timp ce activitatea principală este codul CAEN 3511 – „Producţia de energie electrică".

Centralele hidroelectrice cu acumulare necesită stocarea apei într-un lac creat prin construirea unui baraj pe un râu. Eliberarea apei din lacul de acumulare de la înălţime prin turbinele centralelor generează energie electrică. Apa poate fi stocată în lacul de acumulare pentru o anumită perioadă de timp. În marile lacuri de acumulare, energia este stocată cu regularizare anuală, ceea ce înseamnă că volumul de apă care poate fi stocat se transferă din lunile cu hidraulicitate mare în cele cu hidraulicitate mai mică, iar apoi apa este eliberată în funcţie de cererea de energie electrică. Acest lucru permite centralelor hidroelectrice cu acumulare să genereze energie electrică în perioadele cu cerere mare şi să reţină apa în perioadele cu cerere scăzută. Apa stocată în lac poate fi utilizată şi în alte scopuri, cum ar fi controlul viiturilor.

Centralele hidroelectrice pe firul apei utilizează debitul natural al apei al unui râu sau curs de apă. Centralele hidroelectrice pe firul apei implică, în general, construirea unui baraj sau a unei structuri de deviere, cum ar fi un stăvilar, care canalizează apa printr-o galerie forţată (o ţeavă sau o conductă mare) către o turbină, care generează apoi energie electrică. Apa este apoi eliberată înapoi în râu în aval.

O stație de pompare este o instalație care pompează apa dintr-un lac de acumulare amplasat la o cotă inferioară către un lac de acumulare amplasat la o cotă superioară, unde apa pompată este acumulată, contribuind astfel la eficientizarea mai mare a procesului de management al apei. În perioadele cu cerere mare de energie electrică, apa acumulată este eliberată prin turbine pentru a produce electricitate. Stațiile de pompare sunt utile pentru stocarea electricității și pentru echilibrarea dintre cererea pentru și oferta de electricitate. Hidroelectrica are cinci stații de pompare: (i) Petrimanu, Jidoaia și Balindru în cadrul AHE Lotru; (ii) Gâlceag în cadrul AHE Oașa-Gâlceag și (iii) Sacuieu, utilizată CHE Remeți.

Energia electrică generată de centralele hidroelectrice pe firul apei (a se vedea și figura 19.1 de mai jos) nu poate fi stocată, în timp ce energia electrică generată de centralele hidroelectrice cu acumulare poate fi programată, cu unele limitări (de exemplu, programul de iarnă[25] derulat anual împreună cu OTS și ANAR). Programarea energiei produse de centralele hidroelectrice cu acumulare ajută Societatea să își respecte obligațiile contractuale, să se adapteze la condițiile hidrologice pe termen scurt și să asigure capacitatea necesară pentru serviciile de echilibrare și de sistem, dacă acestea sunt necesare pentru SEN. Deoarece energia electrică produsă de centralele hidroelectrice cu acumulare poate fi programată, aceasta este, în general, utilizată pentru a acoperi vârfurile de sarcină la prețuri mai mari și pentru serviciile de sistem și de echilibrare. Prin urmare, cu o asemenea versatilitate și flexibilitate a centralelor hidroelectrice cu acumulare, Societatea își poate gestiona resursele de apă pentru utilizare optimă în anumite condiții hidrologice.

Energia eoliană este generată prin utilizarea energiei cinetice pentru a roti palele unei turbine eoliene, care, la rândul său, învârtește un generator pentru a produce energie electrică. Procesul începe cu vântul care suflă peste palele unei turbine eoliene, ceea ce face ca acestea să se rotească. Această rotație acționează un arbore conectat la un generator, care apoi convertește energia mecanică a arborelui care se învârtește în energie electrică.

Odată produsă prin intermediul centralelor hidroelectrice și al turbinelor eoliene, energia electrică este distribuită și furnizată clienților prin intermediul unei rețele electrice, care este o rețea de linii de transport și de distribuție care leagă producătorii de energie electrică de consumatori. În România, rețeaua electrică este operată de Transelectrica (OTS) și de opt operatori de sisteme de distribuție. Rețeaua de transport este formată din linii electrice de înaltă tensiune care transportă energia electrică pe distanțe lungi de la centralele electrice la substații. După ce ajunge la substații, energia electrică este distribuită către case și întreprinderi prin intermediul sistemului de distribuție. Sistemul de distribuție este alcătuit din linii electrice de mică tensiune, care transportă energia electrică de la substații (cu instalații care reduc tensiunea energiei electrice la un nivel de siguranță) către consumatorii finali. Această distribuție către consumatorii finali se numește „furnizare de energie".

Societatea poate nu numai să furnizeze direct către clienți energia produsă, ci și să desfășoare activități de tranzacționare:

a) În vederea acoperirii necesarului pe termen mediu și lung, în funcție de operatorul pieței, sunt utilizate următoarele piețe de energie electrică:

Operator	**Piața de energie electrică**
OPCOM	1. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă (PCCB-LE Flex) 2. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare a contractelor prin negociere continuă (PCCB-NC) 3. Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC); 4. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC)* 5. Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)**
BRM* (Bursa Română de Mărfuri)	1. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC) 2. Piața de energie electrică – Over the Counter (OTC) 3. Piața de energie electrică cu livrare la termen 4. Piața de energie electrică pentru producători și furnizori (PPF)

* Disponibilă începând din 2022
** Introdus în ianuarie 2023

[25] Periodic, Guvernul României emite Hotărâri de Guvern referitoare la programele de iarnă pentru a asigura nivelul de siguranță și securitate în exploatarea SEN, precum și măsuri în legătură cu realizarea unor stocuri de siguranță ale SEN în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Din cauza introducerii MACEE în ianuarie 2023, tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate administrate de cei doi operatori (OPCOM și BRM) s-au redus, PZU fiind singura care încă deține o cotă de piață semnificativă. În cazul în care legislația nu se modifică, actuala situație va continua să existe până în trimestrul I al anului 2025.

b) În vederea acoperirii nevoilor pe termen scurt, sunt utilizate următoarele piețe:

Operator	Piața de energie electrică
OPCOM	1. Piața pentru ziua următoare (PZU) 2. Piața intrazilnică (PIZ)

c) În vederea asigurării siguranței și stabilității în exploatare a SEN, Transelectrica gestionează echilibrarea sistemului energetic al României prin intermediul pieței de echilibrare, identificând nevoia de reglaj (creșterea sau scăderea producției) în conformitate cu ofertele prezentate de participanții la piața de echilibrare.

În gestionarea activelor sale, Societatea are în vedere patru piloni:

1. Operațiuni: structura organizațională eficientă a Grupului permite un nivel solid de supraveghere operațională la nivel de Grup cu sprijin din partea unităților de business regionale;
2. Mentenanță: strategia de mentenanță a Grupului se concentrează asupra activităților preventive și asupra menținerii ratelor de disponibilitate ridicate ale portofoliului;
3. Digitalizare: Grupul și-a asumat angajamentul față de transformarea digitală și tranziția către un mediu operațional automatizat; și
4. Sănătate și siguranță: asigurarea siguranței și sănătății angajaților Grupului sunt de o importanță fundamentală pentru acesta.

PUNCTE FORTE CONCURENȚIALE

Grupul beneficiază de următoarele puncte forte cheie:

Platforma de producție de energie nr. 1 din România cu un portofoliu 100% verde, care joacă un rol important în Tranziția Energetică Națională

Societatea este principala platformă de producere a energiei electrice din România în funcție de energia electrică generată în rețea (a se vedea figura 6 de mai sus), cu o cotă de piață medie de aproximativ 29% în intervalul 2018-2022[26], corespunzând unui volum anual mediu de energie livrată în rețea de 15,5 TWh.

În calitate de producător lider al energiei electrice din surse hidroenergetice în România și deținător al majorității centralelor hidroenergetice din România, Societatea beneficiază de un portofoliu amplasat strategic, cu centrale electrice situate în opt zone geografice cheie (a se vedea figura 18.1 de mai jos), inclusiv în zone cheie pe râurile interioare principale și Dunăre. Societatea are șapte sucursale hidroelectrice, împreună operând 182 de CHE (printre care centrale hidroelectrice pe firul apei și centrale hidroelectrice cu acumulare), cinci stații de pompare și o sucursală cu un parc eolian, toate producând energie electrică 100% verde. Portofoliul Societății îi permite să livreze energie în bandă, să acopere vârfurile de sarcină în România prin a livra volume mai mari de energie electrică pentru consum atunci când este necesar pentru SEN, și să fie principalul furnizor de servicii de sistem al OTS.

Poziție distinctă pe piață și avantajele competitive asigurate de o bază de active bine investite

Capacitatea hidroenergetică a Grupului este asigurată de un număr total de 182 CHE și cinci stații de pompare, cu o capacitate instalată totală de 6.372 MW, și un parc eolian cu o capacitate instalată de 108 MW, toate fiind distribuite strategic între cele opt sucursale (a se vedea figura 18.1 de mai jos), care acoperă cele mai avantajoase amplasamente din România, în ceea ce privește condițiile hidrologice aferente și conexiuni la infrastructura de rețea. Aproximativ jumătate dintre activele hidroenergetice ale Grupului au o vârstă cuprinsă între 20 și 50 de ani (a se vedea figura 19.2 de mai jos) și, cu excepția centralelor electrice și a echipamentelor care sunt deținute de Societate, sunt utilizate în virtutea drepturilor acordate Societății prin Contractul de Concesiune (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „*Contracte semnificative – Contract de concesiune*"). Durata de viață a acestor centrale hidroelectrice poate fi extinsă prin programe de

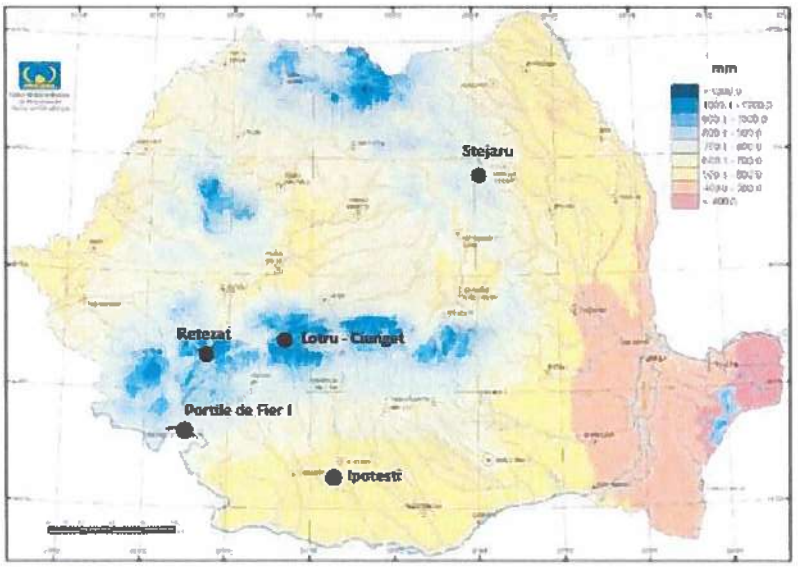
[26] Cotă de piață medie între 2018 și 2022, pe baza cantității totale de energie livrată în rețea conform rapoartelor anuale a Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei

modernizare şi retehnologizare pe care Societatea le derulează (a se vedea secţiunea *„Activitate şi Operaţiuni — Producţia de energie — Proiecte de retehnologizare şi modernizare"*).

Figura 18.1:

* PDF înseamnă Porţile de Fier (Porţile de Fier)

Figura 18.2 (arătând locaţia geografică a Porţile de Fier I, Retezat, Lotru-Ciunget, Ipoteşti şi Stejaru)



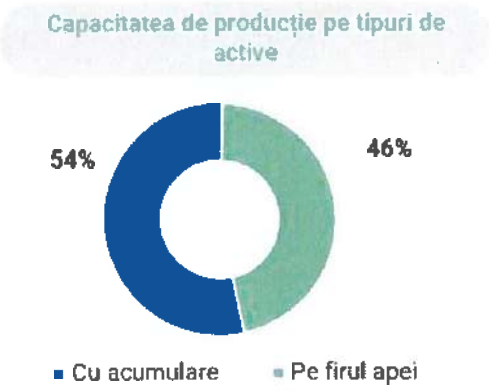
AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA
ASF
APROBAT
ROMANIA

Tabelul de mai jos prezintă tipurile de instalații hidroenergetice utilizate de Societate, iar figurile 19.1 și 19.2 prezintă capacitățile de producție în funcție de tipul de active și defalcarea activelor în funcție de vârstă:

ACTIVE HIDROENERGETICE

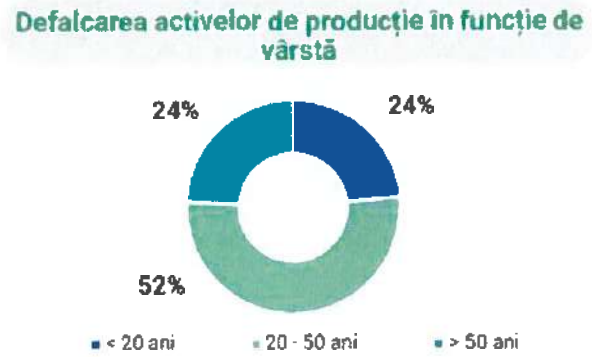
Tip de instalație hidroenergetică	Număr de centrale hidroenergetice	Categoria de putere	Putere instalată totală	Producție medie pentru intervalul 2018-2022
MHC cu putere mai mică de 4 MW..	52	0,085 MW – 3,7 MW	52,227 MW	79,35 GWh
CHE mici cu putere mai mare de 4 MW, dar mai mică de 10 MW.....	22	4,1 MW-10 MW	162,53 MW	282,23 GWh
CHE cu putere mai mare de 10 MW.	108	10 MW – 1166,4 MW	6065,915 MW	15.226,47 GWh
Stații de pompare.....	5	10MW – 31,5 MW	91,5 MW	N/A

Figura 19.1: capacitatea de producție în funcție de tipul de active



Capacitatea de producție de mai sus este reprezentată în baza capacității de producție totală din sursă hidraulică ale instalațiilor cu putere de cel puțin 10 MW, calculate în martie 2023

Figura 19.2: defalcarea activelor de producție în funcție de vârstă



Defalcarea activelor de producție este reprezentată exclusiv pe baza activelor hidroenergetice cu putere de cel puțin 10MW, calculate în martie 2023

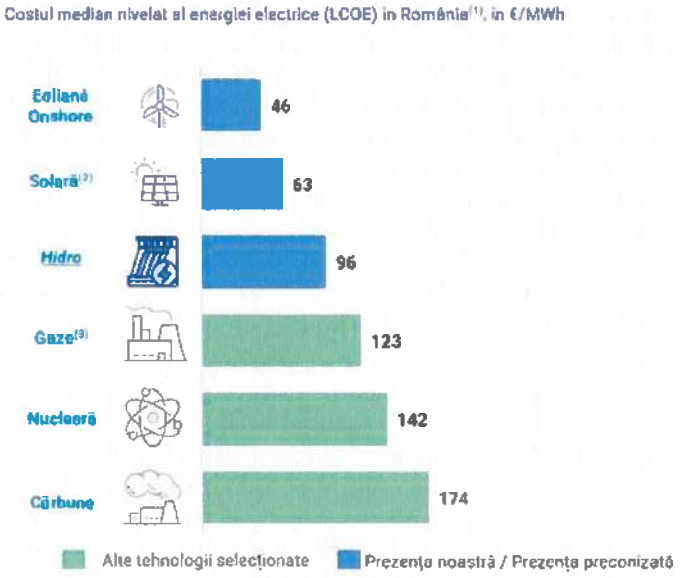
Capacitatea de acumulare permite Societății să dispună de flexibilitate în producerea de energie și în acoperirea vârfurilor de sarcină. Distribuția capacităților pe firul apei și a celor cu acumulare este echilibrată, capacitățile cu acumulare fiind doar ușor prevalente, atât ca număr de centrale, cât și ca putere instalată totală. Acest mix de capacități cu acumulare și pe firul apei asigură Societății flexibilitate atât sub aspectul tipurilor de producție (vârf, semi-vârf, în sarcină de bază și servicii de sistem), cât și sub aspectul producției sezoniere (CHE pe firul apei tind să fie mai productive în perioadele ploioase, în timp ce CHE cu acumulare pot fi utilizate ca rezervă pentru perioadele secetoase). Per total, varietatea de tehnologii din portofoliul Societății îi permite acesteia să își optimizeze producția de energie electrică.

APROBAT ROMÂNIA

Societatea are un portofoliu de active care susține o serie de avantaje strategice: (i) activele sale reprezintă aproximativ 95% din puterea totală instalată în centrale hidroelectrice din România în 2022; (ii) activele Grupului ocupând toate amplasamentele cele mai profitabile; (iii) Grupul dispune de un portofoliu bine investit, cu economii de scară semnificative, corelate cu costuri de producție scăzute în mod natural după efectuarea cheltuielilor de capital; și (iv) există un profil de producție predictibilă a energiei din surse regenerabile prin gestionarea eficientă a acumulărilor de apă.

Portofoliul de producție al Societății cuprinde unele dintre cele mai ieftine surse de energie din România, în conformitate cu Wood Mackenzie. Acest lucru înseamnă că, având în vedere baza sa de active bine investite, Societatea beneficiază de unul dintre cele mai mici costuri marginale de producere a energiei electrice. Tabelul de mai jos prezintă costul mediu egalizat al energiei electrice în EUR/MWh:

Figura 20:



(1) Mediana în intervalul 2022-2030
(2) Panouri fotovoltaice fără tehnologie de orientare
(3) Turbine cu gaze cu ciclu combinat
Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Pentru a-și întări poziția de lider în domeniul energiei verzi, Societatea și-a redefinit strategia în 2020 astfel încât aceasta să includă alte surse de energie regenerabilă în baza sa de active de producție a energiei. Prin intermediul acestei strategii, Societatea a achiziționat un parc eolian (Crucea Wind Farm cu o putere instalată de 108 MW) în 2021, astfel extinzând activele Societății și diversificând portofoliul de producție al Grupului către alte tehnologii de producere a energiei din surse regenerabile. De asemenea, această achiziție a permis Societății să dobândească know-how-ul pentru extinderi viitoare ale capacității de producție din sursă eoliană, în special odată cu consolidarea producției de energie electrică și a activităților ulterioare complementare la nivelul unei entități unice prin fuziunea verticală a Crucea Wind Farm cu Societatea începând cu 31 decembrie 2022.

Grupul este în proces de transfer a unei unități de business, care presupune echipamente, active, personal relevant pentru anumite centrale hidroelectrice de la UCM Reșița S.A. prin intermediul unui contract de transfer de activitate. UCM Reșița S.A. este o societate cu sediul în România, care desfășoară activități în sectorul echipamentelor și mașinilor industriale. Oferta fermă înaintată de Societate a fost acceptată, stabilind limitele tranzacției și producția și instalarea. Peste 80% din turbinele și echipamentele de generare și auxiliare folosite în prezent de către Hidroelectrica sunt produse de UCM Reșița S.A. Achiziția va permite Societății să aducă în cadrul organizației echipa necesară care posedă know-how-ul pentru a continua lucrările de modernizare și mentenanță și beneficiind astfel de reunirea producătorului, proiectantului și instalatorului în cadrul aceluiași grup, menținând capacități interne și nu externalizându-le către companii străine, cu efecte directe asupra costurilor și duratei de execuție ale lucrărilor de modernizare și mentenanță. Societatea intenționează să încheie tranzacția referitoare la UCM Reșița prin achiziție directă, urmată de un

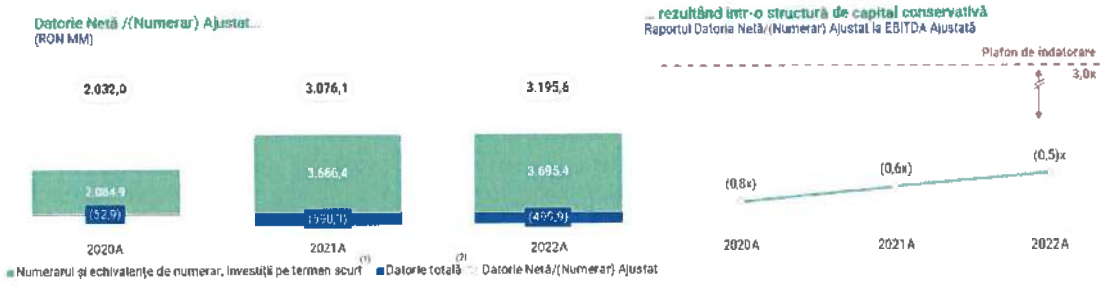
aport al acestei unități de business la capitalul Hidroserv, consolidând astfel funcția de mentenanță a Grupului.

Profil financiar robust, cu o rentabilitate și generare de fluxuri de numerar solide, care susțin politica Societății vizând o rată de distribuire a dividendelor de minimum 90%

Baza de active de înaltă calitate a Societății reprezintă fundamentul unei performanțe operaționale puternice și al unor cheltuieli de investiții relativ scăzute, majoritatea CAPEX (cheltuieli de capital și investiții) fiind deja efectuate odată cu construirea CHE, ceea ce se traduce printr-o generare robustă curentă de numerar. Drept urmare, Grupul are capacitatea de a asigura o rentabilitate solidă a capitalului (a se vedea „*Politica privind dividendele*"). În perioadele analizate, profitul net al Grupului pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 a fost de 4.464,0 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculată ca profit net al perioadei raportat la venituri de 47,2%), 3.116,1 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculata ca profit net raportat la venituri de 48,0%) și, respectiv 1.558,0 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculata ca profit net raportat la venituri de 40,6%) și Marjele EBITDA Ajustate ale Grupului aferente anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 sunt de 63,6% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 6.008,6 milioane RON), 74,5% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 4.834,0 milioane RON) și, respectiv, 69,6% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 2.672,4 milioane RON), iar fluxurile nete de numerar ale Grupului ce provin din activitatea de exploatare, aferente anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 sunt în valoare de 4.235,3 milioane RON, 4.047,5 milioane RON și, respectiv, 2.276,7 milioane RON, pe termen mediu. Pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 profitul net al Grupului este de 1.723,4 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculata ca profit net raportat la venituri de 52,7%), Marja EBITDA Ajustată a Grupului este de 66,8% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 2.184,2 milioane RON), în timp ce fluxul net de numerar al Grupului ce provine din activitatea de exploatare este de 1.210,5 milioane RON.

În perioadele analizate, Grupul a menținut o Datorie Netă/(Numerar) Ajustat solid și o structură de capital conservatoare. De exemplu, în ceea ce privește Datoria Netă/(Numerar) Ajustat înregistrat de Grup, în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, valorile au fost de (3.195,6) milioane RON, (3.076,1) milioane RON și, respectiv, (2.032,0) milioane RON. Valorile Raportului Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată înregistrat de Societate în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 au fost de -0,5x, -0,6x și, respectiv, -0,8x, în condițiile unui plafon al raportului[27] de 3,0x. Profilul fluxului de numerar al Societății i-a permis să urmărească oportunități strategice fără a fi constrânsă să recurgă la finanțare externă sau să își pună în pericol stabilitatea financiară pe termen lung. Aflându-se de asemenea în poziția de a-și asuma datorii cu rang prioritar de înaltă calitate, Societatea intenționează să-și folosească venitul pentru modernizarea și retehnologizarea activelor curente, dar și pentru investițiile în proiecte de dezvoltare organică și anorganică. Societatea intenționează să apeleze la împrumuturi în vederea finanțării proiectelor viitoare cu scopul de a continua să mențină și maximizeze rentabilitatea capitalului.

Figura 21



(1) Investițiile pe termen scurt includ investițiile în depozite, depozite și obligațiuni guvernamentale
(2) Datoria totală include împrumuturi bancare și datorii aferente contractelor de leasing

Generarea robustă de numerar a Grupului, corelată cu o politică conservatoare în ceea ce privește îndatorarea, a dus la situația sa în ceea ce privește Datorie Netă/(Numerar) Ajustat, care asigură resurse semnificative atât pentru profiturile oferite acționarilor prin dividende, cât și pentru investiții în proiecte de dezvoltare. Din punct de vedere istoric, profilul dividendelor a susținut o politică autonomă de distribuire a dividendelor în proporție de aproximativ 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societății, a se

[27] Raportul este determinat drept Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la Raportul EBITDA Ajustata

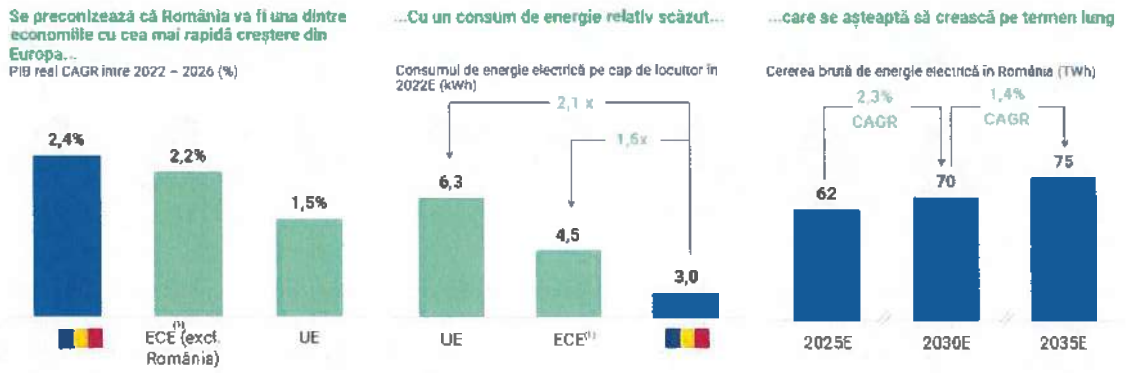
vedea de asemenea figura 1). Dividendele speciale au fost distribuite în fiecare an începând cu anul care s-a terminat la 31 decembrie 2017 (plata fiind efectuată în 2018). Societatea intenționează să plătească în continuare acționarilor rate ridicate ale dividendelor, astfel cum se detaliază în secțiunea *„Politica privind dividendele"* din prezentul Prospect.

Un context pozitiv pe termen lung din punct de vedere macroeconomic și al pieței, susținut și de faptul că Planul Național în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice favorizează punctele forte ale Grupului

Grupul își desfășoară activitatea pe o piață de dimensiuni considerabile (valoarea pieței de producere a energiei electrice din România în 2022 este estimată la 4,9 miliarde EUR)[28], cu un context macroeconomic favorabil pe termen lung. Cu o populație de 19,7 milioane de locuitori în 2022 și un PIB real de 251 miliarde EUR în 2022, se preconizează că România va fi una dintre economiile cu cea mai rapidă creștere din Europa (conform Wood Mackenzie), cu o creștere medie reală anuală a PIB-ului estimată pentru perioada 2022-2026 la 2,4%, comparativ cu 2,2% pentru restul Europei Centrale și de Est (media pentru Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia și Slovacia) și 1,5% pentru UE.

Acest context macroeconomic (a se vedea figura 22 de mai jos) este corelat cu o piață favorabilă, care are, potrivit Wood Mackenzie, un consum redus de energie pe cap de locuitor, de 3,0 MWh în 2022, față de consumul de 6,3 MWh la nivelul UE în același an, ceea ce indică un potențial semnificativ de recuperare. Consumul total de energie electrică în România este estimat să ajungă în anii 2025, 2030 și 2035 la 62 TWh, 70 TWh și, respectiv, 75 TWh.

Figura 22:



(1) Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia, România și Slovacia
Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Beneficiind de baza sa de active existente care favorizează extinderea producției de energie din surse regenerabile și planurile de tranziție energetică, Societatea joacă un rol important în realizarea planului național de tranziție energetică, menținând furnizarea electricității la prețuri accesibile și întărind independența energetică a României.

Societatea ar putea să beneficieze și de diferitele politici și programe UE (cum este Politica de coeziune a UE, prin care România va primi în total 31,5 miliarde EUR în perioada 2021-2027 cu scopul promovării coeziunii economice, sociale și teritoriale ale regiunilor sale și a tranziției sale ecologice și digitale), de sprijin pentru tranziția energetică din partea Guvernului (de exemplu, un procent de 41% din Planul de redresare și reziliență al României sau aproximativ 12 miliarde EUR va fi alocat tranziției energetice), și de strategia de decarbonificare a României, armonizată cu obiectivele UE, care vizează o tranziție accelerată la energia regenerabilă. Potrivit estimărilor Wood Mackenzie, ponderea surselor de energie regenerabile în cererea totală de energie din România va fi de 54% în 2030, față de 41% în 2022, în timp ce puterea preconizată pentru anul 2030, defalcată pe tehnologii, va fi de (i) 6,9 GW în cazul energiei hidroelectrice (o creștere de 0,3 GW comparativ cu 2022), (ii) 5,4 GW în cazul energiei eoliene (o creștere de 2,3 GW comparativ cu 2022) și (iii) 5,8 GW în cazul energiei solare (o creștere de 4,1 GW comparativ cu 2022). Acest lucru înseamnă că Societatea este bine poziționată pentru valorificarea acestei oportunități, iar aderarea la inițiativele ecologice la nivel național și al Uniunii Europene este susținută de capacitățile de dezvoltare puternice, de cunoștințele tehnologice avansate, de date financiare solide cu o marjă de manevră substanțială

[28] Dimensiunea pieței calculată ca Puterea Totală Produsă (TWh) înmulțită cu Prețul Plafonat al Energiei (RON/MWh). Puterea Totală Produsă în 2022 de 53,5 TWh conform estimărilor ANRE, Prețul Energiei de 450 RON/MWh pe piața angro conform celei mai recente ordonanțe

până la plafonul de îndatorare și o platformă importantă pentru implementarea planurilor de tranziție energetică ale Guvernului. Strategia pe termen lung a Grupului (2021-2030) de diversificare a portofoliului de producție cu alte resurse regenerabile este, de asemenea, armonizată cu inițiativele verzi ale statului român și ale UE.

Operator responsabil prin faptul că obiectivele ESG fac parte din strategia de bază a Grupului

Fiind un producător de energie electrică 100% verde, Grupul și-a asumat angajamentul de a menține un program solid în materie de mediu, responsabilitate socială și guvernanță („ESG"). ESG face parte din strategia de bază a Grupului, care și-a asumat angajamentul de a continua să își desfășoare activitatea într-un mod durabil și responsabil în beneficiul tuturor părților interesate. Aceasta include reducerea la minimum a impactului Grupului asupra mediului, promovarea unor practici etice în afaceri și asigurarea bunăstării angajaților Grupului și a comunităților în care își desfășoară activitatea acesta. O performanță solidă în domeniul ESG reprezintă nu numai un imperativ moral, ci și un vector esențial al succesului în afaceri pe termen lung. Drept urmare, Grupul a implementat politici și proceduri robuste pentru a asigura sprijinirea de către Grup a celor mai înalte standarde de performanță în domeniul ESG la nivelul întregii organizații a Grupului.

Figura de mai jos evidențiază viziunea și pilonii, ținând cont în același timp *de factor*ii catalizatori pentru durabilitate, precum conștientizarea și angajamentul din partea conducerii superioare, programe de instruire a salariaților, implicarea părților interesate în procesele decizionale și retehnologizare și digitalizare.

Figura 23:

În ceea ce privește aspectul de mediu al strategiei sale ESG, Grupul se consideră un lider pe plan național și regional în producerea de „energie verde" și în sprijinirea tranziției către o economie cu o amprentă redusă de carbon și eficientă energetic. Hidroelectrica intenționează să continue extinderea portofoliului său 100% verde prin realizarea de noi proiecte cu o putere de 150 MW în domeniul hidrogenului, cu o putere de aproximativ 2.000 MW în domeniul energiei solare terestre/flotante, capacități eoliene offshore cu o putere de aproximativ 500 MW și capacități eoliene onshore cu o putere de 500 MW și capacități hidroenergetice cu o putere de peste 300 MW. În cadrul planului de afaceri actual, Grupul intenționează să investească peste 2,7 miliarde RON în noi proiecte hidroenergetice și eoliene în perioada 2023-2027.

Pe lângă faptul că este un actor semnificativ în tranziția energetică a României, Grupul joacă un rol cheie și în atenuarea undelor de viitură pentru tranzitarea debitelor catastrofale în amenajările hidroenergetice de pe râurile interioare aflate în administrarea Grupului. În situațiile în care debitele mărite ar putea periclita bunuri materiale și vieți omenești, împreună cu Comitetul Ministerial pentru Situații de Urgență din cadrul Ministerului Apelor și Pădurilor și cu Comitetele Județene pentru Situații de Urgență, Grupul contribuie semnificativ la limitarea și eliminarea acestor situații.

În ceea ce privește aspectul responsabilității sociale al strategiei sale ESG, Grupul acționează în baza a trei piloni principali: (i) clienți (digitalizarea și optimizarea procesului de relații cu clienții, implementarea unui mecanism pentru reclamațiile clienților și asigurarea de energie electrică verde și accesibilă pentru mai mulți clienți), (ii) comunitate (donații în valoare de 27,0 milioane RON în cadrul a 61 de inițiative în perioada 2020-2022 și implementarea de proiecte în domeniul sănătății și educației) și (iii) cultura companiei (asigurarea a peste 20 de ore de instruire anual pentru angajați, reducerea plecărilor voluntare de personal din companie la mai puțin de 2%[29] și intenția de a crește numărul de femei în funcții de conducere superioară până la 30% până în 2030).

Grupul a investit aproximativ 6 milioane EUR în proiecte în domeniul sănătății (inclusiv fonduri investite în extinderea și modernizarea de spitale, în echipamente medicale și în echipamente de prevenire a infectării cu

[29] Fluctuația de personal totală în 2022 a fost puțin peste 6%, inclusiv pensionări, în timp ce plecările voluntare de personal din companie au însumat 1,12%.

COVID) şi peste 300.000 EUR în proiecte din domeniul educaţiei. Grupul derulează două programe de burse: (i) un program de învăţământ dual, care a asigurat burse pentru 210 elevi (dintre care 176 studiau la licee tehnice) şi (ii) un program de burse private destinat elevilor de liceu şi studenţilor, care a asigurat burse pentru 50 de elevi şi studenţi.

În ceea ce priveşte aspectul de guvernanţă al strategiei ESG, Grupul a adoptat cele mai înalte standarde de guvernanţă prin asigurarea unui grad ridicat de transparenţă şi gestionare responsabilă, în acelaşi timp facilitând crearea de valoare durabilă pe termen lung; Grupului i-au fost decernate trei premii[30] în semn de recunoaştere a responsabilităţii sociale a Grupului. Grupul acordă atenţie impactului social şi de mediu al activităţilor sale şi se străduieşte să integreze aceste aspecte în strategia şi procesul său decizional la toate nivelurile Grupului, în acelaşi timp încurajându-şi angajaţii să participe la proiectele sale. Grupul se bazează pe un sistem de management integrat implementat şi menţinut în conformitate cu cerinţele standardelor de managementul calităţii, managementul mediului, managementul sănătăţii şi securităţii în muncă şi de control intern managerial.

În vederea implementării acestor obiective, Grupul intenţionează să întreprindă următoarele demersuri:

- identificarea, gestionarea şi raportarea riscurilor operaţionale la nivel de sucursală, precum şi corelarea acestora atât cu obiectivele strategice, cât şi cu obiectivele de management generale şi specifice stabilite pentru fiecare an şi fiecare proces sau structură organizaţională; şi
- evaluarea eficacităţii sistemului de management al riscului prin formularea de programe de măsuri şi acţiuni preventive, corective şi de îmbunătăţire.

Prin politica aprobată de Consiliul de Supraveghere, Societatea se bazează pe un sistem de management al normelor în conformitate cu cerinţele de managementul calităţii, management de mediu şi de management al sănătăţii şi securităţii în muncă.

Societatea îşi propune să creeze un sistem de guvernanţă corporativă care să respecte legislaţia aplicabilă, Codul de guvernanţă corporativă al Bursei de Valori Bucureşti („**Codul de Guvernanţă Corporativă al BVB**") şi cele mai bune practici din sectorul de activitate al Grupului, adecvate pentru Societate, pentru a consolida pe termen lung încrederea acţionarilor săi, a investitorilor potenţiali, a partenerilor de afaceri şi a tuturor celorlalte părţi interesate.

Tabelul de mai jos prezintă angajamentele şi planurile de acţiune ale Grupul în legătură cu aspectul de guvernanţă al strategiei ESG:

Temă	Obiectiv	Iniţiativă/acţiune	Indicator cheie de performanţă	Ţintă	Termen
Principii economice şi impact economic	Listarea la Bursa de Valori Bucureşti	Finalizarea procesului de listare cel târziu în primul semestru al anului 2023	Procentajul de acţiuni listate	Cel puţin 15%	2023
Diversitatea organismelor de conducere	Atingerea ţintei de egalitate de gen	Creşterea numărului de femei în funcţii de conducere, inclusiv membri ai Consiliului de Supraveghere şi ai Directoratului	Ponderea femeilor în Consiliul de Supraveghere şi Directorat	30%	2030
Etica în afaceri	Creşterea gradului de conştientizare a aspectelor etice în rândul angajaţilor	Derularea de instruiri pe teme precum codul etic, mecanismele de semnalare a abaterilor, anticorupţie etc.	Procentajul reclamaţiilor soluţionate	100%	Anual
			Numărul de ore de instruire per salariat pe an	2 ore de instruire per salariat pe an	Anual
			Procentajul angajaţilor instruiţi	100%	Anual
Anticorupţie	Zero incidente de corupţie	Implementarea unui mecanism de identificare şi evaluare a riscurilor de corupţie	Numărul de incidente de corupţie confirmate	0	2024

[30] „Premiul pentru management sustenabil" (Financial Intelligence Awards Gala 2021), „Energy Company of the Year" (Energy CEO Forum & Awards 2021), „Trofeul de Excelenţă şi trofeul pentru locul I" (CCIB 2021)

Directorat de înaltă calitate cu un palmares de succes și susținere din partea acționarilor

Poziția de lider a Societății pe piața producției de energie hidroelectrică din România este susținută de un Directorat puternic, compus în prezent din cinci membri, fiecare cu peste 15 ani de experiență, care a obținut rezultate solide, printre care: (i) o medie a Marjei EBITDA Ajustată (calculată ca media valorilor Marjei EBITDA Ajustată pentru perioada 2020-2022) de 69,2% în perioada din 2020 până în 2022; (ii) dividende normale totale distribuite acționarilor din profitul net pentru anii 2022, 2021 si 2020 în valoare de 8,0 miliarde RON; și (iii) o medie a Conversiei Numerarului Ajustata (calculată ca media valorilor Conversiei Numerarului Ajustată pentru perioada 2020-2022) de 79,80% în perioada 2020-2022. Deoarece modelul de afaceri al Grupului s-a schimbat în 2022 ca urmare a creșterii semnificative a cantității de electricitate furnizată către consumatori finali pe piața cu amănuntul (a se vedea figurile 29.1 și 29.2 de mai jos), Marja EBITDA Ajustată a înregistrat o valoare mai mică în 2022.

Coordonată de o echipă de conducere superioară experimentată și coroborat cu susținerea din partea acționarilor, determinată de structura acționariatului Societății (statul român deținând 80,06% din acțiuni prin Ministerul Energiei, care este și formator de politici energetice și Acționarul Vânzător), Societatea are un palmares semnificativ în dezvoltarea durabilă în domeniul energiei, demonstrându-și angajamentul față de cele mai înalte standarde de guvernanță și față de principiile ESG.

STRATEGIE

Strategia Grupului este să continue să producă energie verde. Societatea este ghidată de valorile sale declarate de a produce și comercializa energie electrică într-un mod responsabil față de comunitate și de mediu, în condiții de calitate și performanță. Viziunea Societății este de a-și consolida poziția de lider în producția și livrarea de energie electrică la prețuri accesibile și în furnizarea de servicii de sistem, respectând în același timp principiile de dezvoltare durabilă și jucând un rol cheie în tranziția energetică a României.

Principalele inițiative strategice ale Societății pe termen mediu și lung se axează pe următoarele direcții majore: (i) optimizarea actualei baze de active prin derularea de proiecte de retehnologizare și modernizare, ca principală prioritate, (ii) executarea de proiecte de extindere organică în domeniul hidroelectric, (iii) diversificarea către segmentele adiacente de energie regenerabilă, (iv) creșterea cotei pe piața de furnizare a energiei din România, diversificându-și astfel canalele de vânzări și (v) maximizarea generării de numerar și a rentabilității capitalului.

În plus, Societatea își propune să devină un actor important pe piața energetică a UE, valorificându-și poziția dominantă de pe piața de origine.

Cu obiectivul de a își menține poziția de lider în România ca o companie energetică 100% verde și în conformitate cu obiectivul UE privind tranziția la o producție de energie neutră din punctul de vedere al emisiilor de CO2 până în 2050, Societatea și-a afirmat în ultimii ani intenția de a-și păstra interesele în zona energiei regenerabile, vizând nu numai domeniul hidroenergetic și al dezvoltării potențialului hidrografic național, ci și investiții în parcuri eoliene onshore și offshore, parcuri fotovoltaice și producția de hidrogen verde prin hidroliză. Toate acestea, corelate cu obiectivul menținerii politicii privind dividendele, care presupune o rată de distribuire a dividendelor de minim de 90%, și cu obiectivul de a contribui la un cadru care să faciliteze și să stimuleze tranziția către o economie verde, competitivă, incluzivă și neutră din punct de vedere climatic, au drept scop transformarea și consolidarea la nivel de Grup astfel încât Grupul să fie recunoscut ca un actor important pe piața regională a energiei și ca principalul pilon al tranziției către energia curată în România.

(a) Retehnologizare și modernizare

Planul de retehnologizare și modernizare al Societății pentru baza sa existentă de active se concentrează pe îmbunătățirea capacității activelor, și retehnologizare care să ducă la performanțe operaționale, în timp ce ciclul de viață a centralelor este prelungit și capacitatea activelor este îmbunătățită (pentru detalii, a se vedea Secțiunea *„Activitate și operațiuni — Producția de energie — Proiecte de Retehnologizare și Modernizare"* de mai jos). Aproximativ 1,1 GW din capacitatea activelor Grupului sunt avuți în vedere pentru retehnologizare sau modernizare până în 2030, printre altele, cu scopul de a menține rata de disponibilitate ridicată a bazei de active existente și de a debloca potențialul centralelor hidroelectrice actuale. Societatea intenționează să implementeze sisteme de control automate pentru a îmbunătăți eficiența operațională și a reduce costurile cu personalul operațional în viitor.

(b) Proiecte de extindere organică în domeniul hidroelectric

Prin intermediul poziției sale actuale de lider în domeniul hidroenergetic, Societatea se află într-o poziție foarte bună pentru a valorifica o parte din planurile României de extindere a sectorului hidroenergetic, care

prezintă o oportunitate de creştere mai mare de 0,3 GW, definită ca diferenţa dintre dimensiunea preconizată a pieţei în 2030 (conform raportului Wood Mackenzie) şi dimensiunea actuală a acesteia (a se vedea de asemenea *„Activitate şi operaţiuni – Producţia de energie — Derularea programelor de investiţii istorice ale Societăţii"*).

(c) Energie regenerabilă adiacentă

În timp ce recenta achiziţie de către Societate a Crucea Wind Farm a adăugat 108 MW de energie eoliană la capacitatea sa totală, Grupul vizează, conform strategiei sale de investiţii aprobate pentru 2020, o putere instalată mai mare 1 GW în parcuri eoliene onshore şi offshore din oportunitatea de creştere estimată de Wood Mackenzie la circa 2,3 GW până în 2030.

În plus, Grupul plănuieşte, de asemenea, să dezvolte producţia de hidrogen verde în corelare cu proiectele de energie solară; Societatea vizează o putere solară de 2,0 GW, din oportunitatea de creştere estimată de Wood Mackenzie la circa 4,1 GW până în 2030.

O altă componentă cheie a strategiei pe termen lung a Societăţii este reprezentată de sinergia portofoliilor sale. Astfel, pe lângă sinergia globală între producţia sa şi portofoliile de furnizare, ca urmare a achiziţiei Crucea Wind Farm, Societatea a optimizat suplimentar utilizarea schemei certificatelor verzi prin preluarea stocului de certificate verzi al Crucea Wind Farm pentru majorarea numărului de certificate verzi pe care Societatea le poate valorifica. Această strategie permite Societăţii să genereze venituri din vânzarea de certificate verzi şi să le transmită consumatorilor săi finali. Faptul de a face parte din Grup adaugă economii semnificative în ceea ce priveşte costurile de echilibrare pentru Crucea Wind Farm ca urmare a optimizării managementului energiei la nivel de Grup.

Pe lângă calea de acces la piaţă naturală, eliminarea interdicţiei asupra CCEE în 2021, precum şi introducerea anticipată pentru CfD în viitorul apropiat ar putea asigura un mediu mai favorabil pentru Grup, luând în considerare că piaţa angro şi piaţa cu amănuntul sunt principalele direcţii pentru activitatea Grupului. Din perspectiva Grupului, analiza viitoarelor proiecte de investiţii va fi realizată punctual, vizându-se obţinerea unor rate ale rentabilităţii mai mari decât costul capitalului angajat, beneficiind în acelaşi timp de sinergiile naturale dintre noile capacităţi eoliene şi solare şi baza existentă de active a Societăţii. Societatea urmăreşte o abordare disciplinată în ceea ce priveşte oportunităţile de investiţii cu randamente superioare costului mediu ponderat al capitalului (CMPC).

(d) Creşterea cotei pe piaţa de furnizare

În urma liberalizării complete a pieţei de furnizare din România (1 ianuarie 2021), cota de piaţă a Societăţii a început să crească în mod constant, ajungând la 8% în decembrie 2022. Societatea se aşteaptă să rămână în continuare un actor cheie pe pieţele angro din România, în acelaşi timp crescându-şi cota de piaţă pe segmentul de furnizare, atât pentru consumatorii casnici, cât şi pentru cei noncasnici, şi să valorifice economiile de scară şi să optimizeze gestionarea energiei, maximizând totodată profitabilitatea.

Societatea consideră că aceasta este o sursă de venituri suplimentare şi o oportunitate de afaceri lucrative, care ar permite obţinerea unor preţuri mai bune decât pe piaţa angro în condiţiile regimurilor de reglementare actuale. Vânzarea directă către consumatorii finali oferă Societăţii o mai mare vizibilitate asupra veniturilor şi fluxurilor de numerar, deoarece contractele de pe pieţele cu amănuntul sunt, în general, stabilite pentru un an, aceste pieţe fiind mai puţin volatile comparativ cu pieţele spot (piaţa angro). În plus, segmentul de furnizare permite Societăţii să-şi păstreze flexibilitatea în cadrul unui mediu de reglementare schimbător.

(e) Maximizarea generării de numerar şi a rentabilităţii capitalului

Societatea are o structură de capital conservatoare. În prezent, Societatea are o poziţie de Numerar Net, ceea ce se aşteaptă să fie cazul şi la data Admiterii. Gradul de îndatorare al Societăţii ar putea creşte în timp, pe măsură ce Societatea continuă să aloce capital pentru proiecte de creştere cu valoare adăugată. CAPEX-ul pentru dezvoltare ar putea fi finanţat prin îndatorare, menţinând în acelaşi timp gradul de îndatorare în limita plafonului de 3,0x pentru Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată.

Societatea are un istoric solid de distribuire cu regularitate a cel puţin 90% din profitul aferent perioadei respective ca dividende către acţionari. Aceasta îşi propune să menţină o rată de distribuire a dividendelor de cel puţin 90% în viitor. Societatea are, de asemenea, un istoric de plată cu regularitate a unor dividende extraordinare. *(A se vedea de asemenea Puncte forte concurenţiale — Profil financiar robust, cu o rentabilitate şi generare de fluxuri de numerar solide, care susţin politica Societăţii vizând o rată de distribuire a dividendelor de minimum 90%)*

Societatea intenţionează să menţină un echilibru între nevoile de capital ale activităţii sale în vederea dezvoltării viitoare şi respectarea plafonului de îndatorare. Intenţia este ca întreg numerarul generat de activitate să fie alocat fie către finanţarea creşterii de valoare, fie distribuirii către acţionari sub formă de dividende.

Activităţi strategice

Eficienţă operaţională (ex: optimizarea activelor hidroelectrice existente)

Societatea se concentrează asupra optimizării costurilor operaţionale şi a utilizării apei, în egală măsură cu îndeplinirea obligaţiilor sale contractuale şi livrarea de servicii energetice (alte servicii de sistem şi de echilibrare) către SEN. În acelaşi timp, una dintre ariile cheie de concentrare ale Societăţii o reprezintă menţinerea bazei de active în condiţii propice prin derularea unui program de mentenanţă standardizat, coerent şi predictibil pentru a asigura o disponibilitate ridicată aptă să optimizeze volumele generate de energie în anumite condiţii hidrologice. Portofoliul este proiectat şi răspândit pe teritoriul României de-aşa natură a capta atât potenţialul hidrologic optim al capacităţilor sale instalate, cât şi condiţiile metrologice.

În plus, pe lângă programul său de mentenanţă (care poate fi derulat atât prin cheltuieli operaţionale cât şi prin cheltuieli de capital, în funcţie de rezultatele dorite ale lucrării), Societatea are o abordare clară şi metodică în ceea ce priveşte analiza portofoliului său de producţie şi deciderea acelor instalaţii şi agregate care ar trebui să fie supuse unor lucrări de retehnologizare şi modernizare, cu scopul de a asigura performanţe previzibile şi consecvente.

Pentru a decide dacă Societatea ar trebui să retehnologizeze sau modernizeze o instalaţie sau un agregat, Societatea efectuează următoarele analize şi examinări:

1. O examinare detaliată a performanţelor actuale ale instalaţiilor sau echipamentelor, bazată pe (i) duratele şi disponibilitatea de funcţionare operaţională, (ii) fiabilitatea acestora (defectări ale echipamentelor sau starea acestora), (iii) constatările tehnice şi de mentenanţă de până la data curentă, (iv) producţia actuală comparativ cu producţia proiectată şi (v) tehnologiile utilizate în prezent.

2. O analiză financiară şi operaţională detaliată, bazată pe (i) valoarea actualizată netă (VAN) şi (ii) rata internă de rentabilitate (RIR), care au în vedere durata perioadei de executare a proiectelor şi impactul asupra producţiei.

   Analiza este efectuată în ceea ce priveşte instalaţiile sau echipamentele hidroenergetice din centrale hidroelectrice cu o putere instalată mai mare de 10 MW, cărora li se atribuie prioritate în funcţie *de factori* precum puterea instalată, vârsta, disponibilitatea, energia produsă, restricţii de funcţionare etc. În funcţie de prioritizare, proiectul poate fi inclus în programul de retehnologizare.

   În ceea ce priveşte analiza operaţională, un echipament sau o instalaţie poate necesita retehnologizare sau modernizare în funcţie *de factori* precum: disponibilitate redusă, nevoia de a îmbunătăţi sau de a restabili parametrii proiectaţi iniţial, modificări în condiţiile de funcţionare, pierderi de putere, indisponibilitatea pieselor de schimb, costuri de mentenanţă şi exploatare crescute etc.

   O analiză a riscurilor aprofundată, în principal bazată pe analiza riscurilor tehnice şi a celor cu impact asupra contractelor.

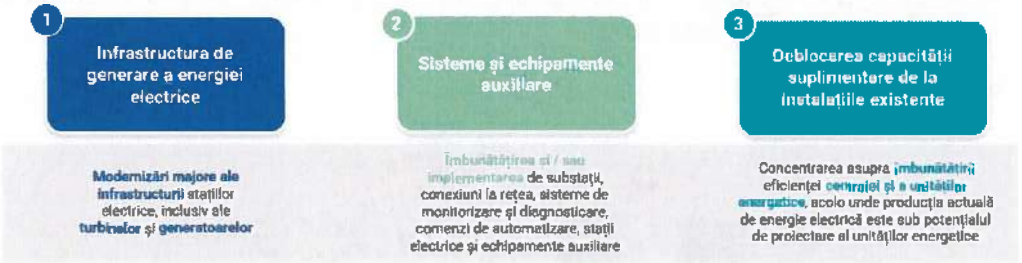
   Pentru analiza riscurilor tehnice, se efectuează un test de eficienţă asupra turbinelor şi generatoarelor pentru a verifica performanţele înainte şi după retehnologizare. În plus, Societatea are în vedere şi dacă toate unităţile necesită îmbunătăţiri sau dacă durata de viaţă a acestora trebuie prelungită şi trebuie restabilită eficienţa iniţială a acestora sau dacă ar fi mai adecvată o ameliorare prin instalarea de echipamente moderne.

   Analiza riscurilor cu impact asupra contractelor implică o examinare atentă şi preîntâmpinarea riscurilor începând cu etapa de ofertare, precum posibilitatea neatribuirii contractului sau apariţia unor evenimente care să provoace întârzieri.

Principalele obiective ale strategiei referitoare la retehnologizarea şi modernizarea bazei de active existente sunt (i) prelungirea ciclurilor de viaţă ale agregatelor şi instalaţiilor (cu o prelungire medie a ciclului de viaţă cu 30 de ani per centrală hidroelectrică), (ii) sporirea fiabilităţii şi disponibilităţii hidroagregatelor, echipamentelor auxiliare şi instalaţiilor, (iii) ameliorarea tehnologică cu accent pe creşterea fiabilităţii şi disponibilităţii sau a eficienţei operaţionale, (iv) îmbunătăţirea automatizării controlului, managementul performanţelor şi securităţii agregatelor, (v) reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente, materiale şi tehnologii ecologice şi moderne, (vi) reducerea cheltuielilor viitoare cu materialele prin mentenanţă preventivă şi (vii) menţinerea avantajelor competitive ale Societăţii.

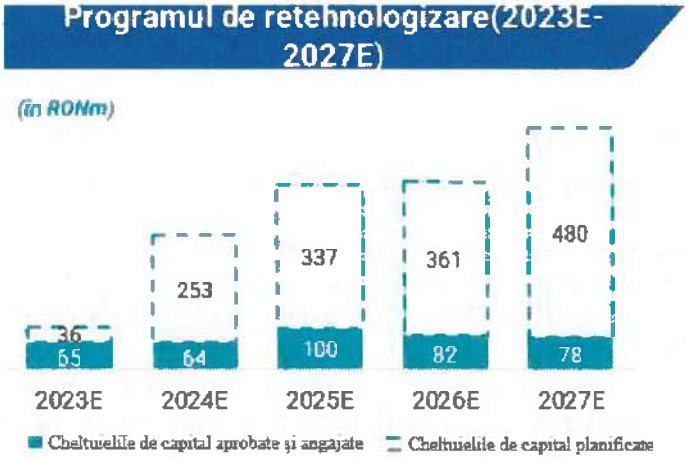
Domeniile principale vizate de optimizarea portofoliului sunt prezentate în graficul de mai jos:

Figura 24:



Programul de retehnologizare și modernizare între 2023 și 2027 are o valoare estimată de aproximativ 1,8 miliarde RON[31] (potrivit graficului de mai jos) pentru aproximativ 1,1 GW de putere hidroelectrică instalată supusă analizei până în 2030. Ulterior implementării programului de retehnologizare și modernizare, Societatea preconizează că va debloca o putere instalată de până la 230 MW[32] și o prelungire medie a ciclului de viață cu 30 de ani (în cazul retehnologizării) sau cu 20 de ani (în cazul modernizării) per centrală hidroelectrică.

Figura 25:



Pentru mai multe detalii privind proiectele de retehnologizare și modernizare, a se vedea secțiunea *„Activitate și operațiuni — Producția de energie — Retehnologizare și modernizare"* de mai jos.

Strategia de creștere

1. Extindere semnificativă a portofoliului către mai multe tehnologii de energie regenerabilă

Grupul vizează extinderea către mai multe tehnologii de energie regenerabilă prin finalizarea proiectelor hidroenergetice în curs de execuție, dezvoltându-se organic prin noi capacități de producție din alte surse regenerabile, în același timp explorând creșterea neorganică prin oportunități de fuziuni și achiziții („**M&A**") prin achiziționarea de proiecte mature (aflate cel puțin în stadiul „gata de construire"). În urmărirea creșterii organice, Societatea se concentrează asupra dezvoltării organice pe segmentele solare și eoliene. Dat fiind faptul că dezvoltarea organică reprezintă un proces cronofag când vine vorba de obținerea autorizațiilor, licențelor și aprobărilor interne necesare, Societatea ar putea achiziționa capacități existente.

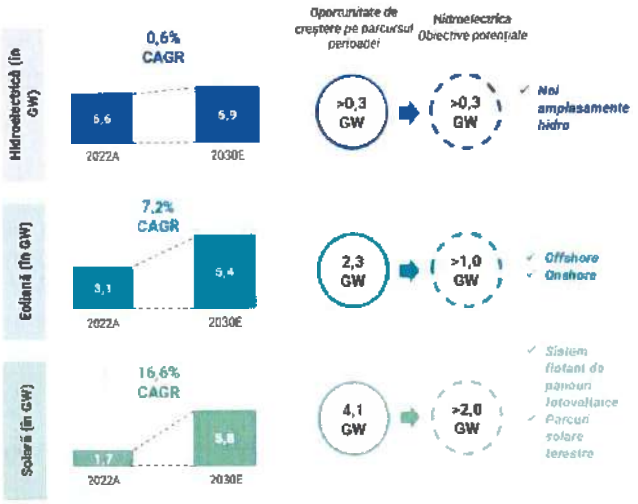
Potrivit Wood Mackenzie (astfel cum se poate observa în figura de mai jos), până în 2030, oportunitatea de creștere în România este de peste 0,3 GW pentru segmentul hidroenergetic, aceasta provenind integral din extinderea vizată de Societate, de 2,3 GW pentru segmentul eolian, dintre care peste 1,0 GW reprezintă puterea instalată vizată de Societate prin parcuri eoliene offshore și onshore, și de 4,1 GW pentru segmentul

[31] Include cheltuieli de capital cu retehnologizarea angajate/aprobate și planificate

[32] Se referă la toate proiectele de retehnologizare care sunt incluse în prezent în planul de afaceri. Cu toate acestea, unele proiecte se vor finaliza abia ulterior 2027E.

solar, dintre care peste 2,0 GW reprezintă proiectele solare flotante şi terestre ţintă ale Societăţii. Chiar dacă aceste proiecte nu se află în planul de afaceri actual al Societăţii, dar sunt incluse în planurile pe termen mediu şi lung ale acesteia, este posibil ca, în funcţie de oportunităţile care apar, precum şi de deciziile luate de organele statutare, aceste proiecte să fie incluse în planul de afaceri viitor pentru a fi realizate fie prin propriile proiecte de dezvoltare, fie prin achiziţii.

Figura 26:



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

1.1 Implementarea celor mai bune soluţii şi a noilor tehnologii în proiectele hidroenergetice complexe aflate în diferite stadii de execuţie.

Strategia Grupului presupune implementarea unor soluţii optime şi a noilor tehnologii în proiectele hidroenergetice complexe aflate în diferite stadii de execuţie. Aici sunt incluse finalizarea actualelor instalaţii hidroenergetice începute şi identificarea, realizarea şi punerea în funcţiune de noi capacităţi de producere a energiei electrice din surse hidraulice.

În planul său de afaceri pe cinci ani (perioada 2023-2027), Grupul vizează creşterea propriei capacităţi de producere a energiei electrice în principal prin valorificarea potenţialului hidroenergetic la nivel naţional, care include şi finalizarea proiectelor care se află în prezent în curs de execuţie.

Cheltuielile de capital preconizate (pe baza proiectelor aprobate şi, de asemenea, incluse în planul de afaceri) şi puterea instalată cumulată până în 2027[33] din noile capacităţi hidroenergetice, de 206 MW, sunt evidenţiate în tabelul de mai jos.

Figura 27:

Proiecte hidroenergetice incluse în planul de afaceri					
2023E	**2024E**	**2025E**	**2026E**	**2027E**	**Capacitate cumulată suplimentară[34]**
148 milioane RON	618 milioane RON	808 milioane RON	697 milioane RON	114 milioane RON	206 MW

[33] Se referă la toate proiectele de retehnologizare care sunt incluse în prezent în planul de afaceri. Cu toate acestea, unele proiecte se vor finaliza abia ulterior 2027E.
[34] Reflectă puterea cumulată totală adăugată prin noile proiecte până în 2027E.

1.2 Încurajarea creşterii şi diversificării prin dezvoltarea organică de noi capacităţi de producţie şi potenţiale sinergii provenind din alte surse regenerabile, în special surse eoliene şi solare, explorând în acelaşi timp creşterea neorganică prin oportunităţi de M&A prin achiziţionarea de proiecte mature (aflate cel puţin în stadiul „gata de construire")

În calitate de producător şi furnizor de energie, a existat întotdeauna un angajament al Societăţii faţă de durabilitate şi energia regenerabilă. Societatea consideră că există oportunităţi de extindere a portofoliului său de energie regenerabilă, în special energie din sursă eoliană şi solară. Planul Societăţii se bazează pe o analiză amănunţită a tendinţelor pieţei, a evoluţiilor legislative şi a progreselor tehnologice. Adăugarea de alte tehnologii de producere a energiei din surse regenerabile în cadrul portofoliului are potenţialul de a genera sinergii în managementul energiei. Componenta solară are în principal potenţialul de a acoperi riscurile hidrologice.

Totodată, având în vedere precedentele de pe piaţă la nivelul UE, Societatea preconizează că ar putea fi implementată în viitor o schemă de stimulare a proiectelor eoliene offshore.

Grupul încurajează creşterea organică şi diversificarea prin dezvoltarea de noi capacităţi de producţie din alte surse regenerabile, explorând în acelaşi timp oportunităţi de M&A. Printre noile proiecte de diversificare a portofoliului de afaceri al Grupului se poate număra dezvoltarea de noi capacităţi de producţie din surse eoliene şi fotovoltaice. De exemplu, două dintre proiectele solare avute în vedere de Societate sunt Tudor Vladimirescu şi Nufarul, care vor fi situate în judeţul Brăila pe un teren de aproximativ 50 de hectare deţinut de Societate, cu aproximativ 70.676 de bucăţi de panouri fotovoltaice monofaciale cu o putere instalată de 45,94 MW şi o producţie anuală estimată de 64 GWh; proiectul este condiţionat de obţinerea aprobării şi certificatelor finale. În plus, la Nufărul se derulează un proiect-pilot constând într-un sistem flotant de panouri fotovoltaice cu putere de 10 MW, iar Societatea ar extinde acest proiect la 1850 MW ca parte a contractului de tip joint venture cu Masdar; se preconizează că societatea va fi incorporata până la finalul anului 2023.

Cheltuielile de capital preconizate (pe baza proiectelor aprobate şi, de asemenea, incluse în planul de afaceri) şi puterea instalată cumulată până în 2027 din capacităţi solare, de aproximativ 59 MW, sunt evidenţiate în tabelul de mai jos.

Figura 28:

Proiecte solare incluse în planul de afaceri					
2023E	**2024E**	**2025E**	**2026E**	**2027E**	**Capacitate cumulată suplimentară[35]**
7 milioane RON	146 milioane RON	183 milioane RON	RON 0	RON 0	59 MW

Cu toate acestea, pot apărea oportunităţi în afara planului de afaceri al Societăţii. De exemplu, Societatea este în prezent în discuţii terţe părţi în legătură cu: (i) o posibilă concesiune a unui teren pentru realizarea unuia dintre cele mai mari proiecte de parcuri solare cu panouri fixe şi flotante[36] din Europa, cu o putere instalată de 2.000 MW şi o producţie anuală estimată de energie de aproximativ 2.630 GWh; şi (ii) o potenţială achiziţie a unui parc fotovoltaic.

Toate proiectele sunt planificate în baza unei abordări comerciale, însemnând că va vinde producţia de energie pe o piaţă angro, până în momentul în care CCEE-urile şi CfD ar putea deveni disponibile, punct în care Societatea va supune aceasta evaluării. Societatea intenţionează să exploateze noile active pe cont propriu, deoarece capacităţile operaţionale sunt disponibile pe plan intern. Mentenanţa urmează să fie executată de un terţ (model similar cu Crucea Wind Farm).

2. Creşterea cotei pe piaţa de furnizare a energiei din România

În ceea ce priveşte activitatea sa de furnizare, în contextul reglementărilor din 2019 şi 2020, în virtutea căruia Societatea era nevoită să vândă energie electrică furnizorilor de ultimă instanţă la un preţ compus din costuri plus 5%, Societatea a început să îşi modifice şi actualizeze strategia, rezultatul fiind că, începând din ianuarie 2021, ca urmare a liberalizării pieţei de furnizare din România, Societatea a intrat pe piaţă cu o

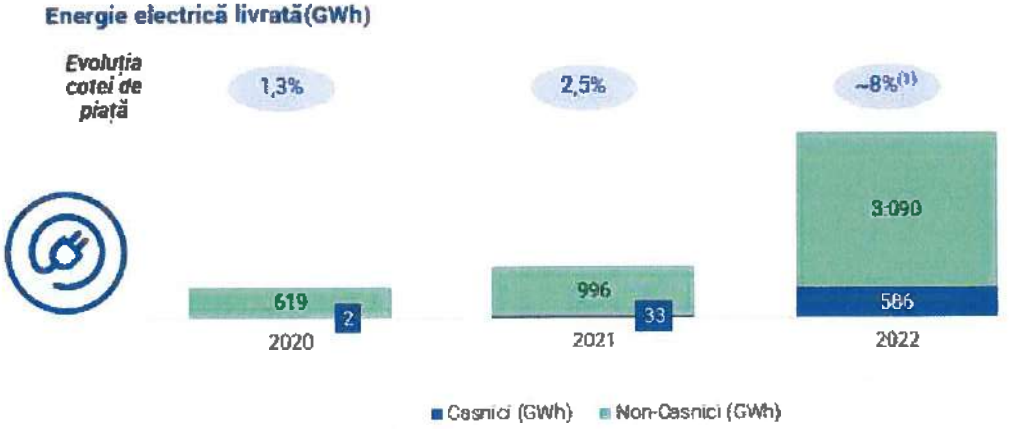
[35] Reflectă puterea cumulată totală adăugată prin noile proiecte până în 2027E.

[36] Grupul are în vedere utilizarea de panouri fixe în toate proiectele sale solare, deoarece consideră că cele cu sisteme de urmărire a soarelui pot duce la probleme tehnice şi costuri suplimentare, care nu se justifică.

ofertă competitivă. Oferta, care depășea plafonul reglementat anterior, dar era totuși competitivă față de alte oferte de pe piață, i-a permis Societății să ofere stabilitate consumatorilor într-o perioadă caracterizată prin volatilitate ridicată. Această strategie a avut drept rezultat atingerea de către Societate a unei cote de 8,04% pe piața de furnizare la nivelul lunii decembrie 2022 și creșterea numărului său de clienți casnici și non-casnici, precum și a cantității totale de energie pe care a livrat-o către clienți (după cum se poate observa potrivit datelor de mai jos). Societatea vizează în prezent continuarea creșterii prin suplimentarea operațiunilor existente, asigurând o cale de acces la piață care să susțină obținerea de profit prin poziția sa integrată pe verticală.

Figura 29.1:

Figura 29.2:



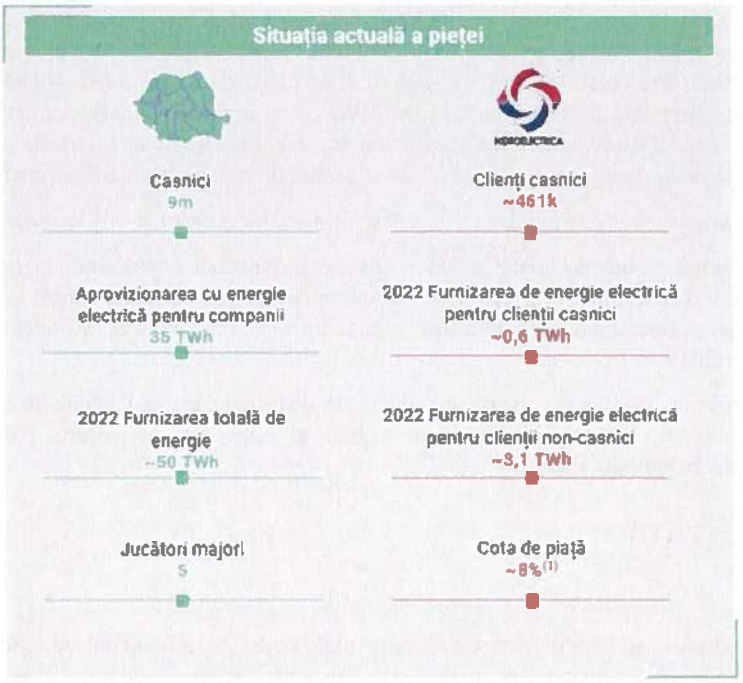
(1) Cota de piață (8,04%) în Decembrie 2022 conform raportului ANRE

Grupul urmărește diversificarea capacităților de vânzare a energiei prin accelerarea dezvoltării activităților sale de furnizare și creșterea cotei sale pe piața de furnizare (pentru istoricul dezvoltării, a se vedea figura 29.1 de mai sus). Planurile Grupului de extindere a portofoliului de furnizare au fost accentuate de introducerea MACEE deoarece prețul energiei electrice vândute de Societate ca producător pe piața MACEE este fix. Chiar și în prezența actualelor tarife reglementate pentru furnizarea de energie, Societatea are potențialul de a obține marje de profit mai mari pentru energia vândută pe piața de furnizare decât cele obținute pe piața MACEE. De exemplu, Societatea poate obține aproximativ 700 RON/MWh (deoarece prețul reglementat actual este de 1,3 RON/KWh) pentru energia furnizată către clienții noncasnici, de pe piața de furnizare comparativ cu prețul fix de 450 RON/MWh de pe piața MACEE. În plus, impozitul pe veniturile suplimentare (a se vedea secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică"*) se aplică numai veniturilor obținute pe piața angro (de exemplu, MACEE), dar nu și veniturilor obținute pe piața de furnizare.

Societatea beneficiază şi de sinergia portofoliilor sale de producţie şi furnizare, care îi permit să monitorizeze constant nivelurile energiei disponibile şi prognozate şi să transfere energie din portofoliul său de producţie în portofoliul său de furnizare.

Obiectivul Grupului de a îşi diversifica portofoliul de furnizare se bazează şi pe potenţialul disponibil pe piaţa românească, astfel cum este prezentat acesta mai jos.

Figura 30:



(1) Pentru decembrie 2022 conform raportului ANRE

Strategia Societăţii de creştere a cotei de piaţă se bazează pe trei piloni:

(i) dezvoltarea infrastructurii sale tehnice (digitalizarea interacţiunilor cu clienţii, implementarea celor mai recente şi inovative module software (SAP ISU pentru procedurile de facturare şi Salesforce, un nou software de gestionare a clienţilor printr-un sistem modernizat şi centralizat) şi îmbunătăţirea serviciilor de call center pentru clienţii săi);

(ii) Penetrarea pieţei (echipă dedicată care identifică şi urmăreşte oportunităţi noi pe piaţă, concentrându-se asupra creşterii organice şi promovării pe platformele media, în acelaşi timp menţinând rate foarte ridicate de reînnoire a contractelor); şi

(iii) strategia comercială (menţinerea flexibilităţii la modificările aduse cadrului de reglementare şi plafoanelor de preţ, continuarea creşterii bazei de clienţi casnici şi noncasnici.

Societatea a înregistrat o creştere semnificativă a activităţii de furnizare cu amănuntul, de la 2.465 de clienţi în decembrie 2020 (din care 610 erau clienţi casnici) la 30.221 de clienţi în decembrie 2021 (din care aproximativ 26.600 erau clienţi casnici) şi, după punerea în practică de către Societate a unei noi strategii comerciale cu scopul acumulării unei mase critice pe piaţa de furnizare către clienţii casnici, la mai mult de 482.000 de clienţi (puncte la care a fost livrată energie) până la 31 decembrie 2022 (din care aproximativ 461.000 de clienţi casnici). Această creştere semnificativă este reflectată şi de veniturile obţinute de Societate în perioadele analizate:

Societatea continuă să se axeze pe a dobândi masă critică pe piaţa casnică in perioada imediat următoare prin a rămâne flexibilă schimbărilor din cadrul legislativ, prin capitalizare în vederea extinderii marjelor şi prin a continua să implementeze infrastructură tehnică şi să sporească serviciile clienţilor cu scopul de a completa strategia privind preţurile.

Oportunități de creștere suplimentare în segmente adiacente

În plus, Societatea vizează dezvoltarea de capacități de producere a hidrogenului verde, precum și achiziționarea altor capacități de producție e-RES de pe piață, fie aflate în exploatare, fie în diferite stadii de realizare. În ceea ce privește oportunitățile de creștere pe segmentul hidrogenului verde, Societatea mizează pe un sprijin substanțial din partea statului român în vederea participării la tranziția UE către tehnologiile bazate pe hidrogen verde. Societatea atribuie în prezent contracte pentru studii de fezabilitate pentru două proiecte de producere a hidrogenului verde (Mândra și Ostrovu Mare) cu o putere combinată de 150 MW electrolizor și 400 MW FV (fotovoltaic). Atât Mândra, cât și Ostrovu Mare sunt proiecte combinate fotovoltaic-hidrogen, care, în cazul în care vor fi finalizate, vor presupune parcuri fotovoltaice cu variantă de back-up (susținute de CHE Porțile de Fier II). Producția țintă combinată de hidrogen verde va fi de aproximativ 15.000 t/an. Proiectul Mândra va viza o putere instalată din sursă solară de 300 MW și o putere instalată pentru producția de hidrogen de 100 MW, cu o producție anuală estimată de energie de 447 GWh, în timp ce proiectul Ostrovu Mare va viza o putere instalată din sursă solară de 150 MW și o putere instalată pentru producția de hidrogen de 50 MW, cu o producție anuală estimată de energie de 223 GWh.

***Strategie financiară prudentă** – maximizarea generării de numerar pentru a crește rentabilitatea capitalului*

Societatea are un istoric solid de plată a unor dividende speciale, rezultând o rată de distribuire a dividendelor mai mare decât obiectivul de 90% și intenționează să se concentreze asupra valorii oferite acționarilor prin eficiență operațională și investiții în maximizarea rentabilității. Societatea plătește dividende speciale începând din 2017.

Societatea intenționează să continue să vizeze o politică de distribuire a dividendelor la o rată de peste 90%, în același timp punând în balanță necesarul de capital al activității în vederea dezvoltării viitoare și menținerea gradului de îndatorare stabilit.

ACTIVITATE ȘI OPERAȚIUNI

Producția de energie

Prezentare generală

Potrivit Actului Constitutiv și Noului Act Constitutiv ale Societății, principalul său domeniu de activitate este codul CAEN 351 – „Producția, transportul și distribuția energiei electrice", în timp ce activitatea principală este codul CAEN 3511 – „Producția de energie electrică". Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 182 de centrale hidroelectrice și cinci stații de pompare, alături de Crucea Wind Farm.

Principalele activități ale Grupului în domeniul hidroenergetic pe lângă exploatarea echipamentelor hidroenergetice și a construcțiilor hidrotehnice sunt activitatea de mentenanță a echipamentelor și construcțiilor și alte activități conexe, printre care ecluzarea navelor pe fluviul Dunărea prin ecluzele Sistemului Hidroenergetic și de Navigație de la Porțile de Fier I și II.

Conform condițiilor specifice prevăzute de licența deținută de Societate pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice actualizată prin Decizia ANRE nr. 2296/2022, puterea electrică instalată a capacităților de producere a energiei electrice exploatate comercial ale Societății este de 6.388.672 MW.

În 2022, cei 13.626 GWh de energie hidroelectrică produși de Societate (în scădere cu 19,5% pe an) au reprezentat 25,4% din totalul de 53,54 TWh (în conformitate cu raportul ANRE) de energie electrică brută produsă în România și au reprezentat 96% din totalul de 14.172 GWh de energie hidroelectrică produsă în România, cu 19,4% mai puțin față de anul anterior. Cei 16.911 GWh de energie hidroelectrică produsă de Societate în 2021 au reprezentat 29,6% din cei 57,05 TWh de energie electrică brută produsă în România.

În 2021 și 2022, Societatea a produs energie hidroelectrică integral pe seama debitelor afluente naturale a cursurilor de apă amenajate, înregistrându-se și o stocare de 95,8 milioane metri cubi (39,57 GWh) în 2021 și 70 milioane metri cubi (140 GWh) în 2022. Rezerva de energie a marilor lacuri de acumulare a crescut de la 2.027,19 GWh în 2020 (1.639,18 milioane metri cubi stoc) la 2.066,76 GWh în 2021 (1.734,98 milioane metri cubi stoc) și 1.805 milioane metri cubi (2.207,22 GWh) în 2022.

Ca producător de energie din sursă hidraulică și, mai recent, din sursă eoliană, Societatea este eligibilă pentru certificate verzi în România și le poate vinde pe acestea către furnizori de energie electrică sau poate transfera o parte dintre aceste certificate verzi pentru a își îndeplini obligațiile ce îi revin ca furnizor. Ca urmare a achiziționării Crucea Wind Farm, Societatea are dreptul să primească 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh, față de un interval cuprins între 2,86 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în unele instalații hidroelectrice depinzând de centrala hidroelectrică.

APROBAT

Figura de mai jos prezintă producția brută de energie din sursă hidraulică și eoliană din ultimii trei ani, precum și consumul intern.

Figura 31:

	2020	2021	2022
Producția brută din sursă hidraulică (TWh)	15,0	16,9	13,6
Producția brută din sursă eoliană (TWh)	0,3[37]	0,3[38]	0,3
Consumul intern (TWh)	(0,4)	(0,4)	(0,4)

Activele de producție hidroenergetică ale Grupului

La 31 decembrie 2022, puterea instalată hidroenergetică agregată a Grupului de 6.372,172 MW era împărțită în funcție de tipul de amenajare și tipul de active conform figurilor de mai jos:

	Putere instalată (MW)			Energie produsă (TWh)		
Perioadă	**2020**	**2021**	**2022**	**2020**	**2021**	**2022**
CHE pe firul apei	2.901,5	2.901,5	2.901,5	9,494	11,240	8,457
CHE cu acumulare	3.379,2	3.379,2	3.379,2	5,471	5,671	5,167
Stații de pompare	91,5	91,5	91,5	N/A	N/A	N/A

Societatea își dezvoltă portofoliul de active încă din anul 1960. Din capacitatea totală de producție hidroelectrică pentru centralele cu o putere mai mare de 10 MW, CHE cu acumulare reprezintă 46%, în timp ce cele pe firul apei reprezintă 54% (a se vedea figura 19.1 de mai sus). În prezent, 24% dintre activele Societății au o vârstă mai mică de 20 de ani, 52% dintre active au vârstă cuprinsă între 20 și 50 de ani, iar 24% dintre activele sale au o vârstă mai mare de 50 de ani (a se vedea figura 19.2 de mai sus):

Dintre cele opt sucursale (vezi figura 18.1), Porțile de Fier și Vâlcea sunt cele mai importante pentru Grup, având în vedere capacitățile de producție a energiei ale acestora și ponderile în producția de energie totală a Grupului. Acestea sunt responsabile împreună pentru 52% din producția de energie hidroelectrică totală a Societății.

	Sucursale	**Capacitatea instalată (pentru centrale cu putere >10 MW)**	**% din producția de hidroenergie a Societății (pentru centrale cu putere >10MW)[39]**
1.	Porțile de Fier	1,6 GW[40]	27%
2.	Valcea	1,5 GW	25%
3.	Hateg	0,7 GW	11%
4.	Curtea de Arges	0,6 GW[41]	10%
5.	Bistrita	0,6 GW	10%
6.	Cluj	0,5 GW	8%
7.	Sebes	0,5 GW	8%
8.	Total hidrocentrale >= 10MW	~6,1 GW	100%
	Hidrocentrale >4MW și <10 MW	103 MW	
	Hidrocentrale <= 4 MW	52 MW	
	Total hidro[42]	*~ 6,3 GW*	
9.	Parcul eolian	108 MW	N/A

[37] Având în vedere că Grupul a achiziționat Parcul Eolian Crucea în 2021, producția brută în 2020 include 0 TWh din sursă eoliană
[38] Grupul a consolidat doar 0,2 TWh din sursă eoliană după achiziționarea Parcului Eolian Crucea în 2021
[39] La data de martie 2023
[40] 1,7 GW inclusiv centrale hidroelectrice <10 MW
[41] 0,7 GW inclusiv centrale hidroelectrice <10 MW
[42] Excluzând cei 91,5 MW din stațiile de pompare electrice

Prin intermediul celor şapte sucursale de producţie a energiei hidroelectrice pe care le deţine Societatea, următoarele CHE sunt unele dintre cele mai importante din punct de vedere al capacităţii instalate şi al energiei produse:

SUCURSALA	HIDROCENTRALĂ	TIP	PUTERE INSTALATĂ (MW)	ENERGIE PRODUSĂ ((MWh)		
				2020	2020	2020
Porţile de Fier	Porţile de Fier I	Pe firul apei	1.166,4	4.776.417	5.332.743	4.312.380
Ramnicu-Valcea	Lotru-Ciunget	De acumulare	510,0	829.248	918.881	777.580
Hateg	Retezat	De acumulare	335,0	439.366	304.515	378.250
Cluj	Mărişelu	De acumulare	220,5	349.270	370.129	422.842
Curtea de Arges	Vidraru	De acumulare	220,0	334.901	391.015	379.533
Porţile de Fier	Porţile de Fier II	Pe firul apei	219,8	1.336.402	1.327.760	1.237.027
Bistrita	Stejaru[43]	De acumulare	210	381.303	414.961	348.489
Sebes	Şugag	De acumulare	150,0	253.558	214.825	179.013
Sebes	Gâlceag	De acumulare	150,0	241.117	195.764	165.721
Hateg	Ruieni	De acumulare	140,0	163.485	133.143	133.620
Ramnicu Valcea	Brădişor	De acumulare	115,0	170.682	221.806	163.141
Porţile de Fier	Tismana	De acumulare	106,0	167.506	154.759	143.922
Cluj	Remeţi	De acumulare	100,0	176.891	172.233	199.365
Ramnicu Valcea	Turnu	Pe firul apei	70,0	155.607	201.545	129.401
Porţile de Fier	Gogoşu	Pe firul apei	54,0	233.719	278.348	200.998
Ramnicu Valcea	Izbiceni	Pe firul apei	53,0	131.015	195.033	111.752
Ramnicu Valcea	Streşti	Pe firul apei	50,0	127.741	191.180	112.092
Ramnicu Valcea	Râureni	Pe firul apei	48,0	121.660	169.546	104.730
Ramnicu Valcea	Drăgăşani	Pe firul apei	45,0	118.265	168.878	99.697
Bistrita	Răcăciuni	Pe firul apei	45,0	114.574	136.217	90.242

Porţile de Fier

Sucursala Porţile de Fier administrează aproximativ 26%[44] din capacitatea hidroenergetică totală a Societăţii (la nivelul anului 2022) şi circa 10% din producţia României, prin intermediul instalaţiilor Sistemelor Hidroenergetice şi de Navigaţie („SHEN") Porţile de Fier I şi II, situate pe fluviul Dunărea, şi al instalaţiilor aferente CHE Târgu-Jiu din cadrul complexului Cerna-Motru-Tismana şi de pe râul Jiu.

SHEN Porţile de Fier I se găseşte amplasat pe Dunăre la km 943 şi a fost proiectat şi executat printr-o colaborare între România şi fosta Iugoslavie în baza acordurilor dintre cele două state din anii 1977 şi 1987. Este simetric faţă de axa Dunării şi este compus din două centrale hidroelectrice cu câte şase hidroagregate, două ecluze (câte una pentru fiecare parte) şi un baraj deversor cu 14 câmpuri deversoare (câte şapte pentru fiecare parte). Prin dimensiunile sasurilor şi prin cădere, ecluzele de la Porţile de Fier I se înscriu în lista celor mai mari construcţii de acest gen din lume. Atât la centrală cât şi la ecluze s-au derulat în ultimii 15 ani programe de retehnologizare care au dus la creşterea puterii instalate de la 175 la 194,4 MW pe fiecare agregat din centrala, creşterea performantelor tehnice ale echipamentelor şi instalaţiilor, precum şi creşterea siguranţei în exploatare. După retehnologizare, centralele hidroelectrice de la Porţile de Fier I au generat în medie circa 10% din întreaga producţie de energie a României şi aproape jumătate din serviciile tehnologice de sistem din România.

SHEN Porţile de Fier I constă în şase hidroagregate cu o putere totala instalată de 1.166,4 MW. În prezent, se desfăşoară lucrări de mentenanţă de nivel superior (de tip LN3 cu demontare) la unitatea nr. 1, care sunt planificate să dureze aproximativ 24 luni. În acelaşi timp, sunt observate deficienţe în funcţionare la unitatea nr. 4, care este exploatată în prezent la o capacitate maximă de 100 MW.

SHEN Porţile de Fier II se găseşte amplasat pe Dunăre la km 853, în zona insulei româneşti Ostrovul Mare. Acesta a fost proiectat şi executat în colaborare cu statul sârb. Obiectivul are o configuraţie nesimetrică, Dunărea fiind barată în ambele părţi ale insulei (cea principală pe braţul principal al Dunării şi cea de-a doua pe braţul Gogoşu). Obiectivul este compus dintr-o centrală principală alcătuită din 16 agregate (împărţite în mod egal între părţile română şi sârbă), două centrale suplimentare (câte două hidroagregate pentru fiecare dintre părţile română şi sârbă), trei ecluze (două pe partea româna şi una pe partea sârbă) şi doua baraje deversoare (cel românesc pe braţul Gogoşu, cel sârbesc în frontul principal de barare). În ultimii 18 ani, au fost derulate programe de retehnologizare vizând hidroagregatele şi echipamentele auxiliare ale centralei electrice, care au dus la creşterea puterii instalate de la 27 la 31,4 MW pe fiecare agregat din

[43] O putere instalată de 210MW, dar momentan Unitatea Hidro 5 (50MW) e scoasă din licenţa de generare din motiv de retehnologizare. Prin urmare, CHE operează momentan la puterea instalată licenţiată de 164 MW.

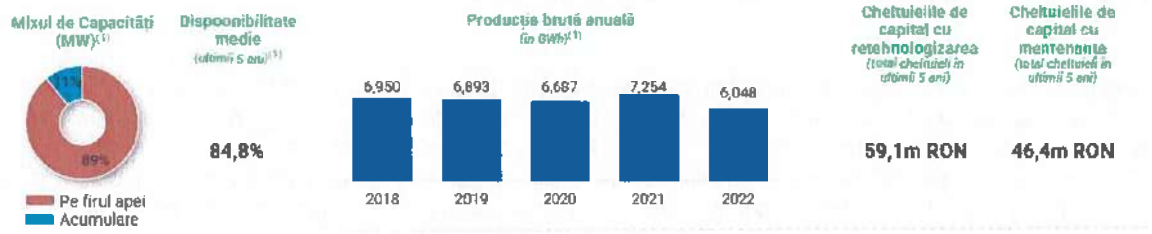
[44] Calculul include centrale hidroelectrice < 10 MW

centrală, precum şi la creşterea performanţelor tehnice ale echipamentelor şi instalaţiilor şi creşterea siguranţei în exploatare. În cazul ultimei unităţi (unitatea nr. 1), programul de retehnologizare a fost întrerupt anterior din cauza procedurii de insolvenţă a Societăţii. În prezent, lucrările rămase de executat se află în procedura de achiziţie.

Societatea exploatează la SHEN Porţile de Fier II: (i) centrala hidroelectrică principală cu opt hidroagregate a câte 31,4 MW fiecare, cu o putere instalată totală de 251,2 MW (în prezent, conform licenţei ANRE, putere instalată de 219,8 MW, deoarece hidroagregatul HA1 este scos din funcţiune) şi (ii) centrala hidroelectrică suplimentară Gogoşu cu două hidroagregate a câte 27 MW fiecare, cu o putere instalată totală de 54 MW, în baza licenţei ANRE.

Figura 32 de mai jos evidenţiază mixul de capacităţi, disponibilitatea medie, producţia brută anuală, cheltuielile de capital[45] cu retehnologizarea din ultimii cinci ani şi cheltuielile de capital cu mentenanţa din ultimii cinci ani:

Figura 32:



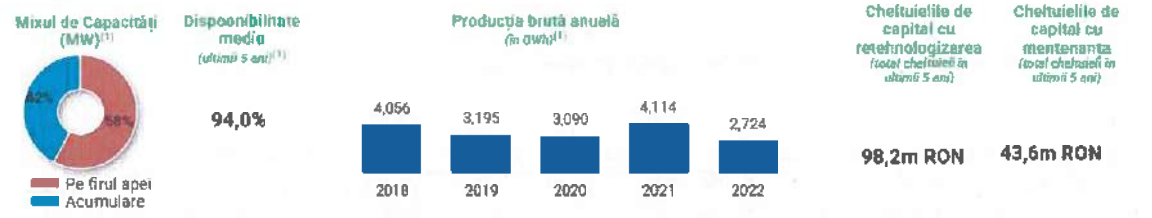
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW şi staţiile de pompare electrice

Râmnicu Vâlcea

Sucursala Râmnicu Vâlcea gestionează în prezent 24% (începând cu anul 2022) din capacitatea hidroenergetică a Societăţii prin intermediul a 23 de hidrocentrale, trei staţii de pompaj hidroenergetic (şapte grupuri de pompaj) şi o MHC (două hidroagregate) situate pe râurile Lotru şi Olt. Prin cei 160 de kilometri de galerii de aducţiune şi printr-un sistem complex de captări şi derivaţii, AHE a râului Lotru concentrează debitele din bazinele limitrofe într-o singură acumulare, Vidra.

Figura 33 de mai jos evidenţiază mixul de capacităţi, disponibilitatea medie, producţia brută anuală, cheltuielile de capital cu retehnologizarea din ultimii cinci ani şi cheltuielile de capital[46] cu mentenanţa din ultimii cinci ani:

Figura 33:



(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW şi staţiile de pompare electrice

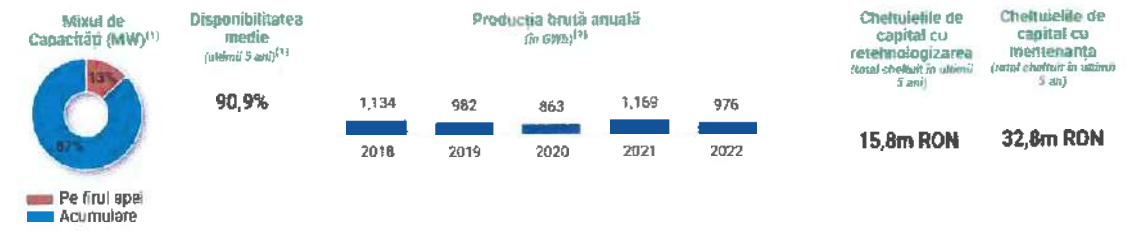
Curtea de Argeş

Sucursala Curtea de Argeş dispune de o putere instalată de 0,7 MW (inclusiv centrale cu putere <10MW) şi asigură 11% din capacitatea hidroelectrică a Societăţii (începând cu anul 2022) utilizând potenţialul hidroenergetic al râurilor Argeş, Dâmboviţa, Târgului, Ialomiţa, Prahova, Buzău, Doftana, Teleajen, Bisca Chiojdului, Slănic, Putna, Zăbala şi al Canalului Dunăre-Marea Neagră.

[45] Cheltuielile de capital în legătură cu înlocuirea/îmbunătăţirea eficienţei unităţilor de producţie/extinderea ciclului de viaţă mediu al centralei
[46] Cheltuielile de capital în legătură cu cadrul de mentenanţă al Societăţii care este conceput să crească sustenabil disponibilitatea centralei şi să reducă pierderile de energie din portofoliu

Figura de mai jos evidenţiază mixul de capacităţi, disponibilitatea medie, producţia brută anuală, cheltuielile de capital cu retehnologizarea din ultimii cinci ani şi cheltuielile de capital cu mentenanţa din ultimii cinci ani:

Figura 34:



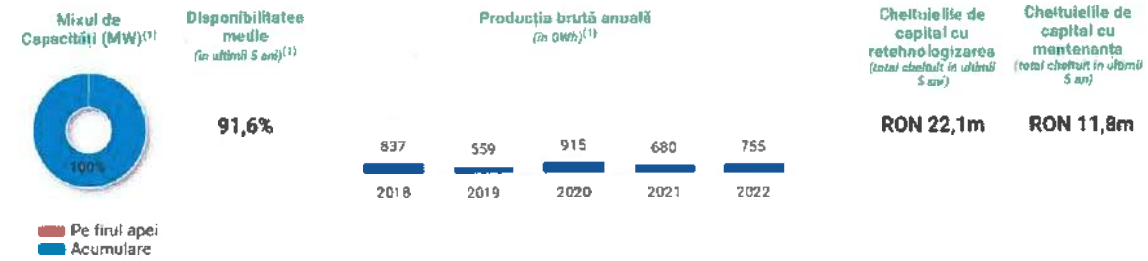
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW şi staţiile de pompare electrice

Haţeg

Sucursala Haţeg exploatează potenţialul hidroenergetic al râurilor Râul Mare şi Strei din judeţul Hunedoara, precum şi al râurilor Timiş, Bistra, Cerna, Şucu şi Sebeş din judeţul Caraş-Severin. Această sucursală are în componenţa sa 16 hidrocentrale, dintre care 11 pe Râul Mare, două pe râul Strei, una pe Râul Alb, una pe râul Cerna şi una pe râul Sebeş. Sucursala dispune şi de 10 MHC în judeţul Hunedoara şi patru MHC în judeţul Caraş-Severin şi o MHC în judeţul Timiş. Sucursala dispune de o putere instalată totală de 0,7 MW şi o producţie medie de energie pe ultimii cinci ani de 749,1 GWh.

Figura 35 de mai jos evidenţiază mixul de capacităţi, disponibilitatea medie, producţia brută anuală, cheltuielile de capital cu retehnologizarea din ultimii cinci ani şi cheltuielile de capital cu mentenanţa din ultimii cinci ani:

Figura 35:



(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW şi staţiile de pompare electrice

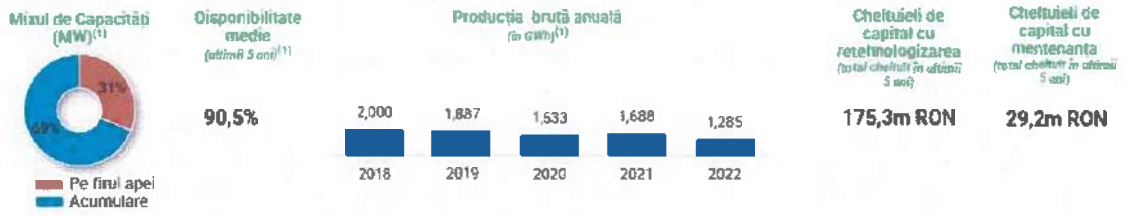
Bistriţa

Sucursala Bistriţa administrează centralele hidroelectrice din zona Moldovei şi îşi desfăşoară activitatea pe raza judeţelor Neamţ, Bacău, Suceava, Botoşani, Iaşi şi Vrancea şi în principal pe râurile Bistriţa, Siret, Uz şi Prut. Aceasta însumează peste 10% din puterea instalată a Societăţii (începând cu anul 2022) prin 29 de CHE, MHC şi centrale hidroenergetice de capacitate mică („CHEMP") şi 66 de grupuri energetice.

Cele mai importante elemente ale sucursalei Bistriţa, care este considerat a fi şi punctul de început al hidroenergeticii româneşti, este reprezentat de barajul Bicaz – Izvoru Muntelui şi de hidrocentrala Stejaru Dimitrie Leonida. Lucrările de construcţie la acestea au fost finalizate în 1960, schimbând complet geografia zonei.

Figura 36 de mai jos evidenţiază mixul de capacităţi, disponibilitatea medie, producţia brută anuală, cheltuielile de capital cu retehnologizarea din ultimii cinci ani şi cheltuielile de capital cu mentenanţa din ultimii cinci ani:

Figura 36:



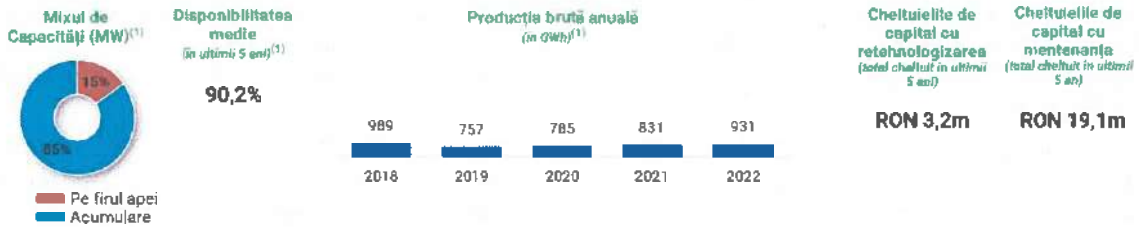
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Cluj

Sucursala Cluj este axată pe valorificarea potențialului hidroenergetic al CHE-urilor pe firul apei și dispune în prezent de 15 CHE-uri, 9 CHEMP-uri și o stație de pompare în bazinele hidrografice situate în județele Cluj, Bihor, Bistrița-Năsăud și Maramureș, respectiv pe râurile Someșul Mic (situat în județul Cluj), Crișul Repede (situat în județele Bihor și Cluj) și Colibița (situat în județul Bistrița-Năsăud).

Figura 37 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu retehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 37:



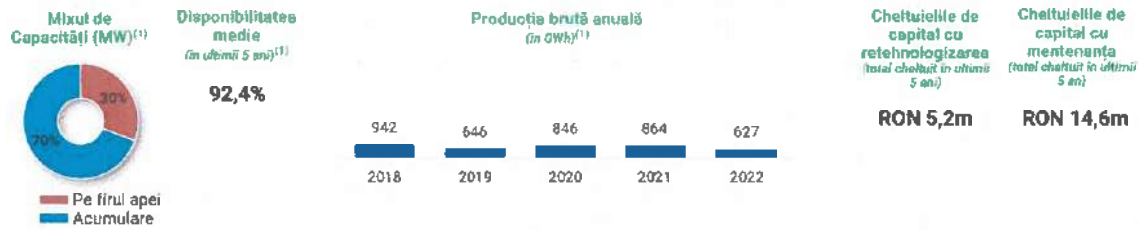
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Sebeș

Sucursala Sebeș are în exploatare 11 CHE, 22 CHEMP și MHC și o stație de pompare. Sucursala continuă retehnologizarea acestor hidrocentrale și dezvoltarea de proiecte noi, cum ar fi construcția de hidrocentrale pe râul Olt, la Făgăraș, Lotrioara, Câineni și Racoviță.

Figura 38 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu retehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 38:



(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Derularea programelor de investiții istorice ale Societății

Cu doar câteva excepții (precum Bumbești, care a fost aprobat în 2003), proiectele de investiții ale Grupului provin în principal dintr-o serie de unități de investiții istorice aprobate în perioada 1981-1989 prin decrete.

ale Consiliului de Stat şi erau iniţial gândite ca unităţi cu funcţii complexe, pentru care funcţia energetică era doar una secundară. După căderea regimului comunist în România, unele dintre aceste proiecte au fost dezvoltate de ANAR şi au beneficiat de finanţare publică, până când au fost transferate către Societate în perioada 2002-2006 prin Hotărârea de Guvern nr. 554/2002, Hotărârea de Guvern nr. 424/2003 şi Hotărârea de Guvern nr. 866/2006.

După 25 de ani timp în care s-au investit importante resurse financiare în aceste unităţi fără a fi finalizate, Societatea a recunoscut că condiţiile economice şi energetice avute în vedere iniţial la aprobarea proiectelor s-au schimbat substanţial, în special în ceea ce priveşte consumul prognozat de energie electrică şi dispariţia fondului centralizat de investiţii al statului, ceea ce a determinat necesitatea ca Societatea să se autofinanţeze. În acest context, după efectuarea unei analize de depreciere privind amortizarea, adunarea generală a acţionarilor Societăţii a decis ca mai multe proiecte de dezvoltare să fie abandonate, în timp ce pentru altele să se continue lucrările de construcţie, printre care:

- Finalizarea în limita unei sume care nu trebuie să depăşească valoarea estimată pentru abandonarea amenajărilor pentru CHE Paşcani şi Cerna Belareca;
- Finalizarea pe o schemă de dezvoltare modificată a amenajărilor hidroenergetice pe râul Olt – zona Cornetu-Avrig, Câineni şi Lotrioara, pe râul Strei – zona Subcetate- Simeria, în aval de Bretea, pe râul Bistriţa – Borca – Poiana Teiului şi Galu, pe râul Siret – zona Cosmeşti-Movileni şi Cosmeşti şi pe râul Dâmboviţa – Clăbucet Nord Făgăraş; şi
- Abandonarea tuturor lucrărilor executate la amenajarea hidroenergetică pe râul Olt în zona Făgăraş-Hoghiz şi zona Runcu-Firiza.

Grupul continuă să întâmpine dificultăţi în ceea ce priveşte punerea în aplicare a deciziilor de finalizare a lucrărilor de construcţii (de exemplu, exproprieri şi probleme de mediu) sau în ceea ce priveşte punerea în aplicare a deciziilor de abandon (fiind necesar un act simetric emis la nivel de stat). A se vedea şi capitolul „*Este posibil ca Grupul să nu poată să îşi pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare*" din secţiunea „*Factori de risc*").

Printre planurile actuale ale Grupului se numără: (i) retehnologizarea CHE Stejaru, finalizarea lucrărilor de modernizare a instalaţiilor hidroelectrice aferente HA2 din CHE Slatina, Malaia HA1 şi HA2 şi a staţiilor electrice de 110 kV de la Cornetu, Gura-Lotrului, Daesti, Raureni, Govora, Drăgăşani, Zăvideni, Ioneşti şi Călimăneşti; (ii) retehnologizarea CHE Vidraru, Mărişelu şi Râul Mare Retezat; (iii) reluarea lucrărilor de retehnologizare a Unităţii 1 de la Porţile de Fier II; (iv) modernizarea CHE Remeţi – HA2, a staţiilor de pompare Lotru, Petrimanu, Jidoaia; (v) retehnologizarea CHE Brădişor, Vaduri – HA2 şi Săsciori – HA2, şi modernizarea Arceşti – HA2; (vi) lucrări de retehnologizare şi modernizare la CHE care au fost puse în funcţiune în perioada 1963-1981 şi la CHE în cazul cărora lucrările de mentenanţă normale nu mai pot contracara uzura fizică şi normală, cum sunt CHE Pângăraţi, Piatra Neamţ şi CHE de pe canalul Bistriţa, CHE Oeşti şi Albeşti.

Societatea are un plan de afaceri care include: (i) cheltuieli de capital aprobate şi angajate (adică proiecte pentru care au fost primite toate aprobările/autorizaţiile necesare, au fost identificaţi şi angajaţi contractanţii, a fost asigurată finanţarea (în măsura în care este cazul) şi au fost îndeplinite alte cerinţe legate de proiect) şi (ii) cheltuieli de capital planificate (adică proiecte identificate de retehnologizare/modernizare, însă sub rezerva îndeplinirii unor criterii (de exemplu, aprobări/autorizaţii de mediu, finalizarea studiilor de fezabilitate, confirmarea strategiei de achiziţie, finalizarea procedurilor litigioase etc.). Societatea analizează în permanenţă oportunităţile şi îşi evaluează planul de investiţii. Din punct de vedere istoric, Societatea s-a confruntat cu dificultăţi legate de politicile guvernamentale, obstacolele juridice şi întârzierea eliberării aprobărilor, care au împiedicat Societatea să îşi realizeze întregul potenţial de cheltuieli.

Proiecte de retehnologizare şi modernizare

Strategia Grupului este să acorde prioritate retehnologizării şi modernizării CHE existente faţă de realizarea de CHE noi. Retehnologizarea şi modernizarea CHE existente reprezintă proiecte hidroenergetice de tip *brownfield*, deoarece vizează extinderea capacităţii proiectului sau modernizarea sau înlocuirea instalaţiilor şi echipamentelor perimate ale CHE-urilor existente, în timp ce realizarea de noi CHE, inclusiv a acelora aflate deja în stadiile incipiente de dezvoltare, reprezintă proiecte hidroenergetice de tip *greenfield*. Costurile producţiei de energie electrică din proiecte hidroenergetice brownfield sunt mai mici decât costurile aferente amenajărilor hidroenergetice greenfield, deoarece, în general în cadrul unui proiect hidroenergetic brownfield, construcţia a fost deja finalizată, necesitând doar îmbunătăţiri. Prin urmare, Societatea se concentrează asupra modernizării sau retehnologizării CHE-urilor sale existente, de la caz la caz.

Atât activitățile de retehnologizare, cât și cele de modernizare vizează prelungirea duratei de functionare operațională a unității respective, reducerea costurilor de exploatare a acesteia și contributia la atenuarea impactului asupra mediului prin utilizarea unor tehnologii mai noi. Prin procesul de modernizare, sunt înlocuite anumite elemente perimate ale echipamentelor, dar sunt menținuți parametrii acestora, în timp ce procesul de retehnologizare are ca scop creșterea nivelului tehnologic al întregii unități hidroelectrice prin instalarea de elemente mai performante și reducerea la minimum a nivelului de deversări și a pierderilor de energie potențială. De exemplu, pierderea medie de energie a Grupului în ultimii cinci ani este de 683 GWh. Un program de retehnologizare poate fi eșalonat în așa fel încât să asigure funcționarea continuă a cel puțin unuia dintre cele două agregate (fiecare reprezentând o turbină și un generator) care formează de obicei o CHE. Proiectele de retehnologizare și modernizare pot fi realizate concomitent cu derularea activităților normale, ceea ce are drept rezultat un impact neglijabil asupra producției Societății.

Cheltuielilor de capital cu mentenanța sunt în principal destinate proiectelor hidroenergetice. Proiectele de retehnologizare și modernizare aferente perioadei 2023-2027 fac parte din strategia pe termen lung a Grupului (2021-2030) și au o valoare estimată totală de aproximativ 1,8 miliarde RON[47], în conformitate cu planul de cheltuieli de capital al Grupului. Aceste proiecte ar putea acoperi o capacitate hidro instalată totală de aproximativ 1,1 GWh până în 2030E și o capacitate de până la 230 MW[48] se așteaptă să fie deblocată, precum și o prelungire medie a ciclului de viață de 30 de ani pentru fiecare hidrocentrală.

Scopul proiectelor de retehnologizare și modernizare nu este numai unul de implementare de noi tehnologii pentru echipamente, ci și unul de actualizare a capacităților totale existente de producție. Atingerea obiectivelor specifice / actualizarea pentru fiecare proiect major de retehnologizare și modernizare depinde de soluțiile concepute de contractanți viitori, fiind condiționate de parametrii actuali de construcție a unităților de centrale hidroelectrice / componente (elemente invariabile, asupra cărora nu se poate interveni în procesul de retehnologizare / modernizare).

Printre activele supuse retehnologizării cu cea mai ridicată rata de rentabilitate, care sunt parte din cheltuielile de capital aprobate și angajate, se numără:

- *Sucursala Bistrița*: retehnologizarea centralei hidroelectrice Dimitrie Leonida – Stejaru (principalul grup hidroenergetic de pe râul Bistrița), care funcționează în prezent cu 164 MW dintr-o capacitatea instalată de 210 MWh (Unitatea Hidro 5 este scoasă din producție pentru retehnologizare), pusă în funcțiune în perioada 1960 – 1962. Principalele obiective ale programului de retehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, îmbunătățirea eficienței operaționale și reducerea necesarului de cheltuieli de capital cu mentenanța. După finalizarea proiectului de retehnologizare, se poate fi preconizata o capacitate suplimentara potențiala de 6 MW. Investiția totală (incluzând atât investițiile angajate și aprobate, cât și cheltuielile de capital aprobate) este estimată la aproximativ 375 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizata să aibă loc în 2029.

  Retehnologizarea a fost aprobată în 2010, iar, în 2015, Societatea a semnat cu Asocierea Romelectro S.A. – Litostroj Power d.o.o. contractul de lucrări de retehnologizare. În timpul executării lucrărilor de retehnologizare, Societatea a acumulat întârzieri majore față de termenele garantate, ceea ce a dus la inițierea unor proceduri de arbitraj de către Societate împotriva Romelectro S.A. în vederea recuperării integrale a sumelor aferente penalităților generate de eșecul în a obține Recepția Operațională a lucrărilor de retehnologizare calculate în baza contractului. La data de 5 februarie 2022, Tribunalul București a decis deschiderea procedurii insolvenței față de Romelectro S.A., iar, în mai 2022, contractantul (liderul asocierii) a comunicat către Societate rezilierea contractului pentru retehnologizarea CHE Stejaru. Din această cauză, Tribunalul București a comunicat de asemenea către Societate că procedura de arbitraj se va desfășura conform legislației în materia insolvenței. Societatea derulează în prezent procesul de selectare a unui nou contractant pentru finalizarea lucrărilor, luând in considerare si posibilitatea de a folosi Hidroserv în calitate de contractant. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2024.

- *Sucursala Curtea de Argeș*: retehnologizarea centralei hidroelectrice Vidraru, care funcționează în prezent cu o putere instalată de 220 MW, a fost aprobată în 2014[49]. Principalele obiective ale programului de retehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și îmbunătățirea eficienței operaționale. După finalizarea proiectului de retehnologizare, se

[47] Totalul include cheltuielile de capital pentru renovare angajate/aprobate și planificate.

[48] Se referă la toate proiectele de retehnologizare incluse în prezent în cadrul planului de afaceri. Cu toate acestea, unele proiecte vor fi doar finalizate după 2027E.

[49] Indicatorii proiectului au fost actualizați în 2020 și 2022.

preconizează că o potențială capacitate de 12 MW ar putea fi adăugată. Investiția totală (incluzând atât investițiile angajate și aprobate, cât și cheltuielile de capital aprobate) este estimată la aproximativ 721 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată să aibă loc în 2030.

În prezent, indicatorii tehnico-economici au fost revizuiți. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2023.

- *Sucursala Cluj*: retehnologizarea centralei hidroelectrice Mărișelu, pusă în funcțiune în 1977, funcționând în prezent cu o putere instalată de 220,5 MW. Principalele obiective ale programului de retehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și îmbunătățirea eficienței operaționale și reducerea necesarului de cheltuieli de capital cu mentenanța. Investiția totală în lucrările de retehnologizare echipamente este estimată la aproximativ 697 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată să aibă loc în 2034. Cu toate acestea, investiția ar putea să includă, sub rezerva aprobării AGA, și lucrări de retehnologizare a construcțiilor, în plus față de lucrările de retehnologizare a echipamentelor deja aprobate.

  Procedurile pentru obținerea Avizului de Gospodărire a Apelor și Acordului de Mediu au început în 2019 și au fost finalizate în 2023. Proiectul se află în stadiul de executare a studiilor de fezabilitate. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2026.

- *Sucursala Hațeg*: retehnologizarea CHE Râul Mare Retezat, funcționând în prezent cu o putere instalată de 210 MW (CHE are o putere instalată de 335 MW, dar este limitată din cauza deficiențelor de proiectare), a fost aprobată în 2020. Nevoia de retehnologizare e datorată deficiențelor de producție, uzurii obișnuite a echipamentelor și a instalațiilor în ansamblul lor. Principalele obiective ale programului de retehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și îmbunătățirea eficienței operaționale și reducerea necesarului de cheltuieli de capital cu mentenanța. După ce proiectul de retehnologizare este finalizat, se preconizează că o capacitate de 150 MW va fi deblocată, deoarece în acest moment sucursala funcționează cu capacitate restricționată. Investiția totală a lucrărilor de retehnologizare este estimată la aproximativ 674 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată a avea loc în 2031.

  În prezent, indicatorii tehnico-economici sunt în proces de revizuire. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2024.

- *Sucursala Râmnicu Vâlcea*: retehnologizarea CHE Brădișor, cu o putere instalată de 115 MW, constituită ca unitate dispecerizabilă în cadrul SEN și având un rol de apărare împotriva inundațiilor pe râul Lotru. Principalele obiective ale programului de retehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și de a îmbunătăți hidroagregatele și instalațiile electrice auxiliare și mecanice. După ce proiectul de retehnologizare este finalizat, se preconizează că o potențială capacitate totală de 55 MW va fi deblocată, deoarece în acest moment sucursala funcționează cu capacitate restricționată. Investiția totală (incluzând atât investițiile angajate și aprobate, cât și cheltuielile de capital aprobate) este estimată la aproximativ 422 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată a avea loc în 2029.

  În prezent, procedura de licitație pentru proiect "la cheie" a fost anulată, în timp ce studiile de fezabilitate sunt în curs de revizuire. Contractul de execuție se preconizează că va fi semnat în 2025.

Proiecte hidroenergetice noi

Societatea intenționează să implementeze noi proiecte de dezvoltare a unor amenajări hidroenergetice cu o valoare estimată de 1,574 milioane RON până în 2025E și o putere instalată totală de 206 MW până în 2027E. Proiectele vizează creșterea capacității de producție prin finalizarea amenajărilor hidroenergetice aflate în construcție, creșterea potențialului hidroenergetic prin demararea de noi proiecte hidroenergetice și creșterea siguranței în exploatare. Amenajări hidroenergetice în construcție[50], care sunt parte din cheltuielile de capital aprobate și angajate, includ:

- Livezeni-Bumbești – o AHE pe firul apei aprobată în 2003[51], cu o capacitate instalată de 65,14 MW. Se așteaptă ca AHE să aibă o producție medie anuală de aproximativ 259 GWh. Obiectivul este în prezent realizat în proporție de 87%, scopul fiind finalizarea construcției în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate și aprobate) este estimat la aproximativ 350 milioane RON.

[50] Obiectivele de investiții și detaliile prezentate pot suferi modificări ca urmare a actualizărilor avizelor și autorizațiilor în conformitate cu prevederile legale aplicabile în vigoare sau care urmează a fi emise (ex. flux ecologic, principii DNSH, autorizații de mediu) și/sau modificări ale sistemului de impozitare.

[51] Indicatorii tehnico-economici au fost actualizați ca urmare a hotărârii AGEA nr. 15/2022.

- Cornetu-Avrig – o AHE pe firul apei aprobată în 1989[52], care vizează o capacitate instalată de 130.50 MW. Se aşteaptă ca AHE să aibă o producţie medie anuală de 362 GW. Stadiul actual de realizare este de 67,30% cu scopul de finalizare a construcţiei în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate şi aprobate, precum şi cheltuielile de capital aprobate) este estimat la aproximativ 923 milioane RON.
- Răstolița – etapa I a proiectului a fost aprobată în 1989[53] şi vizează o capacitate instalată de 35,3 MW. Se aşteaptă ca AHE să aibă o producţie medie anuală de 46,3 GWh. Stadiul actual de realizare este de 64% cu scopul de a finaliza construcţia până în 2025. Etapa a II-a se află în prezent în afara cheltuielilor de capital angajate şi aprobate, face obiectul unei aprobări pentru un grant în cadrul PNRR, şi vizează construirea unui baraj pentru amenajare hidroenergetică până în anul 2029 Stadiul actual de realizare este de 5%.
- Surduc-Siriu – punerea în funcţiune a fost aprobată în 1981[54] şi vizează un grup de 55 MW în centrala hidroelectrică Nehoiaşu cu o producţie estimată anuală de peste 152 GWh. Stadiul actual de realizare este de 82%, cu scopul de a finaliza construcţia în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate şi aprobate) este estimat la 438 milioane RON.
- Cerna Belareca – proiectul a fost aprobat în 1979[55] şi vizează o capacitate instalată de 14,7 MWh. Se preconizează că AHE va avea o producţie medie anuală de 40,2 GWh. Stadiul actual de realizare este de 82% construcţia urmând să fie finalizată în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate şi aprobate) este estimat la 329 milioane RON.

Acestea sunt proiecte preconizate, care depind de acordarea avizelor şi autorizaţiilor necesare (precum cele referitoare la debitul ecologic, acordurile de mediu). Totodată, rentabilitatea unor astfel de proiecte este în mod inerent sensibilă la modificările preţurilor energiei şi la prognoze, precum şi la costurile de construire.

Începând cu anul 2007, proiectele din cadrul unui sit Natura 2000 (parte a unei reţele de arii naturale protejate desemnate de UE) necesită un studiu de evaluare adecvată[56], luând în considerare obiectivele lor de conservare, care, în cazul proiectelor supuse evaluării privind impactul asupra mediului, reprezintă parte integrantă din acestea, toată această procedură complexă finalizându-se cu emiterea unui acord de mediu sau cu o hotărâre de respingere a proiectului, după caz. Acordul de mediu se emite doar dacă proiectul nu afectează în mod negativ integritatea respectivului sit Natura 2000. Ca o excepţie de la regula menţionată anterior, dacă studiul de evaluare adecvată relevă efecte negative semnificative ale proiectului asupra sitului Natura 2000, atunci acordul de mediu se poate totuşi emite, dacă sunt îndeplinite următoarele condiţii: 1. lipsa unor soluţii alternative; 2. proiect de interes public major (social, economic etc.); 3. măsurilor compensatorii necesare pentru a proteja coerenţa globală a reţelei Natura 2000.

În cazul în care situl Natura 2000 relevantă găzduieşte un anume tip de habitat natural prioritar şi/sau o specie prioritară, singurele motive care pot fi invocate în vederea emiterii acordului de mediu sunt cele care privesc: 1. sănătatea sau siguranţa publică; 2. anumite consecinţe benefice de importanţă majoră pentru mediu; 3. alte motive cu caracter imperativ de interes public major cu privire la care s-a obţinut punctul de vedere al Comisiei Europene. În 2022, Guvernul României a emis Ordonanţa de Urgenţă nr. 175/2022 pentru stabilirea unor măsuri privind obiectivele de investiţii pentru realizarea de amenajări hidroenergetice în curs de execuţie, precum şi a altor proiecte de interes public major care utilizează energie regenerabilă („**OUG 175/2022**"). OUG 175/2022 prevede o listă de proiecte energetice care trebuie considerate de interes public major, având în vedere criza energetică actuală şi termenul scurt (până în 2026) disponibil pentru a accesa fondurile europene REPower EU pentru proiecte energetice (pentru mai multe detalii despre OUG 175/2022, a se vedea secţiunea „*Aspecte referitoare la reglementări — Reglementări de mediu — Evaluarea impactului anumitor proiecte publice şi private asupra mediului*").".

Mentenanţa ca parte a cheltuielilor de exploatare

Activităţile de mentenanţă din cadrul Societăţii au scopul de a conserva performanţele solide şi de a asigura exploatarea activelor existente prin: (i) menţinerea în condiţii de siguranţă în exploatare a instalaţiilor hidroenergetice; (ii) repunerea în funcţiune a instalaţiilor avariate sau cu disfuncţionalităţi; (iii) creşterea performanţelor tehnice ale echipamentelor; (iv) asigurarea condiţiilor de sănătate şi securitate în muncă pentru personalul de exploatare; (v) atenuarea factorilor de risc pentru mediu şi societatea civilă; şi

[52] Indicatorii tehnico-economici au fost actualizaţi ca urmare a hotărârii AGEA nr. 15/2022.
[53] Indicatorii tehnico-economici au fost actualizaţi ca urmare a hotărârii AGEA nr. 12/2019.
[54] Indicatorii tehnico-economici au fost actualizaţi ca urmare a hotărârii AGEA nr. 18/2016.
[55] Indicatorii tehnico-economici au fost actualizaţi ca urmare a hotărârii AGEA nr. 15/2022.
[56] Un studiu de evaluare corespunzător privind potenţialele efecte ale proiectului asupra zonelor naturale de interes comunitar ce sunt protejate (spre exemplu: situl Natura 2000)

(vi) asigurarea respectării cerințelor legale. Intervențiile de mentenanță planificate sunt decise pe baza stării tehnice a echipamentelor și a instrucțiunilor de mentenanță prevăzute în cartea tehnică a acestora. Cheltuielile cu mentenanța și alte cheltuieli de capital obișnuite se planifică să fie în jur de 115 milioane RON pe an.

Cea mai mare parte a lucrărilor de mentenanță ale Societății sunt efectuate de Hidroserv. Pe baza dispozițiilor legale exprese din legislația achizițiilor sectoriale în vigoare în România, Societatea poate atribui direct contracte către Hidroserv pentru prestarea de servicii și lucrări, întrucât Hidroserv este o filială a Societății. În consecință, Societatea și Hidroserv au încheiat, la data de 2 decembrie 2019, acordul cadru nr. 2028, acoperind condițiile privind lucrările de mentenanță și prestarea de servicii pentru echipamentele și instalațiile din componența amenajărilor hidroenergetice și a amenajărilor de navigație pentru o valoare estimată de 782,5 milioane RON. Acordul cadru a intrat în vigoare la 1 ianuarie 2020 și expiră la 31 decembrie 2023, dar contractul subsecvent de execuție pentru lucrările care sunt încă în curs de desfășurare va înceta odată ce lucrările sunt finalizate. Acordul cadru a fost modificat de șapte ori, ultima dată la 21 decembrie 2022, în scopul actualizării listei de servicii și lucrări de mentenanță care fac obiectul acordului cadru și al actualizării valorii acestuia. Acordul se referă la servicii de întreținere preventivă și corectivă în regim de asistență 24/7, cerința minimă de forță de muncă asigurând rapiditate și flexibilitate în dispecerizare, având în vedere normele aplicate personalului în ture. Hidroserv este obligată să răspundă în termen de două ore la solicitări, deși acest termen poate varia în funcție de locație și de distanța pe care trebuie să o parcurgă forța de muncă. Pentru a identifica necesitățile de mentenanță, activitatea portofoliului este monitorizată 24/7 prin intermediul portalului SCADA. Lucrările sunt efectuate pe bază statistică în timpul perioadelor optime de oprire (în general în timpul verii). Taxele de mentenanță sunt plafonate la +5%. Cadrul anual de mentenanță este guvernat de regulile NH 01/2021 (programul normativ al activității de mentenanță al Hidroelectrica).

Societatea poate recurge la achiziții pentru lucrări de mentenanță de la terți când (i) un preț mai competitiv poate fi negociat și agreat cu un furnizor terț și (ii) Societatea ajunge la concluzia că utilizarea producției interne la o dată ulterioară într-un moment mai oportun este mai avantajoasă comparativ cu utilizarea producției interne în prezent pentru a satisface cererea de furnizare pe termen scurt.

Tabelul de mai jos prezintă stadiul fizic al lucrărilor de întreținere ale echipamentelor realizate la data de 31 decembrie 2022 pentru fiecare sucursală hidro:

	Valoarea lucrărilor estimate conform Planului Anual de Mentenanță (PAM) 2022 (RON)		**Valoarea lucrărilor contractate (RON)**		**Valoarea lucrărilor executate la 31.12.2022 (RON)**	
Sucursala	**TOTAL**	**HIDROSERV**	**TOTAL**	**HIDROSERV**	**TOTAL**	**HIDROSERV**
PORȚILE DE FIER	45.951.097	37.268.093	46.022.425	37.258.809	43.161.198	35.626.271
HAȚEG	18.054.702	16.765.540	17.429.306	16.754.498	15.820.206	15.210.715
BISTRIȚA	26.843.501	23.470.155	26.525.427	23.466.955	25.901.736	22.335.369
CURTEA DE ARGEȘ	33.646.136	32.241.011	33.238.522	32.233.985	28.998.086	28.175.699
RÂMNICU VÂLCEA	47.875.038	40.399.595	47.142.891	40.358.091	42.639.973	37.699.978
CLUJ	24.975.125	24.012.751	24.335.701	23.985.818	21.274.027	21.178.936
SEBEȘ	24.040.459	21.313.804	23.155.200	21.292.057	20.148.210	18.379.481
TOTAL	221.392.459	195.470.949	217.854.576	19.,350.213	197.948.539	178.606.448

Tabelul de mai jos prezintă stadiul fizic şi valoarea lucrărilor de construcţii şi mentenanţă realizate la data de 31 decembrie 2022 pentru fiecare sucursală:

Sucursala	Valoarea lucrărilor estimate conform Planului Anual de Mentenanţă (PAM) 2022 (RON)	Valoare lucrări contractate (RON)	Procent contractat	Valoare lucrări realizate la 31.12.2022 (RON)	Procent executat/ Contractat	Procent executat/ estimat
PORŢILE DE FIER	12.249.040,19	8.132.518,75	66,39%	5.240.364,99	64,44%	42,78%
HAŢEG	2.999.342,00	2.597.607,03	86,61%	2.196.082,02	84,54%	73,22%
BISTRIŢA	9.365,188,87	5.581.433,28	59,60%	2.286.856,92	40,97%	24,42%
CURTEA DE ARGEŞ	7.783.469,35	7.539.129,66	96,86%	7.215.950,62	95,71%	92,71%
RÂMNICU VÂLCEA	6.920.071,83	5.321.051,48	76,89%	4.952.479,97	93,07%	71,57%
CLUJ	2.494.917,00	1.403.565,47	56,26%	1.227.971,87	87,49%	49,22%
SEBEŞ	5.535.259,72	4.179.545,99	75,51%	2.986.538,01	71,46%	53,95%
TOTAL	47.347.288,96	34.754.851,66	73,40%	26.106.244,40	75,12%	55,14%

Pierderi de energie

Exploatarea amenajărilor hidroenergetice ale Grupului poate fi, de asemenea, supusă unor pierderi periodice de energie. Principalele pierderi de energie sunt cauzate de cantitatea de energie corespunzătoare volumului de apă deversată. În anul 2022, pierderea de energie a fost de 262 GWh, în timp ce media ultimilor cinci ani a fost de 683 GWh. Relativ constante sunt pierderile cauzate de asigurarea debitului de servitute şi a altor utilităţi, cu o valoare medie de 163 GWh pe an. Trebuie remarcat faptul că pierderile de energie vor creşte odată cu introducerea obligaţiei de asigurare a debitului ecologic ca urmare a reglementărilor de mediu. Structura deversărilor din ultimii şase ani este prezentată în tabelul de mai jos (in GWh):

Energie pierdută prin deversare GWh	Debit de servitute şi alte utilităţi	Debit afluent mai mare decât debitul instalat	Reduceri de putere permanente	Retrageri din exploatare pentru reparaţii planificate	Retrageri din exploatare pentru reparaţii accidentale	Reduceri şi limitări ale coloanei de apă	Alte cauze	Total
2022	165,2	17	0,3	21,5	47,5	8,1	1,9	261,5
2021	156	156	19	92	76	82	6	587
2020	165	132	4	80	60	41	2	484
2019	170	207	22	68	108	94	2	671
2018	150	678	36	170	102	254	21	1411
2017	172	11	7	12	18	9	1	230

Securitatea şi sănătatea angajaţilor sunt prioritare în obiectivele Societăţii. Aceasta are în vigoare standarde extinse în materie de sănătate, siguranţă şi securitate (monitorizate şi optimizate în permanenţă), formare în domeniul securităţii şi sănătăţii în muncă oferite angajaţilor şi audituri sau inspecţii periodice în centrale şi acreditarea ISO 45001 pentru Sistemul de management în domeniul securităţii şi sănătăţii ocupaţionale. În ceea ce priveşte indicatorii cheie de performanţă, Societatea are minimum 8 ore ţintă de formare în materie de securitate şi sănătate în muncă pe an pentru fiecare angajat, 14 locuri de muncă dedicate profesioniştilor din domeniul securităţii şi sănătăţii începând cu 2023 şi un scor de 8,8/10 pentru bunăstarea angajaţilor. Compania a înregistrat în 2022 două evenimente de muncă care au dus la absenţe (absenţele cumulate în urma incidentelor au fost de 198 de zile), zero evenimente de muncă cu consecinţe ridicate sau decese[57], mai puţin de 0,3% din rata de frecvenţă a accidentelor cu timp pierdut (LTIF) în 2022 şi aproximativ 92% din planul de mentenanţă preventivă finalizat în 2022.

Activele de producţie eoliană ale Grupului

Crucea Wind Farm are în componenţă 36 de turbine eoliene Vestas V112 3MW, doi stâlpi de măsură ai parametrilor meteo, două staţii de transformare necesare transportului energiei electrice de la turbinele eoliene până la punctul de conectare în sistemul energetic naţional şi cabluri electrice subterane.

[57] Doar în legătură cu Compania

Crucea Wind Farm are o disponibilitate medie în ultimii cinci ani de 98,6%, un factor de capacitate net mediu pentru ultimii cinci ani de 30,8%, o producție netă medie în ultimii cinci ani de 291,6 GWh, o medie de aproximativ 35 de ore pe an de întreruperi planificate și aproximativ 27 milioane RON costuri medii anuale de exploatare și întreținere cheltuite în ultimii cinci ani.

Tabelul următor prezintă producția istorică Crucea Wind Farm pentru anii 2020 – 2022:

	Unitate de măsură	2020	2021	2022
Producție	GWh	302,45	288,32	298,87
Disponibilitate	%	98,72	98,7	98,1

Comercializarea de energie

Energia electrică produsă de Grup este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților de comercializare a energiei electrice pe piețele de tranzacționare angro a energiei. La optimizarea vânzărilor din portofoliul de producție, Grupul acordă atenție, de asemenea, corelării caracteristicilor activelor hidroenergetice cu tipurile de produse vândute și anume energia vândută cu livrare în bandă și vârf.

Strategia Societății este de a adopta o poziție neutră din punct de vedere al riscului față de fluctuațiile de preț. Prin urmare, mărimea ordinelor de vânzare este calculată astfel încât să surprindă cât mai aproape posibil prețul mediu al pieței pe parcursul anului. În același timp, volumele totale vândute anual sunt stabilite cu prudență, în corelație cu producția medie istorică și prognozată, pentru a evita o poziție de contractare excesivă.

Societatea încheie contracte de vânzare-cumpărare de energie electrică (i) pe piețele centralizate administrate de OPCOM, inclusiv tranzacții SPOT pe PZU și piața intrazilnică, contracte reglementate cu livrare la termen-MACEE, contracte bilaterale încheiate pe piața centralizată cu negociere dublă continuă (**„PC-OTC"**) și pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică – mecanism flexibil de licitație extinsă (**"PCCB-LE Flex"**) și mecanism de negociere continuă (**"PCCB-NC"**), decontate prin intermediul pieților centralizate administrate de OPCOM, (ii) contracte bilaterale nereglementate cu livrare la termen (negociate direct); (iii) tranzacții pe piața de echilibrare, solicitate de Transelectrica în vederea asigurării stabilității SEN.

Conform legii, în perioada 2023 până la 31 martie 2025, un minim de 80% din cantitățile disponibile prognozate de energie validate și comunicate către ANRE vor fi vândute către OPCOM prin MACEE la un preț fix de 450 RON/MWh (a se vedea factorul de risc *„Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului"* și secțiunea *"Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)"*).

Grupul tranzacționează energia electrică pe platformele administrate de OPCOM pe baza strategiei de tranzacționare a Grupului, care are în vedere evoluția prețurilor din piață, momentul ofertării, gradul de umplere util a lacurilor și debitul Dunării/al râurilor interioare și analiza strategiei de contractare a principalilor concurenți. Toate acestea sunt reflectate în volumele prudente vândute prin intermediul contractelor la termen, respectiv 62% din producția totală de energie electrică în 2020, 72% în 2021 și 61% în 2022. Această diminuare a volumului de energie vândută prin intermediul contractelor la termen este cauzată de condițiile hidrologice, care au condus la o producție mai mică în 2022 (în comparație cu 16,9 TWh în 2021 și 13,6 TWh în 2022). Cantitatea totală de energie tranzacționată în 2022 pe PCCB-LE Flex și PCCB-NC a fost de 362.520 MWh, reprezentând livrări în anii 2022 și 2024, necesare pentru Grup pentru a realiza nivelul de contractare aprobat prin strategia de vânzări. Valoarea totală a tranzacțiilor a fost de 235,9 milioane RON. Pentru detalii, a se vedea capitolul *„Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru aceasta sunt dependente de condiții climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului"* din secțiunea *"Factori de risc"*.

Societatea are o prezență constantă pe piața OTC, cu o cantitate totală vândută în 2022 de 715.752 MWh, reprezentând livrări în anii 2022, 2023 și 2024, și o valoare totală a tranzacțiilor de 671,8 milioane RON.

Strategia de acoperire a riscului

Strategia Societății de acoperire a riscului oferă linii directoare bazate atât pe cerințele impuse prin reglementările naționale și europene în vigoare, cât și pe necesitatea de a asigura stabilitate pe piața energiei din România. Strategia vizează asigurarea predictibilității veniturilor Societății pe termen mediu și lung și reducerea riscului de piață cauzat de volatilitatea prețului energiei electrice în perioadele de criză, având în vedere următoarele linii directoare:

- asigurarea energiei necesare pentru portofoliul de furnizare prin transfer intern din portofoliul de producție;
- asigurarea stabilității sistemului energetic național, având în vedere rolul Societății ca principal furnizor de servicii de sistem;
- respectarea reglementărilor cuprinse în Legea Energiei și în Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 27/ 2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023 („**OUG 27/2022**"), în special în ceea ce privește obligația producătorilor de a vinde energia disponibilă preponderent (minimum 80% din cantitatea de energie electrică disponibilă) prin intermediul MACEE (pentru mai multe detalii, a se vedea factorul de risc *„Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului"* și secțiunea *"Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia – Piața energiei din România – Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)"*; și
- diferența de energie (rămasă după asigurarea celor trei priorități anterioare) estimată a fi disponibilă la vânzare poate fi oferită pe alte piețe.

Societatea a elaborat în ultimii 10 ani o strategie de acoperire a riscului care s-a modificat în ultima perioadă datorită schimbărilor cadrului de reglementare și ale strategiei sale de furnizare. Din punct de vedere istoric, politica privind acoperirea riscului implica vânzarea majorității energiei electrice în avans pe piața contractelor la termen și pe piețele OPCOM, astfel încât să se diminueze riscurile pe termen scurt asociate cu vânzările și prețul. Societatea preconizează că va continua să își adapteze strategia de acoperire a riscului în concordanță cu evoluțiile pieței. În general, strategia de acoperire a riscului este reflectată în volumele prudente vândute prin intermediul contractelor încheiate la termen și este determinată de prețurile anticipate, astfel cum este subliniat în cele două figuri de mai jos.

Figura 39.1 (contracte la termen ca procent din totalul vânzărilor)

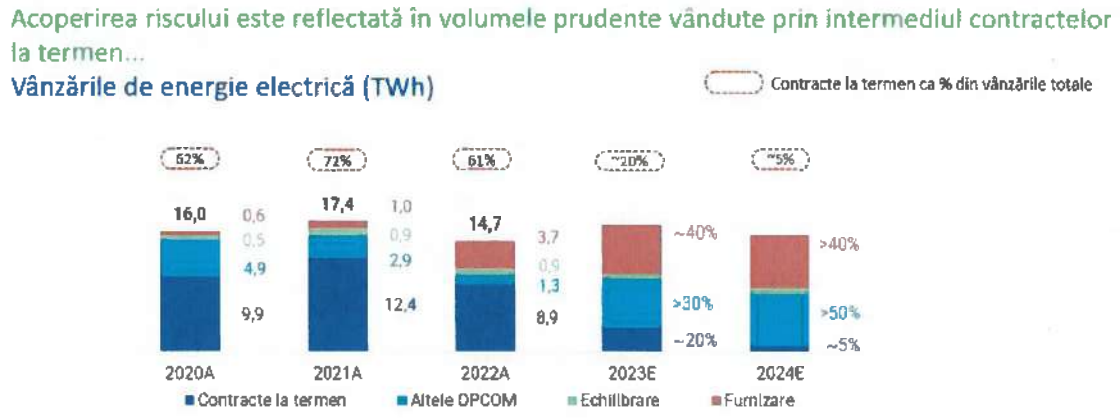
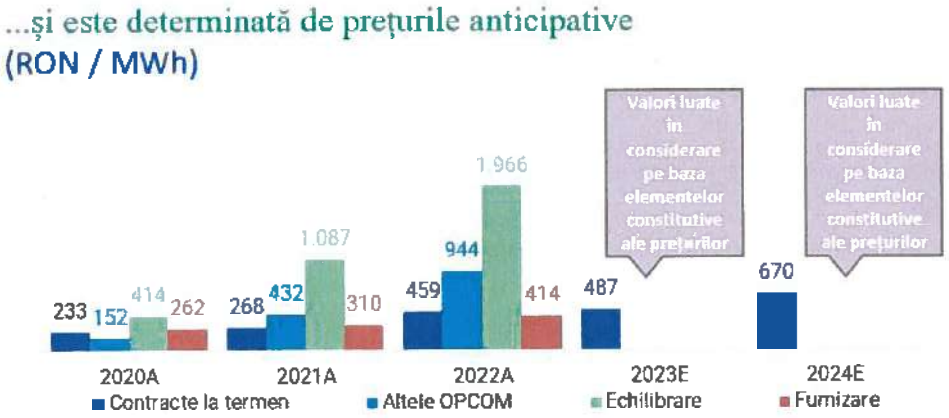


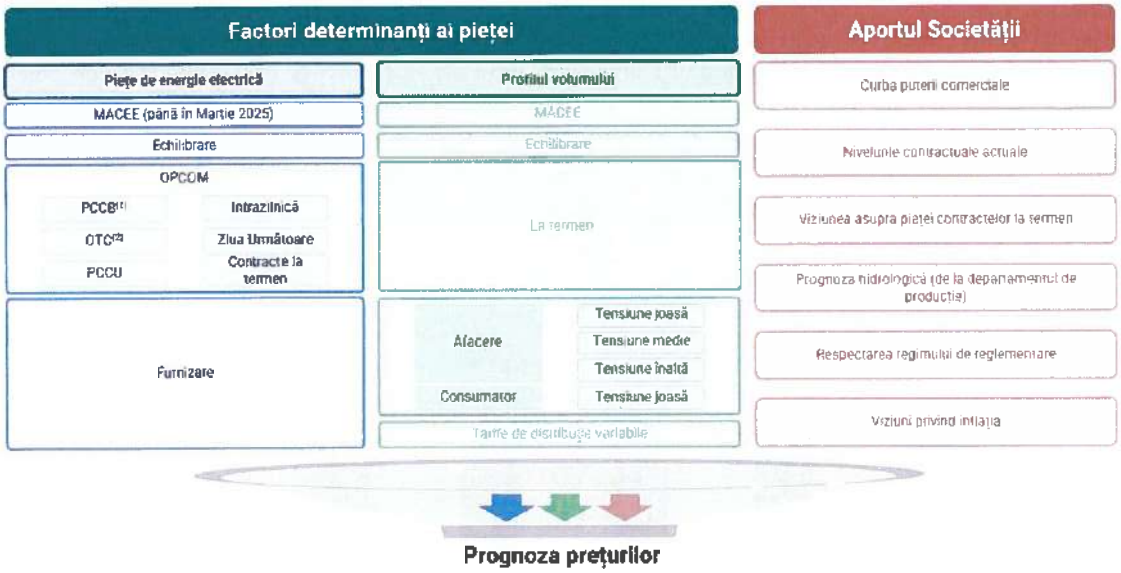
Figura 39.2 (preţuri medii anterioare pentru contractele la termen încheiate)



În viitor, Societatea intenţionează să vândă un volum mai mare din propria energie electrică prin intermediul segmentului de furnizare, ceea ce funcţionează ca o acoperire a riscului naturală, având în vedere că în contractele cu consumatorii finali ai Societăţii sunt prevăzute preţuri fixe. Profilul viitor al riscului asociat cu pieţele şi preţurile, pe lângă nivelurile precontractate şi cele preconizate pentru furnizare, depinde în mare măsură de condiţiile hidrologice, care vor influenţa procesul decizional al Societăţii în legătură cu alocarea vânzărilor de energie electrică pe pieţe.

Societatea menţine o politică flexibilă de acoperire a riscului. Lacurile mari de acumulare şi gestionarea acestora asigură o acoperire a riscului naturală, care oferă Societăţii un anumit grad de flexibilitate în a alege când să cumpere de pe piaţa angro, dacă este necesar. Energia electrică achiziţionată este în mod efectiv transferată deoarece tariful net (tariful realizat – energia electrică achiziţionată) este luat în considerare în contextul plafoanelor de preţ reglementate.

Figura 40:



(1) Contracte bilaterale competitive de cumpărare a energiei electrice
(2) Pieţe centralizate

În intervalul 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025, energia disponibilă vândută prin MACEE va fi direct influențată de creșterea segmentului de furnizare al Societății, care a avut o tendință crescătoare reflectată în evoluția cotei de piață în ultimii trei ani.

Certificate verzi

Grupul este un producător de energie electrică din surse regenerabile, definită ca fiind producția hidroenergetică în cadrul unor MHC modernizate cu o capacitate instalată de cel mult 10 MW și o durată de exploatare de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune și producție de energie eoliană. Astfel, Grupul beneficiază de un interval cuprins între 2,86 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în unele capacități hidroelectrice în funcție de centrala electrică. Pentru detalii privind schema de sprijin prin certificate verzi, vezi capitolul *„Schema de sprijin prin certificate verzi"* din secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Piața de energie din România — Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică Română — Producerea de energie — Schema de sprijin prin certificate verzi"*.

Prin comparație, în 2020, numărul de certificate verzi de care a beneficiat Societatea a fost de 103.796, în timp ce, în 2021, Societatea a primit un număr de 77.315 certificate verzi pentru energia produsă și livrată de centralele acreditate și au fost restituite (din cele amânate începând cu anul 2013) 19.728 de certificate verzi, astfel beneficiind pentru tranzacționare de 97.043 de certificate verzi. În 2022, Societatea a primit 66.591 de certificate verzi pentru energia produsă și livrată și au fost restituite 19.728 de certificate verzi, astfel beneficiind de un număr de 86.319 de certificate verzi.

Crucea Wind Farm, în calitate de producător de energie eoliană, a primit în 2021 un total de 216.242 de certificate verzi cu o valabilitate până în martie 2032, în comparație cu 226.837 de certificate verzi în 2020, reprezentând o scădere de aproximativ 4,67%. Cu un stoc de 446.070 de certificate verzi, Crucea a și vândut, în anul 2021, 208.536 de certificate verzi la un preț de RON 142,21. În 2022, Crucea a primit un total de 224.156 de certificate verzi, reprezentând o creștere de aproximativ 3,65% față de 2021. Cu un stoc de 453.776 de certificate verzi la 31 decembrie 2021, Crucea a vândut, în anul 2022, 188.435 de certificate verzi la un preț de 144,66 RON. Schema de sprijin prin certificate verzi pentru Crucea Wind Farm expiră în 2029.

Numărul total de certificate verzi în stocul Societăți din activitățile hidro și eoliene la 31 decembrie 2022 era de aproximativ 489.000 certificate verzi.

Servicii de sistem

Societatea este cel mai mare furnizor de servicii de sistem din România și unul dintre principalii factori care contribuie la asigurarea stabilității de funcționare a SEN. Societatea furnizează servicii de sistem (cunoscute și sub denumirea de „servicii tehnologice de sistem") pentru a permite Transelectrica (OTS, care este operatorul sistemului energetic național din România) să gestioneze SEN. Astfel, Transelectrica 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.

Principalele componente ale serviciilor de sistem sunt:

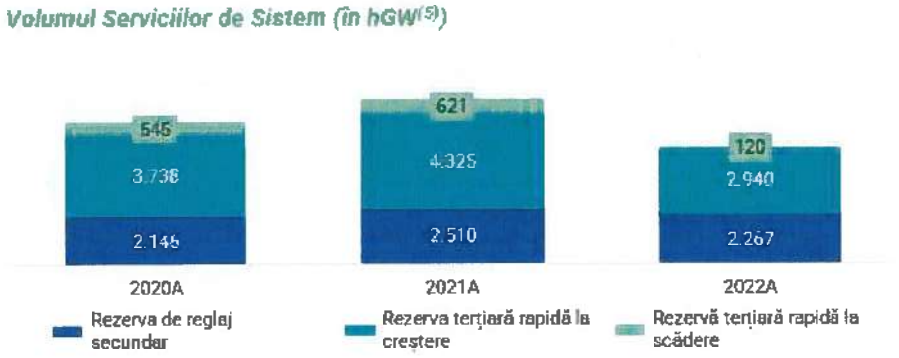
1. Rezerva de reglaj primar de frecvență (care este reglajul automat descentralizat cu caracteristică statică, repartizat pe un număr mare de grupuri generatoare care asigura corecția rapidă (în cel mult 30 de secunde) a diferențelor între producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn);
2. Rezerva de reglaj secundar de frecvență-putere (care este reglajul automat centralizat al frecvenței (puterii de schimb cu corecția de frecvență) pentru aducerea frecvenței/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 minute; și
3. Rezerva de putere corespunzătoare reglajului terțiar, care include:
   - rezerva terțiară rapidă (rezerva de putere furnizată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea și încărcarea sarcinii în maximum 30 de minute); și
   - rezerva terțiară lentă (rezerva de putere furnizată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de șapte ore).

Serviciile de sistem sunt scoase la licitație în mod competitiv zilnic pentru intervale orare pe baza solicitărilor obligatorii ale OTS, în timp ce fiecare furnizor licitează maximum 10 perechi cantitate/preț pe licitație. Societatea este plătită pentru garantarea energiei către SEN atunci când este necesar, în conformitate

cu un contract garantat semnat între Societate şi SEN iar un venit suplimentar este obţinut în cazul în care Societăţii i se solicită efectiv să furnizeze servicii de sistem către SEN. Există trei servicii diferite furnizate către SEN (respectiv rezerva de reglaj secundar, rezerva terţiară rapidă la creştere şi rezerva terţiară rapidă la scădere), clasificate în funcţie de cerinţa de timp de răspuns a SEN.

Figura de mai jos ilustrează principalii indici cheie de performanţă pentru serviciile de sistem în perioada 2020-2022:

Figura 41



(5) hGW definit ca unitatea în care serviciile de sistem sunt măsurate

Societatea este cel mai mare furnizor de servicii de sistem din România, în principal datorită capacităţii şi capabilităţilor sale mari, a flexibilităţii ridicate de dispecerizare a portofoliului său, precum şi datorită costului marginal scăzut de producţie pentru furnizarea de servicii. Furnizând aceste servicii prin intermediul a câtorva dintre CHE (inclusiv Lotru, Porţile de Fier I, Vidraru, Gâlceag, Şugag, Ruieni şi Marişelu), Societatea este esenţială pentru SEN, furnizând[58] 67% din rezerva de reglaj secundar, 66% din rezerva terţiară rapidă la creştere, 11% din rezerva terţiară rapidă la scădere şi 100% din energia reactivă furnizată sau absorbită din reţea în SEN (energia livrată sau absorbită de la sistemul naţional de reţea din România pentru a menţine frecvenţa sistemului la un nivel specificat).

Piaţa de echilibrare

Piaţa de echilibrare este piaţa centralizată organizată şi administrată de OTS pentru a colecta ofertele de furnizare a energiei de echilibrare depuse de participanţii la piaţa de echilibrare şi pentru a utiliza aceste oferte pentru a asigura echilibrul producţie-consum în sistemul energetic naţional şi pentru a rezolva restricţiile din reţea. Începând cu 1 februarie 2021, tranzacţiile se efectuează la intervale de decontare de 15 minute (faţă de regimul anterior de o oră).

Scopul pieţei de echilibrare este de a echilibra producţia de energie electrică în raport cu consumul de energie electrică. Piaţa de echilibrare asigură acoperirea diferenţelor dintre producţia notificată şi consumul prognozat, iar participanţii îşi asumă răspunderea financiară pentru dezechilibrele înregistrate.

Pe piaţa de echilibrare, Transelectrica cumpără energie pentru a compensa abaterile de la valorile planificate de producţie şi consum de energie electrică. Producătorii dispecerizabili licitează pe această piaţă cantitate de energie electrică disponibilă care depăşeşte cantitatea notificată, precum şi cantitatea de energie electrică notificată. Această piaţă este administrată de Transelectrica, prin intermediul Unităţii Operaţionale - Dispecerul Energetic Naţional. Din cauza posibilelor variaţii între consumul şi producţia de energie electrică prognozate şi cele reale şi ţinând cont de specificul pieţei de energie electrică (în special imposibilitatea de a stoca energie electrică şi necesitatea ca energia electrică livrată consumatorilor să respecte anumiţi parametri de calitate), este necesară o ajustare fină a valorilor de producţie şi consum, care se realizează prin intermediul pieţei de echilibrare.

Furnizarea de energie electrică

Societatea intenţionează să îşi crească baza de consumatori casnici şi non-casnici pe piaţa de energie cu amănuntul din România, rămânând în acelaşi timp flexibilă la modificările cadrului de reglementare şi la plafoanele de preţ. Piaţa cu amănuntul oferă Grupului o cale alternativă pentru a obţine o marjă de profit

[58] Indicatori cheie de performanţă pe baza exerciţiului financiar 2022.

ridicată în momentele în care preţurile energiei pe pieţele angro sunt mici şi / sau mai puţin favorabile. Plafonările reglementate actuale pot oferi Societăţii o oportunitate de a genera marje mai mari de la consumatorii săi non-casnici; cu toate acestea, în anii recenţi, Societatea şi-a concentrat de asemenea strategia comercială pentru a atrage mai mulţi consumatori casnici pe piaţa cu amănuntul.

Având în vedere strategia sa de creştere a cotei pe piaţa cu amănuntul, Grupul vizează diversificarea capacităţilor sale de vânzare de energie prin accelerarea dezvoltării activităţii de furnizare. La sfârşitul lunii decembrie 2022, Societatea deţinea o cotă de 8,04% din piaţa furnizorilor de energie electrică pentru clienţii finali, reprezentând o creştere de aproximativ 317% faţă de cota de piaţă de 2,48% în 2021 şi de aproximativ 592% faţă de cota de piaţă de 1,33% în 2020.

În vederea atragerii de consumatori casnici, preţul de furnizare a fost stabilit la 250 RON / MWh pentru anul 2020, 245 RON / MWh şi 250 RON / MWh pentru anul 2021 şi 250 RON / MWh pentru anul 2022, care a luat în considerare plafonul de preţ stabilit prin OUG 119/2022, respectiv între 680 RON / MWh, 800 RON / MWh şi 1.300 RON MWh, TVA şi alte tarife pentru transport şi distribuţie incluse, în funcţie de consumul lunar mediu (pentru mai multe detalii, a se vedea secţiunea „*Aspecte referitoare la reglementări*"). Orice modificare a preţului de furnizare către clienţii casnici necesită consimţământul clientului.

Pentru a susţine creşterea segmentului său de furnizare, Grupul şi-a îmbunătăţit serviciile de call center prin mărirea numărului de operatori externi şi se află în prezent în proces de implementare (i) a unui nou sistem interactiv de răspuns (ISR), (ii) CRM Salesforce pentru a asigura fluxul de ofertare/contractare şi (iii) a modulelor SAP IS-U pentru a asigura emiterea facturilor de energie electrică.

Societatea furnizează energie electrică atât către clienţi casnici (rezidenţiali), cât şi către clienţi non-casnici (incluzând afaceri industriale, automobile, telecomunicaţii şi construcţii). Începând cu 31 decembrie 2022, Societatea a livrat 586 GWh electricitate către 461.000 clienţi casnici (aproximativ 16% din total) şi 3.090 GWh către 22.000 clienţi non-casnici (aproximativ 84% din total), în cazul cărora, având în vedere prevederile OUG 119/2022, se aplică un plafon de preţ mai mare (pentru mai multe detalii, a se vedea secţiunea „*Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piaţa energiei din România — Furnizarea de energie electrică*").

Astfel, în 2022, Societatea a furnizat consumatorilor casnici şi non-casnici o cantitate totală de energie electrică de 3.675 GWh, faţă de 621 GWh în 2020 şi 1029 GWh în 2021, în timp ce cantităţile furnizate lunar în 2022 au fost următoarele:

	Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
CANTITATE CONTRACTATĂ FURNIZATĂ (GWh).....	231	211	289	301	325	322	338	314	304	315	355	372	3.675

Durata tipică a contractului este de un an pentru consumatorii casnici şi non-casnici, cu un preţ fix, care include 100% din costurile energiei electrice. Costul mediu pentru a achiziţiona un nou client este de 10 RON (calculat ca fiind costul personalului de vânzări al furnizorului împărţit la numărul de clienţi câştigaţi). Furnizorii nu pot rezilia contractele decât în cazul neîndeplinirii obligaţiilor de către consumatori în timp ce atât consumatorii casnici, cât şi cei non-casnici pot denunţa contractele de furnizare fără penalităţi.

Având în vedere că Societatea este şi producător de energie, energia necesară pentru portofoliul de furnizare este, în general, transferată zilnic din portofoliul de producţie. Cu toate acestea, dacă Societatea va vinde în portofoliul de furnizare cantităţile de energie care depăşesc producţia sa curentă prognozată, ar putea exista cazuri în care Societatea ar avea nevoie să cumpere energie de pe piaţă sau prin contracte bilaterale pentru a satisface volumele de energie necesare pentru portofoliul său de aprovizionare cu energie. De exemplu, în februarie 2023, aproximativ 18% din energia necesară Societăţii pentru portofoliul său de furnizare a provenit din CCEE cu Nuclearelectrica, din data de 30 septembrie 2022 şi care este în vigoare până în august 2023. Contractul prevede un volum fix de 120 MW/oră la preţ fix de 450 RON/MWh. În general, având în vedere plafoanele care se aplică preţurilor de furnizare (pentru mai multe detalii, a se vedea secţiunea „*Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piaţa energiei din România — Furnizarea de energie electrică*"), energia achiziţionată de la Nuclearelectrica este vândută clienţilor non-casnici ai Hidroelectrica, care beneficiază de tarife mai mari în baza cadrului de reglementare existent (1.000 RON/MWh – 1.300 RON/MWh în cazul clienţilor non-casnici, comparativ cu 680 RON/MWh – 1.000 RON/MWh în cazul clienţilor casnici).

PRINCIPALELE AUTORIZAȚII

Următoarele licențe prezentate sunt sau pot fi semnificative și cuprind prevederi conform cărora Grupul are o obligație sau un beneficiu care este sau poate fi semnificativ pentru Grup la data prezentului Prospect. Acestea nu sunt menite să reprezinte toate licențele Grupului.

Licența pentru producția de energie electrică și servicii de sistem

Societatea deține licența nr. 332/2001 pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, inclusiv pentru furnizarea de servicii de sistem, actualizată prin Decizia ANRE nr. 2296 / 2022 („**Licența 332/2001**"). Licența 332/2001 este valabilă până la 24 iulie 2026 și cuprinde următoarele sucursale: Bistrița cu o putere instalată totală de 636,333 MW, Cluj cu o putere instalată totală de 542,971 MW, Curtea de Argeș cu o putere instalată totală de 716,200 MW, Hațeg cu o putere instalată totală de 717,015 MW, Porțile de Fier cu o putere instalată totală de 1633,166 MW, Rm. Vâlcea cu o putere instalată totală de 1523,900 MW și Sebeș cu o putere instalată totală de 511,087 MW.

În calitate de titular al Licenței 332/2001, Societatea trebuie să respecte diverse condiții prevăzute în Ordinul ANRE 80/2013 privind condițiile generale aferente exploatării comerciale a capacităților de producere a energiei electrice. Acestea se referă, printre altele, la următoarele:

- asigurarea măsurării energiei electrice înainte de a desfășura orice activitate autorizată de respectiva licență;
- respectarea instrucțiunilor prin dispecer emise de OTS;
- desfășurarea de activități de amenajare hidroenergetică;
- declararea cantității totale de energie electrică vândută și sursele de energie primară utilizate în perioada de referință, în conformitate cu legislația aplicabilă;
- respectarea tuturor obligațiilor referitoare la protecția mediului și gospodărirea apelor;
- deținerea tuturor avizelor și autorizațiilor necesare în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor, pe toată durata de valabilitate a licenței;
- neimplicarea în practici anticoncurențiale sau împiedicarea altor titulari de licențe să se angajeze în activități de producere a energiei electrice;
- asigurarea respectării depline a principiului separării situațiilor contabile;
- înștiințarea ANRE cu cel puțin 120 de zile înainte de data oricărei operațiuni de fuziune/transformare/ divizare sau a oricărei vânzări de active sau a oricăror operațiuni care au una dintre următoarele consecințe: (i) activele aferente activităților aprobate prin licență se transferă altei/altor persoane; sau (ii) valoarea capitalului social existent se reduce, într-o tranșă sau pe ansamblu, cu cel puțin 5%; și
- menținerea unei garanții financiare prin care să se asigure desfășurarea continuă a activității pentru care s-a acordat licența. Valoarea acesteia variază de la 1% din valoarea activelor aferente activităților care fac obiectul licenței și 1% din valoarea cifrei de afaceri anuale aferente activităților care fac obiectul licenței.

Licența de furnizare

Societatea deține licența nr. 2215/2020 pentru furnizarea de energie electrică, acordată prin Decizia ANRE nr. 718/2020 („**Licența de Furnizare**"), valabilă până la 1 iunie 2030. Licența de Furnizare permite Societății să furnizeze energie electrică la sediul social al Societății și la sucursalele sale Sebeș, Râmnicu Vâlcea, Porțile de Fier, Curtea de Argeș, Hațeg, Cluj și Bistrița către consumatorii finali.

Pe durata perioadei de valabilitate a Licenței de Furnizare, Societatea poate furniza energie electrică pe piața de energie cu amănuntul către consumatorii finali și să realizeze tranzacții pe piața de energie angro, inclusiv prin import și export de energie electrică. Printre obligațiile ce îi revin Societății prin Licența de Furnizare se numără facturarea energiei electrice, etichetarea energiei electrice, menținerea unei structuri specializate în relația cu consumatorii finali, separarea situațiilor contabile, păstrarea activelor în baza cărora a fost emisă licența, eliminarea subvențiilor încrucișate, constituirea și menținerea garanțiilor financiare.

Autorizații de mediu

La 31 martie 2023, Societatea deținea 180 de autorizații de mediu pentru hidrocentralele sale (unele dintre autorizații vizează mai mult de o hidrocentrală), toate emise fără programe de conformare, adică fără condiții

de exploatare impuse referindu-se la monitorizarea factorilor de mediu şi la respectarea legislaţiei de mediu aplicabile activităţii desfăşurate.

Autorizaţiile de mediu sunt obligatorii pentru anumite activităţi cu posibil impact asupra mediului, prevăzute de legislaţia incidentă, şi stabilesc condiţiile şi/sau parametrii de funcţionare a acestor activităţi. Odată eliberate, autorizaţiile de mediu obişnuite rămân valabile atât timp cât beneficiarul obţine o viză anuală care să confirme că acesta continuă activitatea în aceleaşi condiţii şi că nu au intervenit modificări ale activităţii care să implice modificări ale autorizaţiei.

Autorizaţii de gospodărire a apelor

Pentru a exploata în mod legal o hidrocentrală cu acumulare, Societatea trebuie să deţină o autorizaţie de gospodărire a apelor pentru centrala hidroelectrică şi o autorizaţie de gospodărire a apelor pentru barajul şi lacul de acumulare.

La data de 31 martie 2023, Societatea deţinea 284 de autorizaţii de gospodărire a apelor pentru producerea de energie electrică, dintre care 51 se află în curs de reînnoire, precum şi 48 de autorizaţii de alimentare cu apă şi evacuarea apelor, două dintre acestea fiind în curs de reînnoire.

Mai jos este prezentat un rezumat al principalelor obligaţii incluse în general în autorizaţiile de gospodărire a apelor ale Societăţii:

(i) să exploateze barajul şi lacul de acumulare aferent în conformitate cu legea şi cu programele lunare de exploatare aprobate de autoritatea competentă;

(ii) să monitorizeze şi să raporteze debitele de apă şi orice abateri aferente;

(iii) să anunţe centrele operative ale administraţiilor bazinale de apă şi comitetele judeţene şi locale pentru situaţii de urgenţă în cazul unor manevre care ar putea provoca o creştere periculoasă a debitelor şi nivelurilor apei în aval de baraj;

(iv) să menţină caracteristicile autorizate ale lacurilor de acumulare şi ale lucrărilor aferente;

(v) să asigure întreţinerea albiei râului în aval de baraj, pe zona de impact a amenajării, care nu poate fi mai mică de 500 m (conform prevederilor legale în vigoare);

(vi) să ia măsuri de igienizare a suprafeţei apei şi să asigure curăţarea buştenilor plutitori;

(vii) să asigure un anumit volum al debitului de servitute;

(viii) să anunţe, în scris, orice modificare a regimului de exploatare care nu respectă prevederile legii;

(ix) să respecte art. 53 alin. (4) din Legea Apelor;

(x) să solicite anual necesarul de apă brută pentru funcţionare şi să încheie abonamentul în vederea exploatării resurselor de apă;

(xi) să plătească contribuţia de gospodărire a apelor la termenul stabilit prin abonamentul de utilizare/ exploatare a resursei de apă;

(xii) să prevină şi să combată poluarea accidentală, oricând este cazul, şi să deţină materialele necesare în caz de poluări accidentale şi să acţioneze după cum este necesar;

(xiii) să anunţe autoritatea emitentă a autorizaţiei, cu cel puţin o lună în avans, în cazul modificării parametrilor lucrărilor autorizate; în cazul în care caracteristicile de bază ale respectivelor lucrări se modifică, este necesară obţinerea unui aviz de gospodărire a apelor;

(xiv) să anunţe autoritatea, în scris, în caz de funcţionare defectuoasă şi de intrare în revizii şi reparaţii, pentru funcţionarea echipamentelor mecanice care servesc la deversarea debitelor de apă în aval;

(xv) să nu deverseze ape uzate neepurate, gunoiul, orice tip de deşeuri în apele de suprafaţă şi subterane; şi

(xvi) să efectueze automonitorizarea calităţii apelor uzate în conformitate cu Hotărârea de Guvern nr. 188/ 2002.

În cazul centralelor hidroelectrice, sistemelor hidroenergetice şi de navigaţie Porţile de Fier I şi Porţile de Fier II, sunt prevăzute reguli suplimentare prin convenţia încheiată între Guvernul României şi Guvernul federal al Republicii Federale Iugoslavia privind exploatarea şi întreţinerea sistemelor hidroenergetice şi de navigaţie Porţile de Fier I şi Porţile de Fier II din 16 mai 1998 şi ratificată prin Legea nr. 14/1999, precum şi prin documentaţia comună româno-sârbă privind exploatarea în comun a sistemelor hidroenergetice, şi de

navigaţie Porţile de Fier I şi Porţile de Fier II. Concret, autorizaţiile de gospodărire a apelor pentru sistemele hidroenergetice şi de navigaţie Porţile de Fier I şi Porţile de Fier II prevăd obligaţii, printre care se numără: (a) să comunice zilnic nivelurile în amonte şi aval de baraj; (b) să asigure cotele de control de la Gura Nerei stabilite prin Convenţia româno-iugoslavă din 1987 (Porţile de Fier I); (c) să respecte variaţia permisă a nivelului Dunării în secţiunea de control de la Gura Timocului; (d) în baza rezultatelor studiului *„În scopul unei migraţii sănătoase pe Dunăre a peştelui de la Porţile de Fier I şi II"* şi în baza priorităţilor stabilite la nivelul ANAR, să realizeze un studiu care să identifice soluţiile tehnice fezabile pentru refacerea conectivităţii longitudinale a Dunării pentru barajele Porţile de Fier I şi Porţile de Fier II; (e) să ia măsuri în vederea preîntâmpinării poluării fluviului Dunărea în baza unui studiu elaborat în acest sens; (f) să asigure un anumit volum al debitului de servitute (Porţile de Fier II); şi (g) să asigure curbele de inundabilitate în aval de lacul de acumulare în corelare cu capacitatea de descărcare a afluenţilor (Porţile de Fier II).

Autorizaţii de funcţionare în condiţii de siguranţă

Autorizaţiile de funcţionare în condiţii de siguranţă certifică respectarea cerinţelor de performanţă pe durata perioadei de exploatare a barajelor şi sunt obligatorii pentru obţinerea autorizaţiei de gospodărire a apelor şi a autorizaţiilor de mediu.

În data de 31 martie 2023, Societatea deţinea 149 de autorizaţii de funcţionare în condiţii de siguranţă pentru amenajările sale hidroenergetice, dintre care cinci erau în proces de reînnoire.

În general, Societatea trebuie să respecte măsurile prevăzute de anexele la autorizaţiile de funcţionare în condiţii de siguranţă în ceea ce priveşte întreţinerea şi exploatarea barajelor.

Autorizaţii ISCIR

Inspecţia de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune şi Instalaţiilor de Ridicat (**"ISCIR"**), este organul de specialitate al administraţiei centrale, cu personalitate juridică, responsabilă în numele statutului pentru a asigura funcţionarea în condiţii de siguranţă a instalaţiilor sub presiune, instalaţiilor de ridicat şi a aparatelor consumatoare de combustibil.

În data de 31 mai 2023, Hidroserv deţinea 11 autorizaţii ISCIR, în timp ce Societatea deţinea 183 autorizaţii ISCIR.

Autorizaţii pentru activităţi subacvatice cu scafandri

Conform Articolului 6 alineatul (3) din Legea 346/2006 privind organizarea şi funcţionarea Ministerului Apărării Naţionale, Ministerul Apărării Naţionale asigură autorizarea şi inspectarea unităţilor care execută activităţi subacvatice cu scafandri.

În data de 31 mai 2023, Hidroserv deţinea o autorizaţie pentru activităţi subacvatice cu scafandri, valabilă până la 29 august 2023.

Autorizaţia pentru activităţi subacvatice cu scafandri a Hidroserv cuprinde următoarele activităţi: lucrări subacvatice cu scule acţionate pneumatic şi hidraulic; verificarea, controlul şi deblocarea structurilor scufundate; controlul nedistructiv al structurilor scufundate; inspecţii tehnice ale corpului navei/structurilor scufundate ale navei; cercetarea mediului subacvatic, lucrări subacvatice de construcţie-montaj; colectarea şi înregistrarea informaţiilor legate de diferite obiective subacvatice; executarea de înlocuiri şi amplasări de cabluri, şine şi conducte cu trasee subacvatice.

CONTRACTE SEMNIFICATIVE

Următoarele contracte selectate au fost încheiate de către Grup şi sunt sau pot fi semnificative sau cuprind prevederi conform cărora Grupul are o obligaţie sau un beneficiu care este sau poate fi semnificativ pentru Grup la data prezentului Prospect. Aceste contracte selectate nu reprezintă toate contractele semnificative ale Grupului.

Contract de concesiune

Societatea este beneficiarul Contractului de Concesiune nr. 171 din 27 decembrie 2004, încheiat între Minister, în calitate de concedent, şi Societate, în calitate de concesionar. Contractul de Concesiune a fost aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 2077 din 8 decembrie 2004 şi a fost modificat prin trei acte adiţionale la datele de 26 septembrie 2013, 3 iunie 2015 şi 23 februarie 2016.

Obiectul Contractului de Concesiune este concesionarea (i) bunurilor proprietate publică a statului din domeniul producţiei de energie electrică în centrale hidroelectrice, respectiv lacuri de acumulare şi barajele acestora, diguri, ecluze, potenţialul hidroenergetic amenajat şi în curs de amenajare, prevăzute în anexa nr. 7

la Hotărârea Guvernului nr. 15/2004 pentru aprobarea inventarelor bunurilor din domeniul public al statului (în prezent înlocuită de Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006); și (ii) terenurile pe care se găsesc acestea, în scopul exploatării, reabilitării, modernizării, retehnologizării, precum și construirii de noi centrale hidroelectrice conform programelor de investiții;

Contractul de Concesiune este în vigoare pe o perioadă de 49 de ani începând de la data semnării și expiră la data de 27 decembrie 2053, cu posibilitatea prelungirii pentru o perioadă egală cu maximum jumătate din durata inițială, în baza unui contract bilateral fără alte formalități sau licitație publică. În baza Contractului de Concesiune, Societatea poate abandona sau casa activele care fac obiectul contractului cu acordul Ministerului și în conformitate cu dispozițiile legale. În plus, Societatea are dreptul de a obține restricționarea sau încetarea activităților care ar putea pune în pericol persoane și bunuri.

Redevența este în valoare de 0,001 din venitul anual realizat din activitatea de producere a energiei electrice și prestarea serviciilor tehnologice de sistem. Redevența se plătește trimestrial și reprezintă venit la bugetul de stat.

Pe lângă situațiile de încetare standard, precum expirarea Contractului de Concesiune sau rezilierea anticipată din cauza unui eveniment de neîndeplinire a obligațiilor, Contractul mai poate fi reziliat: (i) de către Minister, dacă interesul național o impune, pe baza unui preaviz scris de 30 de zile și cu plata unei compensații echitabile și prealabile; (ii) de către Minister, în cazul în care retrage dreptul de concesiune al Societății în temeiul legislației în domeniul energiei; (iii) de către Societate, în cazul în care aceasta renunță la concesiune ca urmare a unui eveniment de forță majoră care afectează activele, fără compensații.

Ministerul poate modifica unilateral partea reglementată a Contractului de Concesiune (și anume specificatiile de atribuire), cu notificarea prealabilă a Societății, pentru motive excepționale legate de interesul național, cu acordarea unor compensații adecvate și efective Societății, dacă este cazul. Modificarea poate viza și redevența prevăzută în acesta.

Societății îi este interzis să cesioneze Contractul de Concesiune și, prin urmare, subconcesionarea nu este permisă.

La încetarea Contractului de Concesiune, activele prevăzute în anexa 7 la Contractul de Concesiune vor reveni automat, gratuit și libere de sarcini, Ministerului. Bunurile care rezultă în urma realizării investițiilor din programul de modernizare și dezvoltare vor reveni, de asemenea, Ministerului. În același timp, următoarele bunuri pot fi transferate de la Societate către Minister, dacă aceasta își exprimă intenția de a le prelua, în baza unei preț care reprezintă valoarea contabilă după cum a fost definită de IAS 16 la momentul intenției de achiziție a respectivelor bunuri (denumite bunuri de preluare): amenajări de terenuri și construcții, instalații tehnice și mașini, lucrări în curs de execuție cu privire la bunurile publice.

Contracte de modernizare

Societatea a încheiat mai multe contracte în legătură cu achiziționarea de lucrări și servicii de modernizare, reabilitare și retehnologizare privind instalațiile și construcțiile electrice (**„Contractele de Modernizare"**). Printre exemplele de Contracte de Modernizare se numără contractul de servicii nr. 43/04.07.2022 având ca obiect „Modernizarea instalațiilor electrice aferente echipamentelor hidromecanice și a instalației de acționare hidraulică aferentă barajului deversor Gogoșu", contractul de servicii nr. 27/19.03.2021 având ca obiect „Modernizarea și reabilitarea echipamentelor de la CHE Tismana" sau contractul de servicii nr. 52/ 18.06.2021 având ca obiect „Modernizarea instalațiilor electrice aferente echipamentelor hidromecanice și a instalației de acționare hidraulică aferentă barajului deversor Porțile de Fier I".

Clauzele privind răspunderea/despăgubirile din majoritatea acestor Contracte de Modernizare sunt redactate într-un mod lax, în timp ce, în conformitate cu unele dintre Contractele de Modernizare, polițele de asigurare de răspundere civilă ale partenerilor contractuali și garanțiile de bună execuție sunt mai mici decât valoarea contractelor. Acest lucru este cauzat și de faptul că, potrivit legislației române, valoarea garanției de bună execuție nu poate depăși 10% din valoarea contractului. Prin urmare, este posibil ca Societatea să se confrunte cu un potențial risc de a nu fi despăgubită integral în temeiul respectivelor contracte în cazul nerespectării de către contractanți a obligațiilor contractuale ce le revin.

*Joint venture cu Abu Dhabi Future Energy Company-PJSC- Masdar (EAU) („**Masdar**")*

Societatea și Masdar au încheiat un joint venture la data de 19 martie 2023 (**„JVA"**), care stabilește cadrul în baza căruia părțile vor derula în comun proiecte de dezvoltare de tip *greenfield* în domeniul tehnologiilor fotovoltaice plutitoare și eoliene offshore (fixe și flotante) și vor efectua investiții de capitaluri proprii în companiile românești care dezvoltă proiectele. În vederea implementării acestor proiecte, părțile vor înființa o

societate mixtă (în engleză: *joint venture company*) („JVC") în conformitate cu legislația română, în care fiecare parte va deține 50% din capitalul social al JVC.

Se preconizează că dezvoltarea proiectelor se va efectua fie prin intermediul unor societăți de proiect dedicate, fie prin JVC, în timp ce finanțarea este asigurată în mod punctual pentru fiecare proiect și sub rezerva negocierilor dintre părți. Părțile vor aloca inițial resurse pentru personalul JVC, dar se intenționează ca aceasta să aibă o structură independentă, cu o intervenție minimă a părților în această privință. JVC va negocia separat acorduri privind nivelul serviciilor (în condiții comerciale competitive). Guvernanța corporativă a JVC va fi structurată sub forma unui sistem tripartit, format din Comitetul Executiv, Consiliul de Administrație și Adunarea Generală. Un consiliu de administrație format din cinci membri va lua decizii cu majoritate de voturi, cu condiția ca cel puțin câte un reprezentant desemnat de fiecare dintre Societate și Masdar să voteze în favoarea respectivelor decizii.

Finalizarea tranzactiei este supusă indeplinirii conditiilor privind aspectele concurențiale si cele privitoare la investitiile straine directe in Romania (FDI), dacă este cazul. JVA poate fi denunțat unilateral de o parte ca urmare a dizolvării celeilalte părți sau în cazul în care cealaltă parte nu își respectă obligațiile, iar nerespectarea obligațiilor continuă să existe timp de 30 de zile de la primirea unei notificări privind încălcarea gravă a obligațiilor sau la semnarea acordului acționarilor.

Contractul cu Hidroserv

Pentru detalii privind contractul cadru cu Hidroserv, a se vedea *„Activitate și operațiuni — Producția de energie — Mentenanța ca parte a cheltuielilor de exploatare"*.

Convenția dintre România și Iugoslavia (în prezent Serbia)

La data de 30 noiembrie 1963, a fost semnată o Convenție între România și Iugoslavia (în prezent Serbia) privind construirea și exploatarea sistemului hidroenergetic și de navigație Porțile de Fier, situat pe fluviul Dunărea. În baza acestuia, la data de 14 decembrie 1995, Sucursala Renel Electrocentrale „Porțile de Fier", cu sediul în Drobeta Turnu Severin, în calitate de beneficiar român, și Javno Preduzece "Djerdap" Kladovo, în calitate de beneficiar iugoslav, au semnat un contract care stabilea maniera de îndeplinire a obligațiilor beneficiarului român și ale beneficiarului iugoslav cu privire la înlocuirea sau reconstrucția obiectelor, instalațiilor și lucrărilor sistemului de apărare terestră riveran pe teritoriul Iugoslaviei, executate în vederea exploatării hidrocentralei Porțile de Fier I cu retenția Dunării la cota 68,00 mdMA la Gura Nerei.

Potrivit contractului, în perioada 1995-2050, beneficiarul sârb s-a angajat să asigure regimul de exploatare a Porțile de Fier prin executarea unor lucrări la sistemele de apărare a terenurilor riverane construite, concomitent cu investițiile de bază pentru exploatarea centralei hidroelectrice Porțile de Fier I. În schimbul executării acestor lucrări, beneficiarul român s-a obligat să pună la dispoziția beneficiarului sârb, în perioada 1995-2050, o cantitate anuală de energie electrică de 138 GWh în tranșe lunare egale în regimul și limitele agreate, în contul participării paritare la costurile de înlocuire sau reconstrucție a sistemului de apărare pentru un nivel al apei de 68,00 m.

Cu toate că Societatea a furnizat beneficiarului sârb o cantitate de energie electrică de 2.484 GWh în perioada între 1995-2012, aceasta nu a primit nicio dovadă a executării integrale a obligațiilor asumate de beneficiarul sârb, astfel cum au fost stabilite de comisia menționată anterior. În 2013, Societatea a suspendat astfel livrarea de energie către beneficiarul sârb până la echilibrarea contribuției celor doi beneficiari la costurile de înlocuire sau reconstrucție a sistemului de apărare. Exploatarea potențialului hidroenergetic al Dunării se desfășoară încă în conformitate cu programul agreat. În conformitate cu prevederile contractului, dacă beneficiarul român nu își îndeplinește obligația de a livra cantitatea de energie contractată, beneficiarul sârb are dreptul de a procesa în sistemul Porțile de Fier I o cantitate de energie de 1,5 ori mai mare decât cea nerealizată la data expirării termenului.

Potrivit contractului, orice diferend este soluționat de Comisia mixtă. Acest organism a fost informat cu privire la diferendul dintre cei doi beneficiari cu ocazia celei de-a 86-a sesiuni a acestuia. Comisia mixtă româno-sârbă a decis la cea de-a 92-a sesiune, care a avut loc în 2015, să înainteze diferendul guvernelor celor două state (România și Republica Serbia) în vederea soluționării.

De asemenea, în conformitate cu prevederile articolului 21 din Convenția de exploatare, ca participare paritară la consumul de energie electrică pentru funcționarea stațiilor de pompare în scopul apărării terenurilor riverane în regimul de exploatare a Sistemului „Porțile de Fier I", beneficiarul român livrează beneficiarului iugoslav o cantitate de 10,67 GWh energie electrică pe an, în baza termenelor și condițiilor de livrare convenite de către părți.

Prin adresa din data de 9 mai 2023 secretarul grupei sârbe a Comisiei mixte româno-sârbe pentru Porțile de Fier a informat grupa romana a Comisiei ca este necesară reînnoirea cât mai curând a tuturor activităților Comisiei și permiterea cooperării în scopul soluționării tuturor problemelor pendinte, prin programarea și organizarea următoarei sesiuni în cel mai scurt timp posibil.

Contractul cu Vestas

Crucea Wind Farm S.R.L., în calitate de beneficiar, a încheiat Contractul de servicii și disponibilitate nr. 4000/04.10.2013 cu Vestas CEU Romania S.R.L., în calitate de prestator, în vederea beneficierii de servicii de mentenanță în regim de exclusivitate. Contractul este reglementat de legea germană și expiră la 23 septembrie 2024.

Contractul cu Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor

În data de 7 februarie 2023, Societatea, în calitate de beneficiar, a încheiat contractul nr. 10 cu Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor, în calitate de prestator, pentru performanța serviciilor de prognoză hidrologică.

Obiectul contractului constă în: (i) elaborarea de diagnostice hidraulice zilnice; (ii) prognoză hidrologică în regim natural pentru următoarele 24 de ore: (iii) prognoza debitului maxim al inundației naturale; (iv) prognoza sezonieră în mod natural pentru următoarele trei luni; (v) evaluarea stratului de zăpadă la începutul lunii în timpul perioadei de înzăpezire, (vi) caracterizarea anului precedent din punct de vedere hidrologic.

Contractul este în vigoare pentru 12 luni de la data semnării și expiră în data de 1 februarie 2024.

Contractul cu Administrația Națională de Meteorologie

În data de 5 ianuarie 2023, Societatea, în calitate de beneficiar, a încheiat contractul nr. 40 cu Autoritatea Națională de Meteorologie, în calitate de prestator, pentru prestarea de servicii de prognoză meteorologică.

Obiectul contractului constă în: (i) servicii de prognoză meteorologică efectuate săptămânal cu transmiterea de informații de două ori pe săptămână pentru următoarele bazine: Vidraru, Izvorul Muntelui, Vidra, Fantanele, Dragan, Oasa, Valea lui Iovan, Gura Apelor, Poiana Marului, Buzaului, Siretului, Dunarii și anumite secțiuni ale Oltului (e.g. Voila – Cornetu, Gura Lotrului – Dragasani, Strejesti – Izbiceni); (ii) prognoze meteorologice specializate pentru fenomene severe pentru următoarele opt regiuni geografice: Moldova, Muntenia, Oltenia, Banat, Crișana, Maramureș, Transilvania Nord si Transilvania Sud; (iii) estimări sezoniere de prognostic realizate la intervale de trei luni pentru România și alte opt regiuni care includ bazinele menționate mai sus, cu estimări lunare ale precipitațiilor; (iv) estimări prognostice cu șase luni înainte cu actualizare lunară pentru România; caracterizarea anului precedent din punct de vedere al cantităților de precipitații; notificarea în 24 de ore, la cererea Beneficiarului, cu privire la prognoza metro pentru intervalul solicitat.

Contractul este în vigoare pentru 12 luni de la data semnării și expiră pe 5 ianuarie 2024.

Contracte de Furnizare cu consumatori non-casnici industriali

Cei mai importanți consumatori industriali ai Societății sunt Rompetrol Rafinare SA, Holcim Romania SA, Romcim SA, Profi Romania SA, Pirelli Tyres Romania SA, Automobile Dacia SA, Orange Romania Telcommunications SA, Carrefour Romania SA, Bekaert Slatina și Ford Romania SA. Contractele încheiate de Societate cu acești consumatori sunt bazate pe un contract cadru în mare parte similar, potrivit căruia drepturile și obligațiile părților sunt conforme în general cu cele prevăzute de legea română. Există anumite cazuri în care clauzele respective ar putea să nu fie aliniate la cerințele Regulamentului de Furnizare a Energiei Electrice. Societatea poate înceta furnizarea de energie electrică cu preaviz de patru sau cinci zile lucrătoare în anumite situații, precum: (i) clientul depășește puterea aprobată prin avizul tehnic de racordare; (ii) clientul nu își îndeplinește obligațiile de plată în conformitate cu prevederile contractuale; (iii) clientul nu asigură zone de siguranță și protecție a instalației electrice; sau (iv) clientul nu constituie garanția financiară prevăzută în contractul de furnizare respectiv.

Diverse contracte de vânzare a energiei electrice

Societatea a încheiat diverse contracte pentru vânzarea de energie electrică unor diferiți cumpărători în urma licitațiilor organizate pe piața PCCB-LE-flex administrată de OPCOM în conformitate cu procedurile reglementate de lege[59]. Perioada de livrare și prețul energiei electrice din respectivele contracte nu pot fi

[59] Regulamentul din data de 31/03/2020 privind modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării, aprobat prin Ordinul ANRE 64/2020

supuse modificărilor, în timp ce cantitățile de energie pot fi modificate în mod flexibil prin acte adiționale la contracte. Evenimentele de încetare includ suspendarea de pe piața de echilibrare, nerespectarea unei clauze materiale sau încălcarea unei garanții, și poate conduce la plata unor daune-interese specifice prevăzute de legea română. Societatea poate înceta livrarea de energie electrică în cazul în care termenul de plată este depășit și cumpărătorul nu își respectă această obligație în termenul notificat de Societate în acest sens.

Contractul bilateral de vânzare-cumpărare cu Nuclearelectrica

Toate tranzacțiile pe care Societatea și Nuclearelectrica le-au efectuat în vederea vânzării, cumpărării, livrării și recepționării de energie electrică sunt acoperite de contractul de vânzare cumpărare nr. 20222643 din 30 septembrie 2022 (**„CCEE cu Nuclearelectrica"**). Contractul reglementează orice opțiune pentru vânzarea, cumpărarea, livrarea și recepționarea de energie electrică, aceasta fiind denumită „Contract Individual". CCEE-ul cu Nuclearelectrica expiră la data de 31 august 2023. În perioada de valabilitate a acestuia, orice parte poate denunța unilateral contractul prin comunicarea unui preaviz de 30 de zile fără niciun drept explicit la daune-interese. CCEE-ul cu Nuclearelectrica poate fi reziliat și din alte motive temeinice, inclusiv neexecutarea obligațiilor, neîndeplinirea încrucișată a obligațiilor față de oricare dintre părți, declararea scadenței anticipate de orice terț garant și inițierea unei cereri privind procedurile de lichidare. În cazul în care oricare dintre părți reziliază contractul dintr-un motiv întemeiat (conform definiției din contract), respectiva parte denunțătoare are obligația de a calcula de o manieră rezonabilă din punct de vedere comercial și de a notifica cealaltă parte cu privire la valoarea compensațiilor în caz de reziliere (dacă este cazul) care urmează a fi primite sau achitate de aceasta din urmă, derivând din cumularea tuturor sumelor de decontare în conformitate cu contractul.

*Contractul-cadru de vânzare-cumpărare de energie electrică încheiat între Societate și OPCOM ca urmare a participării la MACEE („**Contractul MACEE**")*

Pentru a participa la MACEE, Societatea a încheiat Contractul MACEE, în baza căruia vinde energie electrică menționată către OPCOM la un preț fix de 450 RON/MWh. Cantitatea de energie electrică conform Contractului MACEE este fixă, dar este posibil ca OPCOM să solicite ajustarea doar prin comunicarea unei notificări către Societate.

Contractul MACEE expiră la data de 31 decembrie 2023. Societatea poate suspenda livrările de energie electrică înainte de expirarea termenului numai în perioadele în care activitatea de pe piața angro este suspendată sau în fiecare interval de decontare, când activitățile de pe piață sunt suspendate. În cazul în care apare orice suspendare a livrărilor, OPCOM notifică Societatea cu privire la suspendarea livrărilor de energie electrică.

Contractul MACEE încetează la expirarea termenului, la apariția unui caz de forță majoră, în conformitate cu prevederile legii (de exemplu, pentru un motiv întemeiat în cazul unei încălcări semnificative).

Contractul pentru furnizarea de servicii de sistem către OTS

Societatea, în calitate de furnizor de servicii, a încheiat contractul cu OTS, în calitate de beneficiar, pentru furnizarea de servicii de sistem în condițiile procedurii operaționale „Achiziția de servicii de sistem prin licitație" la un preț stabilit în conformitate cu regulamentele ANRE. Nefurnizarea de către Societate a unor diferite servicii de sistem atrage plata unei compensații către OTS egală cu 100% din valoarea serviciilor, calculată în conformitate cu prevederile contractului. Contractul pentru servicii de sistem expiră la 31 decembrie 2026 și conține prevederi standard privind încetarea, inclusiv unde licența Societății sau orice autorizație necesară pentru îndeplinirea obiectului contractului pentru servicii de sistem este suspendară sau revocată.

Convenția privind echilibrarea încheiată cu OTS

Societatea a încheiat cu OTS o convenție pentru participarea de către Societate, în calitate de parte responsabilă cu echilibrarea, pe piața de echilibrare, prin vânzarea și cumpărarea de electricitate și soluționarea congestiilor din rețea sau asigurarea siguranței SEN, prin creșterea sau scăderea puterii active în afara pieței de echilibrare. Societatea are obligația să oferteze pe piața de echilibrare energia de echilibrare corespunzătoare capacității contractate pentru fiecare din unitățile/consumurile/instalațiile dispecerizabile de stocare pentru toate intervalele de dispecerizare ale zilei de livrare, în cazul în care contractul cu OTS vizează servicii de sistem sub capacitatea de echilibrare, în conformitate cu dispozițiile legale. Societatea trebuie să deconteze facturile emise de OTS în conformitate cu convenția privind piața de echilibrare, care poate fi denunțată unilateral de către fiecare parte. Societatea trebuie să constituie o garanție financiară în favoarea OTS pe întreaga durată a Convenției privind piața de echilibrare.

Diverse convenţii de participare la piaţă încheiate cu OPCOM

Societatea a încheiat cu OPCOM mai multe convenţii de participare la piaţă: una pentru participarea la PC-OTC, una pentru participarea pe piaţa PCCB-LE-Flex, una pentru participarea pe PCCB NC, una pentru participarea la piaţă pentru marii consumatori (PMC), una pentru participarea pe piaţa PZU şi una pentru participarea pe piaţa MACEE. Toate aceste convenţii sunt încheiate pe baza formularelor standard OPCOM, pot fi modificate unilateral şi pot fi încetate fie ca urmare a unei notificări transmise de către Societate, fie în cazul în care licenţa de producere a Societăţii este anulată sau revocată.

Convenţii pentru dezvăluirea datelor şi informaţiilor REMIT

*1. Acordul de raportare a datelor REMIT încheiat cu Bursa Română de Mărfuri S.A. („**BRM**" şi „ **Acord REMIT** ")*

Scopul Acordului REMIT este de a asigura că Societatea îşi îndeplineşte obligaţiile sale decurgând din prevederile Regulamentului REMIT, astfel cum sunt şi descrise pe scurt în secţiunea *„Aspecte referitoare la Reglementări"*. În această privinţă, BRM va comunica către Agenţia pentru Cooperarea Autorităţilor de Reglementare din domeniul Energiei (**"ACER"**) diverse date de tranzacţionare plasate de Societate pe BRM.

BRM poate modifica Acordul REMIT în baza unei notificări scrise adresate Societăţii. O astfel de modificare nu va intra în vigoare dacă este respinsă de Societate printr-o notificare scrisă la sau înainte de data care cade în a 15-a zi calendaristică de la data la care se consideră că notificarea de modificare trimisă de BRM produce efecte în conformitate cu prevederile Acordului REMIT. Aceasta poate fi denunţată unilateral de către oricare dintre părţi pe baza unei notificări scrise prealabile cu 3 luni înainte în cazul în care nu a intervenit nicio încălcare a obligaţiilor sau de către oricare dintre părţi în urma unei notificări prealabile de 30 de zile adresate celeilalte părţi dacă aceasta nu reuşeşte în mod constant să se conformeze cu obligaţiile sale prevăzute în conformitate cu aceasta.

*2. Acordul privind raportarea si accesarea de date încheiat cu OPCOM ("**Acord OPCOM de Raportare**")*

Acordul OPCOM de Raportare este încheiat în baza formei standard a OPCOM. În baza acestuia, OPCOM (în calitate de operator al pieţei de energie electrică şi gaze din România) furnizează Societăţii diverse servicii cu privire la dezvăluirea diverselor informaţii către ACER în conformitate cu Regulamentul REMIT. Acordul OPCOM de Raportare este încheiat pe o perioadă nedeterminată şi poate fi denunţat unilateral de oricare dintre părţi fără nicio justificare în baza unei notificări scrise prealabile de 20 de zile calendaristice adresată celeilalte părţi. În plus, dacă oricare dintre părţi eşuează să îşi îndeplinească obligaţiile prevăzute prin aceasta, cealaltă parte poate rezilia Acordul OPCOM de Raportare în baza unei notificări prealabile de 30 de zile, fără a fi necesară nicio altă formalitate.

Convenţiile de participare la piaţă BRM

Societatea a încheiat cu BRM o convenţie de participare la piaţă care acoperă participarea pe piaţa marilor consumatori, piaţa contractelor la termen de energie electrică şi piaţa contractelor la termen de energie electrică producător-furnizor. Aceasta este încheiată în baza formei standard BRM şi poate fi denunţată fie ca urmare a unei notificări înaintată de Societate sau reziliată dacă Societatea nu îndeplineşte condiţiile să tranzacţioneze pe pieţele operate de BRM.

Separat, Societatea a încheiat cu BRM un acord de colaborare (membru afiliat BRM) pentru ca Societatea să tranzacţioneze pe piaţa marilor consumatori. Acesta este, de asemenea, încheiat în baza formei standard BRM şi poate fi denunţat ca urmare a unei notificări depuse de Societate sau la expirarea duratei (dacă nu a fost prelungită prin act adiţional) sau reziliat dacă Societatea nu îşi îndeplineşte obligaţiile sale decurgând din calitatea de membru.

Contractul de credit cu BRD

La data de 4 martie 2021, Societatea, în calitate de debitor, şi BRD – Groupe Societe Generale S.A., în calitate de creditor şi agent, au încheiat contractul de facilitate de credit la termen negarantat nr. 30/8130/2021, acordat cu scopul finanţării achiziţiei anumitor societăţi ţintă cu activităţi în domeniul energiei regenerabile şi al finanţării unor active şi capacităţi din domeniul energiei regenerabile (**„Creditul BRD"**). Valoarea totală a contractului de credit este de 1.250.000.000 RON, iar termenul de rambursare finală se împlineşte la şapte ani de la începerea primei perioade de dobândă, în timp ce împrumuturilor li se aplică o dobândă variabilă calculată pe baza ROBOR în cazul tragerilor în RON şi pe baza EURIBOR în cazul tragerilor în EUR. Potrivit Societăţii şi hotărârii acţionarilor acesteia, termenul de utilizare a fost prelungit până în martie 2024 şi valoarea fondurilor rămase care urmează a fi trase este de 610.000.000 RON. Tragerile utilizate pentru finanţarea de active şi capacităţi din domeniul energiei regenerabile sunt plafonate la valoarea de 50.000.000 EUR (sau echivalentul acestei valori în RON), dacă acest prag nu este majorat

ulterior de acționari. Societatea și-a asumat riscul de forță majoră și de impreviziune, inclusiv pentru modificări și fluctuația marjelor EURIBOR/ROBOR.

Creditul BRD include o gamă largă de angajamente și restricții (sub rezerva anumitor excepții și excluderi), precum restricții asupra capacității de a constitui garanții sau de a dispune de active, conform uzanțelor în astfel de finanțări, obligații de respectare a unor angajamente financiare specifice, restricții asupra unor acte care ar putea avea un efect negativ substanțial asupra capacității Societății de a rambursa împrumutul sau de a își îndeplini obligațiile ce îi revin prin Creditul BRD, restricții asupra modificării controlului, clauze de neîndeplinire încrucișată a obligațiilor, angajamente de a nu face, restricții asupra fuziunilor și reorganizărilor de orice fel și interdicții de vindere a activelor în afara cursului normal al activității.

De asemenea, documentele de finanțare aferente Creditului BRD cuprind, printre altele, clauze de plată anticipată obligatorie și voluntară, sub rezerva anumitor excepții și excluderi, obligații de respectare a anumitor angajamente referitoare la raportul împrumut/valoare și o varietate de situații de neîndeplinire a obligațiilor, inclusiv clauze de neîndeplinire încrucișată a obligațiilor referitoare la neîndeplinirea obligațiilor în temeiul unor contracte prin care se angajează îndatorare financiară de către orice membru al Grupului față de orice creditor.

SALARIAȚI ȘI POLITICI REFERITOARE LA SALARIAȚI

La 31 decembrie 2022, Grupul avea peste 4.621 de salariați cu normă întreagă care își desfășurau activitatea la sediile Societății și Hidroserv situate în București, și în alte spații ale sucursalelor și/sau punctelor de lucru ale societăților din Grup, situate în întreaga țară. Dintre acești salariați, aproximativ 67% erau muncitori, 25% erau angajați cu studii superioare și 8% reprezentau conducerea de vârf și de mijloc. La 31 decembrie 2022, Grupul avea 125 de salariați cu contracte de muncă pe perioadă determinată, în timp ce restul personalului sunt angajați în baza unor contracte de muncă pe perioadă nedeterminată.

Numărul mediu de salariați ai Grupului în anul 2022 a fost de 4.491, (în anul 2021: 4.393, în anul 2020: 4.456). Peste 90% din salariații Societății sunt organizați în sindicate.

La nivelul Societății există un Contract Colectiv de Muncă înregistrat la autoritățile din domeniul muncii sub nr. 29/22.02.2022, cu o durată de 24 luni începând cu 1 martie 2022. La nivelul Hidroserv, există un Contract Colectiv de Muncă înregistrat la autoritățile din domeniul muncii sub nr. 150/30.05.2022, cu o durată de 24 luni începând cu 1 iunie 2022.

Organigrama pentru Departamentul de proiectare al Societății, care desfășoară activități de proiectare mecanică, electrică și a construcțiilor, emite documentații tehnice specifice aferente activităților de investiții, proiectele de mentenanță și proiectele de retehnologizare, supervizează lucrările de instalații tehnice aferente centralelor electrice, precum și derulează toate studiile de fezabilitate, prevede 33 de poziții, dintre care 27 sunt deja ocupate și șase sunt în continuare vacante. Procesul de selecție pentru proiectanții cu experiență este în curs de desfășurare, iar posturile vacante vor fi ocupate în scurt timp.

Serviciul specializat in gestionarea proiectelor de M&A din cadrul Societatii numără patru salariați și este responsabil cu examinarea și supervizarea proiectelor Societății de fuziuni si achizitii. Fiecare proiect de asemenea implică salariați din diferite departamente, precum tehnic, juridic, financiar sau alte departamente, în funcție de tipul proiectului. În ultimii trei ani, Societatea a reușit să își sporească cunoștințele în domeniul M&A, participând la mai multe proiecte de M&A în sectorul său de activitate în România.

Modernizarea bazei de active a Grupului va permite Societății să își reducă numărul de angajați. Se preconizează că numărul de salariați va scădea prin încetarea în mod natural a raporturilor de muncă (de exemplu, prin pensionare).

Tabelul următor prezintă situația salariaților și personalului Grupului care prestează muncă în baza unor contracte de servicii de management la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, defalcați pe societățile Grupului:

Societatea	Număr de angajați		
	La 31 decembrie		
	2022	2021	2020
Hidroelectrica	3.456	3.381	3.400
Hidroserv	1.156	1.126	1.151
Total	**4.621**	**4.507**	**4.551**

Grupul a acordat permanent atenție formării angajaților săi. Acesta elaborează și pune în practică planuri de formare și dezvoltare a carierei pentru salariații din diversele sale sectoare de activitate.

Beneficiile salariaților

Grupul efectuează plăți ale impozitelor reținute din salarii, care sunt calculate în conformitate cu cotele legale în vigoare în decursul anului, în baza salariilor brute.

Printre sporurile, indemnizațiile, compensațiile și bonificațiile acordate salariaților în baza contractului colectiv de muncă aplicabil la nivelul Hidroelectrica în plus față de salariile lor de bază se numără în principal următoarele: spor de vechime (până la 25% din salariul de bază), spor pentru fidelitate (până la 10% din salariul de bază), indemnizație pentru exercitarea unei funcții de conducere (până la 40% din salariul de bază), spor pentru atribuții suplimentare aferente altor funcții (până la 50% din salariul de bază), sporuri pentru munca prestată în timpul nopții (25% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată în zilele de sărbătoare legală (200% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată în zilele de sâmbătă și duminică (100% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată de Ziua Energeticianului, spor pentru muncă prestată în mod sistematic peste programul normal de lucru – în locul sporului pentru ore suplimentare (până la 25% din salariul de bază), spor pentru consemn la domiciliu sau în centrală (25% din salariul de bază), spor pentru condiții de izolare (până la 50% din salariul de bază), spor pentru mobilitate și confidențialitate (până la 25% din salariul de bază), spor de complexitate (până la 50% din salariul de bază), spor de șantier pentru personalul nelocalnic (1% din salariul de bază), alocație de hrană pentru personalul navigant (pentru 4.400 de calorii/persoană/zi), zile libere plătite, indemnizație de concediu de odihnă, indemnizație de concediu medical, indemnizație de delegare/detașare/decontarea cheltuielilor, salarii compensatorii la concediere pentru motive de disponibilizare (până la 24 de salarii de bază lunare pentru angajații care au lucrat mai mult de 20 de ani în cadrul Societății), premiu la pensionare (până la 6 salarii de bază lunare pentru 25 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroelectrica), primă jubiliară (până la 6 salarii de bază lunare pentru 45 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroelectrica), indemnizație de agent de securitate, cotă de energie electrică gratuită pentru salariați, pentru foștii salariați pensionați și pentru rudele acestor salariați în anumite condiții, adaosuri salariale cu ocazia sărbătorilor de Crăciun, Paște și Ziua Energeticianului, spor pentru funcția de ofițer de legătură pentru securitatea infrastructurilor critice (10% din salariul de bază), sporuri pentru membrii echipelor de proiect/programelor (până la 25% din salariul de bază), tichete de masă (30 RON/tichet/zi), tichete cadou, participare la profit, cheltuieli de natură socială efectuate în baza contractului colectiv de muncă (cadouri de 1 Iunie, pomul de Crăciun și de 8 Martie pentru femei, transportul către și de la locul de muncă, ajutoare bănești pentru nașterea/adoptarea unui copil, căsătorie, Crăciun, Paște și Ziua Energeticianului, pentru incapacitate de muncă/boală profesională/boală, pentru deces în urma unei boli profesionale, pentru decesul membrilor familiei salariatului etc.), asigurări voluntare de sănătate, contribuții la fonduri de pensii facultative. De asemenea, în cadrul contractului colectiv de muncă Hidroelectrica este negociat un fond anual de formare profesională pentru angajați.

Conform contractului colectiv de muncă aplicabil la nivelul Hidroelectrica, salariații au, de asemenea, dreptul la prime de performanță în valoare de până la 1,5% din fondul lunar de salarii de bază negociate pentru realizări deosebite, la diverse premii, precum premiile pentru câștigătorii competițiilor „Trofeul Energeticianului", „Idei și Bani", „Dorin Pavel" și la beneficii printre care se numără cursuri de formare și perfecționare profesională, un telefon mobil cu un anumit număr de minute incluse, laptop/calculator, automobile deținute de Hidroelectrica sau în regim de leasing, plăți cu componentă variabilă pentru realizarea indicilor cheie de performanță.

Printre sporurile, indemnizațiile, compensațiile și bonificațiile acordate salariaților în baza contractului colectiv de muncă aplicabil la nivelul Hidroserv în plus față de salariile lor de bază se numără în principal următoarele: spor de vechime (până la 25% din salariul de bază), spor pentru fidelitate (până la 10% din

salariul de bază), spor pentru conducerea echipei de lucru (5% din salariul de bază), spor pentru mobilitate şi confidenţialitate (până la 10% din salariul de bază), spor de complexitate (până la 10% din salariul de bază), spor pentru consemn la domiciliu (25% din salariul de bază), spor pentru ore suplimentare (80% din salariul de bază), spor pentru muncă prestată în zilele de sărbătoare legală (200% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată în zilele de sâmbătă şi duminică (100% din salariul de bază), sporuri pentru munca prestată în timpul nopţii (25% din salariul de bază), sporuri pentru activitate în subteran (10% din salariul de bază), spor pentru munca în condiţii dificile (15% din salariul de bază), spor pentru condiţii de izolare (20% din salariul de bază), indemnizaţie de scufundare pentru scafandri (2% din salariul de bază/ora de scufundare), spor pentru atribuţii suplimentare aferente altei funcţii (până la 50% din salariul de bază), alocaţie de hrană pentru scafandri, indemnizaţie pentru exercitarea unei funcţii de conducere (până la 40% din salariul de bază), primă jubiliară (până la 10.000 RON pentru 40 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroserv), prime la pensionare (până la 5 salarii de bază lunare pentru peste 30 de ani activitate neîntreruptă în cadrul Grupului), adaosuri de minimum 300 RON/persoană cu ocazia sărbătorilor de Crăciun, Paşte şi Ziua Energeticianului, cadouri pentru copiii salariaţilor în valoare de 100 RON/copil cu vârsta de până la 18 ani, ajutoare băneşti pentru naşterea/adoptarea unui copil, pentru decesul unui salariat, pentru decesul unui membru al familiei salariatului, pentru îmbolnăvirea salariaţilor şi a membrilor familiilor acestora, pentru decesul salariatului provocat de un accident de muncă sau de o boală profesională, împărţirea profitului, cotă de energie electrică pentru salariaţi în limita a 330 kWh, tichete de masă, tichete cadou, salarii compensatorii în caz de concediere (până la 12 salarii pentru mai mult de 30 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroserv sau Hidroelectrica sau al afiliaţilor acesteia, în unităţile fostei Companii Naţionale de Electricitate, inclusiv în cadrul fostelor unităţi ale R.A. RENEL şi al fostelor unităţi ale fostului Minister al Energiei Electrice), indemnizaţie de concediu de odihnă, indemnizaţie de concediu medical, indemnizaţie de delegare/detaşare/decontarea cheltuielilor.

Salariile şi celelalte forme de remunerare a salariaţilor au fost majorate în 2021 în concordanţă cu inflaţia, după negocierea cu sindicatele, pe baza Legii Bugetului de Stat.

Diversitate şi incluziune

Prioritatea Grupului este să creeze un mediu de lucru în care toţi salariaţii sunt trataţi cu demnitate şi respect faţă de deosebirile individuale. Grupul manifestă toleranţă zero faţă de orice formă de discriminare bazată pe rasă, sex, vârstă, culoare, limbă, origine socială, trăsături genetice, cetăţenie, etnie, orientare sexuală, opţiune politică, religie, stare civilă sau responsabilitate, handicap, apartenenţa la sindicate sau activitatea sindicală, boală cronică necontagioasă, infecţie HIV, apartenenţă la o categorie defavorizată, precum şi faţă de orice formă de discriminare injustă sau ilegală.

Grupul sprijină pe deplin o cultură a diversităţii şi incluziunii. Cultura sa se bazează pe respect faţă de salariaţii şi clienţii săi, precum şi faţă de comunităţile în care îşi desfăşoară activitatea.

Conducerea consideră că atenţia şi respectul faţă de deosebirile culturale şi de altă natură reprezintă unul dintre ingredientele esenţiale ale succesului Grupului.

Neexploatarea copiilor ca forţă de muncă

Grupul angajează numai persoane care îndeplinesc condiţiile legale aplicabile privind vârsta minimă şi respectă toate celelalte prevederi legale în domeniul muncii.

Interdicţia muncii forţate

Grupul nu foloseşte nicio formă de muncă forţată. Toţi membrii personalului prestează muncă din voinţă proprie şi au libertatea de a îşi înceta raporturile de muncă, sub rezerva legislaţiei muncii aplicabile la nivel naţional şi a contractelor de muncă. Grupul respectă drepturile omului, inclusiv dreptul la liberă circulaţie.

Libertatea de asociere

Grupul le permite salariaţilor săi să se asocieze liber şi să adere la sindicate.

Mediu de muncă sigur şi sănătos

Grupul asigură un mediu de lucru sigur, igienic şi sănătos şi identifică, evaluează şi controlează expunerea salariaţilor la riscuri la adresa sănătăţii şi securităţii acestora.

Egalitate profesională

Grupul şi-a asumat angajamentul de a asigura egalitate profesională, de a combate discriminarea şi violenţa şi de a preîntâmpina hărţuirea sexuală.

Operaţiuni comerciale

Operaţiunile comerciale ale Societăţii sunt împărţite în două categorii: sediul central şi unităţile regionale (sucursale). La sediul central al Societăţii, la data de 31 martie 2023, existau 488 de angajaţi cu normă întreagă concentrându-se pe noi licitaţii şi procese de reînnoire, strategia de achiziţii, aspectele juridice, proiectarea şi gestionarea activelor, strategia de dezvoltare şi retehnologizare, know-how centralizat şi expertiză de vârf. Operaţiunile comerciale centralizate pentru trading şi furnizare sunt de asemenea derulate la sediul central.

La unităţile regionale ale Societăţii, la 31 martie 2023, existau 2.986 de angajaţi cu normă întreagă. Principalele responsabilităţi la nivelul unei sucursale includ muncă de teren, operarea centralelor hidroelectrice, operaţiuni tehnice zilnice, ameliorări tehnice şi operaţionale, mentenanţă şi asistenţă tehnică, precum şi monitorizarea construcţiilor hidroenergetice. Tabelul de mai jos prezintă numărul de angajaţi cu normă întreagă la 31 martie 2023.

SUCURSALĂ	NUMĂRUL DE ANGAJAŢI CU NORMĂ ÎNTREAGĂ
BISTRIŢA	405
CLUJ	341
CURTEA DE ARGEŞ	581
HAŢEG	364
PORŢILE DE FIER	415
RÂMNICU VÂLCEA	530
SEBEŞ	344
WIND	6
TOTAL	2986

IMOBILIZĂRI CORPORALE

Printre imobilizările corporale semnificative ale Grupului se numără în principal CHE descrise în celelalte capitole ale secţiunii „Activitatea Societăţii" de mai sus şi Crucea Wind Farm.

Titlul asupra terenurilor corespunzătoare CHE

Începând cu anul 1990, fostele întreprinderi deţinute de statul român au fost transformate în societăţi de drept privat, statul român devenind acţionar în cadrul acestor entităţi. Bunurile imobiliare folosite de aceste foste întreprinderi de stat au fost transferate din patrimoniul statului român în cel al societăţilor comerciale prin emiterea unor aşa-numite *„certificate de atestare a dreptului de proprietate"* (**„CADP"**) care constituie acte de proprietate (de natură administrativă) emise de autorităţile române. Aceste certificate sunt emise şi aduse drept contribuţie la capitalul social al respectivei societăţi de stat în schimbul emiterii şi alocării de acţiuni.

În conformitate cu aceste proceduri, titlul de proprietate pentru terenurile deţinute de Societate aferente principalelor CHE este, în general, un CADP emis de Ministerul Economiei sau de Ministerul Industriei. Aceste CADP-uri au fost emise începând cu 2002 în favoarea Societăţii, ca unul dintre succesorii fostei entităţi de stat Compania Naţională de Electricitate S.A.

Procesul de emitere a tuturor CADP-urilor Grupului şi al majorărilor capitalului social ulterioare este în derulare şi va continua după finalizarea Ofertei. Pentru o descriere a riscului cu care se confruntă Societatea în legătură cu acest aspect, a se vedea secţiunea „Factori de risc" — *Majorările de capital social ca urmare a aporturilor de terenuri deţinute de statul român pot avea drept consecinţă diluarea participaţiilor*" de mai sus.

Titlul de proprietate asupra CHE

Majoritatea autorizaţiilor de construire sau a proceselor-verbale de recepţie la finalizarea lucrărilor de execuţie a CHE şi a infrastructurii situate pe terenurile Societăţii au fost emise acum cel puţin 30 de ani. Titlul de proprietate al Societăţii asupra construcţiilor se bazează pe HG nr. 627/2000 privind înfiinţarea Hidroelectrica SA, dar şi pe principiul că regimul juridic al construcţiilor este conform cu regimul juridic al terenurilor.

Societatea este, de asemenea, beneficiarul unui drept legal de utilizare şi o servitute subterană pentru instalarea/dezafectarea reţelelor electrice sau a altor echipamente aferente capacităţilor energetice şi pentru accesul la amplasamentul acestora, în conformitate cu Legea energiei nr. 123/2012.

Crucea Wind Farm

Societatea utilizează terenurile pe care sunt amplasate turbinele sau echipamentele şi instalaţiile aferente sau necesare pentru exploatarea Crucea Wind Farm în baza unor: (i) drepturi de uz şi superficie specifice, astfel cum sunt prevăzute acestea în anumite contracte de cesiune şi superficie încheiate cu proprietarii respectivelor terenuri; şi (ii) drepturi de servitute specifice, astfel cum sunt prevăzute acestea în anumite contracte de servitute încheiate cu proprietarii respectivelor terenuri. Contractele sunt valabile pe întreaga durată de viaţă a Crucea Wind Farm. Totodată, Societatea utilizează anumite drumuri de exploatare în baza unor contracte pentru uzul şi consolidarea anumitor drumuri comunale.

Turbinele şi echipamentele şi instalaţiile aferente în legătură cu Crucea Wind Farm sunt proprietatea Societăţii în baza autorizaţiei de construire şi a procesului-verbal de recepţie emise în acest sens. Construcţiile au fost iniţial executate de Crucea Wind Farm, ale cărei acţiuni au fost achiziţionate de Societate şi care a fost absorbită de Societate.

PROPRIETATE INTELECTUALĂ

Grupul deţine drepturi de proprietate intelectuală în legătură cu mărcile înregistrate şi numele de domeniu, brevete şi aplicaţii software (în principal în calitate de licenţiat).

Mărci înregistrate şi nume de domeniu

Grupul deţine următoarele mărci înregistrate (*reprezentare cu cuvinte şi sigle*): (i) MI nr. (i) 188718, deţinută de Hidroelectrica şi care expiră la data de 06.07.2032, şi (ii) 114824, deţinută de Hidroserv şi care expiră la data de 04/02/2031, cu posibilitate de reînnoire. Grupul deţine şi numele de domeniu Hidroelectrica.ro, aflat în proprietatea Hidroelectrica şi cu termen de expirare la data de 29.05.2028, şi Hidroserv.ro, aflat în proprietatea Hidroserv şi cu termen de expirare la data de 23.07.2026, cu posibilitate de reînnoire. Toate acestea sunt înregistrate la nivel naţional, respectiv la Oficiul de Stat pentru Invenţii şi Mărci („**OSIM**", în ceea ce priveşte mărcile înregistrate) şi la registrul RoTLD (în ceea ce priveşte numele de domeniu). Niciuna dintre aceste înregistrări nu au o dată de expirare în viitorul apropiat.

Hidroelectrica a preluat şi marca înregistrată nr. 182548 – *HIDRO-WIND*, ca urmare a fuziunii cu Crucea Wind Farm. Actualizarea titularului la OSIM este în curs de finalizare.

Brevete

Hidroelectrica a deţinut două brevete având ca obiect *cap de distribuţie cu autocentrare pentru turbine hidraulice* (RO118768B1) şi *instalaţie hidraulică pentru acţionarea automată a vanelor-fluture* (RO118323B1), ambele fiind expirate.

Hidroserv a depus cerere pentru două brevete care se află în curs de emitere, având ca obiect *procedeu de recondiţionare tije servomotoare prin tehnologie de sudare clasică şi laser* (RO133763A2) şi *bloc hidraulic actionare coborare vana rapida cu un singur impuls, dotat cu sistem de urmărire liniara cursa şi senzori de poziţie, pentru corectie poziţiei de lucru.*

Aplicaţii Software

Grupul nu deţine aplicaţii software de bază protejate de drepturi de proprietate intelectuală. Sistemul software se bazează în principal pe contracte de licenţă standard având ca obiect aplicaţii software nepersonalizate. Grupul a implementat sau este în proces de implementare a obiectivelor majore în ceea ce priveşte sistemele sale. În această privinţă, există şi câteva proceduri de achiziţii în derulare.

Conexiunile dintre unităţile CHE sunt realizate prin sisteme de comunicaţii pe bază de fibră optică deţinute de Societate sau pe bază de sisteme VPN (*fibră optică/fără fir*) închiriate de la operatorii prezenţi în zona de interes (*Vodafone, Orange, RCS&RDS*). Comunicarea cu Unitatea Operaţională – Dispecerul Energetic Naţional în legătură cu centralele de reglaj se efectuează prin intermediul unor conexiuni prin interfaţă serială.

PROCEDURI JUDICIARE

Grupul este implicat într-o serie de proceduri care decurg din desfăşurarea activităţii sale obişnuite, atât în calitate de reclamant, cât şi în calitate de pârât. Cu excepţia celor prevăzute în prezentul Prospect, Grupul

nu este implicat şi nu are cunoştinţă cu privire la proceduri judiciare, arbitrale sau administrative sau anchete guvernamentale de natură să producă, în mod rezonabil, efecte negative substanţiale asupra activităţii sale comerciale, situaţiei sale financiare sau asupra rezultatelor operaţiunilor.

Litigiu fiscal (dosar nr. 3288/2/2015)

Societatea este implicată într-un litigiu fiscal în contradictoriu cu două direcţii ale Agenţiei Naţionale de Administrare Fiscală („**ANAF**") cu privire la suma de 214,4 milioane RON. Obligaţiile fiscale contestate (constând în impozit pe venit, TVA, contribuţii sociale şi accesorii) îşi au originea în inspecţia fiscală desfăşurată în perioada 9 august 2012 – 31 decembrie 2013 în legătură cu activitatea Societăţii în perioada 1 ianuarie 2007 – 30 iunie 2012. Suma de 18,2 milioane RON din debitul fiscal total a fost anulată printr-o decizie de soluţionare a contestaţiei fiscale prealabile de către ANAF, în timp ce suma rămasă (214,4 milioane RON) a fost contestată de Societate la Curtea de Apel Bucureşti în dosarul nr. 3288/2/2015, aflat pe rolul acestei instanţe.

Având în vedere faptul că Societatea s-a aflat în procedură de insolvenţă şi reorganizare în perioada 20 iunie 2012 – 21 iunie 2016, administratorul judiciar al acesteia a refuzat să înscrie creanţa fiscală în tabelul de creanţe, deoarece a fost declarată în afara termenului pentru înregistrarea creanţelor faţă de societăţi aflate în stare de insolvenţă. Decizia administratorului judiciar a fost menţinută de Curtea de Apel Bucureşti (Decizia nr. 135/01.03.2016 în dosarul nr. 22456/3/2012*/a1). Cu toate acestea, ANAF a recuperat restul de obligaţii fiscale în sumă de 214,4 milioane RON ulterior încheierii cu succes a procedurii de reorganizare a Societăţii prin executarea unei scrisori de garanţie bancară emisă de ING Bank în vederea garantării plăţii debitului fiscal de către Societate.

Executarea silită a sumei de 214,4 milioane RON cu titlu de creanţă fiscală de către ANAF de la ING se află la originea unei serii de litigii în legătură cu această executare silită, care sunt însă suspendate până la soluţionarea dosarului nr. 3288/2/2015.

Prin decizia pronunţată la 7 aprilie 2023, Curtea de Apel Bucureşti a anulat în integralitatea lor obligaţiile fiscale suplimentare în valoare de 214,4 milioane RON şi a refuzat să anuleze raportul de inspecţie fiscală în baza căruia a fost emisă decizia de impunere fiscală. O expertiză elaborată de o comisie de experţi desemnată de instanţă în această speţă a constatat că peste 99% dintre obligaţiile fiscale stabilite prin raportul de inspecţie fiscală sunt nefondate şi nedatorate. Decizia Curţii de Apel Bucureşti, care nu a fost comunicată părţilor cu motivarea acesteia, poate fi apelată în termen de 15 zile de la data comunicării (apelul va fi judecat de Înalta Curte de Casaţie şi Justiţie a României).

Soluţionarea definitivă favorabilă a dosarului ar permite Societăţii să recupereze sumele executate silit de ANAF fie în mod direct, fie prin compensare cu alte obligaţii fiscale datorate.

În dosarul nr. 3894/299/2016*, atât Hidroelectrica, cât şi ING Bank au contestat executarea silită a scrisorii de garanţie. Cererea a fost în cele din urmă admisă de Tribunalul Bucureşti, iar executarea silită a fost anulată prin decizie definitivă.

Ca urmare a anulării executării silite, Societatea a solicitat suma de 214,4 milioane RON de la ING Bank (în dosarul nr. 25111/3/2019 aflat pe rolul Tribunalului Bucureşti). Iniţial respins de instanţa de fond, cauza a fost trimisă spre rejudecare de către instanţa de apel şi în prezent judecarea acesteia este suspendată până la soluţionarea dosarului nr. 1088/2/2020.

Ca urmare a anulării executării silite, Societatea a solicitat şi întoarcerea sumei executate cu titlu de creanţă fiscală direct de la bugetul de stat. Refuzul ANAF de a restitui sumele executate fără temei legal a fost contestat de Societate în dosarul nr. 1088/2/2020, aflat pe rolul Curţii de Apel Bucureşti. Litigiul este în prezent suspendat.până la soluţionarea dosarului nr. 3288/2/2015.

Aceasta a încercat şi utilizarea unui instrument procedural distinct (întoarcerea executării silite) în vederea recuperării sumelor executate (214,4 milioane RON) de la bugetul de stat. Judecarea cauzei (dosar nr. 51487/299/2021) este în prezent suspendată până la soluţionarea definitivă a dosarului nr. 3288/2/2015.

Litigiu cu Ministerul Energiei (dosar nr. 3200/2/2018)

Prin cererea formulată de Ministerul Energiei, se solicită suplinirea consimţământului Societăţii de a încheia un act adiţional la Contractul de Concesiune şi obligarea Societăţii la plata sumei de 373,1 milioane RON reprezentând redevenţe aferente perioadei 2013 – 2018 în legătură cu respectivul contract. Litigiul îşi are originea într-un control efectuat în anul 2014 al Curţii de Conturi a României, care a stabilit că redevenţele erau datorate în baza faptului că concesiunile nu au fost calculate corect. Criteriile de calcul al cuantumului redevenţelor sunt legate de valoarea activelor fixe ale Societăţii.

Expertiza dispusă de instanță a constatat că redevențele calculate și plătite de Societate în perioada 2013-2018 au fost corecte și că nu sunt datorate redevențe suplimentare.

Curtea de Apel București a respins cererea de chemare în judecată la 11 mai 2021, iar litigiul se află în prezent în faza de recurs pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție, cu primul termen stabilit în data de 14 februarie 2024.

Litigiu cu ANRE (dosar nr. 1927/2/2019)

Societatea a contestat Decizia ANRE nr. 324 din 25 februarie 2019 privind reglementarea prețului perceput de Hidroelectrica în contractele reglementate cu furnizorii de ultimă instanță (FUI), solicitând, de asemenea, despăgubiri în sumă de 222,7 milioane RON (cauza se află în prezent pe rolul Curții de Apel București).

Soluționarea cauzei este influențată semnificativ de soluția pronunțată de instanță pentru contestația formulată de Hidroelectrica împotriva Ordinului ANRE nr. 10/2019 privind aprobarea metodologiei de stabilire a prețurilor. Deoarece contestația a fost respinsă prin decizia definitivă a Înaltei Curți de Casație și Justiție (dosarul nr. 1170/2/2019), Hidroelectrica anticipează că și decizia în dosarul nr. 1927/2/2019 va fi nefavorabilă.

Litigii cu Hidroconstrucția S.A.

Hidroelectrica este implicată în mai multe litigii cu Hidroconstrucția S.A. în legătură cu diferite proiecte de construcții. Valoarea cumulată a pretențiilor semnificative ridicate de Hidroconstrucția S.A. împotriva Hidroelectrica se ridică la 168,7 milioane RON.

(i) Sectorul Făgăraș-Hoghiz

Hidroconstrucția S.A. a chemat în judecată Hidroelectrica pentru daune în sumă de 106,9 milioane RON, inclusiv valoarea mai multor scrisori de garanție, și pentru denunțarea contractului nr. 672/1989 încheiat între părți la data de 22 aprilie 1989 în legătură cu lucrările hidroenergetice de pe râul Olt (sectorul Făgăraș-Hoghiz).

Litigiul a fost judecat în primă instanță de Tribunalul București (dosarul 12257/3/2022). Potrivit apărărilor formulate de Societate, cererea de chemare în judecată este inadmisibilă în instanța aleasă de reclamant din cauza situației Hidroconstrucția S.A. (insolvență) și, de asemenea, cererea este neîntemeiată. Potrivit informațiilor disponibile public pe pagina de internet a instanței, pretențiile Hidroconstrucția S.A. au fost respinse ca inadmisibile la termenul din 25 ianuarie 2023. Decizia poate face obiectul apelului, care poate fi depus în termen de 30 de zile de la data la care hotărârea motivată este comunicată părților. Decizia nr. 143/25.01.2023 a fost comunicată Societății la data de 08 iunie 2023.

(ii) Daune legate de suspendarea lucrărilor

În 2016, Hidroconstrucția a acționat, de asemenea, în judecată Hidroelectrica pentru daune estimate la valoarea de 32,8 milioane RON la nivelul datei de 31 decembrie 2022, care ar fi fost suportate ca urmare a suspendării unor diferite lucrări contractate de Hidroelectrica pentru mai multe centrale hidroelectrice, anterior insolvenței Hidroelectrica. Dosarul (11314/3/2021) se află pe rolul Tribunalului București în vederea rejudecării.

(iii) Siriu-Surduc

În 2020, Hidroconstrucția S.A. a chemat în judecată Hidroelectrica pentru prejudicii comerciale în valoare de 29,0 milioane RON în legătură cu lucrările la șantierul Surduc-Siriu, care ar fi fost suportate de Hidroconstrucția a urmare a presupusei nefinanțări a proiectului de către Hidroelectrica. Acțiunea (dosarul 31451/3/2020) a fost respinsă de Tribunalul București la data de 10 aprilie 2023. La data de 07 iunie 2023, reclamanta a înregistrat apel împotriva sentinței Tribunalului București. Cauza urmează a fi înaintată spre soluționare Curții de Apel București.

Litigiu cu Romelectro S.A., Hidroconstructia S.A. și ISPH Project Development S.A.(dosar nr. 40314/3/2013*)

În dosarul nr. 40314/3/2013* Romelectro S.A., Hidroconstrucția S.A. și ISPH Project Decelopment S.A. au solicitat instanței să suplinească consimțământul Societății pentru încheierea unui act adițional la contractul de execuție nr. 21DI/26.01.2004 și să impună Hidroelectrica un cost suplimentar al lucrărilor în cuantum de 88,4 milioane RON.

Primul capăt de cerere referitor la încheierea actului adițional se află în prezent în curs de judecare de către Curtea de Apel București (cauza a făcut obiectul mai multor trimiteri spre judecare între Tribunalul

Bucureşti şi Curtea de Apel Bucureşti), instanţa examinând probele prin expertiză pentru a lua o decizie pe fond.

Insolvenţa Complexului Energetic Hunedoara („CEH") (dosar nr. 5075/97/2016)

Societatea solicită plata sumei de 1.150,5 milioane RON, de către CEH, societate declarată insolventă în 2016. Administratorul judiciar al CEH a acceptat şi înregistrat numai o sumă de 1.036,0 milioane RON în tabelul creditorilor CEH şi a respins restul de 114,5 milioane RON.

Decizia administratorului judiciar a fost contestată atât de Hidroelectrica (care a solicitat înregistrarea sumei integrale), cât şi de CEH (care a contestat înregistrarea sumei de 1.031,8 milioane RON). Ambele cereri fac obiectul dosarului nr. 5075/97/2016/a6 (care cuprinde şi cereri ale altor câţiva creditori împotriva tabelului preliminar de creanţe ale CEH).

Dosarul se află pe rolul Tribunalului Hunedoara. Perspectivele unei soluţionări favorabile nu pot fi evaluate cu niciun grad de precizie; însă trebuie remarcat faptul că, având în vedere situaţia CEH (insolvenţă) şi dimensiunea creanţei Societăţii, chiar şi înregistrarea integrală a creanţei nu echivalează cu recuperarea efectivă a sumelor. Aceste sume nu sunt inregistrate de catre Grup.

Diferend supus arbitrajului cu Romelectro S.A.

Litigiul îşi are originea într-o pretenţie formulată de Hidroelectrica pentru suma de 78,7 milioane RON în contradictoriu cu Romelectro S.A. în legătură cu întârzierea şi executarea improprie a lucrărilor asumate de Romelectro S.A. la CHE Stejaru (Dosarul de arbitraj 8/2021). Romelectro S.A. a răspuns cu o cerere reconvenţională pentru echivalentul în RON al sumei de 8,9 milioane EUR plus dobânzi, TVA şi cheltuieli de judecată, constând în costurile şi pierderea de profit suportate de Romelectro S.A. ca urmare îndeplinirii necorespunzătoare a obligaţiilor contractuale ale Hidroelectrica.

Ca urmare a declarării stării de insolvenţă a Romelectro S.A., pretenţia Hidroelectrica a fost desfiinţată la tribunalul de arbitraj, iar pretenţia Romelectro S.A. a fost disjunsă (dosarul 30/2022). Ulterior, Romelectro S.A. şi-a redus pretenţiile la echivalentul în RON al sumei de 5,9 milioane EUR. Cauza se află pe rolul Curţii Internaţionale de Arbitraj de pe lângă Camera de Comerţ şi Industrie a României.

Litigiul cu Beny Alex S.R.L. (dosarul nr. 36646/3/2018*)

În 2018, Hidroelectrica a fost acţionată în judecată de Beny Alex S.R.L. în legătură cu lucrările de ecologizare de la CHE Râul Mare Retezat – Barajul Gura Apelor, executate anterior insolvenţei Hidroelectrica. Tribunalul Bucureşti a respins iniţial cererea ca fiind prescrisă, dar decizia a fost desfiinţată de Curtea de Apel şi retrimisă către Tribunalul Bucureşti. În data de 30 mai 2023, Tribunalul Bucureşti a admis în parte acţiunea formulată de reclamantă şi a dispus Hidroelectrica să plătească suma de 40,1 milioane RON. Sentinţa a fost comunicată la sediul Societăţii în data de 12 iunie 2023 urmând a se promova apel în termenul legal.

Litigiu privind procedura de recrutare şi selecţie a membrilor Directoratului Societăţii (dosar nr. 5760/3/2020)

Procesul de selecţie a membrilor Directoratului Societăţii este reglementat de OUG 109/2011 şi Legea Societăţilor. Acest proces include mai multe etape, detaliate în secţiunea "*Management*" din prezentul Prospect.

Actualul Directorat a fost numit în iunie 2019 prin decizia Consiliului de Supraveghere pe o durată care se întinde până la 10 iunie 2023.

Procedura de selecţie a fost desfăşurată de o companie de recrutare (Pluri Consultants Romania S.R.L.), angajată şi care a primit instrucţiuni de la Societate. Compania de recrutare a înaintat un raport privind eligibilitatea fiecărui candidat şi un raport final privind propunerile de numire în urma interviurilor efectuate de Societate cu candidaţi eligibili pentru cinci poziţii de membru al Directoratului.

Procedura de selecţie a fost contestată de un candidat care a fost salariat al Societăţii, pe motiv de presupusă discriminare şi lipsă de transparenţă a criteriilor de selecţie. Reclamantul a solicitat instanţei anularea procedurii de selecţie şi, în subsidiar, numirea dlui. Radu Pop în cadrul Directoratului şi obligarea Societăţii la organizarea unei noi proceduri de selecţie. Reclamantul nu a contestat în mod explicit decizia efectivă a Consiliului de Supraveghere privind numirea membrilor Directoratului.

Acțiunea a fost admisă în parte de către Tribunalul București la data de 12 aprilie 2022, care a anulat procedura de selecție în privința celor cinci membri ai Directoratului și a obligat Societatea să deschidă o nouă procedură de recrutare și selecție. Hotărârea instanței nu a contestat în mod direct decizia Consiliului de Supraveghere prin care membri actuali ai Directoratului au fost numiți și nici una dintre deciziile adoptate de Directorat sau act semnat în numele Societății.

Apelul Societății cu privire la hotărârea instanței a fost respins de către Curtea de Apel București în data de 1 martie 2023. Apelul Societății împotriva hotărârii instanței a fost respins de către Curtea de Apel București în data de 1 martie 2023. Societatea a formulat recurs în fața Înaltei Curți de Casație și Justiție din România, cu termen de judecată ce urmează a fi stabilit, și a obținut suspendarea efectelor hotărârii Tribunalului București. Pentru mai multe detalii privind consecințele acestui proces, a se vedea *„Procesul de selecție a Directoratului a fost atacat în justiție și, ca urmare, ar putea fi atacate și acțiunile membrilor Directoratului Societății"* din secțiunea *„Factori de risc"* a acestui Prospect.

Litigii de mediu

ONG-urile de mediu Agent Green și Bankwatch au atacat Decizia nr. 7 din data de 22 ianuarie 2020 a Agenției Naționale de Mediu privind continuarea procedurii de mediu reglementate pentru lucrările hidroenergetice rămase de efectuat de Societate pe sectorul Livezeni-Bumbești al râului Jiu (dosarul nr. 10214/3/2020). ONG-urile au cerut de asemenea instanței să dispună demolarea construcțiilor (87% fiind finalizate, conform Societății). Decizia Curții de Apel București de respingere a cererii a fost anulată de către Înalta Curte de Casație și Justiție în data de 16 februarie 2022, iar cauza a fost trimisă spre rejudecare la Curtea de Apel București, în prezent așteptându-se rejudecarea.

De asemenea, într-un alt dosar, Agent Green și Bankwatch a atacat Hotărârea Guvernului României 1032/ 2018 pentru aprobarea amplasamentului unor linii electrice de 110 kV pe coridorul CHE Bumbești – Târgu Jiu Nord – Parâng, precum și a procesului aferent de expropriere a terenurilor. Lucrările sunt în legătură cu hidrocentrala Bumbești-Livezeni. Decizia Curții de Apel București de admitere a cererii (dosarul nr.4315/2/2019) a fost anulată de către Înalta Curte de Casație și Justiție în data de 17 iunie 2022, care a admis recursul Hidroelectrica și al Guvernului și a trimis cauza spre rejudecare către Curtea de Apel București, în prezent așteptându-se rejudecarea.

În dosarul numărul 30229/3/2020, ONG-ul „EcoCivica" a depus o acțiune prin care cere obținerea anulării autorizației de construcție nr. 304/1990 referitoare la construcția hidrocentralei Răstolița de pe râul Mureș, încetarea lucrărilor și demolarea lucrărilor de construcție. Societatea, în calitate de pârât, a depus o cerere de chemare în garanție prin care a cerut Ministerului Mediului, Ministerului Energiei și Ministerului Mediului, Pădurilor și Apelor să se alăture cauzei în calitate de garanți obligați să plătească valoarea lucrărilor (estimate de Hidroelectrica la o valoare de 695,6 milioane RON) în cazul în care cererea de chemare în judecată se admite. Tribunalul București a respins toate cererile în data de 25 martie 2022. Hotărârea poate face obiectul recursului.

Societatea a atacat anumite prevederi ale Ordinului Ministerului Mediului nr. 1964/2007 (dosarul nr. 7514/ 2021) în legătură cu instituirea ariei ROSCI0019 – Călimani Giurgiu ca arie protejată în condițiile rețelei ecologice europene Natura 2000, Hidroelectrica considerând că interferează cu investițiile sale în hidrocentrala Răstolița de pe râul Mureș. Dosarul se află pe rolul Curții de Apel București. La termenul din data de 14 iunie 2023, a fost pusă în discuție cererea de sesizare a Curții de Justiție a Uniunii Europene. Instanța a amânat pronunțarea pe această cerere pentru data de 28 iunie 2023.

ONG-ul Declic a formulat o cerere (dosarul nr. 3757/117/2022) împotriva Societății și Consiliul Județean Covasna pentru obținerea unui ordin judecătoresc de demolare a hidrocentralei „Surduc Siriu. Treapta Surduc Nehoiasu, Baraj Surduc". Reclamantul a cerut ca lucrările de demolare să fie autorizate de Consiliul Județean Covasna, iar acestea să fie efectuate și suportate financiar de Societate. Societatea a formulat la data de 14 octombrie 2022, odată cu întâmpinarea, o cerere de chemare în garanție prin care a cerut statului român să se alăture procesului în calitate de garant și să își asume răspunderea cu privire la costurile de construcție a centralei (estimate de Societate la o valoare de 22,6 milioane RON), precum și pentru costurile de demolare, în cazul în care cererea se admite. Dosarul se află pe rolul Tribunalului Cluj.

Proceduri legate de impozitul pe producerea de energie

Autoritățile fiscale române, prin Direcția Generală Antifraudă, au efectuat trei controale Grupului cu privire la taxa pentru producătorii de energie electrică: (i) două pentru perioada septembrie-decembrie 2022 (care au fost încheiate cu un raport emis în data de 11 aprilie 2023 pentru Societate și un raport emis în data de 12 aprilie 2023 pentru Crucea Wind Farm) și (ii) unul pentru perioada aprilie-august 2022 (care s-a încheiat

cu un raport emis pe 19 aprilie 2023). În raportul emis pe 11 aprilie 2023, autoritățile nu au efectuat nicio schimbare la metoda de calcul a taxei pentru producătorii de energie electrică sau la metoda de calcul a prețului de transfer de la portofoliul de producție la portofoliul de furnizare, dar a ridicat problema datei de la care Societatea a aplicat Legea 357/2022 (16 decembrie 2022). Ca urmare a acestei concluzii, autoritățile fiscale au aplicat Legea 357/2022 retroactiv, în speță de la 1 septembrie 2022, calculând așadar o taxă suplimentară de 62,1 milioane RON, pe care Societatea i-a plătit și i-a contestat la ANAF și pe care intenționează să îi conteste și în instanță dacă va fi nevoie.

Litigii penale

Hidroelectrica și/sau reprezentanții săi legali sunt în prezent implicați în mai multe dosare penale, aflate în diferite stadii procedurale.

În peste 50% dintre aceste dosare penale, Societatea a sesizat organele de urmărire penală în vederea identificării și tragerii la răspundere a unor foști salariați suspectați de prejudicii aduse Societății. Majoritatea acestor sesizări au fost făcute ulterior deschiderii procedurii de insolvență față de Societate, la inițiativa administratorului judiciar și fără o analiză judicioasă a valorii daunelor solicitate. Marea majoritate a acestor dosare s-a încheiat fără ca în cauzele penale să fie emise rechizitorii.

Există și dosare în care organele de urmărire penală au solicitat oficial Societății să pună la dispoziție anumite documente în cadrul anchetei penale, fără ca Societatea să aibă calitatea de parte responsabilă civilmente sau de inculpat și fără a i se comunica alte informații cu privire la anchetă. Deoarece anchetele penale sunt confidențiale potrivit legislației penale române, implicațiile acestor anchete în ceea ce privește Societatea se pot modifica în viitor, odată cu comunicarea mai multor informații de către organele de urmărire penală.

Litigii imobiliare

Societatea este implicată în mai multe tipuri de litigii privitoare la bunuri imobiliare, fie deținute de Societate în baza unor CADP, fie utilizate în baza Contractului de Concesiune.

- diferende legate de diferite litigii suprapuse; de exemplu, există litigii pe rol în legătură cu lacul de acumulare PF2 (dosar nr. 748/225/2020, aflat pe rolul Judecătoriei Drobeta-Turnu Severin) sau cu lacul de acumulare Vidra. În acest din urmă dosar, Societatea a solicitat instanței anularea unui titlu de proprietate emis în 2006 în favoarea unui prezumptiv fost proprietar în baza legislației privind retrocedarea. Titlul de proprietate include o zonă de 17.967 mp situată pe o insulă de pe lacul Vidra (care este utilizat de Societate în temeiul Contractului de Concesiune).
- litigii legate de anularea CADP emise pentru o parte din suprafața totală prevăzută în acestea, deoarece autoritățile locale de asemenea au emis titluri de proprietate în baza legislației privind retrocedările în favoarea unor persoane fizice; de exemplu, în dosarul nr. 3526/263/2019* aflat pe rolul Judecătoriei Motru, Societatea are calitatea de pârâtă, iar anularea vizează o suprafață de 6.685 mp, parte din suprafața de 52.587,65 mp deținută de Societate în baza CADP aferent.
- litigii generate de retrocedarea anumitor bunuri imobiliare către prezumptivi foști proprietari în baza legislației privind retrocedările în amplasamente deja aprobate pentru dezvoltarea de noi obiective de investiții; de exemplu, în legătură cu AHE Răstolița, Societatea a solicitat anularea punerii în posesie a succesorilor Banffy, având în vedere că o suprafață de aproximativ 55 de hectare de teren forestier din bazinul viitorului lac de acumulare este revendicată de o persoană fizică, după ce terenul a fost expropriat de statul român în 2017. Situația a condus la un blocaj al procedurii de scoatere din circuitul forestier a terenului necesar pentru construirea lacului de acumulare.
- litigii generate de valoarea compensațiilor în cazul terenurilor expropriate pentru utilizare în interes public (de exemplu, AHE Răstolița – dosarul nr. 986/102/2018 pe rolul Curții de Apel Mureș).

ETICA ÎN AFACERI ȘI INTEGRITATE

Politici de combaterea mitei și corupției, a fraudelor și de conformitate

În vederea preîntâmpinării faptelor de corupție, Societatea a implementat un cod etic („**Codul Etic**"), regulamente interne, coduri de conduită, precum și proceduri și regulamente specifice privind donațiile, sponsorizările și raportarea incidentelor de integritate.

Combaterea corupţiei face obiectul unui capitol dedicat al Codului Etic, care defineşte modul de analiză şi transpunerea reglementărilor legale specifice, a standardului SR ISO 37001 – Sisteme de management anti-mită şi a Ghidului de bune practici privind controalele interne, etica şi conformitate emis de OCDE.

Codul Etic interzice explicit conducerii sau angajaţilor Societăţii sau oricărei alte persoane care acţionează în numele Societăţii să ofere, promită sau plătească bani, precum şi să ofere, promită, solicite, primească sau accepte orice articol de valoare cu scopul de a influenţa sau de a fi influenţat pentru luarea deciziilor sau realizarea sarcinilor conform reglementărilor legale sau interne. Foloasele de valoare includ avantajele financiare sau de altă natură, precum – pe lângă numerar – cadouri, credit, împrumut, garanţie, reducere, divertisment, servicii, beneficii, oferirea unui loc de muncă, sponsorizări etc.

Oferirea de cadouri în valoare de până la 250 RON (aproximativ 50 EUR) este permisă, cu condiţia ca astfel de cadouri să nu fie acordate cu scopul de a influenţa relaţia de afaceri existentă sau care urmează să fie creată cu Societatea.

Societatea poate să acorde sponsorizări numai în conformitate cu legislaţia aplicabilă, în timp ce conducerea şi angajaţii Societăţii nu pot cere sau accepta direct sau indirect nicio sumă de bani în schimbul unei sponsorizări.

Conducerea şi angajaţii Societăţii trebuie să evite orice conflict de interese cu privire la poziţiile lor, activitatea şi propria persoană. În acest sens, conducerea şi angajaţii Societăţii trebuie să raporteze orice conflict real sau potenţial de interese între interesul Societăţii şi interesele personale ale acestora sau ale rudelor.

În vederea prevenirii faptelor de corupţie, Societatea a implementat o procedură specifică pentru identificarea şi evaluarea riscurilor de corupţie şi implementarea măsurilor de prevenire a acestora, având ca referinţe standardul SR ISO 37001 Sisteme de management anti-mită şi Ghidul de bune practici privind controalele interne, etică şi conformitate emis de OCDE. În plus, Societatea a implementat regulamente privind identificarea şi evaluarea riscurilor de corupţie şi definirea şi analiza măsurilor de prevenire a acestora.

Fiecare membru al conducerii Societăţii şi fiecare angajat are obligaţia de a raporta orice suspiciune de corupţie superiorului ierarhic. Fiecare angajat al departamentelor Achiziţii, Tranzacţionare, Furnizare, Resurse Umane şi Control Intern trebuie să semneze anual o declaraţie privind respectarea prevederilor Codului Etic al Societăţii.

În ceea ce priveşte raportarea, Societatea dispune de o procedură dedicată pentru raportarea, analizarea şi soluţionarea incidentelor de integritate, care are scopul de a stabili cadrul necesar pentru raportarea incidentelor de integritate şi responsabilităţile în cadrul Societăţii pentru soluţionarea unor astfel de incidente.

POLITICI ŞI LINII DIRECTOARE DE MEDIU, ESG ŞI RESPONSABILITATE SOCIALĂ CORPORATIVĂ („CSR")

Politici şi linii directoare în domeniul ESG şi CSR

Prioritatea numărul unu a Grupului în ceea ce priveşte sănătatea, siguranţa şi mediul rămâne în continuare evitarea oricăror accidente în rândul personalului şi partenerilor ce îşi desfăşoară activitatea în amplasamentele Grupului, pentru a acţiona într-un mod sustenabil, etic şi cu răspundere faţă de mediu şi pentru a respecta toate cerinţele legale aplicabile. Grupul evaluează permanent riscurile de securitate şi sănătate în muncă, identifică aspectele de mediu semnificative şi asigură formarea continuă a angajaţilor în materie de securitatea muncii, protecţia mediului şi situaţii de urgenţă.

Grupul dispune de un sistem de management conform cu cerinţele standardelor de management al calităţii, al mediului şi al securităţii şi sănătăţii în muncă, monitorizat, adaptat şi optimizat continuu, având ca referinţe identificarea, implementarea şi monitorizarea cerinţelor aplicabile, ciclul Planifică-Efectuează-Verifică-Acţionează şi gândirea pe bază de risc şi oportunitate. Această conformitate este demonstrată prin certificarea sistemului de management cu standarde[60] ISO specifice.

Protecţia mediului este o prioritate pentru Grup. Strategia sa vizează creşterea valorii Grupului prin optimizarea funcţionării capacităţilor de producţie şi a controlului operaţional, prin realizarea de investiţii profitabile şi prin realizarea unei expansiuni regionale, respectând în acelaşi timp legislaţia de mediu

[60] Sistemul de management al calităţii – SR EN ISO 9001:2015 (certificatul nr. 325, valabil până la data de 20 iunie 2024), sistemul de management al mediului – SR EN ISO 14001:2015 (certificatul nr. 95, valabil până la data de 20 iunie 2024), sistemului de management al sănătăţii şi securităţii în muncă SR EN ISO 45001:2018 (certificatul nr. 250, valabil până la data de 20 iunie 2024) emis de către SRAC, partener IQNET (The International Certification Network) – organism de certificare acreditat RENAR

aplicabilă şi utilizarea resurselor într-un mod raţional şi responsabil, pentru a preveni şi reduce impactul asupra mediului.

În vederea aderării la cerinţele internaţionale de protecţie a mediului, sistemul de management a implementat următoarele măsuri:

a) creşterea responsabilităţii faţă de mediu prin implicarea directă, instruirea şi îmbunătăţirea continuă în domeniul protecţiei mediului a întregului personal;

b) prevenirea şi combaterea poluării apei şi solului prin măsuri legate de exploatarea şi întreţinerea echipamentelor într-o primă etapă şi prin schimbări tehnologice în viitor;

c) aplicarea de soluţii ecologice în lucrările de investiţii noi, modernizări, retehnologizări şi refacerea mediului natural după finalizarea lucrărilor;

d) gestionarea eficientă a deşeurilor rezultate din activitatea proprie;

e) iniţierea şi dezvoltarea de parteneriate cu toţi actorii interesaţi de protecţia mediului;

f) îmbunătăţirea comunicării cu publicul interesat, prin sporirea transparenţei şi încurajarea dialogului; şi

g) îmbunătăţirea continuă a componentei de mediu a Sistemului de Management Integrat al Grupului.

Implicarea personalului şi iniţiative de voluntariat

Conducerea consideră că implicarea personalului este o modalitate importantă de a cultiva solidaritatea şi valorile durabile în rândul salariaţilor Grupului şi că aceasta ar trebui încurajată prin toate mijloacele. Grupul îşi propune să instituie un cadru care să permită salariaţilor săi să contribuie cu competenţele lor profesionale sau cu timpul lor la iniţiativele de responsabilitate socială şi de dezvoltare a comunităţilor.

Eficienţă şi abordare sistematică

Grupul urmăreşte să utilizeze cât mai bine resursele pentru a obţine un efect maxim al proiectelor sale, valorificând în acelaşi timp la maximum rezultatele pentru beneficiari. Acest principiu se aplică nu numai fondurilor alocate pentru astfel de activităţi, ci şi gestionării resurselor sau altor utilizări ale infrastructurii Grupului.

Grupul urmăreşte să îşi concentreze eforturile într-un mod sistematic, prin dezvoltarea treptată a celor mai bune practici şi prin programe inovative. Numărul total al temelor principale ar trebui să se limiteze la unul sau mai multe domenii de interes, astfel încât alocarea resurselor să nu fie suprasolicitată.

Reducerea impactului asupra mediului

Grupul îşi desfăşoară activitatea într-o lume în care provocările legate de mediu şi problemele conexe sunt în creştere. Riscurile legate de ritmul crescut al schimbărilor climatice, de supraexploatarea resurselor naturale, de pierderea ecosistemelor locale, de contaminarea surselor de apă dulce şi de poluarea atmosferică intensă reprezintă preocupări majore pentru Grup în ansamblu. Există o nevoie urgentă de a reduce şi diminua la minimum impactul negativ asupra mediului prin crearea unor sisteme energetice cu emisii de carbon reduse, mai descentralizate, mai eficiente şi mai durabile. Grupul recunoaşte că schimbările climatice reprezintă o realitate şi ia act de consensul ştiinţific, condus de Grupul interguvernamental privind schimbările climatice, conform căruia gazele cu efect de seră emise de activităţile umane sunt principalul factor determinant. Grupul se angajează să acţioneze în mod responsabil şi sustenabil pentru a acţiona corect să identifice şi să combată impactul pe care îl are asupra mediului şi a ecosistemelor locale şi să implementeze planuri de măsuri concrete pentru a minimiza acest impact negativ şi, în final, să aducă o schimbare pozitivă în contextul provocator de astăzi regăsit la nivel mondial. În special, agenda de mediu este încorporată în strategia noastră şi se bazează pe trei piloni principali:

- Tranziţia energetică: Grupul îşi propune să îşi menţină poziţia de lider pe plan naţional şi regional în producerea de „energie verde" şi în sprijinirea tranziţiei către o economie cu o amprentă redusă de carbon şi eficientă energetic.
- Schimbările climatice: adaptarea la schimbările climatice şi realizarea obiectivului de *„emisii de gaze cu efect de seră aproape de zero"*
- Mediu şi biodiversitate: prevenirea/atenuarea impactului asupra mediului, cu accent pe zonele cu o valoare ridicată în materie de biodiversitate

Obiectivele de dezvoltare sustenabilă ale Grupului

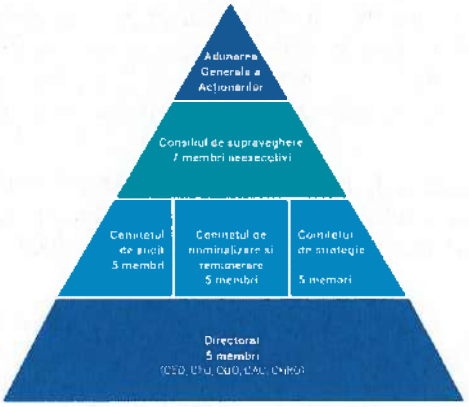
Agenda 2030 pentru Dezvoltare Sustenabilă reprezintă o provocare unică și critică pentru sectorul energetic. Extinderea accesului la energie curată va juca un rol crucial în realizarea aproape a tuturor Obiectivelor de Dezvoltare Sustenabilă.

Prin natura sa, hidroenergia are un rol important în atingerea acestui obiectiv (SDG 7). Există un consens larg asupra faptului că, atunci când este planificată și implementată în mod corespunzător, energia hidroelectrică este o soluție accesibilă, fiabilă, durabilă și modernă. Grupul se angajează să considere SDG 7 ca fiind unul dintre cele mai importante obiective, prin asigurarea accesului la energie modernă, fiabilă, durabilă și la prețuri accesibile până în 2030.

CONDUCEREA

Societatea are o structură de administrare în sistem dualist, formată dintr-un Consiliu de Supraveghere şi un Directorat. Figura de mai jos prezintă structura de guvernanţă corporativă a Societăţii:

Figura 42:



Consiliul de Supraveghere

Consiliul de Supraveghere al Societăţii este format din şapte membri numiţi printr-o hotărâre a adunării generale ordinare a acţionarilor, unul dintre aceştia fiind desemnat preşedinte. În prezent, ca urmare a demisiei dl. Niculescu George Sergiu, Consiliul de Supraveghere este format din şase membri, dintre care niciunul nu a fost desemnat în calitate de preşedinte. La fiecare şedinţă a Consiliului de Supraveghere este desemnat un preşedinte dintre membrii actuali, care exercită drepturile unui preşedinte. Atribuţiile Consiliul de Supraveghere sunt descrise mai jos în secţiunea *„Descrierea capitalului social şi a structurii Societăţii – Structura Societăţii – Consiliul de Supraveghere"*.

La data prezentului Prospect, membrii Consiliului de Supraveghere sunt următorii:

Nume	Funcţie	Data expirării mandatului	Perioada în care persoana a ocupat în actuala poziţie/funcţie
Mihai Liviu Mihalache	membru	28.03.2027	02.2019 – prezent
Carmen Radu.....	membru	28.03.2027	02.2019 – prezent
Karoly Borbely.....	membru	28.03.2027	07.2017 – prezent
Silviu Răzvan Avram	membru	28.03.2027	03.2023 – prezent
George Marius Toniuc	membru	28.03.2027	03.2023 – prezent
Daniel Adrian Naftali.....	membru	28.03.2027	01.2019 – prezent

Informaţii biografice ale membrilor Consiliului de Supraveghere

Mihai Liviu Mihalache

Dl. Mihai Liviu Mihalache a deţinut funcţia de membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din 2019 şi are experienţă vastă în domeniul juridic. A studiat la Facultatea de Drept, Universitatea Ecologică din Bucureşti în perioada 1997-2001 şi a lucrat în calitate de consilier juridic (noiembrie 2002-ianuarie 2004) şi avocat (ianuarie 2004- aprilie 2007 şi 2010-2013).

Dl. Mihai Liviu Mihalache a deţinut mai multe funcţii în cadrul Ministerului Economiei: Consilier Personal/ Asistent al Cabinetului Ministrului (iulie 2012-decembrie 2012), Director Cabinet Secretar de Stat (iulie 2013-octombrie 2013), Şef Adjunct Oficiu – Oficiul Participaţiilor Statului şi Privatizării în Industrie (februarie 2014- ianuarie 2015).

A deţinut, de asemenea, mai multe funcţii la Ministerul Energiei printre care funcţia curentă de Director al Direcţiei Administrarea Participaţiilor Statului în Energie, începând cu septembrie 2021. Alte funcţii la Ministerul Energiei care au fost deţinute de el sunt: Director Cabinet Secretar de Stat (ianuarie 2015-mai 2015), Director General Adjunct – Direcţia Generală Societăţi Comerciale (mai 2015-februarie 2016), Expert – Direcţia Generală Privatizare şi Administrare a Participaţiilor Statului în Energie Compartimentul Juridic,

Lichidări, Insolvenţe (februarie 2016- ianuarie 2017), Director General – Direcţia Generală Privatizare şi Administrare a Participaţiilor Statului în Energie (ianuarie 2017- decembrie 2019), Consilier Superior – Direcţia Generală Privatizare şi Administrare a Participaţiilor Statului – Compartimentul Insolvenţă (decembrie 2019- septembrie 2021).

Carmen Radu

Carmen Radu a deţinut funcţia de membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din februarie 2019 şi este în prezent Director General în cadrul Companiei de Investiţii şi Dezvoltare Sector 1 S.A., începând cu ianuarie 2022. Din mai 2023, dna. Radu este Vicepreşedinte şi membru în Comitetul de Direcţie pentru coordonarea activităţii specifice entităţii la Societatea Naţională de Cruce Roşie din România (organizaţie non-guvernamentală).

Având studii în economie la Academia de Studii Economice (1980-1985), Carmen Radu a lucrat între 1979-1997 în calitate de Contabil, Economist, Director Economic, Inspector şi a avansat la Director General Adjunct (1997-1999), Director Adjunct (1999-2004) şi Preşedinte al EXIMBANK S.A. (martie 2005-martie 2009).

Ea a deţinut de mai multe ori funcţii în cadrul Consiliilor de Supraveghere sau Administraţie ale unor instituţii diverse: Membru în Consiliul de Supraveghere al Fondul Român de Contragarantare (august 2012-martie 2015), Membru în Consiliul de Administraţie la Administraţia Română a Serviciilor de Trafic Aerian – ROMATSA (aprilie 2013-noiembrie 2016) şi mai târziu Preşedinte al Consiliului de Administraţie al aceleiaşi societăţi (2016-2018), membru în Consiliul de Administraţie la SNN (aprilie 2013- aprilie 2017), membru în conducerea Asociaţiei Europene a Instituţiilor de Credit (2016-2018).

Printre alte funcţii importante pe care le-a deţinut Carmen Radu se numără cea de Consilier al Preşedintelui şi Directorului Economic (octombrie 2013-martie 2015), Preşedinte al Directoratului al Fondul Român de Contragarantare (martie 2015- noiembrie 2017) şi membru al Directoratului în cadrul aceleiaşi societăţi (noiembrie 2017- februarie 2020).

Karoly Borbely

Dl. Karoly Borbely a fost membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din august 2017 şi Preşedinte al Comitetului de Strategie şi IPO. Dl. Borbely are experienţă în afaceri guvernamentale, afaceri publice şi corporative, managementul proiectelor IPO, dezvoltarea afacerilor şi CSR. El deţine în prezent funcţia de Director pentru atragerea de investitori si dezvoltare de afaceri b2b (în engleză, *„Stakeholders engagement & business development b2b Director"*) la Orange Romania Communications începând cu octombrie 2021. El a deţinut funcţia de Director Afaceri Publice la Telekom Romania Communications între august 2017 şi octombrie 2021, fiind anterior Director al Strategiei & Afaceri Corporative la Hidroelectrica (ianuarie 2015 – august 2017). În perioada 2007-2008, dl. Borbely a fost Ministru al Comunicaţiilor & TI.

Dl. Borbely a deţinut, de asemenea, funcţii de Secretar de Stat: Departamentul pentru Energie, Guvernul României (ianuarie 2014 – decembrie 2014), Ministerul Economiei, Guvernul României (martie 2010 – mai 2012) şi funcţia de Preşedinte, secretar de stat între februarie 2005 şi decembrie 2007 în Autoritatea Naţională pentru Tineret. Alte funcţii pe care le-a deţinut sunt cea de Director al Dezvoltării Afacerilor în cadrul Energobit (iunie 2012-martie 2014) şi Director de Dezvoltare la ITDH, Agenţia de dezvoltare a investiţiilor şi comerţului Ungaria, (în engleză, *Investment and trade development agency*, Hungary) (martie 2003 – februarie 2005).

Dl. Borbely are o diplomă de licenţă în Management la Universitatea Babeş Bolyai şi alte studii în străinătate cu privire la: Guvernanţa Corporativă (*Universitat Politecnica de Catalunya, 2020*), Guvernanţa Corporativă & Relaţiile cu Investitorii (Bursa de Valori Londra, 2015), Construirea Afacerilor pe Pieţele Emergente (*Harvard Business School, 2013*).

Silviu Răzvan Avram

Silviu Răzvan Avram este un membru al Consiliului de Supraveghere. Dl. Avram este un inginer profesionist în domeniul energiei, licenţiat de Universitatea Politehnică din Timişoara, Secţia Electroenergetică. Studiile sale oferă cunoştinţele necesare pentru a înţelege activitatea Hidroelectrica, atât din punct de vedere al activităţii curente, cât şi al activităţii de afaceri. Imediat după absolvire, dl. Avram a deţinut funcţii executive în societăţi din domeniul energiei, în calitate de inginer în cadrul Hidroelectrica (2001-2002) şi Servicii Energetice Banat (2011-2015), în urma cărora a dobândit aptitudini şi competenţe extinse în domeniul energiei. Dl. Avram a dobândit, de asemenea, abilităţi valoroase de management pe parcursul carierei sale de 20 de ani. El a deţinut funcţii de conducere în perioada 2018-2022 într-o societate,

membru al unui grup internaţional listat pe piaţa bursieră. Aceste funcţii au oferit o cunoaştere amplă a reglementărilor şi angajamentelor cerute de o autoritate internaţională în domeniul pieţei de capital. Pe lângă experienţa sa în departamentul de management, dl. Avram a excelat în funcţii de consilier, deţinând funcţia de consilier la un Secretar de Stat în cadrul Ministerului Economiei (2017-2018). Abordarea proactivă şi orientată spre rezultate a dlui. Avram, combinată cu experienţa sa vastă în domeniul energiei şi competenţele de management, asigură implicarea sa totală pentru dezvoltarea Hidroelectrica.

George Marius Toniuc

George Marius Toniuc este un membru al Consiliului de Supraveghere şi are o vastă experienţă în domeniul juridic, cu 25 de ani de activitate. Dl. Toniuc a absolvit în 1998 Universitatea din Bucureşti, Facultatea de Drept şi este membru al Baroului Bucureşti din 1998. El a lucrat în calitate de avocat de atunci, oferind asistenţă juridică cu privire la diverse aspecte precum guvernanţa corporativă, imobiliare, relaţii de muncă, etc.

El a oferit în perioada 2003 – 2008 un spectru larg de asistenţă juridică către entităţile române şi străine din cadrul Grupului Rompetrol cu privire la diverse aspecte precum guvernanţa corporativă (inclusiv aspecte cu privire la legislaţia pieţei de capital), imobiliare, protecţia consumatorului, fuziuni şi achiziţii, asocieri în participaţiune, achiziţii publice, dreptul muncii, dreptul aerian.

Din 2008, dl. Toniuc s-a alăturat Budusan & Asociaţii, o echipă de avocaţi în România specializaţi în gestionarea integrată a acuzaţiilor economice, financiare şi administrative în materie penală şi a devenit Partener în 2017. El a oferit asistenţă juridică şi reprezentare în instanţă şi în faţa organelor de investigaţie sau a autorităţilor administrative de control în cadrul unor cazuri de profil înalt de evaziune fiscală şi spălare de bani (bancar, industria alimentară, infrastructură, TI, imobiliare, media, servicii financiare, petrol şi gaze), infracţiuni financiare (inclusiv pieţele de capital), frauda fondurilor europene, fraudă în materia achiziţiilor publice, infracţiuni PI, infracţiuni de corupţie şi tranzacţii offshore.

Daniel Adrian Naftali

Daniel Adrian Naftali este unul dintre cei doi Manageri de Portofoliu Adjunct în cadrul Fondul Proprietatea. El s-a alăturat Franklin Templeton în 2010. El are 17 ani de experienţă în domeniul financiar, dintre care pe parcursul celor peste 13 ani în cadrul Franklin Templeton atribuţiile sale principale au fost analiza şi gestionarea activă a portofoliului de societăţi listate şi nelistate în România. Înainte de a se alătura Franklin Templeton, dl. Naftali a deţinut rolul de analist investiţii la Raiffeisen Asset Management Romania şi analist la Alpha Finance Romania. Dl. Naftali deţine o diplomă de master în *International Securities, Investment and Banking* de la *ICMA Centre, Henley Business School – University of Reading* din Regatul Unit, o diplomă de master în Banking şi Asigurări de la Universitatea din Orleans din Franţa, precum şi un master şi o diplomă de licenţă în Finanţe şi Bănci de la Academia de Studii Economice din Bucureşti. El deţine, de asemenea, certificare CAIA şi este un membru titular al Asociaţiei Naţionale a Evaluatorilor Autorizaţi din România (ANEVAR).

Dacă nu se menţionează altfel în secţiunea *„Conducere – Alte funcţii deţinute de membrii Consiliului de Supraveghere şi ai Directoratului"*, membrii Consiliului de Supraveghere nu îndeplinesc activităţi principale în afara Societăţii care să fie semnificative pentru aceasta.

Locul de desfăşurare a activităţii Consiliului de Supraveghere este la sediul Societăţii.

Directoratul

Directoratul Societăţii este compus din cinci membri aleşi de către Consiliul de Supraveghere, ca regulă, pentru un mandat de patru ani, cu posibilitatea de realegere pentru mandate succesive. Un membru al Directoratului este numit de către Consiliul de Supraveghere drept Preşedinte (**„Director General Executiv"** sau **„CEO"** al Societăţii).

Conducerea Societăţii aparţine exclusiv Directoratului, care îşi exercită competenţele sub controlul Consiliului de Supraveghere. Directoratul are drept obiectiv îndeplinirea obiectului de activitate al Societăţii, cu respectarea competenţelor exclusive rezervate prin lege sau prin Actul Constitutiv şi dar şi Noului Act Constitutiv ale Societăţii Consiliului de Supraveghere sau acţionarilor, astfel cum aceste aspecte sunt descrise mai jos în secţiunea *„Descrierea capitalului social şi a structurii Societăţii – Structura Societăţii – Directoratul"*.

La data prezentului Prospect, membrii Directoratului Societăţii enumeraţi mai jos cărora le-au fost delegate atribuţiile de conducere au fost numiţi în data de 7 aprilie 2023 pentru un mandat interimar care expiră la

cea mai apropiată dată dintre expirarea unui termen de patru luni de la data numirii sau data la care noii membri ai Directoratului sunt numiți în urma procedurii de selecție pe care Societatea a inițiat-o (prin decizia Consiliului de Supraveghere din data de 6 iunie 2023[61]) în conformitate cu prevederile OUG 109/ 2011:

Nume	Funcție
Bogdan-Nicolae Badea	CEO
Marian Bratu	COO
Răzvan -Ionuț Pataliu	CHRO
Andrei Dominic Gerea	CFO
Cristian Vladoianu	CAO

Dl. Bogdan Nicolae Badea este Directorul General Executiv al Societății, fiind responsabil pentru gestionarea activității curente în limitele obiectului de activitate al Societății și cu respectarea competențelor exclusive rezervate Consiliului de Supraveghere sau acționarilor prin lege sau prin Actul Constitutiv și Noul Act Constitutiv ale Societății.

Informații biografice ale membrilor Directoratului

Bogdan Nicolae BADEA ocupă funcția de Președinte al Directoratului Societății începând din iulie 2017, iar anterior (2016-2017) a coordonat activitatea de management de proiect în cadrul Societății. A acumulat o experiență relevantă în sectorul energetic activând în cadrul unor actori importanți din domeniu: membru al Consiliului de Supraveghere al OMV Petrom (2015-2016), membru al Consiliului de Administrație al Rompetrol Rafinare (2015), director general al BNB Renewable Consulting (2009-2013, 2014), director de strategie-dezvoltare în cadrul Electrica București (2007-2009), președinte al Consiliului de Administrație al Electrica Bio-Heat (2008-2009), membru al Consiliului de Administrație al Enel Energie Muntenia S.A. și Enel Energie S.A. (2007-2009).

Dl. Badea a dobândit o imagine de ansamblu asupra economiei și a sistemului energetic național ca urmare a ocupării unor poziții de înaltă demnitate publică, așa cum sunt cea de Secretar de Stat pentru energie în cadrul Ministerului Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii (2014-2015) sau cea de Secretar de Stat în cadrul Ministerului Economiei (2013-2014).

Dl. Bogdan Badea este absolvent în inginerie, pregătirea sa profesională fiind completată de un master obținut în anul 2009 în diplomația apărării, cu o disertație pe tema „Globalizarea, integrarea europeană și securitatea energetică a României", în cadrul Universității Lucian Blaga din Sibiu.

Marian BRATU este membru al Directoratului Hidroelectrica din 2017. Este de profesie inginer, specializat în energia electrică, absolvent al Universității „Gheorghe Asachi" din Iași. Dl. Bratu și-a dedicat Societății întreaga carieră profesională, care se întinde pe durata a aproape 30 de ani. Deține o cunoaștere profundă a Hidroelectrica, având contribuții la planurile de strategie și management ale Societății și un rol important în modelarea politicilor tehnice și economice viitoare ale acesteia. Dl. Bratu este unul dintre experții în mentenanță de top ai Societății, ocupând, de-a lungul timpului, funcții precum manager al Departamentului Mentenanță, membru al Directoratului sau șef al Serviciului de Mentenanță a Echipamentelor.

Andrei GEREA a fost recent numit ca membru al Directoratului începând cu decembrie 2022, dar posedă o experiență vastă în domeniul energiei și activează în cadrul Societății începând din martie 2021. Dl. Gerea este în prezent responsabil pentru strategia și activitatea financiară a Societății. Dl. Gerea a ocupat funcția de Ministru al Energiei, IMM-urilor și Mediului de Afaceri în perioada decembrie 2014 – noiembrie 2015 și, anterior, funcția de Ministru al Economiei în perioada octombrie 2013 – martie 2014, coordonând strategiile și politicile Guvernului în aceste domenii. De asemenea, a coordonat activitățile Crucea Wind Farm din poziția de CEO în perioada martie 2021 – ianuarie 2022.

Răzvan PAȚALIU, de profesie economist, este membru al Directoratului Hidroelectrica din martie 2018. În cadrul Societății, dl. Pațaliu a dat dovadă de reale abilități de conducere în gestionarea activităților de resurse umane, achiziții, sănătate și securitate în muncă, mediu, situații de urgență, dar și comunicare și PR, domenii pe care le-a avut sub coordonare. În sectorul energetic, dl. Pațaliu a deținut, de asemenea, funcția de membru al Consiliului de Administrație al Engie Romania (2017 – 2019) și de consilier personal al ministrului în cadrul Ministerului Energiei (2017 – 2018).

[61] Consiliul de Supraveghere a aprobat criteriile de selecție a expertului independent specializat în recrutarea resurselor umane și a pus în vederea Directoratului să demareze procedura de selecție a acestuia.

Experiența sa în sectorul energetic este completată de cea în domeniul financiar, dl. Pațaliu ocupând, din 2015 și până în prezent, funcția de președinte al consiliului de administrație al Banca Cooperatistă Victoria București. Traiectoria sa profesională a inclus și funcții precum cea de director executiv în cadrul BCR (2007-2013) sau manager de Marketing și Vânzări Retail (2006-2007), în cadrul aceleiași companii. În plus, dl. Răzvan Pațaliu a acumulat cunoștințe și experiență în domeniul protecției mediului, activând în calitate de consilier în cadrul Agenției pentru Protecția Mediului Ilfov, precum și consilier personal al președintelui Agenției pentru Protecția Mediului București.

Cristian VLĂDOIANU este membru al Directoratului Hidroelectrica din 2019. Dl. Vlădoianu are o experiență managerială vastă în diverse domenii ale economiei României, acumulată în poziții precum cea de director economic al Agenției pentru Finanțarea Investițiilor Rurale (2017-2019), director general economic al Institutului Cultural Român (2016-2017), manager al Spitalului Județean de Urgență Târgu Jiu (2013) sau director financiar contabil al Spitalului Clinic de Neuropsihiatrie din Craiova (2011-2012). La acestea se adaugă experiența în domeniul marketingului, ca administrator al Adam Weltman Company, în domeniul administrației publice, ca inspector în cadrul Primăriei Craiova, precum și bogate cunoștințe în domeniul mass-media, acumulate în cei zece ani ca manager de stație radio-TV a canalului ProTV.

Licențiat în Economie Generală și având un master în Analiza, diagnosticul și evaluarea afacerilor la Universitatea din Craiova, dl. Cristian Vlădoianu participă la conducerea la nivel macro a Societății și coordonează activitățile de gestionare a activelor și de proiectare, securitate și infrastructură critică ale Hidroelectrica.

Dacă nu se menționează altfel mai jos, membrii conducerii nu îndeplinesc activități principale în afara Societății care să fie semnificative pentru aceasta.

Locul de desfășurare a activității membrilor conducerii Societății este la sediul acesteia.

Alte funcții deținute de membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului

Pe lângă funcțiile lor în cadrul Societății, membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului Societății dețin sau au deținut în ultimii cinci ani următoarele funcții:

Nume complet	Societate / Parteneriat	Funcție	Funcție deținută în prezent (Da/Nu)
Daniel NAFTALI	Franklin Templeton International Services S.A.R.L. Luxembourg, Sucursala București	Senior Vice President	Da
	CN Administrația Porturilor Maritime S.A.	Membru neexecutiv al Consiliului de Administrație	Nu
	SN Plafar S.A.	Membru neexecutiv al Consiliului de Administrație	Nu
	Zirom S.A.	Membru neexecutiv al Consiliului de Administrație	Nu
Mihai MIHALACHE	Rompetrol Rafinare	Membru al Consiliului de Administrație	Nu
	Fondul de Investiții în Energie Kazah-Român S.A.	Membru al Consiliului de Administrație	Nu
	ICSITPML S.A.	Membru al Consiliului de Administrație	Nu
	Ministerul Energiei	Director	Da
	Ministerul Energiei	Consilier Superior	Nu
	Ministerul Energiei	Director General	Nu

Nume complet	Societate / Parteneriat	Funcție	Funcție deținută în prezent (Da/Nu)
Karoly BORBELY.....	Orange Romania Communications	Director pentru atragerea de investitori si dezvoltare de afaceri b2b	Da
	Telekom Romania Communications	Director Afaceri Publice	Nu
Carmen RADU	Societatea Națională de Cruce Roșie din România	Vicepreședinte și membru în Comitetul de Direcție pentru coordonarea activității specifice entității	Da
	Compania de Investiții și Dezvoltare Sector 1 S.A.	Director General	Da
	ADF Audit Management S.R.L.	Asociat unic	Da
	Fondul Român de Contragarantare	Membru Directorat	Nu
	AECM	Membru în Consiliul de Conducere al Asociației Europene a Instituțiilor de Credit	Nu
	Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian – ROMATSA	Președinte al Consiliului de Administrație	Nu
George Marius TONIUC....	Budusan si Asociaii S.P.A.R.L.	Partener	Da
Silviu Răzvan AVRAM.....	Autoritatea națională pentru administrare și reglementare în comunicații	Consilier Președinte	Da
	CNCIR S.A.	Consilier Director General	Nu
	Vast Baita Plai	Manager Proiecte Speciale	Nu
	Ministerul Economiei	Consilier Secretar de Stat	Nu
	Pavilion Grup	Administrator	Nu
Bogdan BADEA.....	CNR-CME -Comitetul Național Român – Consiliul Mondial al Energiei	Membru al Consiliului Director	Da
	Institutul Național Român pentru Studiul Amenajării și Folosirii Surselor de Energie – IRE + Comitetul Român pentru EURELECTRIC	Vicepreședinte și membru al Consiliului Director	Da
	Centrul Român al Energiei CRE	Membru al Consiliului Director	Da
	Asociația Producătorilor de Energie Electrică HENRO	Președinte al Consiliului Director	Da
Cristian VLĂDOIANU	Agenția pentru Finanțarea Investițiilor Rurale	Director Economic	Nu
Răzvan -Ionuț PATALIU....	Engie Romania S.A.	Membru al Consiliului de Administrație	Nu

Nume complet	Societate / Parteneriat	Funcție	Funcție deținută în prezent (Da/Nu)
	Banca Cooperatistă Victoria București	Președinte al Consiliului de Administrație	Da
Andrei Dominic Gerea	Crucea Wind Farm S.A.	Director General	Nu
	Camera Deputaților, Parlament	Chestor al Camerei Deputaților	Nu
	Camera Deputaților, Parlament	Deputat	Nu

Remunerarea membrilor Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului

În ceea ce privește remunerarea membrilor Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului, Societatea consideră că politica ei de remunerare reflectă în mod adecvat strategia, obiectivele pe termen lung și responsabilitățile membrilor conducerii și timpul alocat de aceștia pentru exercitarea atribuțiile ce le revin.

În prezent Societatea plătește un onorariu lunar fix fiecărui membru al Consiliului de Supraveghere și al Directoratului, în conformitate cu contractele de mandat aferente. Conform contractelor de mandat, membrii Consiliului de Supraveghere și Directoratului pot beneficia de o componentă variabilă a remunerației. Astfel, conform contractelor de mandat aplicabile, părțile pot conveni asupra unor elemente suplimentare de remunerație fixă sau variabilă, cum ar fi plățile pentru obiective sau evenimente specifice (de exemplu, IPO).

Valoarea totală a remunerației brute acordate de Grup pentru anul care se încheie la 31 decembrie 2022 către Consiliul de Supraveghere a fost de un total de 1.773.432 RON, în timp ce remunerația Directoratului a fost de 10.427.455 RON.

Remunerația brută în 2022

CONSILIUL DE SUPRAVEGHERE	indemnizație lunară fixă	Componenta variabilă a indemnizației aferentă anului 2022, acordată în 2023
LAMBRU IOANA ANDREEA.....	12.360 RON	147.252 RON
MIHALACHE MIHAI LIVIU.....	12.360 RON	147.252 RON
BORBELY KAROLY	12.360 RON	147.252 RON
RADU CARMEN.....	12.360 RON	147.252 RON
POPESCU CĂTĂLIN VLĂDUȚ	12.360 RON	147.252 RON
STOINA CRISTIAN NICOLAE	12.360 RON	147.252 RON
NAFTALI DANIEL ADRIAN[62].....	—	—

[62] Dl. Naftali Daniel a renunțat la indemnizația lunară fixă, precum și la componenta variabilă a indemnizației aferentă anului 2022.

Remunerația brută în 2022

DIRECTORATUL	indemnizație lunară fixă	Componenta variabilă a indemnizației aferentă anului 2022, acordată în 2023
BADEA BOGDAN NICOLAE	39.054 RON	1.640.268 RON
BRATU MARIAN	39.054 RON	1.640.268 RON
POP RADU CRISTIAN[63]	39.054 RON	1.524.082 RON
GEREA ANDREI-DOMINIC[64]	56.328 RON	—
VLĂDOIANU CRISTIAN	39.054 RON	1.640.268 RON
PATALIU RĂZVAN IONUȚ	39.054 RON	1.640.268 RON

Societatea și Hidroserv nu constituie rezerve sau vreun fond de pensii sau de beneficii similare.

Emitentul nu asigură alte beneficii, cu excepția remunerației pecuniare și alte beneficii prevăzute în contractul de mandat, precum cheltuieli legate de îndeplinirea mandatului, echipament de suport (telefon, tabletă, laptop, mașină), asigurare. Dl. Naftali Daniel Adrian a renunțat la componenta fixă și variabilă a indemnizației sale.

În cazul în care revocarea unui membru al Consiliului de Supraveghere are loc fără justă cauză, mandatarul este îndreptățit la plata unor daune-interese, potrivit contractului de mandat. În cazul unei revocări fără justă cauză, membrul va avea dreptul de a primi de la Societate o compensație în valoare de maximum 24 de indemnizații fixe brute lunare dacă revocarea survine în primele 24 de luni ale mandatului. În cazul în care revocarea survine în ultimii doi ani de mandat, se va plăti o compensație echivalentă îndemnizației fixe brute lunare corespunzătoare numărului de luni rămase până la data expirării termenului prevăzut în contract.

Participații și opțiuni pe acțiuni

La nivelul Emitentului sau al filialelor sale, nu este aplicabil niciun plan de participații și opțiuni pe acțiuni.

Situația litigiilor în care sunt implicați membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului. Conflicte de interese

La data prezentului Prospect și pe durata ultimilor cinci ani, niciun membru al Consiliului de Supraveghere și al Directoratului Societății:

(i) nu a suferit condamnări pentru infracțiuni de fraudă;

(ii) nu a deținut o funcție executivă de fondator, asociat, membru al conducerii executive sau membru al unor organisme de administrare, conducere sau supraveghere în cadrul oricărei societăți sau oricărui parteneriat pe durata sau anterior unei proceduri de faliment, punere sub sechestru, punere sub administrare judiciară sau lichidare;

(iii) nu a făcut obiectul niciunei incriminări și/sau sancțiuni publice oficiale aduse/impuse de către autoritățile statutare sau de reglementare (inclusiv de către organismele profesionale) sau nu i-a fost vreodată interzis de o instanță să mai exercite funcția de membru al unui organ de administrare, conducere sau supraveghere a unei societăți sau să intervină în gestionarea sau desfășurarea afacerilor oricărei societăți;

(iv) nu a fost ales membru al unui organ de administrare, conducere sau supraveghere sau ca director în cadrul Societății pe baza unui acord sau înțelegeri cu principalii acționari, clienți, furnizori ai Societății sau cu alte persoane, cu excepția dlui. Daniel Adrian Naftali, care a fost desemnat ca membru al Consiliului de Supraveghere ca urmare a propunerii făcute de către Acționarul Vânzător, dl. Naftali fiind un angajat al Franklin Templeton International Services S.A.R.L. Luxembourg, Sucursala București, director unic și administrator de fonduri de investiții alternative ale Acționarului Vânzător; sau

(v) nu a încheiat niciun contract cu Societatea sau cu filialele acesteia care să prevadă acordarea de beneficii în cazul rezilierii contractului, altele decât cele prezentate în secțiunea „*Remunerație*" de mai sus;

[63] Contractul de mandat al dlui. Pop Radu Cristian a încetat la 7 decembrie 2022.
[64] Contractul de mandat al dlui. Gerea Andrei-Dominic a început la 7 decembrie 2022.

(vi) nu a fost parte la niciun contract încheiat cu Societatea, cu excepția contractelor de mandat sau de muncă sau acorduri de furnizare; sau

(vii) nu deține Acțiuni în capitalul social al Societății.

La data prezentului Prospect, Societatea confirmă că:

(i) nu există nicio restricție privind cesionarea, într-o anumită perioadă de timp, a Acțiunilor deținute de acționari în cadrul Societății, cu excepția restricției de înstrăinare asumate de Acționarul Vânzător în baza Contractului de Intermediere încheiat cu Managerii și de către Statul Român, prin intermediul Ministerului Energiei, în perioada de restricționare a înstrăinării (descrise în capitolul *„Subscriere și vânzare"*, secțiunea *„Contractul de Intermediere"* și secțiunea *„Contracte de Restricționare"*); sau

(ii) nu există nicio relație de rudenie între oricare dintre membrii Consiliului de Supraveghere și cei ai Directoratului Societății și fondatori; sau

(iii) nu există niciun conflict de interese între obligațiile asumate față de Societate de către membrii Consiliului de Supraveghere și al Directoratului Societății și interesele lor personale și/sau alte obligații.

Declarația și planul privind guvernanța corporativă

La data prezentului Prospect, întrucât Acțiunile nu sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată, Societatea respectă în general cadrul de guvernanță corporativă prevăzut de Legea Societăților și de Ordonanța de Guvern 109/2011.

Ulterior listării și Admiterii la tranzacționare a Acțiunilor, regulile prevăzute de Codul de Guvernanță Corporativă al BVB, care se aplică societăților listate pe piața reglementată a BVB, se vor aplica Societății în baza principiului „aplică sau explică". Codul de Guvernanță Corporativă al BVB conține o serie de principii și prevederi, printre altele, cu privire la componența, rolul, funcționarea și remunerarea organelor de conducere, gestionare a riscurilor și control intern, raportarea financiară și divulgarea informațiilor. Toate societățile listate pe BVB trebuie să includă o declarație în raportul lor anual referitoare la respectarea Codului de guvernanță corporativă al BVB, iar orice nerespectare a prevederilor Codului de Guvernanță Corporativă al BVB trebuie să fie dezvăluită printr-un raport curent trimis către BVB.

Comitete consultative constituite în cadrul Consiliului de Supraveghere

Potrivit Legii Societăților, Consiliul de Supraveghere al Societății poate crea comitete consultative formate din cel puțin doi membri ai Consiliului de Supraveghere, dintre care cel puțin un membru trebuie să îndeplinească criteriile de independență, iar, în cazul comitetului de audit, cel puțin un membru trebuie să dețină experiență în aplicarea principiilor contabile sau în audit financiar. Rolul comitetelor consultative este să realizeze analize și să elaboreze cu regularitate recomandări pentru Consiliul de Supraveghere în domenii precum (i) auditul, (ii) remunerarea membrilor directoratului și ai consiliului de supraveghere, precum și a personalului și (iii) nominalizarea de candidați pentru diferitele posturi de conducere.

În conformitate cu aceste prevederi și, de asemenea, cu dispozițiile OUG nr. 109/2011, Consiliul de Supraveghere a înființat Comitetul de Nominalizare și Remunerare și Comitetul de Audit. Consiliul de Supraveghere stabilește structura, atribuțiile și competențele comitetelor și rămâne pe deplin responsabil pentru acțiunile acestor comitete.

Comitetul de Audit

Comitetul de Audit este un comitet permanent cu rol consultativ, independent față de structurile executive ale Societății, care raportează direct Consiliului de Supraveghere. Potrivit regulamentului de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, Comitetul de Audit este format din membri ai Consiliului de Supraveghere.

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.

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 comitetul de audit trebuie să aibă calificările prevăzute de lege în domeniul în care își desfășoară activitatea entitatea auditată.

Majoritatea membrilor comitetului de audit trebuie să fie independenţi de entitatea auditată. Preşedintele comitetului de audit este numit de membrii acestuia sau de către consiliul de supraveghere al entităţii auditate şi este independent de entitatea auditată.

Comitetul de audit este informat şi solicită informaţii, prin intermediul Consiliului de Supraveghere, şi emite recomandări, către Consiliul de Supraveghere, cu privire la selecţia auditorului statutar, la evaluarea şi monitorizarea independentei auditorului statutar şi la monitorizarea şi rezultatul auditului statutar al situaţiilor financiare anuale şi al situaţiilor financiare anuale consolidate.

Comitetul de audit este informat şi solicită informaţii prin intermediul Consiliului de Supraveghere şi emite recomandări către Consiliul de Supraveghere cu privire la procesele de raportare financiară, la procesele de control intern managerial şi la procesele de management al riscului din cadrul Hidroelectrica.

Comitetul de audit monitorizează activitatea de audit intern, avizează carta de audit intern, planurile şi rapoartele de audit intern, solicită realizarea de misiuni de audit intern ad-hoc şi emite recomandări către Consiliul de Supraveghere cu privire la carta de audit intern, planurile şi rapoartele de audit intern aprobate, fără a încălca independenţa auditorilor interni.

Următoarele persoane sunt membri ai Comitetul de Audit începând cu data de 24.04.2023 (decizia Consiliului de Supraveghere nr. 53/24.04.2023).

1. Carmen Radu – Preşedinte
2. George Marius Toniuc – Membru
3. Silviu Razvan Avram – Membru
4. Daniel Adrian Naftali – Membru
5. Mihai Liviu Mihalache – Membru

Comitetul de Nominalizare şi Remunerare

Comitetul de Nominalizare şi Remunerare este un comitet permanent cu rol consultativ, independent faţă de structurile executive ale Societăţii, care raportează direct Consiliului de Supraveghere. Comitetul de Nominalizare şi Remunerare este format din membri ai Consiliului de Supraveghere.

Rolurile Comitetului de Nominalizare şi Remunerare sunt:

- de a formula propuneri pentru funcţia de membru al Consiliului de Supraveghere, elaborează şi propune Consiliului de Supraveghere procedura de selecţie a candidaţilor pentru funcţiile de membru al Directoratului şi pentru alte funcţii, recomandă Consiliului de Supraveghere candidaţi pentru funcţiile enumerate mai sus şi formulează propuneri privind elaborarea unei politici de remunerare pentru membrii Directoratului şi alte funcţii de conducere, în concordanţă cu strategia de dezvoltare, obiectivele, valorile şi interesele Societăţii. Comitetul are obligaţia de a supraveghea aplicarea politicii de remunerare pentru Directorat.
- de a propune criteriile de selecţie a membrilor Directoratului, corespunzătoare profilelor identificate, precum şi criteriile de selecţie pentru alte asemenea funcţii de conducere.

În realizarea activităţii sale, Comitetul de Nominalizare şi Remunerare elaborează un raport anual cu privire la remuneraţiile şi alte asemenea avantaje acordate membrilor Consiliului de Supraveghere şi directorilor în cursul anului financiar. Raportul este prezentat Adunării Generale a Acţionarilor care aprobă situaţiile financiare anuale.

Cel puţin un membru al Comitetului de Nominalizare şi Remunerare trebuie să fie membru independent al Consiliului de Supraveghere.

Următoarele persoane sunt membri ai Comitetul de Nominalizare şi Remunerare începând cu data de 24.04.2023 (decizia Consiliului de Supraveghere nr. 53/24.04.2023).

1. Mihai Liviu Mihalache – Preşedinte
2. Silviu Razvan Avram – Membru
3. Karoly Borbely – Membru
4. Daniel Adrian Naftali – Membru
5. Carmen Radu – Membru

Comitetul de Strategie şi IPO

Comitetul de Strategie şi IPO este un comitet permanent cu rol consultativ, independent faţă de structurile executive ale Societăţii, care raportează direct Consiliului de Supraveghere. Comitetul de Strategie şi IPO este format din membri ai Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de Strategie şi IPO elaborează recomandări cu privire la strategia de privatizare a Societăţii, conform Hotărârii Guvernului României nr. 1066/2013 pentru aprobarea strategiei de privatizare a Societăţii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A, cu modificările şi completările ulterioare, precum şi Legii nr. 297/2004 privind piaţa de capital, cu modificările şi completările ulterioare.

Comitetul de Strategie şi IPO a avut/are, în principal, următoarele atribuţii:

- Acesta întocmeşte analize şi elaborează recomandări scrise pentru Consiliul de Supraveghere în procesul de derulare a procesului de privatizare;
- Acesta întocmeşte analize şi elaborează recomandări Consiliului de Supraveghere în ceea ce priveşte stabilirea direcţiilor principale de privatizare şi a obiectivelor strategice ale Societăţii şi a modalităţilor preconizate pentru atingerea acestora;
- Recomandările emise de Comitetul de Strategie şi IPO vor fi întocmite pe baza strategiei de privatizare a Societăţii sau pe baza studiilor/consultărilor puse la dispoziţie de către consultantul juridic sau intermediarul de privatizare, selectaţi în acest sens. Documentaţiile care se înscriu în categoriile precizate anterior, sunt întocmite prin grija conducerii executive a Societăţii.

Următoarele persoane sunt membri ai Comitetului de Strategie şi IPO începând cu data de 24.04.2023 (decizia Consiliului de Supraveghere nr. 53/24.04.2023).

1. Karoly Borbely – Preşedinte
2. Silviu Razvan Avram – Membru
3. George Marius Toniuc – Membru
4. Daniel Adrian Naftali – Membru
5. Carmen Radu – Membru

Consiliul de Supraveghere poate decide constituirea altor comitete consultative şi decide cu privire la atribuţiile suplimentare ale comitetelor înfiinţate la nivelul Consiliului.

ACȚIONARI

La data prezentului Prospect, principalul acționar al Societății este Statul Român prin Ministerul Energiei. Societatea a emis doar Acțiuni care conferă drepturi de vot egale tuturor acționarilor Societății.

Tabelul de mai jos prezintă anumite informații referitoare la dreptul de proprietate asupra Acțiunilor înainte de Ofertă și dreptul de proprietate asupra Acțiunilor al acționarilor curenți imediat după finalizarea Ofertei, presupunând că toate Acțiunile sunt vândute în cadrul Ofertei și că fondurile aferente stabilizării nu sunt utilizate de Managerul de Stabilizare pentru a achiziționa Acțiuni de pe piață:

	Acțiuni deținute înainte de Ofertă		**Acțiuni deținute după Ofertă***	
Acționar	*(Număr)*	*%*	*(Număr)*	*%*
Statul Român	360.094.390	80,06	360.094.390	80,06
Fondul Proprietatea S.A.	89.708.177	19,94	0	0
Altele (în circulație liberă)	—	—	89.708.177	19,94
Total	**449.802.567**	**100**	**449.802.567**	**100**

* *Sub rezerva Închiderii cu Succes a Ofertei și cu condiția ca toate Acțiunile Oferite (incluzând Acțiunile Supra-alocate) să fie subscrise în mod valabil de către investitorii în Ofertă*

Societatea nu are cunoștință cu privire la niciun acord care poate avea drept rezultat, la o dată ulterioară, o modificare a controlului asupra Societății.

DESCRIEREA CAPITALULUI SOCIAL ŞI A STRUCTURII SOCIETĂŢII

Informaţii generale

Hidroelectrica este o societate pe acţiuni organizată şi care îşi desfăşoară activitatea în conformitate cu legislaţia României, înfiinţată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înmatriculată în România la Oficiul Registrului Comerţului de pe lângă Tribunalul Bucureşti sub nr. J40/7426/2000, având cod unic de înregistrare 13267213.

Sediul social al Societăţii este situat în România, Bucureşti, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15. Denumirea legală şi comercială a Societăţii este Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. Numărul de telefon de la sediul social al Societăţii este +4 021.303.25.00.

Codul de identificare a entităţii juridice („LEI") al Societăţii este 78720011SRQX09PRB732.

Societatea îşi desfăşoară activitatea în conformitate cu Actul Constitutiv, astfel cum acesta a fost actualizat cel mai recent la data de 23 mai 2023 (fără a lua în considerare modificarea conform Noului Act Constitutiv).

În cazul în care Oferta are succes şi Societatea este admisă la tranzacţionare la BVB, Societatea se va supune, printre altele, dispoziţiilor Legii Societăţilor, dar şi celor ale Legii 24/2017, precum şi altor reglementări privind piaţa de capital aplicabile.

În data de 22 iunie 2023, AGEA a aprobat Noul Act Constitutiv al Societăţii cu scopul de a pune în aplicare practici şi politici de guvernanţă corporativă adecvate pentru o societate ale cărei acţiuni sunt admise la tranzacţionare pe piaţa reglementată. Noul Act Constitutiv va intra în vigoare la Data Listării, cu condiţia Închiderii cu Succes a Ofertei.

Scopul activităţii Societăţii

Scopul activităţii Societăţii este producţia şi vânzarea de energie electrică, efectuate într-o manieră conformă cu şi având un obiect de activitate ce respectă legislaţia în vigoare.

Capitalul social

Capital social emis

Capitalul social al Societăţii este în întregime subscris şi vărsat şi este în sumă de 4.498.025.670 RON, împărţit în 449.802.567 de acţiuni nominative, liber transferabile, vărsate în întregime, fiecare având o valoare nominală de 10 RON, care au fost emise în formă dematerializată. Nu există Acţiuni emise care nu reprezintă capitalul social al Societăţii. Societatea a emis o singură clasă de acţiuni: ordinare. Acţiunile au fost create în conformitate cu legislaţia României, sub formă de „titluri nominative dematerializate" şi sunt vărsate în întregime.

Nicio parte din capitalul social al Societăţii sau din Acţiuni nu face obiectul unui drept de opţiune (cu excepţia celor descrise în secţiunea „Subscriere şi vânzare – Stabilizare" de mai jos), iar Societatea şi/sau Acţionarul Vânzător nu a convenit să acorde o opţiune de acest fel vreunei persoane.

Evoluția modificărilor intervenite la nivelul capitalului social al Societății

Începând cu 31 decembrie 2018 și până în prezent, capitalul social al Societății s-a modificat conform tabelului de mai jos:

Data	Acțiuni noi emise	Capital social nou emis	Total acțiuni emise	Total capital social emis	Nr. de acțiuni și % deținut de Acționarul Vânzător ulterior modificării	Preț / Observații
03.05.2018	74.268	742.680 RON	448.239.331	RON 4.482.393.310	89.396.405-19,943900238%	Conform hotărârii AGEA 26/05.12.2017 și 7/03.05.2018
22.12.2020	208.136	2.081.360 RON	448.447.467	RON 4.484.474.670	89.437.916 – 19,943900363%	Conform hotărârii AGEA nr. 12/18.09.2020 și 17/22.12.2020
27.04.2022	12.015	120.150 RON	448.459.482	RON 4.484.594.820	89.440.313 -19,943900528%	Conform hotărârii AGEA nr.9/12.10.2021 și nr.6/27.04.2022
23.05.2023	1.343.085	13.430.850 RON	449.802.567	RON 4.498.025.670	89.708.177 – 19,9439003631%	Conform hotărârii AGEA nr. 9/27.03.2023 și nr. 15/23.05.2023

Drepturi ale acționarilor

Următoarele paragrafe prezintă un scurt rezumat al unor drepturi importante ale acționarilor, conform Noului Act Constitutiv al Societății și prevederilor legale aplicabile.

Drepturi de preferință

Acționarii Societății au drept de preferință la subscrierea acțiunilor noi emise de Societate proporțional cu participațiile lor la data de înregistrare stabilită de AGA pentru respectiva majorare de capital social.

Termenul pentru exercitarea dreptului de preferință pentru subscrierea de acțiuni noi trebuie să fie de cel puțin o lună de la data precizată în prospectul aferent, care nu poate fi mai devreme de data de înregistrare stabilită pentru respectiva majorare de capital social sau data publicării hotărârii emise de AGEA/ Directorat privind majorarea capitalului social în Monitorul Oficial al României, Partea a IV-a.

Potrivit Legii 24/2017, în cazul majorării de capital social prin aport în numerar, dreptul de preferință poate fi ridicat și, în acest sens, AGEA trebuie să aprobe, în baza unor motive temeinice, ridicarea drepturilor de preferință al acționarilor de a subscrie acțiunile nou emise. Cerința de cvorum pentru o asemenea aprobare este de 85% din capitalul social subscris, iar hotărârea trebuie adoptată cu votul favorabil al acționarilor care reprezintă cel puțin trei sferturi din drepturile de vot.

Dreptul la informare

Acționarii au dreptul la o corectă și completă informare asupra situației societății în adunarea generală a acționarilor Societății. În mod concret, în legătură cu orice AGA, acționarii au dreptul de a primi documente în susținerea fiecărui punct de pe ordinea de zi a adunării cu cel puțin 30 de zile înainte de data adunării generale, inclusiv, în cazul AGA care aprobă situațiile financiare anuale, copii ale situațiilor financiare, rapoartele anuale, propunerea Directoratului privind repartizarea de dividende, precum și informații referitoare la exercitarea drepturilor de vot. De asemenea, Societatea trebuie să informeze acționarii cu privire la rezultatele votului. Acționarii au dreptul să primească informații privind structura acționariatului Societății și să consulte registrele gestionate de Societate, precum registrul AGA.

În plus, Societatea trebuie să pună la dispoziția acționarilor diverse informații în cazul desfășurării anumitor evenimente statutare. În vederea distribuirii acestor informații, Societatea se poate baza pe asistența tehnică asigurată de Depozitarul Central.

Drepturi de vot

Sub rezerva oricăror drepturi sau restricții speciale cu privire la vot aferente Acțiunilor (în prezent nu există niciun astfel de drept sau restricție specială), fiecare Acțiune subscrisă și vărsată integral de acționari conferă titularului acesteia drepturi egale, inclusiv dreptul la un vot în AGA, personal sau prin reprezentant. Pentru mai multe informații cu privire la vot, vezi secțiunea *„Adunarea Generală a Acționarilor"* de mai jos. Un acționar persoană juridică poate, prin decizie a administratorilor săi sau a altui organ de conducere, să

împuternicească o persoană care să îl reprezinte pe acționar în cadrul adunărilor generale ale acționarilor și care să exercite aceleași prerogative pe care le-ar fi putut exercita dacă ar fi fost un acționar persoană fizică al Societății.

Dreptul de retragere

În conformitate cu Legea Societăților, acționarii care nu au votat pentru adoptarea unei anumite operațiuni supusă votului în AGA au dreptul să se retragă din Societate și să solicite Societății să achiziționeze acțiunile pe care aceștia le dețin. Acest drept poate fi exercitat numai dacă operațiunile menționate mai sus se referă la: (i) modificarea obiectului principal de activitate al Societății prevăzut în Noul Act Constitutiv; (ii) mutarea sediului social al Societății în altă țară, (iii) modificarea formei juridice a Societății sau (iv) fuziunea sau divizarea Societății.

În plus, în conformitate cu Legea 24/2017, acționarii unei societăți admise la tranzacționare pe o piață reglementată, care nu sunt de acord cu hotărârile adoptate de AGA cu privire la fuziune sau divizare, în urma căreia acționarilor Societății li s-ar aloca acțiuni ce nu sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată, au dreptul de a se retrage prin vânzarea acțiunilor pe care le dețin către Societate.

Dividende

Dividendele, cu condiția ca distribuirea dividendelor să fie aprobată de AGOA, sunt distribuite acționarilor înregistrați în registrul acționarilor Societății la data de înregistrare, proporțional cu numărul de acțiuni deținute în cadrul Societății. Dividendele pot fi distribuite numai dacă Societatea înregistrează profit, conform înregistrărilor din situațiile financiare anuale aprobate de AGOA și dacă AGOA decide distribuirea de dividende. Pentru mai multe informații privind dreptul la dividende, vezi capitolul *„Politica privind dividendele"* din prezentul Prospect.

Potrivit Legii Societăților, dividendele se distribuie acționarilor proporțional cu cota de participare la capitalul social vărsat. Opțional, dividendele pot fi distribuite trimestrial, pe baza situațiilor financiare interimare, sau anual, pe baza situațiilor financiare anuale, dacă nu se prevede altfel în actul constitutiv. Opțional, dividendele pot fi plătite trimestrial în termenul stabilit de AGA sau, dacă este cazul, prin legi speciale, regularizarea diferențelor ce rezultă din distribuirea dividendelor în cursul anului fiind efectuată prin intermediul situațiilor financiare anuale. Plata diferențelor rezultate din ajustare se efectuează în termen de 60 de zile de la data aprobării situațiilor financiare anuale pentru exercițiul financiar încheiat. În cazul în care plata dividendelor nu se realizează în termen, Societatea datorează dobândă penalizatoare calculată în conformitate cu legea.

Alte drepturi ale acționarilor

Legea Societăților, Legea 24/2017 și Regulamentul ASF nr. 5/2018 prevăd următoarele drepturi în favoarea anumitor categorii de acționari, a căror respectare trebuie să fie atent monitorizată de Societate:

- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social al Societății de a solicita auditorilor interni să investigheze pretențiile referitoare la Societate;
- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social al Societății de a solicita convocarea unei AGA, de a introduce puncte noi pe ordinea de zi a adunării generale și proiecte de hotărâre spre a fi incluse pe ordinea de zi a AGA; dacă această solicitare nu este respectată, respectivii acționari au dreptul suplimentar de a cere instanței să convoace imediat o adunare generală;
- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 10% din capitalul social al Societății de a cere instanței să desemneze unul sau mai mulți experți, însărcinați să analizeze anumite operațiuni privind gestiunea Societății și să întocmească un raport cu privire la acestea;
- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social al Societății sau din drepturile de vot de a solicita alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere prin metoda votului cumulativ; cu toate acestea, această metodă se aplică obligatoriu numai dacă solicitarea provine de la un acționar care deține cel puțin 10% din capitalul social;
- AGA poate decide să introducă o acțiune în justiție împotriva fondatorilor, conducătorilor, administratorilor, respectiv a membrilor Consiliului de Supraveghere, precum și a auditorilor sau auditorilor financiari, pentru prejudicii aduse Societății din culpa acestora, cu nerespectarea îndatoririlor acestora față de Societate. Dacă adunarea generală nu decide să introducă o acțiune în răspundere și

nu adoptă propunerea unuia sau mai multor acționari de a introduce o astfel de acțiune, acționarii care reprezintă, fiecare sau cumulat, cel puțin 5% din capitalul social au dreptul să introducă o acțiune în despăgubire, în nume propriu, dar pe seama Societății, împotriva oricărei persoane menționate mai sus.

Drepturile de vot se calculează pe baza numărului total al drepturilor de vot aferente acțiunilor, chiar dacă exercitarea acestora este suspendată. În vederea calculării pragurilor menționate mai sus, Societatea trebuie să facă public numărul total de acțiuni emise și drepturile de vot atașate acestora la finalul fiecărei luni calendaristice, dacă în perioada respectivă a existat o majorare sau o reducere a capitalului social sau a numărului de drepturi de vot (când este cazul, pentru fiecare clasă de acțiuni, inclusiv la conversia acțiunilor dintr-o clasă în alta).

Modificarea capitalului

Majorarea capitalului social

Conform Noului Act Constitutiv și reglementărilor aplicabile, AGEA are competența de a decide majorarea sau reducerea de capital social. Capitalul social al Societății poate fi majorat prin: (i) emisiunea de acțiuni noi sau prin majorarea valorii nominale a acțiunilor existente în schimbul unor noi aporturi în numerar și/ sau în natură; (ii) încorporarea rezervelor (cu excepția rezervelor legale), precum și a beneficiilor sau a primelor de emisiune; (iii) compensarea unor creanțe certe, lichide și exigibile asupra Societății cu acțiuni ale acesteia.

Acțiunile emise pentru majorarea capitalului social vor fi oferite spre subscriere în primul rând acționarilor existenți, proporțional cu numărul acțiunilor pe care le posedă. A se vedea și sub-secțiunea "*Drepturi de preferință*" de mai sus.

Potrivit legislației aplicabile în vigoare la data emiterii Prospectului, AGEA poate autoriza Directoratul să majoreze capitalul social până la o limită maximă decisa de adunare. Aceasta nu poate depăși jumătate din capitalul social subscris existent la momentul autorizării. Perioada de valabilitate a acestei competențe acordate de AGEA este de maximum 3 ani și poate fi reînnoită de către adunarea generală pentru o perioadă care nu poate depăși 3 ani.

Directoratului îi poate fi delegată prin hotărâre a AGEA, pe lângă atribuția de a decide majorarea capitalului social, și cea de ridicare a dreptului de preferință, cu respectarea condițiilor de cvorum și majoritate prevăzute în lege în legătură cu ridicarea dreptului de preferință.

Reducerea capitalului social

Conform Noului Act Constitutiv al Societății, hotărârea de reducere a capitalului social se adoptă de AGEA. Capitalul social va putea fi redus numai după trecerea a două luni din ziua în care hotărârea adunării generale extraordinare a acționarilor de aprobare a reducerii capitalului social a fost publicată în Monitorul Oficial al României, Partea a IV-a.

Dobândirea propriilor acțiuni

Societatea poate să dobândească propriile acțiuni, fie direct, fie prin intermediul unei persoane acționând în nume propriu, dar pe seama Emitentului, cu respectarea următoarelor condiții: (i) autorizarea dobândirii propriilor Acțiuni este acordată de către AGEA, care va stabili condițiile acestei dobândiri, în special numărul maxim de Acțiuni ce urmează a fi dobândite, durata pentru care este acordată autorizația și care nu poate depăși 18 luni de la data publicării hotărârii în Monitorul Oficial al României, Partea a IV-a, și, în cazul unei dobândiri cu titlu oneros, contravaloarea lor minimă și maximă; (ii) valoarea nominală a Acțiunilor proprii dobândite de Societate, inclusiv a celor aflate deja în portofoliul său, nu poate depăși 10% din capitalul social subscris; (iii) tranzacția poate avea ca obiect doar Acțiuni integral liberate; și (iv) plata Acțiunilor astfel dobândite se va face numai din profitul distribuibil sau din rezervele disponibile ale Societății, înscrise în ultima situație financiară anuală aprobată, cu excepția rezervelor legale.

Organe statutare

Adunarea generală a acționarilor

AGA unei societăți pe acțiuni, asemenea Societății, pot fi ordinare sau extraordinare. Nu există diferențe între cele două din punctul de vedere al formalităților de convocare.

AGOA și AGEA diferă în ce privește cvorumul, majoritățile de vot și atribuțiile. Către AGEA sunt atribuite puteri superioare de decizie (a se vedea mai jos). În consecință, legea prevede cvorumuri și majorități de vot mai mari pentru AGEA.

Potrivit Legii Societăţilor şi Noului Act Constitutiv, adunarea generală se convoacă la iniţiativa Directoratului sau la cererea acţionarilor care reprezintă, individual sau împreună, cel puţin 5% din capitalul social, în termen de cel mult 30 de zile de la data la care este primită o astfel de cerere. În această situaţie, adunarea generală se va întruni la prima sau la a doua convocare, în termen de cel mult 60 de zile de la data primirii cererii de către Societate.

Societatea pune la dispoziţia acţionarilor, cu cel puţin 30 de zile înainte de data adunării generale a acţionarilor, documentele sau informaţiile vizând punctele înscrise pe ordinea de zi, pe pagina de internet proprie, inclusiv: (i) situaţiile financiare anuale; (ii) raportul anual al Consiliului de Supraveghere şi al Directoratului; (iii) raportul integral al auditorului financiar; (iv) raportul de remunerare; (v) propunerea cu privire la distribuirea de dividende.

Adunarea Generală Ordinară a Acţionarilor

AGOA trebuie să se întrunească cel puţin o dată pe an, în termen de patru luni de la finalul exerciţiului financiar.

Conform Noului Act Constitutiv, în afară de dezbaterea altor puncte înscrise pe ordinea de zi, acţionarii au următoarele obligaţii:

(a) să discute, să aprobe sau să modifice situaţiile financiare anuale, pe baza rapoartelor prezentate de Directorat, de Consiliul de Supraveghere şi de auditorul statutar, potrivit legii;

(b) să repartizeze profitul şi să stabilească dividendul;

(c) să numească şi să revoce membrii Consiliului de Supraveghere;

(d) să numească şi să revoce auditorul statutar şi să stabilească durata minimă a contractului de audit;

(e) să fixeze limitele generale ale remuneraţiilor membrilor Directoratului;

(f) să stabilească nivelul remuneraţiilor membrilor Consiliului de Supraveghere, precum şi termenele şi condiţiile contractului de mandat încheiat cu fiecare dintre membrii Consiliului de Supraveghere;

(g) să se pronunţe asupra gestiunii membrilor Directoratului şi membrilor Consiliului de Supraveghere, să le evalueze performanţele şi să îi descarce de gestiune, în condiţiile legii;

(h) să hotărască cu privire la acţionarea în justiţie a membrilor Directoratului şi a membrilor Consiliului de Supraveghere, după caz, pentru pagube pricinuite Societăţii;

(i) să aprobe bugetul de venituri şi cheltuieli;

(j) să aprobe indicatorii de performanţă financiari şi nefinanciari rezultaţi din Planul de administrare;

(k) să aprobe rapoartele Consiliului de Supraveghere cu privire la activitatea desfăşurată;

(l) să aprobe gajarea, închirierea sau desfiinţarea uneia sau a mai multor unităţi (puncte de lucru) ale Societăţii; şi

(m) să aprobe documentele finale ale tranzactiilor aferente proceselor de fuziuni/achiziţii în care este implicată Societatea.

Cvorumul minim pentru prima convocare a AGOA este reprezentat de acţionarii care reprezintă mai mult de o pătrime din numărul total de drepturi de vot. În cazul în care cvorumul minim necesar este întrunit la prima convocare, hotărârile privind punctele incluse pe ordinea de zi publicată a adunării pot fi adoptate statutar cu majoritatea voturilor exprimate de acţionarii prezenţi sau reprezentaţi in mod valabil in cadrul adunării.

Dacă cerinţele de cvorum nu sunt întrunite în termen de 30 de minute de la ora stabilită pentru desfăşurarea adunării la prima convocare sau, dacă, pe parcursul şedinţei, acestea încetează a mai fi întrunite, AGOA se va ţine la o a doua convocare într-o zi, la o oră şi într-un loc specificate în acest sens în convocare. AGOA întrunită la a doua convocare poate decide cu privire la problemele incluse în ordinea de zi făcută publică la prima adunare convocată, indiferent de numărul acţionarilor prezenţi, cu majoritatea voturilor exprimate de acţionarii prezenţi sau reprezentaţi in mod valabil in cadrul adunării. Legea Societăţilor interzice unei societăţi să stabilească cerinţe de cvorum sau de majoritate mai exigente pentru a doua convocare a Adunării Generale Ordinare a Acţionarilor.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor

Conform Noului Act Constitutiv, AGEA se poate întruni ori de cate ori este necesară adoptarea unei hotărâri cu privire la:

(a) modificarea formei juridice a Societății;

(b) schimbarea sediului Societății în afara Municipiului București;

(c) majorarea sau reducerea capitalului social al Societății sau reîntregirea lui prin emisiune de noi acțiuni;

(d) fuziunea cu alte societăți comerciale, preluarea/încorporarea în orice mod a altor societăți existente sau care urmează a se crea sau orice tip de consolidări;

(e) divizarea Societății sau orice separări de active sau activități sau transferuri de active sau de activități;

(f) dizolvarea anticipată a Societății;

(g) conversia acțiunilor dintr-o categorie în alta;

(h) conversia obligațiunilor dintr-o categorie în altă categorie sau în acțiuni;

(i) emisiunea de obligațiuni;

(j) încheierea de acte de dobândire, înstrăinare, închiriere, schimb sau de constituire în garanție a unor active din categoria activelor imobilizate ale Societății, a căror valoare depășește, individual sau cumulat, pe durata unui exercițiu financiar, 20% din totalul valorii contabile a activelor imobilizate ale Societății, minus creanțele;

(k) închirierile de active corporale, pentru o perioadă mai mare de un an, a căror valoare individuală sau cumulată fată de acelaşi cocontractant sau persoane implicate ori care actionează în mod concertat depăşeşte 20% din valoarea totalului activelor imobilizate, mai putin creantele la data incheierii actului juridic, precum şi asocierile pe o perioadă mai mare de un an, depăşind aceeaşi valoare;

(l) aprobarea admiterii la tranzactionare pe o piata reglementata a oricăror instrumente financiare emise de Societate;

(m) orice modificare a Noului Act Constitutiv sau oricare altă hotărâre pentru care este cerută aprobarea AGEA; şi

(n) 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 Noul Act Constitutiv.

Cvorumul minim pentru prima convocare a AGEA este reprezentat de acționarii care dețin mai mult de o pătrime din capitalul social al Societății. În cazul în care cvorumul minim necesar este întrunit la prima convocare, hotărârile privind punctele incluse pe ordinea de zi publicată a adunării pot fi adoptate statutar cu voturile acționarilor care reprezintă majoritatea capitalului social al Societății. Cerințele de cvorum prevăzute de Noul Act Constitutiv pentru prima convocare a AGEA sunt mai exigente decât cele prevăzute de Legea Societăților.

Dacă, în termen de 30 de minute de la ora stabilită pentru desfășurarea adunării la prima convocare (sau în orice alt termen considerat oportun de preşedintele adunării), nu se întrunesc cerințele de cvorum sau, dacă, pe parcursul şedinței, acestea încetează să mai fie întrunite, AGEA se va ține la o a doua convocare într-o zi, la o oră şi într-un loc specificate în acest sens în convocare. AGEA întrunită la a doua convocare poate decide cu privire la problemele incluse în ordinea de zi făcută publică a primei adunări convocate în prezența acționarilor reprezentând o cincime din numărul total al drepturilor de vot, cu majoritatea voturilor deținute de acționarii prezenți sau reprezentați in mod valabil in cadrul adunării.

Fără a aduce atingere prevederilor de mai sus, decizia de modificare a obiectului principal de activitate al Societății, de reducere sau majorare a capitalului social, de schimbare a formei juridice, de fuziune, divizare sau dizolvare a Societății trebuie luată cu o majoritate de cel puțin 2/3 din drepturile de vot deținute de acționarii Societății prezenți, reprezentați sau care au votat prin corespondentă.

În ceea ce privește majorarea capitalului social prin aport în numerar, ridicarea dreptului de preferință al acționarilor de a subscrie noile acțiuni trebuie să fie hotărâtă în AGEA, la care participă acționari reprezentând cel puțin 85% din capitalul social subscris şi cu votul acționarilor care dețin cel puțin 3/4 din drepturile de vot. Aceste cerințe de cvorum şi majoritate sunt aplicabile şi în cazul ridicării dreptului de preferință în situația majorării capitalului social prin conversia datoriilor certe, lichide şi exigibile.

O majorare a capitalului social prin aporturi în natură trebuie aprobată de AGEA, la care participă acționari reprezentând cel puțin 85% din capitalul social subscris și cu votul acționarilor care dețin cel puțin 3/4 din drepturile de vot. Aporturile în natură pot consta numai în bunuri noi și performante necesare realizării obiectului de activitate al Societății.

O majorare a capitalului social prin majorarea valorii nominale a acțiunilor poate fi hotărâtă numai cu votul tuturor acționarilor, în afară de cazul când este realizată prin încorporarea rezervelor, beneficiilor sau primelor de emisiune.

În anumite situații expres prevăzute de legislația în vigoare, întrunirea cvorumului și adoptarea deciziilor se va realiza în condițiile prevăzute de reglementările respective.

AGEA poate decide dizolvarea Societății, cu o majoritate de cel puțin 2/3 din drepturile de vot deținute de acționarii prezenți sau reprezentați în AGEA. În cazul în care AGEA a decis dizolvarea Societății, aceasta are ca efect deschiderea procedurii lichidării. Din momentul dizolvării, membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului nu mai pot întreprinde noi operațiuni și vor răspunde, în caz contrar, individual și solidar pentru oricare dintre acțiunile întreprinse. Consecințele fiscale ale divizării și lichidării vor fi stabilite în conformitate cu legislația fiscală românească și cu legislația țării în care este rezident fiscal fiecare investitor.

Consiliul de Supraveghere

Potrivit Noului Act Constitutiv, Consiliul de Supraveghere este format din șapte membri, care sunt numiți pentru un mandat de patru ani de către AGA Societății. Președintele Consiliului de Supraveghere este numit de membrii Consiliului de Supraveghere. Adunările Consiliului de Supraveghere pot fi convocate după cum urmează: (i) de către președintele Consiliului de Supraveghere (sau de către un membru al Consiliului de Supraveghere în baza unei autorizări a președintelui) ori de câte ori este necesar, dar cel puțin trimestrial; (ii) de către președintele Consiliului de Supraveghere la cererea motivată a oricăror doi membri ai Consiliului de Supraveghere sau a întregului Directorat, cu condiția ca punctele propuse pentru includerea pe ordinea de zi să fie de competența Consiliului de Supraveghere; sau (iii) de către doi membri ai Consiliului de Supraveghere sau de Directorat, în cazul în care președintele nu convoacă ședința Consiliului de Supraveghere, în conformitate cu punctele (i) și (ii) de mai sus.

În cazul în care este convocată la cererea Directoratului, ședința Consiliului de Supraveghere are loc în termen de cel mult cinci zile de la primirea unei astfel de cereri. Cel puțin patru din membrii Consiliului de Supraveghere trebuie să fie prezenți la o ședință pentru a constitui un cvorum valabil, iar deciziile pot fi adoptate statutar prin votul majorității membrilor prezenți (sau reprezentați) la o astfel de ședință.

Ședința Consiliului de Supraveghere este prezidată de președintele Consiliului de Supraveghere, iar, în lipsa acestuia, de către un membru al Consiliului de Supraveghere pe baza unui mandat primit de la președinte.

Directoratul

Membrii Directoratului sunt aleși de Consiliul de Supraveghere pentru un mandat de patru ani. Directoratul este compus din cinci membri. Un membru al Directoratului este numit președinte al Directoratului/Director General Executiv

Cel puțin trei din membrii săi trebuie să fie prezenți la o ședință pentru a constitui un cvorum valabil, iar deciziile pot fi adoptate statutar prin votul majorității membrilor prezenți (sau reprezentați) la o astfel de ședință. În anumite cazuri, Directoratul poate adopta o hotărâre prin distribuire, pe baza acordului unanim în scris, fără a se mai organiza o întrunire.

Directoratul poartă responsabilitatea conducerii executive a Societății și reprezintă Societatea în tranzacțiile și interacțiunile acesteia cu terții.

Obligații de declarare și raportare

De la Data Listării, Societatea va trebui să îndeplinească anumite obligații de transparență în conformitate cu prevederile Legii 24/2017 și ale Regulamentului ASF nr. 5/2018. De exemplu, potrivit Legii 24/2017, în cazul în care, ca urmare a achiziției sau cesiunii de Acțiuni sau a altor operațiuni cu Acțiunile, proporția drepturilor de vot deținute de o persoană atinge, depășește sau scade sub unul din pragurile de 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, 50% și 75% din totalul drepturilor de vot, respectiva persoană trebuie să înștiințeze Societatea cu privire la proporția drepturilor de vot deținute, în mod prompt, dar nu mai târziu de patru zile de tranzacționare de la data la care persoana respectivă (i) află despre achiziționare sau cesiune sau despre posibilitatea de exercitare a drepturilor de vot sau la care ar fi trebuit să afle despre acestea, date fiind circumstanțele, indiferent de data la care produce efecte achiziționarea, cesiunea sau posibilitatea de

exercitare a drepturilor de vot; sau (ii) este informată în legătură cu un eveniment prin care se modifică repartizarea drepturilor de vot.

De asemenea, potrivit Legii 24/2017, Societatea trebuie să îşi publice situaţiile contabile auditate cel târziu la patru luni după sfârşitul fiecărui exerciţiu financiar, rapoartele semestriale cel târziu la trei luni după încheierea primelor şase luni ale fiecărui exerciţiu financiar şi rapoartele trimestriale pentru primul şi cel de al treilea trimestru al anului în termen de 45 de zile de la încheierea perioadei de raportare.

În plus, Societatea are obligaţia de a informa publicul, printre altele, cu privire la următoarele aspecte:

(a) convocarea adunării generale a acţionarilor;

(b) hotărârile adunărilor acţionarilor;

(c) înlocuirea auditorului Societăţii şi motivele acestei schimbări;

(d) modificarea controlului, inclusiv modificarea indirectă a controlului;

(e) încheierea, încetarea sau diminuarea unor acorduri contractuale care au generat cel puţin 10% din veniturile Societăţii în exerciţiul financiar anterior;

(f) proceduri litigioase care implică Societatea;

(g) achiziţii sau înstrăinări semnificative de active (achiziţia sau înstrăinarea este considerată semnificativă, dacă activele reprezintă cel puţin 10% din valoarea totală a activelor Societăţii, fie anterior, fie ulterior tranzacţiei); şi

(h) noi produse sau servicii lansate de Societate sau un proces nou de dezvoltare, care afectează resursele Societăţii.

Obligaţia de a lansa oferte publice de preluare obligatorie şi de retragere („*squeeze out*") obligatorie

Preluare publică obligatorie

În conformitate cu Legea 24/2017, dacă o persoană, în urma achiziţiei proprii sau a achiziţiei de către persoane care acţionează în mod concertat cu aceasta, deţine valori mobiliare ale unui emitent, care, adăugate la orice deţineri existente ale acesteia şi la deţinerile de valori mobiliare ale persoanelor care acţionează în mod concertat cu aceasta, direct sau indirect, îi conferă mai mult de 33% din drepturile de vot în emitentul respectiv, acea persoană are obligaţia de a lansa o ofertă publică adresată tuturor deţinătorilor de valori mobiliare („**Ofertă Publică de Preluare Obligatorie**"). O astfel de Ofertă Publică de Preluare Obligatorie trebuie să aibă ca obiectiv dobândirea tuturor participaţiilor respectivilor deţinători de valori mobiliare, la un preţ echitabil, şi trebuie efectuată cât mai curând posibil, dar nu mai târziu de două luni de la momentul atingerii respectivei deţineri de 33%.

Prin derogare, nu există obligaţia iniţierii Ofertei Publice de Preluare Obligatorie în cazul în care acţionarii au dobândit mai mult de 33% din drepturile de vot anterior intrării în vigoare a Legii 24/2017, cu respectarea prevederilor legale incidente la momentul dobândirii.

De asemenea, iniţierea unei Oferte Publice de Preluare Obligatorie nu este obligatorie nici în cazul în care deţinerea reprezentând mai mult de 33% din drepturile de vot asupra emitentului a fost dobândită ca urmare a unei tranzacţii exceptate. „Tranzacţie exceptată" înseamnă că acţionariatul a fost dobândit: a) în cadrul procesului de privatizare; b) prin achiziţionarea de acţiuni de la Ministerul Finanţelor Publice sau de la alte entităţi abilitate legal, în cadrul procedurii executării creanţelor bugetare; c) în urma transferurilor de acţiuni realizate între societatea-mamă şi filialele sale sau între filialele aceleiaşi societăţi-mamă; sau d) în urma unei oferte publice de preluare voluntară adresată tuturor deţinătorilor respectivelor valori mobiliare şi având ca obiect toate deţinerile acestora.

Până la derularea Ofertei Publice de Preluare Obligatorie, drepturile de vot aferente valorilor mobiliare depăşind pragul de 33% din drepturile de vot asupra emitentului sunt suspendate, iar respectivul acţionar şi persoanele cu care acesta acţionează în mod concertat nu mai pot achiziţiona, prin alte operaţiuni, acţiuni ale aceluiaşi emitent.

În cazul în care o persoană deţine în mod neintenţionat (astfel cum se descrie mai jos) mai mult de 33% din drepturile de vot ale emitentului, această persoană, în termen de 3 luni de la data dobândirii acestei poziţii în acţionariat, poate fie să lanseze o ofertă publică potrivit prevederilor de mai sus, fie să înstrăineze un număr de acţiuni, corespunzător pierderii poziţiei dobândite fără intenţie. Dobândirea poziţiei reprezentând mai mult de 33% din drepturile de vot ale emitentului se consideră neintenţionată, dacă a rezultat din: a) o reducere a capitalului, prin răscumpărarea de către societate a acţiunilor proprii, urmată de anularea acestora;

b) depășirea pragului, ca rezultat al exercitării dreptului de preferință, subscriere sau conversie a drepturilor atribuite inițial, precum și al convertirii acțiunilor preferențiale în acțiuni ordinare; sau c) fuziunea/divizarea sau succesiunea.

Retragere și vânzare obligatorie („Squeeze out and sell out")

Potrivit Legii 24/2017, un acționar care a derulat o ofertă publică de cumpărare adresată tuturor acționarilor și pentru toate deținerile acestora („**Ofertantul**") are dreptul să solicite acționarilor care nu au acceptat oferta, să vândă Ofertantului respectivele acțiuni, la un preț echitabil, în situația în care Ofertantul: a) deține acțiuni reprezentând cel puțin 95% din numărul total de acțiuni din capitalul social care conferă drept de vot și cel puțin 95% din drepturile de vot ce pot fi efectiv exercitate; sau b) a achiziționat, în cadrul ofertei publice de cumpărare adresate tuturor acționarilor și pentru toate deținerile acestora, acțiuni reprezentând cel puțin 90% din numărul total de acțiuni din capitalul social care conferă drept de vot și cel puțin 90% din drepturile de vot vizate în cadrul ofertei.

Acest drept poate fi exercitat în termen de 3 luni de la data închiderii ofertei publice.

Ca urmare a unei oferte publice de cumpărare adresate tuturor deținătorilor și pentru toate deținerile acestora, oricare acționar minoritar are dreptul să solicite ca Ofertantul să îi cumpere acțiunile la un preț echitabil, calculat potrivit prevederilor legale.

Nu au existat oferte publice de preluare de către terțe părți pentru întregul sau o parte din capitalul social al Societății de la data constituirii Societății.

Certificate de depozit

Emiterea de certificate de depozit se poate face pentru un număr de acțiuni suport care reprezintă cel mult 1/3 din numărul total de acțiuni emise de societatea emitentă. În cazul în care emiterea de certificate de depozit se realizează ca urmare a derulării unei oferte publice de vânzare, emiterea de certificate de depozit se poate face pentru un număr de acțiuni suport care reprezintă cel mult 1/10 din numărul de acțiuni obiect al ofertei, dar fără a se depăși 1/3 din numărul total de acțiuni emise de societatea emitentă. În cazul în care oferta publică este primară, pragul de 1/3 se va calcula cu luarea în considerare a capitalului social care va rezulta în urma majorării.

Conform Regulamentului ASF nr. 4/2013 cu modificările ulterioare, după derularea ofertei publice de vânzare la care se face referire mai sus, nu este permisă emiterea timp de 12 luni de certificate de depozit prin conversia acțiunilor.

Principalele etape ale procesului de selecție a membrilor conducerii, conform OUG 109/2011

Conform dispozițiilor OUG 109/2011 aplicabile societăților controlate de stat, precum Societatea, procesul de numire a membrilor în cadrul Consiliului de Supraveghere sau al Directoratului trebuie să urmeze o procedură de selecție a candidaților care include următorii pași principali: (i) o scrisoarea cu privire la așteptări este elaborată și publicată de minister, stabilindu-se nivelul de performanță așteptat de la candidați; (ii) prima componentă a planului de selecție este pregătită și publicată, acoperind aspectele-cheie ale procedurii de selecție, identificând datele de începere și de finalizare, documentele care trebuie prezentate, cerințele referitoare la expertul independent; (iii) compania de recrutare este selectată și numită de către Societate ca expert independent; (iv) ministerul înființează un comitet de selecție însărcinat cu realizarea de propuneri de numiri din lista finală de candidați; (v) cea de-a doua componentă a planului de selecție este pregătită, care conține elementele inițiale a planului de selecție completate cu propunerea de nominalizare a candidaților selectați; (vi) se publică un anunț privind selecția membrilor consiliului de administrație; (vii) candidații depun dosarele de candidatură; (viii) se întocmește o listă lungă de candidați; (ix) se întocmește o listă scurtă de candidați care se comunică și candidaților; (x) candidații de pe lista scurtă care și-au exprimat interesul pentru a fi numiți sunt intervievați; și (xi) se finalizează un raport cu candidații propuși și se trimite Societății.

Legea prevede un termen maxim de 150 de zile până la care trebuie finalizat procesul de selecție.

Acorduri de cooptare a salariaților în capitalul Emitentului

Nu există acorduri de cooptare a salariaților în capitalul Emitentului.

TRANZACȚII CU PĂRȚILE AFILIATE

În continuare se regăsește o sinteză a tranzacțiilor cu părțile afiliate, astfel cum sunt acestea definite în IAS 24 „Prezentarea informațiilor privind părțile afiliate". Pentru detalii suplimentare cu privire la aceste tranzacții la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 și pentru anii încheiați la aceste date, a se vedea Nota 31 din Situațiile Financiare Consolidate Auditate, iar pentru detalii suplimentare cu privire la aceste tranzacții la data de 31 martie 2023 și pentru perioada încheiată la această dată, a se vedea Nota 17 din Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate. Pentru mai multe informații cu privire la părțile afiliate menționate în această secțiune, a se vedea secțiunea „Activitatea Societății".

Aspecte generale

În contextul Situațiilor Financiare Consolidate Auditate ale Grupului și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate, se consideră că părțile sunt afiliate conform cerințelor IAS 24 **„Prezentarea informațiilor privind părțile afiliate"** stabilite în Standardele Internaționale de Contabilitate („IAS") în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 1606/2002 al Parlamentului European și al Consiliului, care definește o parte afiliată ca fiind o persoană sau o entitate care este afiliată entității care întocmește situațiile sale financiare.

În perioada 2020-2022, și anul 2023 până la data Prospectului, Grupul a realizat tranzacții cu următoarele principale părți afiliate:

Parte afiliată	Natura relației	Țara de constituire	Natura tranzacțiilor
Administrația Națională Apele Romane ..	Prestator	România	Apa uzinată
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrică din România).....	Prestator /Client	România	Prestarea de către Societate a serviciilor de sistem.
OPCOM (operator al pieței de energie electrică din România).....	Prestator/Client	România	Tranzacții privind energia pe diferite piețe
SN Nuclearelectrica SA.....	Prestator	România	Achiziție de energie
Distribuție Energie Electrica România.....	Prestator	România	Servicii de distribuție a energiei
Hidroconstructia.....	Prestator /Client	România	Construcții hidroenergetice și hidrotehnice
Electrica Furnizare.....	Client	România	Energie vândută
E.ON Energie Romania.....	Client	România	Energie vândută
Engie România	Client	România	Energie vândută
Romaero.....	Client	România	Energie vândută
Metrorex.....	Client	România	Energie vândută
STB București	Client	România	Energie vândută

Valoarea totală a tranzacțiilor care au fost încheiate cu părțile afiliate pentru exercițiile financiare 2022, 2021 și 2020 este de 2.669,0 milioane RON achiziții de către Hidroelectrica și 9.740,7 milioane RON vânzări efectuate de către Hidroelectrica, în timp ce pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 a fost de 500,5 milioane RON achiziții și 1.726,4 milioane RON vânzări.

ASPECTE REFERITOARE LA REGLEMENTĂRI

I. Aspecte privind energia electrică

Legislația UE în domeniul energiei

Legislația UE în domeniul energiei și schimbărilor climatice

Un document al Comisiei Europene din anul 1995 cu titlul „O politică energetică pentru Uniunea Europeană", care s-a axat în principal pe integrarea pieței, a fost urmat în anul 2006 de documentul de poziție intitulat „O strategie europeană pentru o energie sigură, competitivă și sustenabilă", care a fost revizuită ulterior în două „pachete" de comunicări în anii 2007 și 2008. În martie 2007, Consiliul European a adoptat un plan de acțiune, iar Comisia a început să propună acte legislative începând cu septembrie 2007.

În 2007, Comisia a publicat o propunere pentru stabilirea unei noi politici energetice și a unei strategii de realizare a unei piețe energetice mai integrate și mai competitive în cadrul UE, menită să asigure o furnizare stabilă de energie și să combată schimbările climatice. „Legislația UE privind energia și schimbările climatice" a stabilit anumite obiective (cunoscute sub numele de obiectivele 20-20-20), printre care: (i) o mai mare liberalizare a piețelor de energie electrică; (ii) o reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 20% până în 2020; (iii) sursele de energie regenerabilă să reprezinte cel puțin 20% din consumul de energie al UE până în 2020; și (iv) economii de energie de 20% până în 2020 comparativ cu proiecțiile pentru 2020 elaborate în 2007 (1.853 milioane de tone de echivalent petrol).

Ulterior, în 2009, Uniunea Europeană a adoptat cel de-al Treilea Pachet Legislativ în Domeniul Energetic, care cuprinde (pe lângă actele legislative referitoare la schimbările climatice, descrise mai jos) Directiva 2009/72/CE privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE (**„A Treia Directivă UE privind Energia Electrică"**). Aceste directive și regulamente aveau împreună rolul de a definitiva liberalizarea pieței de energie electrică din cadrul UE. Aceste acte normative în domeniul energiei prevedeau o mai mare separare a activităților de furnizare și a celor de producție de operarea rețelelor de transport. În vederea îndeplinirii acestui obiectiv, statele membre puteau alege, sub rezerva condițiilor aferente prevăzute în A Treia Directivă UE privind Energia Electrică, dintre următoarele trei opțiuni:

- *Separarea juridică deplină a proprietății*: această opțiune presupune ca întreprinderile integrate vertical să își vândă rețelele de transport al gazelor sau al energiei electrice către un operator independent, care va desfășura toate operațiunile de rețea. Această opțiune se aplică întreprinderilor noi;
- *Operator de sistem independent* („OSI"): conform acestei opțiuni, întreprinderile integrate vertical păstrează dreptul de proprietate asupra rețelelor de gaze și de electricitate, dar sunt obligate să desemneze un operator independent pentru administrarea tuturor operațiunilor de rețea. Această opțiune se poate aplica întreprinderilor existente; și
- *Operator de transport independent* („OTI"): această opțiune este o modificare a opțiunii OSI, conform căreia întreprinderile integrate vertical nu trebuie să desemneze un OSI, dar trebuie să respecte reguli stricte care să asigure separarea între furnizare și transport. Această opțiune se poate aplica întreprinderilor existente.

Legislația UE în domeniul energiei a consolidat și drepturile consumatorilor prin stabilirea dreptului consumatorilor (i) de a schimba furnizorii de energie electrică sau de gaze (procesul de schimbare trebuie să se încheie în termen de trei săptămâni) și de a primi un decont final de lichidare în termen de cel mult șase săptămâni de la schimbarea furnizorului; (ii) de a obține despăgubiri în cazul în care nivelurile de calitate nu sunt atinse; (iii) de a primi informații privind condițiile de furnizare prin intermediul facturilor și al paginilor de internet ale companiilor; și (iv) de a beneficia de un tratament eficient și independent al reclamațiilor.

În fine, Legislația UE în domeniul energiei și schimbărilor climatice prevede crearea unei agenții în cadrul UE pentru coordonarea autorităților naționale de reglementare în domeniul energiei, care va emite ghiduri-cadru neobligatorii pentru agențiile naționale. Această sarcină a fost atribuită Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în Domeniul Energiei. Se preconizează că rezultatul acestor măsuri va fi un mediu de reglementare în domeniul energiei armonizat la nivelul întregii Uniuni Europene.

În octombrie 2014, Consiliul Energiei al UE a adoptat noi obiective și arhitectura cadrului UE pentru climă și energie pentru perioada 2020-2030. Aceste obiective au fost modificate în 2018, iar, în prezent, printre acestea se numără următoarele: (i) o reducere cu cel puțin 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2030, comparativ cu nivelurile din 1990 (plafonul total al emisiilor de gaze cu efect de seră va fi redus cu 2,2% în fiecare an începând cu 2021, față de reducerea anuală de 1,74% în perioada 2013-2020); (ii) o pondere de 32% din consumul de energie să provină din surse de energie regenerabilă până în 2030

(rezultând în producția a până la 47% din energia electrică consumată în UE din surse de energie regenerabilă); (iii) creșterea eficienței energetice la nivelul UE cu cel puțin 32,5% până în 2030; și (iv) realizarea unei capacități de interconectare a energiei electrice de cel puțin 10% până în 2020.

În iulie 2015, Comisia a propus revizuirea EU-ETS începând cu 2020. Se vor înființa un Fond de Inovație și un Fond de Modernizare pentru a ajuta sectorul energetic să facă față provocărilor în materie de inovație și de investiții pe care le presupune tranziția către o economie cu emisii reduse de dioxid de carbon. Cote gratuite vor continua să fie disponibile pentru modernizarea sectorului energetic în statele membre cu venituri mai mici. În plus, propunerea legislativă privind o rezervă de stabilitate a pieței a fost aprobată în octombrie 2015 și a început să funcționeze în ianuarie 2019. În mai 2022, Comisia a publicat o comunicare privind numărul total de cote aflate în circulație în 2021 în scopul Rezervei de Stabilitate a Pieței în cadrul EU-ETS și privind numărul de cote nealocate în perioada din 2013 până în 2020.

În noiembrie 2016, Comisia a prezentat Pachetul UE privind Energia Curată, un set de propuneri legislative, cu scopul de a oferi un nou cadru pentru sectorul energetic al UE pentru a accelera tranziția către o energie curată, precum și pentru a respecta Acordul de la Paris al UE, încheiat în decembrie 2015. La data de 22 mai 2019, Pachetul UE privind Energia Curată a fost adoptat de Parlamentul European, iar această dată a marcat etapa finală a revizuirii de către UE a politicii sale energetice pentru a facilita tranziția către o energie curată. Pachetul UE privind energia curată stabilește ambițiile UE în materie de eficiență energetică și de energie regenerabilă pentru 2030. De asemenea, acesta actualizează normele care reglementează funcționarea pieței interne a energiei electrice și a rețelelor de transport și distribuție. Pachetul include opt directive și regulamente principale privind piața energiei electrice și consumatorii, eficiența energetică și performanța energetică a clădirilor, sustenabilitatea surselor regenerabile și a bioenergiei, precum și guvernanța Uniunii Energetice. Pachetul UE privind Energia Curată pune în aplicare schimbări majore pe piață prin utilizarea sporită a resurselor regenerabile și dezvoltarea de noi tehnologii în cadrul UE. Statele membre au, de asemenea, obligația de a adopta măsuri pentru a reacționa în mod eficient în caz de criză de energie electrică. Noile norme reflectă și ambițiile UE privind o economie neutră din punct de vedere climatic până la sfârșitul anului 2050, menținând în același timp un cadru pentru creștere economică și competitivitate.

Tranzacționarea transfrontalieră de energie electrică

Pe lângă faptul că se concentrează asupra liberalizării pieților interne de energie din fiecare stat membru, reglementările UE în domeniul energiei sunt, de asemenea, concepute pentru a ameliora tranzacționarea transfrontalieră de energie electrică. În consecință, UE a pus în aplicare și Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 (**„Regulamentul (CE) nr. 1228/2003"**) privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică. Acest regulament impunea înființarea unui comitet de experți naționali prezidat de Comisie pentru a adopta ghidurile privind (i) mecanismul de compensare a operatorilor de sistem de transport pentru fluxurile transfrontaliere de energie electrică; (ii) armonizarea tarifelor de transport naționale; și (iii) gestionarea congestionării rețelelor. Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 a instituit un mecanism de contribuții la un fond care să suporte costurile rezultate din tranzacțiile transfrontaliere, conform căruia operatorii de sisteme de transport contribuie la un fond în funcție de fluxurile fizice nete de import și export înregistrate de aceștia. Distribuția fondurilor acumulate depinde apoi de volumul de tranzit.

Cu toate că Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 a avut parțial rezultate de succes, Comisia a adoptat ulterior Regulamentul privind schimburile transfrontaliere. Regulamentul (CE) nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (**„Regulamentul UE privind schimburile transfrontaliere"**) a abrogat Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 și a stabilit normele menite să atenueze dificultățile legate de schimburile transfrontaliere, în vederea îmbunătățirii concurenței și a armonizării pe piața internă a energiei electrice din UE.

Regulamentul UE privind schimburile transfrontaliere a creat Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem (**„ENTSO-E"**) cuprinzând operatorii de sisteme de transport desemnați din toate statele membre și care au obligația de a pune în aplicare mecanisme de schimb de informații pentru a garanta siguranța rețelelor în contextul gestionării congestiei rețelelor.

Costurile aferente activităților desfășurate de ENTSO-E sunt suportate de operatorii de sisteme de transport care găzduiesc fluxurile de energie electrică transfrontaliere în rețelele lor. În schimb, aceștia sunt remunerați de operatorii de sisteme de transport de la care provin fluxurile transfrontaliere și de la operatorii sistemelor unde ajung în final aceste fluxuri. Totodată, operatorii aplică și tarife pentru accesul la rețele.

La data de 23 februarie 2017, Comisia a adoptat Propunerea de Regulament al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă a energiei electrice. Principalele obiective ale acestui act normativ erau o

mai bună legătură între piața angro și piața cu amănuntul, consolidarea cooperării la nivel regional, intensificarea schimburilor comerciale transfrontaliere și dezvoltarea pieţelor pe termen scurt și lung pentru a transmite semnale pozitive în legătură cu investiţiile în tehnologii moderne atât producătorilor, cât și consumatorilor de energie electrică. În mai 2022, UE a adoptat Regulamentul (UE) 2022/869 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 715/2009, (UE) 2019/942 și (UE) 2019/943 și a Directivelor 2009/73/CE și (UE) 2019/944 și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 („**Regulamentul TEN-E**"), care viza îmbunătăţirea securităţii aprovizionării, a integrării pieţei, a concurenţei și a sustenabilităţii în sectorul energetic. Scopul Regulamentului TEN-E este realizarea unei pieţe interne integrate a energiei electrice prin conectarea infrastructurii energetice între statele membre, în vederea îndeplinirii obiectivelor Pactului Ecologic European.

Regulamentul TEN-E identifică coridoarele prioritare din diferite zone geografice în domeniul energiei electrice, al reţelelor offshore și al infrastructurii de hidrogen. Unul dintre coridoarele pentru energia electrică avute în vedere de Regulamentul TEN-E este reprezentat de interconexiunile de energie electrică nord-sud din Europa centrală, de est și de sud-est, care vizează realizarea de interconexiuni și linii interne în direcţiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieţei interne și pentru integrarea producţiei provenite din surse regenerabile.

Prin Comunicarea Comisiei către Parlamentul European, Consiliul European, Consiliu, Comitetul Economic și Social European și Comitetul Regiunilor, emisă la data de 18 mai 2022 referitoare la intervenţii pe termen scurt pe piața energiei electrice și îmbunătăţiri pe termen lung ale organizării pieţei energiei electrice, a fost evidenţiată necesitatea unor măsuri de intervenţie pe termen scurt pe pieţele energiei electrice, ţinându-se cont de contextul naţional și local.

La data de 18 mai 2022, Comisia Europeană a prezentat Planul REPowerEU, ca reacţie la perturbarea pieţelor de energie provocată de invazia Ucrainei de către Rusia. Planul Repower EU vizează reducerea dependenţei de combustibilii fosili proveniţi din Rusia până în 2027 și, concomitent, creșterea ritmului tranziţiei verzi prin accelerarea utilizării surselor regenerabile de energie electrică.

La data de 6 octombrie 2022, UE a adoptat Regulamentul 2022/1854 al Consiliului privind o intervenţie de urgenţă în legătură cu preţurile ridicate la energie („**Regulamentul UE 2022/1854**") prin măsuri excepţionale și limitate în timp. Acestea vizează (i) reducerea consumului de energie electrică, (ii) introducerea unui plafon pentru veniturile de pe piaţă pe care producătorii cu costuri marginale mai scăzute, cum ar fi, printre altele, energia hidroelectrică fără lacuri de acumulare, le primesc din producţia de energie electrică și le redistribuie către consumatorii finali de energie electrică într-un mod direcţionat; și (iii) stabilirea unor norme pentru o contribuţie de solidaritate temporară obligatorie din partea întreprinderilor și a sediilor permanente din UE cu activităţi în sectoarele ţiţeiului, gazelor naturale, cărbunelui și rafinăriilor, pentru a contribui la asigurarea unui preţ accesibil al energiei pentru gospodării și întreprinderi. Regulamentul UE 2022/1854 permite statelor membre să ia măsuri excepţionale de intervenţie publică în ceea ce privește stabilirea preţurilor pentru furnizarea de energie electrică pentru clienţii casnici și IMM-uri. Măsurile impuse prin Regulamentul UE 2022/1854 se vor aplica până la 31 decembrie 2023, cu următoarele condiţii:

- reducerea consumului brut de energie electrică în timpul orelor de vârf s-a aplicat în perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023;
- măsurile pentru realizarea reducerii cererii și distribuirea veniturilor excedentare se aplică începând cu 1 decembrie 2022;
- plafonul obligatoriu pe veniturile de pe piaţă, aplicarea plafonului pe veniturile de pe piaţă în cazul producătorilor de energie electrică și măsurile naţionale de criză se aplică în perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 30 iunie 2023; și
- revizuirile Comisiei se aplică până la data de 15 octombrie 2024.

Aceste date trebuie avute în vedere fără a aduce atingere obligaţiei statelor membre de a asigura distribuirea veniturilor excedentare, de a utiliza încasările din contribuţia de solidaritate temporară și de a respecta obligaţia de raportare.

Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparenţa pieţei angro de energie („**Regulamentul REMIT**") este direct aplicabil în România și vizează sporirea integrităţii și transparenţei pieţelor angro de energie cu scopul de a promova o concurenţă deschisă și echitabilă pe pieţele angro de energie în beneficiul consumatorilor finali de energie. Regulamentul REMIT interzice manipularea pieţei și tranzacţiile bazate pe informaţii privilegiate și a introdus obligaţia participanţilor la piaţă de a face publice în mod efectiv și în timp util informaţiile

privilegiate pe care le dețin referitoare la întreprindere sau la instalații. Faptele de manipulare a pieților de energie sunt identificate și preîntâmpinate prin intermediul Regulamentului de punere în aplicare nr. 1348/ 2014 al Comisiei, care a determinat diverse sarcini: (i) obligația participanților la piață de a raporta informații, incluzând ordinele corelate și necorelate, către Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în Domeniul Energiei a Uniunii Europene („**ACER**") prin sistemul de raportare a ordinelor; (ii) interdicția de a utiliza informații privilegiate la vânzarea sau cumpărarea de energie electrică pe piețele angro de energie; (iii) interdicția de a distribui informații incorecte care fac uz de informații false cu privire la oferta, cererea și prețurile energiei electrice; (iv) interzicerea tranzacțiilor manipulatoare. Eșecul Societății de a se conforma cu obligațiile de divulgare conform Regulamentului REMIT este sancționată în conformitate cu prevederile Legii Energiei, astfel cum este descris în secțiunea *„Sancțiuni prevăzute de Legea Energiei dacă Societatea încalcă obligațiile sale atât în calitate de furnizor, cât și în calitate de producător"*.

În scopuri de publicare conform REMIT, Societatea a încheiat două acorduri care sunt descrise în secțiunea de mai sus *„Activitatea Societății – Contracte importante – Convenții pentru dezvăluirea datelor și informațiilor REMIT"*.

Prin Regulamentul (UE) nr. 596/2014 al Parlamentului European și al Consiliului din 16 aprilie 2014 privind abuzul de piață și de abrogare a Directivei 2003/6/CE a Parlamentului European și a Consiliului și a Directivelor 2003/124/CE, 2003/125/CE și 2004/72/CE ale Comisiei („**Regulamentul privind Abuzul de Piață**"), tranzacțiile în baza informațiilor privilegiate pe piața energiei și manipularea pieței energiei sunt interzise. Informațiile care trebuie să fie raportate în conformitate cu REMIT sunt considerate informații privilegiate. În plus, Regulamentul privind Abuzul de Piață impune raportarea tranzacțiilor efectuate de personalul de conducere la nivelul emitentului ca măsură preventivă împotriva abuzului de piață.

Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE („**Directiva 2009/72**") viza introducerea de măsuri care să asigure creșterea eficienței furnizării de energie electrică, distingând între producție, transport, distribuție și furnizare în sectorul energetic. Directiva 2009/72 a fost transpusă în legislația României, dar a fost abrogată prin Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare) („**Directiva 2019/944**"). Totodată, în conformitate cu Legea Energiei, emitentul trebuie să păstreze evidențe contabile separate pentru fiecare activitate desfășurată în domeniul energiei electrice.

Piața energiei din România

Principalii actori

Principalii actori ai pieței de energie electrică din România sunt:

- Ministerul Energiei, care stabilește cadrul, planurile, măsurile și acțiunile care trebuie întreprinse în ceea ce privește aplicarea politicilor Guvernului în domeniul energiei electrice;
- ANRE – Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei care elaborează și supraveghează aplicarea normelor privind rolurile și responsabilitățile tuturor participanților la piața de energie electrică (de exemplu, operatorul de rețea, operatorul de transport și de sistem, producătorii, furnizorii, traderii și clienții), conform prevederilor legislației europene în vigoare. De asemenea, ANRE soluționează eventualele dispute dintre participanții la piață, fără a aduce atingere dreptului de soluționare a litigiului în instanță;
- OTS – Operatorul de Transport și Sistem, care este operatorul unic al rețelei de transport al energiei electrice, o societate pe acțiuni în care pachetul majoritar de acțiuni (aproximativ 59%) este deținut de statul român prin Secretariatul General al Guvernului;
- OPCOM o societate pe acțiuni deținută în proporție de 100% de OTS. Este administratorul pieței de energie electrică și asigură un cadru organizat, viabil și eficient pentru tranzacționarea pe piața angro de energie și pe piața certificatelor verzi într-un mod transparent și nediscriminatoriu; De asemenea, OPCOM este Operator desemnat (OPEED) îndeplinind sarcini referitoare la cuplarea pieților pentru ziua următoare sau a pieților intrazilnice;
- BRM – Bursa Romana de Marfuri, in calitate de operator al pieților organizate de energie electrica la termen, pieților pentru ziua următoare si intrazilnice.

- producătorii. În România, sectorul de producție a energiei electrice este dominat de companii controlate de statul român;
- distribuitorii de energie electrică. Distribuția de energie electrică este în mare parte privatizată, fiind sub controlul mai multor mari companii de utilități din UE, precum Enel, E.On și CEZ, în timp ce statul păstrează o parte din rețeaua de distribuție prin intermediul Electrica Distribuție;
- traderii și furnizorii de energie electrică – acest sector este în proprietate privată, cu câteva excepții; și
- consumatorii finali de energie electrică.

Prezentare generală

Legea Energiei stabilește cadrul de reglementare pentru societățile care își desfășoară activitatea pe piața energiei electrice din România, incluzând producătorii și furnizorii de energie electrică. Legea Energiei transpune prevederile (i) Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE și ale Directivei 2005/89/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 18 ianuarie 2006 privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructuri, precum și ale (ii) Directivei 2009/73/CE a Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE

La data de 4 octombrie 2021, Guvernul României a aprobat Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice („**PNIESC**"). În conformitate cu pachetul UE „Fit for 55", PNIESC are rolul de a detalia reformele și politicile care vizează decarbonizarea sistemului energetic prin promovarea investițiilor în sursele și tehnologiile de energie regenerabilă și în eficiența energetică. Acesta va facilita tranziția către energia verde. În acest sens, Ministerul Energiei a anunțat intenția de a adopta o legislație care să promoveze investițiile în capacități de stocare pentru energia solară, eoliană și hidraulică, precum și în instalații de producție a hidrogenului, menite să asigure aprovizionarea cu energie electrică și să faciliteze echilibrarea sistemului electric. Potrivit PNIESC, puterea instalată totală va ajunge la 22 GW în 2025 și la 25 GW în 2030, în timp ce puterea instalată pe bază de energie hidraulică, eoliană și solară va crește în următorul deceniu.

Comisia Europeană a recomandat ca energia regenerabilă să reprezinte 34% din mixul energetic până în anul 2030. Obiectivul Guvernului Român în acest sens este stabilit la 30,7% până în anul 2030, ceea ce corespunde punerii în funcțiune a unei capacități regenerabile suplimentare de 7 GW, cu costuri estimate la aproximativ 22 de miliarde de euro (inclusiv investițiile în retehnologizarea rețelelor și capacitățile pentru instalațiile de producere a energiei electrice pe bază de gaz).

Acest obiectiv poate fi îndeplinit prin: (i) consolidarea rețelei pentru a permite conectarea de noi capacități, precum și de noi capacități de stocare; (ii) dezvoltarea și exploatarea mai multor instalații de stocare; (iii) utilizarea tehnologiilor viitorului, în principal hidrogenul; (iii) implementarea unui sistem de „rețea inteligentă"; și (iv) dezvoltarea infrastructurii de rețea existente cu un impact pozitiv asupra îmbunătățirii accesului energiei regenerabile la rețea.

Încheierea de CCEE

Pentru o perioadă de aproximativ 8 ani, producătorii români de energie nu puteau încheia CCEE în afara pieței, prin negociere directă cu un cumpărător liber ales. Prin urmare, producătorii erau obligați să vândă electricitatea pe piețele OPCOM către orice furnizor, distribuitor sau consumator final (înregistrat pe piață) disponibili să o achiziționeze în condiții de piață și la prețul de piață în vigoare la momentul respectiv. Această măsură a avut impact asupra dezvoltării de noi proiecte regenerabile, ridicând temeri cu privire la predictibilitatea cadrului legislativ și la stabilitatea pieței. Cu toate că Guvernul României a decis în 2020 să reintroducă CCEE pentru a stimula investițiile în sectorul energetic, restricția privind CCEE a fost abrogată doar pentru proiectele puse în funcțiune după 1 iunie 2020, nu pentru toate proiectele existente. În vederea implementării principiului unei piețe complet liberalizate a energiei în conformitate cu cerințele europene, una dintre cele mai importante și mult-așteptate modificări la Legea Energiei permite producătorilor de energie electrică să încheie CCEE pe piața angro, în afara piețelor administrate de OPCOM. CCEE ar putea fi atât instrumente financiare pentru reducerea riscului de volatilitate a pieței pe termen lung, fie pentru livrarea fizică.

În general, piețele OPCOM vor funcționa în continuare și influențează prețurile și lichiditatea energiei electrice, deoarece producătorii de energie electrică trebuie să tranzacționeze cel puțin 40% din producția lor pe piețele bilaterale administrate de OPCOM, altele decât PZU, piața intrazilnică și piața de echilibrare, cu excepția capacităților intrate în funcțiune după 1 iunie 2020 pentru care nu e valabilă o asemenea restricție.

Cu toate acestea, în prezent, în conformitate cu art. III din OUG 153/2022, Societatea va vinde 80% din energia electrică produsă în condițiile mecanismului MACEE, care prevalează față de obligația generală prevăzută de Legea Energiei de a vinde cel puțin 40% din producție pe piețele bilaterale administrate de OPCOM, cu excepția piețelor indicate mai sus.

Posibilitatea de a încheia tranzacții liber negociate pe piața angro de energie este menită să contribuie la asigurarea finanțării capacităților energetice și reprezintă un pas înainte pentru ca România să își atingă obiectivul național privind energia regenerabilă stabilit pentru anul 2030. Societatea poate încheia contracte bilaterale de rezervare de capacitate, pe baza unor tarife negociate, în conformitate cu dispozițiile legislației concurențiale.

Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică

Guvernul României a adoptat șase acte normative principale în perioada octombrie 2021 – noiembrie 2022, care vizează procesul de ținere sub control a prețurilor și achiziționarea centralizată a energiei electrice și care se aplică producătorilor și furnizorilor de energie electrică, și anume: (i) OUG 118/2021; (ii) OUG 27/2022; (iii) OUG 119/2022; (iv) Legea 357/2022; (v) OUG 153/2022 ; și (vi) Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 192/2022 pentru modificarea OUG 27/2022 (**„OUG 192/2022"**).

OUG 118/2021

La data de 29 octombrie 2021, a fost adoptat, în baza Legii 259/2021 privind aprobarea OUG 118/2021, primul pachet de măsuri menit să protejeze consumatorii de energie electrică și gaze împotriva majorării prețurilor la energia electrică.

Măsurile prevăzute au vizat preîntâmpinarea agravării nivelului de sărăcie energetică și protejarea consumatorilor vulnerabili de energie electrică și gaze de efectele majorării prețurilor energiei electrice prin intermediul unui mecanism de compensare pentru perioada noiembrie 2021 – martie 2022. Pe lângă diferitele facilități destinate consumatorilor de energie electrică, OUG 118/2021 a introdus și un impozit pe veniturile suplimentare aplicabil producătorilor de energie electrică, ceea ce înseamnă că, până la 31 martie 2022, orice venit suplimentar realizat de acești producători rezultat din diferența dintre prețul lunar mediu de vânzare a energiei electrice și valoarea de referință de 450 RON/MWh a fost supus unui impozit de 80%. Impozitul pe veniturile suplimentare aplicabil producătorilor de energie electrică este deductibil din perspectiva impozitului pe profit.

OUG 27/2022

La data de 22 martie 2022, Guvernul României a emis OUG 27/2022, având drept scop limitarea efectelor creșterii prețurilor energiei electrice atât asupra consumatorilor casnici, cât și asupra consumatorilor noncasnici. OUG 27/2022 a extins, pentru perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, aplicarea impozitului de 80% pe veniturile suplimentare în cazul tuturor producătorilor de energie electrică, cu excepția capacităților de producție intrate în funcțiune ulterior datei de intrare în vigoare a ordonanței, 1 aprilie 2022. Metodologia de calcul a impozitului de 80% pe veniturile suplimentare stabilită prin OUG 27/2022 a fost aplicată în perioada 1 aprilie – 31 august 2022.

Veniturile suplimentare au fost calculate prin înmulțirea diferenței dintre prețul de vânzare mediu lunar și 450 RON/MWh cu cantitatea lunară de electricitate livrată fizic. Impozitul de 80% a fost apoi aplicat la aceste venituri suplimentare.

OUG 119/2022

Începând cu 1 septembrie 2022, printr-o modificare adusă OUG 27/2022 prin OUG 119/2022, producătorii de energie electrică au obligația de a plăti o contribuție la Fondul de Tranziție Energetică pentru perioada 1 septembrie-31 august 2023. Contribuția urma să fie stabilită folosind următoarea formulă: cantitățile totale livrate înmulțite cu diferența dintre prețul lunar de vânzare și prețul de referință (450 RON/MWh), rezultând așadar o contribuție de 100% din prețul mediu net lunar de vânzare ce depășește 450 RON/MWh. Au fost excluse de la obligația de plată a contribuției capacitățile de producere a energiei electrice intrate în funcțiune după data intrării în vigoare a OUG 119/2022 (respectiv 1 septembrie 2022), precum și societățile furnizoare de servicii publice de termoficare care produc energie electrică prin cogenerare.

Legea 357/2022

Ca urmare a modificărilor aduse OUG 27/2022 de prevederile Legii 357/2002 din 16 decembrie 2022, contribuția la Fondul de Tranziție Energetică se percepe de la producătorii de energie electrică pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025, în cazul în care prețul lunar de vânzare a energiei electrice

este mai mare de 450 RON/MWh („**Preţul de Referinţă**"). Contribuţia la Fondul de Tranziţie Energetică este impusă în cazul în care preţul lunar de vânzare a energiei electrice este mai mare decât Preţul de Referinţă, fiind calculată ca diferenţa dintre preţul lunar de vânzare a energiei electrice şi Preţul de Referinţă, înmulţită cu cantitatea lunară de energie electrică livrată fizic din producţia proprie şi/sau transferată din portofoliul de producţie în cel de furnizare, unde: (a) preţul lunar de vânzare a energiei electrice se calculează prin împărţirea veniturilor nete lunare la totalul cantităţii de energie electrică livrată fizic în luna respectivă, unde veniturile nete lunare reprezintă diferenţa dintre veniturile lunare şi cheltuielile lunare; şi (b) veniturile lunare includ: (i) veniturile din vânzarea energiei electrice cu livrare fizică din producţia proprie; (ii) veniturile din transferarea energiei electrice din portofoliul de producţie în cel de furnizare, iar (c) cheltuielile lunare le includ pe cele efectuate: (A) pentru achiziţionarea energiei electrice pentru tranzacţii cu livrare fizică, inclusiv cele de pe piaţa de echilibrare, dar nu mai mult de 5% din valoarea energiei electrice cu livrare fizică din producţia proprie; (B) în virtutea contractelor de acoperire a riscului; (C) pentru acoperirea costului certificatelor CO2 produse şi vândute în alte condiţii decât prin mecanismul prevăzut de OUG 27/2022. Cheltuielile efective de producţie a energiei electrice sunt excluse.

Această contribuţie nu se aplică în cazul capacităţilor de producere a energiei electrice intrate în funcţiune după data de 1 aprilie 2022, precum şi nici producătorilor cu capacităţi de producere de energie electrică şi termică în cogenerare.

Contribuţia la Fondul de Tranziţie Energetică este calculată, declarată şi achitată de plătitor lunar, până la data de 25 inclusiv a lunii următoare celei pentru care este datorată. Contribuţia trebuie să fie plătită într-un cont de numerar separat în lei deschis la unităţile Trezoreriei Statului ale autorităţilor fiscale centrale competente, codificat cu codul de identificare fiscală al plătitorului.

Contractele bilaterale încheiate de producătorii de energie electrică pe piaţa angro prin negociere directă trebuie raportate la ANRE în termen de două zile lucrătoare de la data încheierii acestora.

În contextul războiului din Ucraina, care afectează alimentarea cu energie electrică a Republicii Moldova, producătorii de energie electrică din România trebuie să încheie cu prioritate contracte bilaterale pentru anumite cantităţi disponibile de energie electrică cu traderi şi furnizori de energie electrică desemnaţi de Republica Moldova la Preţul de Referinţă la care se adaugă costul de emisii de CO2 (după caz). Acest aspect este relevant pentru producătorii de energie electrică deţinuţi de stat, cum este Societatea.

OUG 192/2022

Cele mai recente modificări aduse OUG 27/2022 au fost introduse prin OUG 192/2022, adoptată la 30 decembrie 2022. OUG 192/2022 a extins aplicarea măsurilor introduse de OUG 27/2022, inclusiv plata contribuţiei la Fondul de Tranziţie Energetică, până la 31 martie 2025.

OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziţie centralizată de energie electrică (MACEE)

Ca urmare a adoptării Regulamentului UE 2022/1854, MACEE a fost introdus prin OUG 153/2022 drept o măsură extraordinară, determinată de creşterea preţului pe pieţele de energie electrică şi gaze naturale, precum şi de efectele provocate de aceste creşteri. MACEE a devenit astfel aplicabil în perioada 1 ianuarie 2023-31 martie 2025 producătorilor cu capacităţi de producere cu o putere instalată mai mare sau egală cu 10 MW.

Potrivit MACEE, cu unele excepţii, toţi producătorii de energie electrică cu o putere instalată mai mare de 10 MW vor vinde energia electrică la preţul fix de 450 RON/MWh unui achizitor unic, respectiv OPCOM. Următorii producători sunt exceptaţi de la aplicabilitatea acestui mecanism: (i) capacităţile de producere a energiei electrice intrate în funcţiune după data de 1 aprilie 2022; (ii) capacităţile de producţie a energiei electrice din surse regenerabile, pentru tehnologiile şi puterea instalată prevăzute la art. 3 alin. (1) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, ceea ce corespunde capacităţilor hidroelectrice cu o putere instalată de maximum 10 MW acreditate de ANRE până la 1 ianuarie 2017; şi (iii) producătorii cu capacităţi de producere de energie electrică şi termică în cogenerare care livrează energie termică în SACET.

În calitate de achizitor unic, OPCOM vinde energia electrică: (i) furnizorilor de energie electrică care au contracte încheiate cu clienţi finali, (ii) OTS şi (iii) operatorilor de distribuţie de energie electrică, pentru acoperirea consumului propriu, la un preţ fix de 450 RON/MWh.

ANRE transmite către OPCOM şi OTS lista tuturor producătorilor şi a operatorilor economici care cumpără energie electrică în primul an de implementare a procedurii de achiziţie anuală. Această listă a fost publicată la data de 14 noiembrie 2022 şi include Societatea ca fiind unul dintre producătorii obligaţi să vândă prin intermediul MACEE o cantitate de energie electrică produsă, care este calculată de Transelectrica si aprobată

de ANRE pe baza informațiilor comunicate de către Societate înainte de data de 24 noiembrie 2022, cum ar fi: (i) prognoza cantității de energie electrică ce va fi livrată în rețea în anul următor; (ii) cantitatea de energie electrică prognozată necesară pentru asigurarea necesităților de echilibrare contractate; (iii) cantitatea de energie electrică care a fost deja contractată la vânzare la data intrării în vigoare a OUG 153/2022; și (iv) cantitatea de energie electrică disponibilă la vânzare pentru anul de aplicare, alocată pe lună, rezultată din diferența dintre cantitatea prognozată de energie electrică ce urmează să fie livrată și cantitatea de energie electrică aferentă asigurării serviciilor de echilibrare, precum și cantitatea contractată de energie electrică la vânzare. Transelectrica validează prognozele cantităților de energie electrică ce urmează să fie livrate în anul de referință și cantitățile de energie electrică necesare pentru asigurarea serviciilor de echilibrare contractate, luând în considerare cea mai mare valoare dintre cea prevăzută de furnizor și cea calculată de Transelectrica. Aceasta calculează apoi 80% din prognozele validate și le comunică ANRE împreună cu cantitățile de energie electrică transmise de producători către Transelectrica din producția din anul de cerere și care au fost contractați la vânzare la data intrării în vigoare a OUG 153/2022. Ulterior comunicării acestor informații, ANRE verifică corectitudinea acestora transmite către OPCOM prognoza cantităților de energie electrica ce vor fi vândute prin MACEE, împărțită pe luni în baza unui contract-cadru aprobat de către ANRE. La rândul său, OPCOM pune la dispoziție operatorilor economici obligați să vândă prin intermediul MACEE valorile prognozelor aprobate de ANRE care vor fi vândute prin MACEE, alocate lunar până la 20 decembrie a anului anterior anului de cerere.

Potrivit listei publicate de ANRE, Societatea este supusă MACEE, atât în calitate de vânzător, cât și în calitate de cumpărător de energie electrică. Participarea la MACEE este condiționată de încheierea unei convenții cu OPCOM.

OPCOM organizează procedurile de achiziție centralizată de energie electrică după cum urmează: (i) o procedură de achiziție anuală pentru fiecare lună a anului următor și (ii) o procedură de achiziție suplimentară în fiecare lună pentru cantitățile de energie electrică livrate în lunile următoare.

Furnizarea de energie electrică

Prețul mediu ponderat maxim al energiei electrice la care ANRE calculează sumele ce urmează a fi decontate de la bugetul de stat pentru furnizorii de energie electrică este de 1.300 lei/MWh (aproximativ 265 EUR). În vederea recuperării sumelor de decontat, Societatea trebuie să depună la ANRE în fiecare lună următoarele documente pentru fiecare categorie de consumatori (casnici și non-casnici):

- documentele justificative care atestă contravaloarea energiei electrice achiziționate sau transferate din linia de producție către linia de furnizare;
- documentele justificative care atestă suma aferentă contravalorii dezechilibrului realizat lunar;
- cantitatea de energie electrică livrată lunar în vederea acoperirii consumului clienților finali, grupată pe categorii de clienți și tranșe de consum; și
- orice alte documente solicitate de ANRE pentru calcularea sumelor ce vor fi rambursate către Societate.

În conformitate cu prevederile OUG 27/2022, Societatea, în calitate de furnizor care desfășoară activități de tranzacționare a energiei electrice, trebuie să plătească o taxă către Fondul de Tranziție Energetică în cazul în care prețul de tranzacționare este mai mare decât prețul de referință (calculat în conformitate cu prevederile anexei 1 la OUG 27/2022). Această taxă se calculează pe baza următoarei formule: diferența dintre prețul mediu ponderat de vânzare a energiei electrice din luna de referință și prețul mediu lunar ponderat al energiei electrice din luna de referință înmulțit cu 1,02 înmulțit cu cantitatea lunară de energie electrică livrată.

Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică

Guvernul României a luat mai multe măsuri pentru a proteja consumatorii împotriva creșterii prețurilor la energie electrică și gaze. Ca urmare mecanismului introdus prin Legea 357/2022 de aprobare a OUG 119/2022, a intrat în vigoare un plafon final al prețului energiei electrice aplicabil consumatorilor de energie electrică, după cum urmează:

Consumatori casnici de energie electrică:

- Maximum 0,68 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul din perioada 1 septembrie 2022 – 31 decembrie 2022 de către consumatorii casnici, dacă consumul mediu lunar al acestora la locul de consum în anul 2021 este cuprins între 0 și 100 kWh inclusiv.

- Preţul maxim ce va fi facturat de către Societate este stabilit la 0,68 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul realizat în perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 de către următoarele categorii de consumatori casnici:

  (i) consumatorii casnici al căror consum lunar este cuprins între 0 şi 100 kWh inclusiv;

  (ii) consumatorii casnici care locuiesc cu persoane care utilizează dispozitive, aparate sau echipamente medicale necesare efectuării tratamentelor, cu confirmarea unui medic specialist, detaliată în cererea depusă la Societate;

  (iii) consumatorii casnici care au în întreţinere cel puţin trei copii cu vârsta de până în 18 ani, în baza unei cereri depusă la Emitent; limita de vârstă menţionată mai sus se extinde până 26 de ani, în cazul în care copilul urmează o formă de învăţământ; şi

  (iv) consumatorii casnici familii monoparentale, care au în întreţinere cel puţin un copil cu vârsta de până la 18 ani, respectiv 26 de ani în cazul în care copilul urmează o formă de învăţământ.

- maximum 0,80 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumatorii casnici al căror consum mediu lunar realizat la locul de consum în anul 2021 a fost între 100,01 şi 300 kWh pentru un consum lunar maxim de 255 kWh; consumul de energie electrică ce depăşeşte 255 kWh/lună se facturează astfel: (a) maximum 0,80 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul de energie electrică al consumatorilor casnici din perioada 1 ianuarie 2023-31 martie 2025 cuprins între 100,01 şi 255 kWh; (b) maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul de energie electrică al consumatorilor casnici din perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 cuprins între 255 kWh/lună şi 300 kWh/lună; (c) maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul de energie electrică al consumatorilor casnici din perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 care depăşeşte 300 kWh/lună.

Consumatori noncasnici

- maximum 1 RON/kWh pentru 85% din consumul lunar de energie electrică la locul de consum, diferenţa de consum urmând a fi facturată la preţul de maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, în baza declaraţiei pe propria răspundere a consumatorului pentru următoarele categorii de consumatori:

  I. întreprinderile mici şi mijlocii, astfel cum sunt definite în Legea nr. 346/2004 privind stimularea înfiinţării şi dezvoltării întreprinderilor mici şi mijlocii;

  II. operatorii/operatorii regionali definiţi la art. 2 lit. g) şi h) din Legea nr. 51/2006, Metrorex şi aeroporturile care sunt în coordonarea Ministerului Transporturilor şi Infrastructurii;

  III. operatorii economici din domeniul industriei alimentare (identificaţi prin cod CAEN 10) şi cei din domeniul agriculturii şi pescuitului (identificaţi prin codurile CAEN 01 şi 03);

  IV. autorităţile şi instituţiile publice locale, serviciile publice deconcentrate ale ministerelor şi ale celorlalte organe centrale, companiile şi societăţile comerciale de interes judeţean, toate entităţile publice şi private care prestează un serviciu public, dacă sunt înfiinţate sau organizate la nivelul comunelor, oraşelor, municipiilor, judeţelor; şi

  V. institutele naţionale de cercetare-dezvoltare, astfel cum sunt definite de Legea nr. 57/2002 privind cercetarea ştiinţifică şi dezvoltarea tehnologică, cu modificările şi completările ulterioare;

- Maximum 1 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul integral al spitalelor publice şi private, al unităţilor de învăţământ publice şi private, al creşelor şi al furnizorilor publici şi privaţi de servicii sociale;

- Maximum 1 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru 85% din consumul lunar, realizat la locul de consum, pentru instituţiile publice, altele decât cele prevăzute la litera anterioară, precum şi pentru cele aparţinând cultelor; Diferenţa de consum este facturată la preţul maxim de 1,3 RON/kWh.

- Maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumatorii casnici şi noncasnici (respectiv consumatori industriali) care nu sunt prevăzuţi în alineatele de mai sus.

Se anticipează că aceste măsuri de protecţie să se aplice până la data de 31 martie 2025.

Conform prevederilor OUG 27/2022, preţul final facturat e stabilit de Societate ca sumă forfetară a următoarelor componente:

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

- Componenta de achiziție, stabilită pentru fiecare lună de aplicare a OUG 27/2022 ca diferența dintre prețul final facturat către consumatorii finali și componenta de furnizare, componenta de tarif regularizat și componenta TVA, accize, certificate verzi. Pentru producătorii care transferă electricitate din portofoliul de producție în componenta de furnizare, cu privire la contractele de furnizare pentru care electricitatea va fi achiziționată de pe piață, prețul va fi stabilit luându-se în considerare doar costul efectiv de achiziție;
- Prețul mediu de achiziție e calculat de Societate lunar în termenul de aplicabilitate al OUG 27/2022 și va include: (1) valoarea electricității achiziționate prin toate CCEE, precum și valoarea de transfer dintre activitățile de producție și furnizare pentru producătorii care furnizează electricitate către consumatorii finali; și (2) contravaloarea dezechilibrului realizat, dar nu mai mult de 5% din contravaloarea energiei electrice prevăzute la pct. (1) mai sus;
- Componenta de furnizare este de 73 RON/MWh;
- Tarifele regularizate stabilite de ANRE în vigoare pentru serviciile furnizate de operatorii de rețea/de transport și distribuție a energiei electrice; și
- TVA, accize, contribuția la schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, valoarea certificatelor verzi din sistemul de promovare a producerii de energie electrică din surse regenerabile.

Prețul final facturat de către Societate consumatorilor, fie casnici, fie non-casnici, e valoarea minimă dintre prețul plafonat aplicabil descris mai sus și prețul contractual. Dacă prețul contractelor de furnizare care erau în vigoare la data intrării în vigoare a OUG 27/2022 era mai mic decât prețul plafonat aplicabil descris mai sus, atunci Societatea va factura prețul contractual.

Pentru energia electrică transferată din portofoliul de producție în portofoliul de furnizare, prețul final al energiei electrice este fie prețul contractual dacă e în linie cu prețurile plafonate aplicabile respectivei categorii de consumator de energie electrică sau, dacă prețul contractual este mai mare decât prețul plafonat, cel din urmă va fi facturat de către Societate.

Structura pieței de energie electrică din România

Piața energiei electrice din România are o structură descentralizată, în care participanții încheie tranzacții de vânzare și cumpărare a energiei electrice. Principiile care guvernează piața energiei electrice sunt: (i) acces nediscriminatoriu și reglementat al tuturor participanților la piața energiei electrice, (ii) transparența tarifelor, prețurilor și taxelor la energie electrică, (iii) îmbunătățirea competitivității pieței interne a energiei electrice și (iv) participarea activă la formarea pieței regionale și interne a energiei din UE și la dezvoltarea comerțului transfrontalier cu energie electrică.

Piața energiei electrice din România e compusă din piața angro de energie electrică și piața cu amănuntul de energie electrică.

Piața angro de energie electrică

Piața angro de energie electrică, unde energia electrică este vândută de producători către furnizori, pentru ca aceștia din urmă să o utilizeze la consumul propriu sau să transfere energia electrică către consumatori sau către operatorii de rețea, pentru ca aceștia din urmă să își acopere consumul tehnologic propriu. Următoarele tranzacții pot fi realizate pe piața angro: contracte bilaterale negociate; tranzacții de import și export al energiei electrice; tranzacții încheiate pe piața de echilibrare; și tranzacții realizate ca urmare a licitațiilor de pe piețele centralizate administrate de operatorii de piață (OPCOM si BRM) și anume:

- piața pentru ziua următoare (PZU);
- piața intrazilnică (PI);
- piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC);
- piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică (PCCB) prin modalitatea de tranzacționare: (i) licitație extinsă (PCCB–LE Flex) și (ii) negociere continuă (PCCB NC);
- piața pentru clienții finali mari (PMC);
- piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU);
- piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL); și

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

- recent introdusul mecanism de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE).

Participarea la piețele de energie este condiționată de obținerea licenței necesare ca participant la piață (respectiv producție/furnizare/distribuție/transport) și de respectarea procedurilor adoptate de ANRE și OPCOM.

În conformitate cu prevederile OUG 27/2022, contractele bilaterale încheiate pe piața angro prin negociere directă trebuie raportate la ANRE de către părți în termen de 2 zile lucrătoare de la data încheierii.

Piața cu amănuntul de energie electrică

Piața cu amănuntul de energie electrică, unde energia electrică este achiziționată de către consumatorii de energie electrică pentru a-și satisface nevoile de consum. Ca o consecință a liberalizării pieței, consumatorii de energie electrică nu mai plătesc prețurile stabilite de ANRE, aceștia având acum posibilitatea de a compara ofertele de furnizare înainte de a alege furnizorul de energie electrică. Tranzacțiile pot fi liber negociate între părți sau se încheie ca urmare a acceptării de către consumatori a ofertelor generale ale furnizorilor.

Piața de echilibrare

Societatea este participant la piața de echilibrare administrată de OTS. Scopul acestei piețe este să asigure siguranța și stabilitatea SEN, care realizează prin obligațiile de raportare ale participanților la piața de energie. OTS identifică necesitatea fie a configurației de producție, fie a configurației de consum, și achiziționează energia electrică de echilibrare de la participanții la piață. Societatea, în calitate de producător de energie electrică, își asumă răspunderea financiară față de OTS pentru orice dezechilibru provocat de orice abatere între producția programată și producția efectivă sau între schimburile programate și schimburile efectuate de energie electrică.

Prețurile de pe piețele de echilibrare sunt prețul de deficit și prețul de excedent, care sunt stabilite în conformitate cu regulamentele ANRE. Totodată, calculele și decontările sunt efectuate în conformitate cu dispozițiile ANRE. A se vedea, de asemenea, *„Piața de echilibrare"* din cadrul secțiunii *„Activitatea Societății – Activitate și operațiuni – Producția de energie"*.

Cerințe de licențiere și autorizare în sectorul energetic

Pentru a participa la piețele de energie electrică din România, o entitate trebuie să obțină anumite autorizații și/sau licențe emise de ANRE, în conformitate cu Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, emis la 17 martie 2015.

Printre principalele licențe și autorizații necesare participanților la piața de energie electrică din România se numără:

- autorizația de înființare – necesară pentru realizarea unei unități de producere a energiei electrice, dacă puterea instalată este mai mare de 1 MW;
- licența de producție – necesară pentru exploatarea comercială a unor unități de producere a energiei electrice cu o putere electrică mai mare 1 MW;
- licența de distribuție – necesară pentru distribuția de energie electrică prin intermediul rețelei de distribuție către consumatorii finali;
- licența de activitate de trader – necesară pentru activitatea ca trader de energie electrică;
- licența de furnizare – necesară pentru vânzarea de energie electrică consumatorilor finali;
- licența de transport – necesară pentru asigurarea serviciului de transport al energiei electrice către consumatorii finali sau distribuitori prin Sistemul Național de Transport;
- licența pentru activități de agregare – necesară pentru desfășurarea activităților de combinare a sarcinilor mai multor clienți sau a energiei electrice produse de mai multe surse în vederea vânzării, a cumpărării sau a licitării pe orice piață de energie electrică; și
- licența de stocare – atât pentru capacități de stocare de sine-stătătoare, cât și pentru capacități de stocare adăugate unor capacități de producere a energiei electrice.

Perioada de valabilitate a unei autorizații de înființare este stabilită de ANRE. Pentru instalațiile de producere a energiei electrice, aceasta este stabilită prin luarea în considerare a duratei necesare pentru

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

executarea lucrărilor de instalare și exploatare aferente, precum și de termenele menționate în documentația depusă de solicitant în acest sens.

Reglementările aplicabile stabilesc documentația care trebuie întocmită și criteriile pe care trebuie să le îndeplinească fiecare solicitant/proiect pentru fiecare categorie de licențe și autorizații, precum și condițiile pe care ANRE trebuie să le respecte pentru acordarea, actualizarea, suspendarea, retragerea sau refuzul de acordare sau actualizare a licențelor și autorizațiilor.

În cazul în care Societatea intenționează să includă noi capacități de producere sau să excludă anumite capacități de producere din licența de exploatare comercială a capacităților de producere a energiei, cel din urmă caz fiind relevant în cazul lucrărilor de modernizare la centralele hidroelectrice, va fi necesară modificarea respectivei licențe, în conformitate cu reglementările sus-menționate.

Titularul unei autorizații/licențe trebuie să notifice ANRE cu cel puțin 120 de zile înainte de data oricărei operațiuni de fuziune, divizare, transformare, precum și a oricăror operațiuni care au următoarele consecințe:

- activele destinate activităților care fac obiectul respectivei autorizații și/sau licențe se transmit altei persoane; sau
- valoarea capitalului social existent se reduce, într-o tranșă sau per ansamblu, cu cel puțin 5%. Prin capital social existent al titularului autorizației/licenței se înțelege capitalul social inițial la data emiterii autorizației/licenței, sau capitalul social existent la data ultimei modificări, obținut prin majorări ori reduceri ale capitalului social inițial, realizate ulterior emiterii autorizației/licenței, în conformitate cu condițiile aferente autorizației/licenței.

O autorizație/licență poate fi suspendată sau revocată, în principal pentru neîndeplinirea obligațiilor conform legislației în vigoare sau pentru nerespectarea condițiilor asociate respectivei autorizații/licențe.

Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică din România

Producerea de energie

Emitentul a obținut Licența nr. 332/2001 pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, inclusiv furnizarea de servicii de sistem, actualizată prin Decizia nr. 2296/2022 emisă de președintele ANRE și valabilă până la data de 24 iulie 2026. Pentru o licență nouă, trebuie depusă o cerere cu cel puțin 60 de zile înainte de expirarea celei existente. Pentru detalii privind prevederile Licenței nr. 332/2001, a se vedea *„Activitatea Societății – Principalele autorizații – Licența pentru producția de energie electrică și servicii de sistem"*.

Drepturile și obligațiile Societății ca producător de energie electrică sunt stabilite, în principal, prin Legea Energiei. Principalele drepturi sunt descrise mai jos:

Drepturile Societății ca producător de energie electrică:

- să aibă acces la rețelele de energie electrică de interes public, în condițiile legislației aplicabile; în acest sens, Societatea poate beneficia de dispecerizarea prioritară a energiei electrice în conformitate cu prevederile Regulamentului UE 2019/943 privind piața internă de energie electrică;
- să tranzacționeze energia electrică pe piața de energie și să încheie contracte de rezervare de capacitate cu OTS;
- să beneficieze de schemele de sprijin instituite la nivel național;
- să înființeze și să mențină un sistem propriu de telecomunicații pentru legătura cu capacitățile sale de producție, cu clienții sau cu treptele de conducere operativă; și
- să ofere servicii de sistem pe piața internă europeană conform reglementărilor ANRE.

Obligațiile Societății ca producător de energie

- să asigure livrările de energie electrică și serviciile de sistem, cu respectarea condițiilor impuse prin licențe, contracte și reglementări în vigoare;
- să transmită către OTS ca operator al pieței de echilibrare ofertele de energie de echilibrare corespunzătoare volumului, produselor și altor cerințe prevăzute în contractul de furnizare a capacității pentru echilibrare;
- să oferteze servicii de sistem, potrivit cerințelor OTS și în conformitate cu reglementările aplicabile; și
- să se conformeze, din punct de vedere operativ, cerințelor OTS;

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

Schema de sprijin prin certificate verzi

Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie („**Legea 220/2008**") a introdus o schemă de sprijin menită să încurajeze dezvoltarea energiei regenerabile. Prin acest mecanism, producătorii de energie din surse regenerabile, cum ar fi sursele eoliene, solare, biomasă, MHC (adică centrale hidroelectrice cu o putere instalată de maximum 10 MW) au fost certificați de ANRE și în fiecare lună primesc un număr de certificate verzi în funcție de energia electrică produsă și livrată în rețea. Furnizorii și anumiți producători de energie trebuie să achiziționeze certificatele verzi, conform procedurilor specifice emise de ANRE. Pe baza acestei scheme de sprijin, producătorii de energie regenerabilă ar beneficia de un venit suplimentar față de cel realizat din energia vândută pe piață.

Această schemă de sprijin se aplică numai pentru capacitățile de producție a energiei regenerabile intrate în funcțiune și acreditate de ANRE până la 31 decembrie 2016 și se aplică pentru o perioadă de:

- 15 ani, pentru energia electrică produsă în MHC noi (în conformitate cu prevederile Legii 220/2008, pentru a se califica drept MHC noi, este necesar să fi fost puse în funcțiune după 1 ianuarie 2004 și să fie compuse în totalitate din echipamente noi);
- 10 ani, pentru energia electrică produsă în MHC retehnologizate (în conformitate cu prevederile Legii 220/2008, o MHC retehnologizată este o centrală hidroelectrică cu o durată de viață de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune, care a fost supusă, de asemenea, la diverse operațiuni de înlocuire a tehnologiilor existente în vederea creșterii eficienței activității de producție, sau un nou grup hidroenergetic instalat într-o centrală hidroenergetică existentă sau într-o unitate hidrotehnică utilizată anterior cu un scop legat de energie);
- 3 ani, pentru energia electrică produsă în MHC neretehnologizate;
- 15 ani pentru energia electrică produsă de centrale eoliene noi; și
- 7 ani pentru energia electrică produsă de instalațiile de generare eoliene care au fost folosite anterior în alte țări sau, în cazul în care astfel de instalații sunt utilizate în sisteme izolate sau puse în funcțiune în România înainte de data în care sistemul de promovare a fost adoptat în România;

Schema de sprijin prin certificate verzi a fost modificată în 2013. În prezent, în cazul MHC intrate în funcțiune între 1 ianuarie 2014 și 31 decembrie 2016, se acordă 2,3 certificate verzi pentru fiecare MW livrat în rețea, dacă unitățile sunt noi, două certificate verzi pentru fiecare MW livrat în rețea, dacă unitățile sunt retehnologizate și un certificat verde pentru fiecare 2 MWh livrați în rețea, dacă unitățile nu sunt noi sau retehnologizate. În fiecare caz, puterea instalată totală a centralei hidroelectrice trebuie să nu depășească 10 MW. Pentru centralele eoliene puse în funcțiune până la 31 Decembrie 2016, 1,5 certificate verzi au fost oferite până în 2017 și 0,75 certificate verzi începând cu 2018 pentru fiecare 1 MW livrat în rețea.

În cazul MHC acreditate de ANRE anterior datei de 31 decembrie 2013, precum și în cazul instalațiilor de generare eoliene și solare, tranzacționarea certificatelor verzi a fost suspendată între 1 iulie 2013 și 31 martie 2017 cu un certificat verde pentru fiecare MWh produs și livrat utilizând aceste tehnologii, însemnând că, începând cu 1 ianuarie 2021, aceste certificate verzi nu pot fi tranzacționate. Recuperarea certificatelor verzi suspendate are loc în perioada 1 ianuarie 2018 – 31 decembrie 2025.

Schema de suport pentru 2 MHC, 4 MHC și 1 MHC se va finaliza în 2023, 2024 și, respectiv, 2027. Schema de suport pentru 1 MHC s-a finalizat în 2022.

Adoptarea unei scheme de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferență

Deoarece schema de sprijin prin certificate verzi nu este disponibilă pentru proiectele de microhidrocentrale intrate în funcțiune anterior datei de 1 ianuarie 2017, trebuie instituită o nouă schemă de sprijin prin adoptarea unei scheme de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferențe („**Schema de sprijin CfD**").

Cel mai important avantaj al Schemei de sprijin CfD este protecția acordată producătorilor de energie electrică față de volatilitatea prețurilor angro. Mecanismul garantează un preț de exercitare și suplimentează plățile atunci când prețul angro scade sub această valoare și invers. Memorandumul privind schemele de sprijin CfD a fost aprobat de Guvernul României în 2020, iar Ministerul Energiei urmează să inițieze procedura de dezbatere publică și să adopte versiunea finală a schemei de sprijin CfD, care va trebui să fie aprobată de Comisia Europeană sub aspectul reglementărilor privind ajutorul de stat. Schema de sprijin CfD ar trebui să se aplice pentru următoarele: (i) tehnologie nucleară, pentru construcția de unități noi; (ii) tehnologie pentru utilizarea resurselor regenerabile; și (iii) tehnologie pentru captarea, stocarea și

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ ASF APROBAT ROMÂNIA

utilizarea carbonului pentru capacitățile de producere de energie electrică pe bază de combustibili fosili, la momentul în care acestea vor deveni comercial viabile.

Tranzacționarea de certificate verzi

În conformitate cu prevederile Legii 220/2008, certificatele verzi se tranzacționează numai pe piețele centralizate administrate de OPCOM, în mod transparent și nediscriminatoriu între operatorii care au obligația legală de a achiziționa certificate verzi și producătorii de energie regenerabilă. Piețele centralizate administrate de OPCOM sunt: (i) piața centralizată anonimă spot de certificate verzi; (ii) piața centralizată anonimă la termen de certificate verzi; și (iii) piața centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi, unde energia electrică produsă din surse regenerabile și certificatele verzi corespondente sunt tranzacționate împreună, ca un pachet, într-o manieră concurențială, transparentă, publică, centralizată și nediscriminatorie.

Numai un producător de energie regenerabilă are dreptul de a vinde certificate verzi pe piețele administrate de OPCOM, în timp ce un certificat verde poate face obiectul unei singure tranzacții între producător, în calitate de vânzător, și furnizor, în calitate de cumpărător. În conformitate cu prevederile Legii 220/2008, până în 2032, prețul minim per certificat verde este de 29,40 EUR, iar prețul maxim este de 35 EUR, calculat în lei, la cursul de schimb mediu stabilit de Banca Națională a României pentru ultima lună a anului precedent.

Furnizarea de energie

Potrivit Deciziei nr. 718/06.05.2020 emisă de președintele ANRE, Societatea a obținut Licența nr. 2215/2020 pentru furnizarea de energie electrică, valabilă pentru o perioadă de 10 ani începând cu 1 iunie 2020. Societatea poate solicita o licență nouă cu cel puțin 60 de zile înainte de expirarea licenței.

Pentru detalii privind prevederile Licenței nr. 2215/2020, a se vedea *„Activitatea Societății – Principalele autorizații – Licența de furnizare"*.

Drepturile Societății ca furnizor de energie electrică sunt prevăzute în principal în Ordinul ANRE 5/2023 privind aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la consumatorii finali („**Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice**") și printre acestea se numără:

Drepturile Societății ca furnizor de energie electrică:

- să încaseze de la clientul final contravaloarea consumului de energie electrică furnizată la locul de consum și penalități de întârziere, dacă acestea sunt specificate în contractul de furnizare a energiei electrice;
- să inițieze modificarea contractului de furnizare a energiei electrice;
- să solicite constituirea de garanții financiare și să le execute;
- să rezilieze contractul de furnizare a energiei electrice în condițiile prevăzute de dispozițiile legale în vigoare. Acestea se referă în principal la neîndeplinirea de către client a obligațiilor contractuale. Furnizorul nu poate să rezilieze unilateral contractul de furnizare a energiei electrice în afara cadrului prevăzut de Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice și de legislația aplicabilă. În general, orice contract de furnizare a energiei electrice poate fi denunțat unilateral de client în mod gratuit, în cazul în care nu acceptă modificările contractului de furnizare notificate de furnizor. Orice astfel de încetare poate fi exercitată fără niciun efect asupra obligațiilor scadente decurgând din contractul de furnizare;
- să întrerupă furnizarea de energie electrică în condițiile contractului de furnizare aferent și ale Regulamentului de Furnizare a Energiei Electrice; și
- să majoreze prețul energiei electrice numai în cazul în care contractul aferent permite această posibilitate în perioada de valabilitate a acestuia. Societatea este obligată să notifice clienților orice intenție de majorare a prețului energiei electrice. Societatea trebuie să notifice clientul cu cel puțin 14 zile înainte de intrarea în vigoare a modificării pentru clienții noncasnici și, în ceea ce îi privește pe clienții casnici, cu cel puțin 30 de zile înainte de intrarea în vigoare a modificării. Notificarea trebuie să prevadă dreptul clientului de a denunța unilateral contractul de furnizare în cazul în care nu acceptă respectiva modificare.

Obligațiile Societății ca furnizor de energie electrică:

Obligațiile unui furnizor de energie electrică sunt prevăzute în Legea Energiei și în Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice, printre principalele obligații numărându-se:

- să informeze consumatorii finali, prin intermediul punctelor unice de contact, al materialelor promoționale, al paginii de internet și al facturii sau al documentelor atașate acesteia, cu privire la drepturile acestora și la căile de soluționare a litigiilor în cazul unor cereri, plângeri, sesizări sau contestații;
- să înființeze puncte unice de contact, fizice sau virtuale, care să le asigure consumatorilor mijloace de informare adecvate cu privire la drepturile lor, la legislația aplicabilă și la soluționarea posibilelor litigii. Punctele unice de contact trebuie să pună informații la dispoziția clienților finali în mod gratuit;
- să informeze ANRE cu privire la orice amenzi aplicate consumatorului pentru rezilierea contractului de furnizare, precum și în cazul în care metoda de calcul sau valoarea acesteia sunt modificate;
- să pună la dispoziția consumatorilor casnici mai multe modalități de plată a energiei electrice furnizate, să le permită să opteze pentru oricare dintre acestea, să le pună la dispoziție opțiunea de a primi/ accesa facturile și informațiile de facturare în formă electronică și modalități flexibile de efectuare a plăților propriu-zise ale facturilor;
- să pună la dispoziția consumatorilor datele privind consumul, utilizând formatul de prezentare ușor de înțeles, armonizat la nivel național;
- să nu utilizeze practici comerciale incorecte sau înșelătoare pe întreaga durată a relației cu consumatorii;
- să asigure etichetarea energiei electrice conform reglementărilor autorității competente și să informeze, periodic, consumatorii finali privind structura, proveniența, caracteristicile și impactul asupra mediului pentru energia electrică furnizată acestora;
- să achiziționeze cel puțin 40% din energia electrică necesară pentru acoperirea consumului propriilor clienți de pe alte piețe decât Piața pentru Ziua Următoare, Piața Intrazilnică și Piața de Echilibrare. Această obligație trebuie să fie corelată cu MACEE, introdus prin OUG 153/2022; și
- să furnizeze consumatorilor finali informații referitoare la avantajele, costurile și riscurile pe care le prezintă contractele de furnizare a energiei electrice cu prețuri dinamice, inclusiv cu privire la necesitatea de a avea un sistem de contorizare inteligentă și să obțină acordul clientului anterior trecerii acestuia la acest tip de contract.

Conform Regulamentului de Furnizare a Energiei Electrice, un contract de furnizare poate fi reziliat în următoarele cazuri:

- la încetarea perioadei de valabilitate a contractului;
- prin acordul de voință al ambelor părți contractante;
- furnizorului îi este permis să rezilieze contractul în oricare dintre următoarele cazuri: (i) sustragerea de energie electrică de către client; (ii) neplata de către client a facturilor emise conform contractului, la termenele și în condițiile prevăzute în contract; (iii) alte situații prevăzute de legislația în vigoare. Asemenea reziliere poate apărea doar după ce furnizorul a parcurs procedurile obligatorii prevăzute de Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice;
- clientul poate denunța unilateral contractul de furnizare în conformitate cu prevederile acestuia (de regulă în baza unei notificări prealabile sau în cazul în care acesta nu este de acord cu modificarea condițiilor contractuale, astfel cum acestea au fost notificate de către furnizor); și
- la data expirării/retragerii licenței de furnizare a energiei electrice.

AUTORITATE DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA APROBAT ROMANIA

Achiziționarea și facturarea de certificate verzi de către Societate ca furnizor de energie electrică

În conformitate cu prevederile Legii 220/2008, furnizorii de energie și anumiți producători trebuie să achiziționeze în fiecare an certificate verzi care să fie egale cu valoarea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi stabilită de ANRE pentru anul respectiv, înmulțită cu numărul total de MW. Cota obligatorie estimată pentru achiziționarea de certificate verzi în 2023 este stabilită la valoarea de 0,4943963 certificate verzi/MWh, corespunzând unui consum final de energie electrică scutită de la plata certificatelor verzi de 10.929,365 GWh.

Ca furnizor de energie electrică, Societatea facturează valoarea certificatelor verzi către consumatorii finali pentru energia electrică facturată în timpul perioadei de facturare.

Valoarea certificatelor verzi facturate către consumator este multiplicarea următoarelor elemente:

- cantitatea de energie electrică facturată în timpul perioadei de facturare. În cazul consumatorilor intensivi de energie electrică ce beneficiază de acorduri de scutire în conformitate cu legislația aplicabilă, valoarea certificatelor verzi facturate corespunde cu cantitatea de energie electrică rezultată din reducerea cantității de energie electrică facturată cu cantitatea de energie electrică scutită din perioada respectivă de facturare;
- cota anuală obligatorie estimată de achiziție de certificate verzi aplicabilă în timpul intervalului de facturare (certificate verzi/MWh) cu numărul de zecimale publicat în ordinul președintelui ANRE și cu adaptarea corespunzătoare a unităților de măsură folosite; și
- prețul mediu ponderat al certificatelor verzi din luna anterioară lunii în care se emite factura și calculat de OPCOM, cu numărul de zecimale publicat de acesta pe site-ul propriu, ca valoare medie ponderată a prețurilor de închidere din sesiunile de tranzacționare din piața centralizată anonimă spot de certificate verzi. În situația în care în luna anterioară lunii în care se emite factura nu a avut loc nicio sesiune de tranzacționare pe piața centralizată anonimă spot de certificate verzi, atunci se va utiliza ultimul preț de închidere/preț mediu ponderat al prețurilor de închidere din sesiunile de tranzacționare din piața centralizată anonimă spot de certificate verzi din ultima lună disponibilă (RON/certificate verzi).

Valoarea certificatelor verzi e supusă modificării în cazul în care cota anuală obligatorie estimată de achiziție de certificate verzi e modificată în timpul unei perioade de facturare.

Societatea are obligația de a depune la ANRE datele necesare monitorizării facturării lunare a certificatelor verzi către consumatorii finali și a regularizării anuale a valorii certificatelor verzi după cum urmează:

- până la data de 31 martie a fiecărui an, raportarea datelor privind facturarea lunară a contravalorii certificatelor verzi aferente energiei electrice facturate pentru anul anterior, prin completarea machetei prevăzute în anexa nr. 1 sau anexa nr. 2 a Procedurii de facturare a certificatelor verzi adoptată în baza Ordinului ANRE 187/2018 modificat prin Ordinul ANRE 19/2023. În situația în care pentru un interval de facturare sunt emise facturi de regularizare a energiei electrice facturate inițial, la completarea machetei menționate, după caz, se utilizează datele din facturile de regularizare a energiei electrice; și
- până la data de 30 septembrie a fiecărui an, raportarea datelor privind regularizarea anuală a contravalorii certificatelor verzi aferente anului anterior, prin completarea machetei prevăzute în anexa nr. 3 sau anexa nr. 4 a Procedurii de facturare a certificatelor verzi adoptată în baza Ordinului ANRE 187/2018 modificat prin Ordinul ANRE 19/2023.

În conformitate cu reglementările OPCOM, Societatea poate transfera certificatele verzi pe care le-a obținut în calitate de producător de energie electrică în contul său de furnizor înregistrat la OPCOM. În cazul în care cota obligatorie de certificate verzi nu este atinsă prin transferul respectiv, atunci Societatea trebuie să achiziționeze restul de certificate verzi de pe piețele de certificate verzi administrate de OPCOM, așa cum se menționează în secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări – Tranzacționarea de certificate verzi"*.

Sancțiunile prevăzute de Legea Energiei dacă Societatea încalcă obligațiile sale atât în calitate de furnizor, cât și în calitate de producător

Sancțiuni prevăzute de Legea Energiei în cazul încălcărilor însemnate ale obligațiilor:

(i) Poate fi aplicată o amendă de la 1% la 5% din cifra de afaceri anuală realizată din vânzările pe piața angro de energie din anul financiar anterior aplicării sancțiunii dacă Societatea nu respectă următoarele:

- obligațiile participanților la piață (precum Societatea), astfel cum sunt prevăzute de reglementările europene;
- cerințele de transparență prevăzute în reglementările ANRE, precum și în reglementările europene, cu excepția Regulamentului REMIT; și
- obligațiile prevăzute de dispozițiile articolului 4 alineatele (1) – (3), articolul 8 alineatele (1) și (5), articolul 9 alineatele (1) și (5) și articolul 15 din Regulamentul REMIT.

(ii) Poate fi aplicată o amendă de la 0,5% la 1% din cifra de afaceri anuală realizată din vânzările pe piața angro de energie din anul financiar anterior aplicării sancțiunii dacă Societatea încalcă următoarele obligații:

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA ASF APROBAT ROMANIA

- de a permite ca acțiunile de investigare și/sau de inspecție inopinate să fie efectuate la sediul acesteia sau de a pune la dispoziție echipamentul electronic pe care informațiile și datele care fac obiectul investigației sunt stocate sau arhivate; și
- de a furniza date și informații sau furnizarea datelor și informațiilor incorecte, incomplete sau înșelătoare, ca urmare a cererilor ANRE, făcute în baza prevederilor articolului 85 și articolului 86 alineatul (1) literele c) și d) și alineatul (3) din Legea Energiei.

(iii) Poate fi aplicată o amendă de la 5% la 10% din cifra de afaceri anuală realizată în anul financiar anterior aplicării sancțiunii pentru nerespectarea de către Societate a obligațiilor prevăzute în articolul 3 alineatele (1) –(2) litera e) și articolul 5 din Regulamentul REMIT.

(iv) Poate fi aplicată o amenda intre 5 si 10% din cifra de afaceri anuala realizata in anul financiar anterior aplicării sancțiunii pentru încălcarea următoarelor obligații:

- de a furniza către OTS în calitate de operator al pieței de echilibrare ofertele corespunzătoare volumului, produselor sau alte cerințe prevăzute în contract pentru asigurarea capacității de echilibrare;
- de a oferi servicii de sistem, în situațiile prevăzute în reglementările emise de ANRE sau reglementările europene;
- de a se conforma, din punct de vedere operațional, cu cerințele OTS; și
- de a tranzacționa cel puțin 40% din producția anuală de electricitate prin intermediul contractelor pe piețele de energie electrică, pe alte piețe decât PZU, piața intrazilnică și piața de echilibrare.

(v) Poate fi aplicată o amenda intre 5-10% din cifra de afaceri anuala realizata în anul financiar anterior furnizorilor de energie electrica pentru încălcarea următoarelor:

- de a informa cel puțin consumatorii casnici și micro-întreprinderile cu un consum anual estimat sub 100.000 kWh, prin facturi sau documente atașate acestora sau prin alte mijloace de comunicare agreate cu privire la existența instrumentului de comparare a ofertelor furnizorilor, inclusiv ofertele contractelor de furnizare a energiei electrice puse la dispoziție de ANRE; și
- de a cumpăra energie electrică în asemenea mod încât să se asigure protecția consumatorilor.

Sancțiuni prevăzute de OUG 153/2022 referitoare la încălcări semnificative ale obligațiilor legate de MACEE:

O amendă cuprinsă între 1% și 5% din cifra de afaceri anuală realizată în anul financiar anterior aplicării sancțiunii poate fi aplicată dacă Societatea, în calitate de producător de energie electrică sau de furnizor de energie electrică nu se conformează următoarelor obligații:

- obligația conform căreia Societatea va depune la ANRE și OPCOM până la 24 noiembrie al anului anterior anului de cerere: (i) prognoza cantității de energie electrică ce va fi livrată în sistem în anul cererii; (ii) prognoza cantității de energie electrică necesară pentru furnizarea serviciilor de echilibrare; (iii) cantitatea de energie electrică aferentă producției din anul cererii care a fost deja contractată la vânzare la data intrării în vigoare a OUG 153/2022; (iv) cantitatea de energie electrică disponibilă pentru anul cererii, defalcată pe luni rezultând din diferența dintre prognoza cantității de energie electrică care va fi livrată și cantitatea de energie electrică necesară pentru asigurarea serviciilor de echilibrare, precum și cantitatea de energie electrică deja contractată pentru vânzare; (v) situația privind cantitatea de energie electrică prognozată pentru furnizarea propriilor locuri de consum;
- obligația conform căreia Societatea trimite în 3 zile către Transelectrica documentele doveditoare pentru diferențele de prognoză sau pentru valorile corectate ale prognozelor;
- obligația conform căreia Societatea determină și transmite lunar către OPCOM pe propria răspundere prognozele cantităților suplimentare, cantitățile contractate prevăzute în Articolul 9, litera e din OUG 153/2022 (adică acele cantități care reprezintă obligații ferme ale producătorilor de energie electrică și care sunt în mod egal distribuite în toate intervalele de decontare ale fiecărei luni);
- obligația conform căreia Societatea trebuie să vândă către OPCOM conform MACEE cantitățile de energie electrică stabilite și comunicate în conformitate cu prevederile OUG 153/2022;
- obligația care prevede că orice schimbare în prognoza lunară de cantități suplimentare de energie electrică disponibile/solicitate să fie achiziționate pentru acoperirea consumului va fi trimisă către OPCOM cu justificarea relevantă, cu cel puțin 3 zile înainte de data organizării procedurii de achiziție.

APROBAT

pentru diferenţe mai mari de 2% între cantitatea adiţională de electricitate disponibilă/solicitată de producători/operatori economici şi prognozele prevăzute de Articolul 5, alin. 7 şi Articolul 7, alin. 4 din OUG 153/2022; şi

- obligaţia aplicabilă furnizorilor de energie electrică să depună la OPCOM prognoze anuale de consum, precum şi cantităţile de energie electrică ce au fost deja contractate pentru achiziţie la data intrării în vigoare a OUG 153/2022, defalcate pe luni, până la 10 decembrie a anului anterior anului de cerere.

Obligaţia conform căreia operatorii economici care achiziţionează energie electrică vor determina şi transmite către OPCOM lunar prognoze ale cantităţilor şi cantităţile deja contractate pentru consum, nu mai târziu de a 15-a zi a lunii precedente lunii în care consumul are loc.

Dezvoltarea/modernizarea unui proiect hidroelectric

Dezvoltarea, construcţia, punerea în funcţiune sau modernizarea unui proiect hidroelectric necesită îndeplinirea mai multor etape, cu accent pe respectarea normelor imperative ale legislaţiei de mediu, dintre care cele mai importante sunt:

- Directiva 2000/60/CE a Parlamentului European şi a Consiliului din 23 octombrie 2000 de stabilire a unui cadru de politică comunitară în domeniul apei, care a fost transpusă în legislaţia României, prevăzând, printre altele, o mai bună protejare şi o gospodărire durabilă a apelor în diverse domenii de politici, precum energia.
- Directiva 92/43/CEE a Consiliului din 21 mai 1992 privind conservarea habitatelor naturale şi a speciilor de faună şi floră sălbatică, care a fost, de asemenea, transpusă în legislaţia României pentru a asigura conservarea biodiversităţii, ţinându-se cont de condiţiile economice, sociale, culturale şi regionale.
- Obţinerea autorizaţiilor şi acordurilor necesare pentru anumite operaţiuni, cum ar fi: certificate de urbanism, acorduri de amplasament, avize de gospodărire a apelor, acorduri de mediu, documentaţie tehnică (întocmită în conformitate cu toate cerinţele de mediu), autorizaţii de construire, autorizaţii de mediu, autorizaţii de gospodărire a apelor, avize tehnice de racordare, semnarea contractului de racordare şi obţinerea certificatului de racordare.

Societatea trebuie să actualizeze avizul tehnic de racordare şi certificatul de racordare în conformitate cu Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la reţelele electrice de interes public, dacă una dintre următoarele circumstanţe apar:

- dezvoltarea din punct de vedere tehnic şi energetic a activităţii utilizatorului la locul de consum şi/sau de producere, inclusiv prin instalarea la un loc de consum şi/sau de producere existent a unei instalaţii de stocare sau prin instalarea la un loc de producere existent a unei instalaţii de stocare cu sistem de alimentare cu curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) şi a unui sistem de alimentare cu curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) la un loc de producere existent, ce necesită depăşirea puterii aprobate;
- modificarea unor elemente de natură tehnică sau administrativă ale locului de consum şi/ sau de producere faţă de situaţia existentă la data emiterii avizului tehnic de racordare, respectiv a certificatului de racordare, fără depăşirea puterii aprobate;
- modificarea instalaţiei de racordare a unui loc de consum şi/ sau de producere, fără schimbarea puterii aprobate, pentru rezolvarea unor solicitări ale utilizatorului;
- dezvoltarea din punct de vedere tehnic şi energetic a activităţii unui utilizator la locul de consum prin racordarea de unităţi generatoare şi/sau instalaţii de stocare, după caz, la instalaţia de utilizare, cu sau fără evacuare în reţeaua din amonte de punctul de delimitare a energiei electrice produse.

Finanţări disponibile prin diferite mecanisme europene pentru dezvoltarea de capacităţi de producere a energiei, cu impact potenţial asupra Societăţii

PNRR este un instrument conceput să sprijine ţările UE prin atenuarea impactului economic şi social al crizei generate de pandemia de coronavirus şi să facă economiile ţărilor UE durabile, reziliente şi mai bine pregătite pentru un viitor verde şi digital. Pe lângă fondurile disponibile prin PNRR, în România sunt disponibile şi diverse alte finanţări europene, detaliate mai jos, pentru implementarea investiţiilor în vederea atingerii obiectivelor stabilite pentru 2030.

Astfel, Fondul pentru Modernizare este un program care vizează sprijinirea a 10 state membre ale UE cu venituri mici în tranziția lor către neutralitatea climatică prin îmbunătățirea eficienței energetice și modernizarea sistemelor lor energetice. Veniturile pentru Fondul de modernizare provin din scoaterea la licitație a 2% din toate granturile acordate statelor membre în cadrul mecanismului EU-ETS pentru perioada 2021-2030. România va beneficia de o cotă de 11,98% din cei 2% din cantitatea totală de granturi acordate statelor membre prin mecanismele EU-ETS.

La data de 9 mai 2022, Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 60/2022 a aprobat punerea în aplicare a finanțării puse la dispoziția României din Fondul pentru Modernizare, alocată sectoarelor prioritare, cum ar fi sursele regenerabile de energie, stocarea, infrastructura energetică, cogenerarea de înaltă eficiență și producția de hidrogen verde, în conformitate cu Comunicarea Comisiei Europene – Orientările din 2022 privind ajutoarele de stat pentru climă, protecția mediului și energie (2022/C80/01).

Totodată, România va folosi finanțarea în valoare de 4,4 miliarde EUR disponibilă prin intermediul Fondului pentru o Tranziție Justă, care va fi utilizată în șase județe din România, care se bazează în prezent în mare măsură pe industria cărbunelui pentru acoperirea necesarului energetic.

Eficiența energetică

La 25 octombrie 2012, Uniunea Europeană a adoptat Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE (**„Directiva 2012/27/UE privind Eficiența Energetică"**), bazată pe Planul 2011 pentru Eficiență Energetică. Această directivă stabilește un cadru comun de măsuri pentru promovarea eficienței energetice în cadrul UE, în vederea atingerii obiectivului UE de creștere cu 20% a eficienței energetice și pentru a pregăti terenul pentru noi îmbunătățiri ale eficienței energetice după această dată. Aceasta stabilește norme menite să elimine barierele existente pe piața energiei și să depășească deficiențele pieței care împiedică eficiența în ceea ce privește aprovizionarea și utilizarea energiei. De asemenea, aceasta prevede stabilirea obiectivelor naționale indicative în materie de eficiență energetică pentru 2020.

Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică transpune în legislația din România Directiva 2012/27/UE privind Eficiența Energetică.

România intenționează să reducă consumul de energie electrică și să încurajeze utilizarea surselor regenerabile de energie în sectoarele relevante, cum ar fi încălzirea, răcirea, transportul etc. Astfel, România își propune să atingă până în 2030 un consum primar de energie electrică de 32,3 Mtoe și un consum final de 25,7 Mtoe, cu economii de energie de 45,1% pentru consumul primar și de 40,4% pentru consumul final de energie.

Odată cu recenta adoptare a Ordonanței de Urgență a Guvernului 112/2022 privind instituirea unor măsuri pentru stimularea investițiilor cu finanțare din fonduri externe nerambursabile în domeniul eficienței energetice, resurselor regenerabile de energie pentru întreprinderi mari și întreprinderi mici și mijlocii, energiei verzi din surse regenerabile destinate autorităților publice locale, precum și unele măsuri în domeniul specializării inteligente, România alocă granturi companiilor pentru implementarea măsurilor de economisire a energiei și pentru producerea de energie verde pentru consum propriu. Ca atare, granturile vor avea o valoare minimă de 50.000 EUR și o valoare maximă de 500.000 EUR, cu excepția granturilor alocate în cadrul schemei de minimis, care vor avea o valoare maximă de 200.000 EUR.

II. Protecția datelor

În cadrul desfășurării normale a activității sale, Grupul colectează date cu caracter personal de la salariații și clienții săi. Prelucrarea datelor cu caracter personal este în principal reglementată de GDPR, precum și de Legea nr. 190 din 18 iulie 2018 privind măsuri de punere în aplicare a GDPR și de Legea nr. 506 din 17 noiembrie 2004 privind prelucrarea datelor cu caracter personal și protecția vieții private în sectorul comunicațiilor electronice, astfel cum a fost modificată ulterior (**„Legea privind confidențialitatea în mediul electronic"**) Prelucrarea datelor cu caracter personal este, de asemenea, supusă deciziilor, opiniilor, orientărilor, recomandărilor și bunelor practici emise de Comitetul european pentru protecția datelor și, în România, de Autoritatea Națională de Supraveghere a Prelucrării Datelor cu Caracter Personal (**„ANSPDCP"**).

În general, colectarea și prelucrarea datelor cu caracter personal ar trebuie efectuate în scopuri specifice, explicite și legitime. Legislația impune operatorilor, precum și, printre altele, persoanelor împuternicite de operatori, obligații de a informa persoanele vizate cu privire la datele cu caracter personal al acestora care au fost prelucrate, la scopul, limitările și durata prelucrării, de a menține securitatea datelor pe care le

ASF APROBAT

prelucrează şi de a notifica autoritatea de supraveghere sau persoanele vizate cu privire la situaţiile de încălcare a securităţii datelor.

Nerespectarea dispoziţiilor legale referitoare la prelucrarea datelor cu caracter personal constituie o contravenţie, cu excepţia cazului în care este comisă în astfel de condiţii încât să constituie o infracţiune penală, şi poate atrage amenzi de până la 20 milioane EUR sau 4% din cifra de afaceri globală totală anuală corespunzătoare exerciţiului financiar anterior celui în care s-a aplicat sancţiunea, luându-se în calcul cea mai mare valoare, în funcţie de tipul abaterii. Cu toate acestea, ANSPDCP poate aplica sancţiuni precum avertismente şi poate, de asemenea, să impună luarea de măsuri specifice de către contravenient în vederea remedierii consecinţelor unei abateri.

Pe lângă sancţiunile menţionate anterior, persoanele fizice sunt îndreptăţite la compensaţii pentru prejudiciile materiale şi morale suferite ca urmare a unei încălcări a legislaţiei privind protecţia datelor. Partenerii contractuali ai contravenientului sau alte entităţi pot avea, de asemenea, dreptul la compensaţii sau alte reparaţii civile.

III. Securitate cibernetică

Directiva 2016/1148/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 6 iulie 2016 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate a reţelelor şi a sistemelor informatice în Uniune (**„Directiva NIS"**) impune operatorilor de servicii esenţiale din sectoarele infrastructurilor critice, cum sunt furnizorii de energie (incluzând Societatea) să examineze cu atenţie mecanismele existente de securitate a reţelelor, să pună în practică măsuri de securitate de ultimă generaţie, care să asigure un nivel de securitate a infrastructurii lor corespunzător riscului respectivei persoane juridice, precum şi să stabilească măsuri de notificare adecvate pentru a sesiza prompt autoritatea competentă cu privire la orice incident cu un impact substanţial asupra serviciilor oferite în Uniunea Europeană. În ianuarie 2023, Directiva UE 2022/2555 a Parlamentului European şi a Consiliului din 14 decembrie 2022 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate cibernetică în Uniune, de modificare a Regulamentului (UE) nr. 910/2014 şi a Directivei (UE) 2018/1972 şi de abrogare a Directivei (UE) 2016/1148 a intrat în vigoare (**„NIS 2"**). Aceasta trebuie transpusă în legislaţia naţională până la data de 17 octombrie 2024. În esenţă, NIS 2 e versiunea actualizată a Directivei NIS şi urmăreşte să rezolve deficienţele acesteia şi să îi lărgească domeniul de aplicare cu privire la cerinţele de securitate, entităţile şi sectoarele acoperite. NIS 2 îmbunătăţeşte măsurile de securitate şi procedurile de raportare ale incidentelor şi impune măsuri şi sancţiuni mai stricte.

Directiva NIS a fost transpusă în România prin Legea nr. 362/2018 privind asigurarea unui nivel comun ridicat de securitate a reţelelor şi sistemelor informatice, care prevede obligaţii detaliate în cadrul Directivei NIS, precum şi sancţiuni pentru abateri, care pot fi dispuse. Iniţial, autoritatea care supraveghea respectarea acestor reguli era Centrul Naţional de Răspuns la Incidente de Securitate Cibernetică – CERT-RO, în prezent înlocuit de Directoratul Naţional de Securitate Cibernetică – DNSC. Legea nr. 362/2018 prevede o gamă largă de abateri care pot reprezenta contravenţii, amenzile fiind stabilite între praguri specifice de la 3.000 RON la 100.000 RON. În cazul societăţilor cu o cifră de afaceri mai mare de 2 milioane RON (aproximativ 400.000 EUR), legea prevede amenzi în valoare de 0,5% până la 5% din cifra de afaceri anuală corespunzătoare exerciţiului financiar anterior celui în care s-a aplicat sancţiunea, în cazul unor abateri repetate.

În plus, în calitate de operator de servicii esenţiale, Societatea cade sub incidenţa prevederilor Legii nr. 58/2023 privind securitatea şi apărarea cibernetică a României, pentru care legislaţia secundară este în prezent în curs de adoptare.

IV. Achiziţii publice

Societatea are calitatea de entitate contractantă conform Legii nr. 99/2016 privind achiziţiile sectoriale. Societatea este aşadar obligată să respecte dispoziţiile acesteia atunci când achiziţionează servicii, bunuri şi/sau lucrări legate de obiectul său de activitate. În cele mai multe cazuri, procedurile de achiziţii derulate de Societate au ca obiect achiziţionarea de servicii şi lucrări de modernizare, reabilitare, retehnologizare a instalaţiilor electrice şi a construcţiilor deţinute sau folosite, precum şi achiziţionarea de sisteme de monitorizare, soluţii IT, piese de schimb sau de securitate. Cu privire la procedura de achiziţie, Societatea utilizează în special licitaţia deschisă şi procedura simplificată, depinzând dacă valoarea achiziţiei este mai mare sau mai mică decât pragul pentru care anunţul de participare trebuie publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene.

Procedurile de achiziţii publice organizate şi desfăşurate de Societate au loc pe baza unor reguli convenite intern, cuprinse în regulamente, proceduri operaţionale şi instrucţiuni. Aceste reglementări interne stabilesc

procedurile de lucru pentru (i) diferite tipuri de achiziție desfășurate în practică de către Societate, cum ar fi achiziții directe, achiziția de servicii sociale etc; (ii) diferite faze ale procesului de achiziție, cum ar fi efectuarea analizei nevoilor, desfășurarea de consultări și sondare a pieței, stabilirea strategiei de contractare, elaborarea documentației de achiziție, modalitatea de funcționarea a comisii de evaluare etc; și (iii) conținutul pachetelor de documente de achiziție. Procedurile sunt revizuite și actualizate periodic, în funcție de necesitățile care apar.

V. Reglementări de mediu

Protecția mediului

În conformitate cu prevederile Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului („**Legea Mediului**"), astfel cum a fost aprobată de Legea 265/2006, autoritățile publice de protecția mediului sunt responsabile, printre altele, pentru (i) autorizarea activităților economice și sociale cu impact asupra mediului și pentru (ii) emiterea de autorizații, acorduri și avize de mediu. Autorizațiile de mediu sunt obligatorii pentru anumite activități în cazul cărora impactul potențial asupra mediului este prevăzut de legislația incidentă. Autorizațiile stabilesc condițiile și/sau parametrii de funcționare a acestor activități. În mod obișnuit, odată eliberate, autorizațiile de mediu rămân valabile atât timp cât titularul obține o viză anuală care să confirme că acesta continuă activitatea în aceleași condiții și că nu au intervenit modificări ale activității care să implice modificări ale autorizației. Acordurile de mediu trebuie obținute pentru proiectele noi de investiții publice sau private sau pentru cele care modifică proiecte existente legate de activități care au un impact semnificativ asupra mediului. Avizele de mediu trebuie obținute pentru adoptarea de planuri sau programe și confirmarea integrării aspectelor legate de protecția mediului în planul sau programul supus adoptării. Acordurile și avizele de mediu sunt valabile pe durata executării proiectului sau a planului sau programului pentru care au fost emise, cu excepția cazului în care au loc modificări ale planului/programului/proiectului, caz în care autoritățile competente trebuie să fie notificate, acestea putând să solicite actualizarea acordului/avizului de mediu pe baza unei proceduri speciale prevăzute de lege în acest sens. Cu toate acestea, în cazul în care autorizația de construire pentru proiectul pentru care a fost emis acordul de mediu nu este obținută în termen de cinci ani de la emiterea acordului de mediu, titularul proiectului trebuie să notifice autoritatea de protecție a mediului emitentă în vederea confirmării valabilității acordului de mediu. Autoritățile de mediu monitorizează respectarea autorizațiilor, acordurilor și avizelor acordate anterior, care pot fi suspendate în cazul nerespectării lor. O societate a cărei autorizație sau acord a fost suspendat are la dispoziție până la șase luni pentru a-și pune în conformitate operațiunile, în caz contrar autoritatea de mediu putând dispune anularea autorizației sau a acordului și încetarea proiectului sau a activității respective.

Ordinul nr. 1798/2007 pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu, publicat în Monitorul Oficial la data de 27 noiembrie 2007, stabilește tipurile de activități pentru care este necesară emiterea unei autorizații de mediu, precum și pașii, calendarul și documentația necesară care trebuie depusă.

În plus față de Legea Mediului, cadrul legal privind protecția mediului este completat de actele legislative menționate mai jos, care reglementează diverse ramuri ale protecției mediului, precum și de acte normative europene și internaționale, transpuse și implementate la nivel național, precum Legea nr. 389/2006 pentru ratificarea Convenției-cadru privind protecția și dezvoltarea durabilă a Carpaților, adoptată la Kiev la 22 mai 2003, Legea nr. 451/2002 pentru ratificarea Convenției europene a peisajului, adoptată la Florența la 20 octombrie 2000, Legea nr. 22/2001 pentru ratificarea Convenției privind evaluarea impactului asupra mediului în context transfrontieră, adoptată la Espoo la 25 februarie 1991.

Emisii industriale

Legea nr. 278/2013 privind emisiile industriale a fost publicată în Monitorul Oficial la 1 noiembrie 2013 și modificată prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 101/2017 și prin Legea nr. 203/2018. Obiectivul principal al acesteia este prevenirea și controlul poluării rezultate din activități industriale, stabilind condițiile de prevenire sau de reducere a emisiilor în aer, apă și sol, precum și de prevenire a generării de deșeuri pentru asigurarea unui nivel ridicat de protecție a mediului. Această lege transpune Directiva 2010/75/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 24 noiembrie 2010 privind emisiile industriale (prevenirea și controlul integrat al poluării).

Gospodărirea apelor

Apa din lacurile de acumulare este folosită ca materie primă de Societate pentru producerea de energie electrică, dar, de asemenea, servește și la menținerea echilibrului ecologic. Lacurile de acumulare sunt

concesionate de Statul Român către Societate şi sunt exploatate de sucursalele Societăţii. Prin urmare, Societatea are obligaţia de a respecta legislaţia în domeniul gospodăririi apelor şi de mediu.

Dreptul de a utiliza apa, precum şi obligaţiile corespunzătoare care rezultă din protecţia şi conservarea resurselor de apă, trebuie să fie exercitate în conformitate cu cadrul juridic complex de gospodărire a apei, compus din următoarele acte legislative principale: Legea Apelor, Ordinul nr. 891 din 23 iulie 2019 privind aprobarea Procedurii şi competenţelor de emitere, modificare, retragere şi suspendare temporară a autorizaţiilor de gospodărire a apelor, precum şi a Normativului de conţinut al documentaţiei tehnice supuse autorizării, Ordinul nr. 828/2019 privind aprobarea Procedurii şi competenţelor de emitere, modificare şi retragere a avizului de gospodărire a apelor, inclusiv procedura de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, a Normativului de conţinut al documentaţiei tehnice supuse avizării, precum şi a Conţinutului-cadru al Studiului de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, Hotărârea de Guvern 148/2020 privind aprobarea modului de determinare şi de calcul al debitului ecologic (respectiv debitul de apă necesar pentru protejarea ecosistemului acvatic) şi Legea nr. 14/1999 pentru ratificarea Convenţiei româno-sârbe privind exploatarea şi întreţinerea sistemelor hidroenergetice şi de navigaţie Porţile de Fier I şi II, Hotărârea nr. 1092/2010 pentru aprobarea Acordului dintre Guvernul României şi Guvernul Republicii Moldova privind cooperarea pentru protecţia şi utilizarea durabilă a apelor Prutului şi Dunării, semnat la Chişinău la 28 iunie 2010, precum şi Planul Naţional de Management actualizat, care cuprinde o sinteză a Planurilor de Management actualizate la nivel de bazine/spaţii hidrografice pentru cele 11 spaţii hidrografice ale României (pentru 2022-2027), publicat în Monitorul Oficial, Partea I, nr. 551 şi 551 Bis din 20 iunie 2023.

Legea Apelor stabileşte cadrul general în privinţa protecţiei apelor şi regimul corpurilor de apă sau în legătură cu acestea. Aceasta transpune în legislaţia României Directiva 2000/60/CE a Parlamentului European şi a Consiliului din 23 octombrie 2000 de stabilire a unui cadru de politică comunitară în domeniul apei, cu modificările şi completările ulterioare („**Directiva Cadru Apă**"), şi Directiva 2007/60/CE a Parlamentului European şi a Consiliului din 23 octombrie 2000 privind evaluarea şi gestionarea riscurilor de inundaţii.

Potrivit Legii Apelor 107/1996, activităţile centralelor hidroelectrice sunt supuse autorizării de către autorităţile de reglementare în domeniul gospodăririi apelor prin intermediul autorizaţiilor de gospodărire a apelor şi al autorizaţiilor de funcţionare în condiţii de siguranţă.

Autorizaţia de gospodărire a apelor reglementează drepturile şi condiţiile tehnice şi juridice pentru:

(i) funcţionarea sau exploatarea obiectivelor noi, construite pe ape sau care au legătură cu apele de suprafaţă, subterane, cu zona costieră, faleza, litoralul şi plaja mării, cu apele maritime interioare, marea teritorială, zona economică exclusivă şi platoul continental;

(ii) funcţionarea şi exploatarea în continuare a obiectivelor construite pe ape; şi

(iii) desfăşurarea activităţii de depozitare, manevrare şi/sau transport prin conducte al substanţelor periculoase sau alte activităţi pe sol sau în subsol care pot conduce la evacuarea indirectă de substanţe periculoase în apele subterane sau de suprafaţă.

Autorizaţiile de funcţionare în condiţii de siguranţă certifică respectarea cerinţelor de performanţă pe durata perioadei de exploatare a barajelor şi sunt obligatorii pentru obţinerea autorizaţiei de gospodărire a apelor şi a autorizaţiilor de mediu.

Lucrările care se construiesc pe ape sau care au legătură cu apele, precum lucrări de folosire a apelor, cu construcţiile şi instalaţiile aferente, de exemplu alimentări cu apă potabilă, industrială şi pentru irigaţii, amenajări piscicole, centrale hidroelectrice, folosinţe hidromecanice, amenajări pentru navigaţie, poduri plutitoare, amenajări balneare, turistice sau pentru agrement, alte lucrări de acest fel, precum şi lucrările de dezvoltare, modernizare sau retehnologizare a unor procese tehnologice sau a unor instalaţii existente, dacă au legătură cu apele sau dacă prin realizarea acestora se modifică parametrii cantitativi şi calitativi finali ai folosinţei de apă, înscrişi în autorizaţia de gospodărire a apelor, pot fi executate numai în baza avizului de gospodărire a apelor emis de ANAR şi unităţile aflate în subordine.

Pentru execuţia lucrărilor noi şi a intervenţiilor constructive care modifică parametrii de bază ai lucrărilor existente de baraje, pentru reţenţii permanente sau nepermanente de apă, a barajelor şi digurilor care realizează depozite de deşeuri industriale depuse prin hidromecanizare şi a lucrărilor hidrotehnice speciale, emiterea avizului de gospodărire a apelor este condiţionată de existenţa acordului de funcţionare în siguranţă emis de autoritatea publică centrală din domeniul apelor, în conformitate cu prevederile legale.

Procedura de emitere a avizului de gospodărire a apelor include evaluarea impactului lucrărilor asupra corpurilor de apă, pe baza studiului de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, după caz. Elaborarea documentaţiilor pentru fundamentarea avizului de gospodărire a apelor se bazează pe studii meteorologice,

hidrologice, hidrogeologice sau pe studii de gospodărire a apelor, după caz. Aceste studii şi documentaţii vor fi întocmite de instituţii publice sau private din cadrul statelor membre ale UE, atestate de autoritatea publică centrală din domeniul apelor sau de o autoritate competentă din spaţiul UE. Documentaţiile de fundamentare trebuie să demonstreze că titularul proiectului se poate conforma cerinţelor legale. Avizul de gospodărire a apelor îşi pierde valabilitatea după 2 ani de la emitere, dacă execuţia lucrărilor respective nu a început în acest interval. Avizul de gospodărire a apelor este necesar şi în caz de dezvoltare, modernizare sau retehnologizare a unor procese tehnologice sau a unor instalaţii existente ale utilizatorilor de apă, dacă se modifică prevederile avizului obţinut anterior, precum şi dacă această modificare a intervenit până la promovarea lucrărilor respective. Avizul de gospodărire a apelor este necesar şi în cazul închiderii unor obiective construite pe ape sau care au legătură cu apele.

Avizul şi autorizaţia de gospodărire a apelor nu exclud obligativitatea obţinerii actelor de reglementare din domeniul mediului, potrivit legii.

În conformitate cu articolul 53 alin. (4) din Legea Apelor, noile lucrări de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă trebuie să fie prevăzute cu instalaţii care să asigure în aval debitul de servitute, precum şi, după caz, cu construcţii care să asigure migrarea faunei acvatice, în special a ihtiofaunei, în vederea atingerii obiectivelor de mediu prevăzute de lege. Aceste prevederi se aplică şi lucrărilor de barare sau de captare a apei existente amplasate pe cursurile de apă, în condiţiile unor soluţii fezabile din punct de vedere tehnic şi dacă realizarea acestora nu implică costuri disproporţionate.

Debitul de servitute este debitul minim necesar a fi lăsat permanent pe un curs de apă în aval de o lucrare de barare sau de captare a apei. Debitele de servitute, obligatorii în legătură cu albiile, se calculează în cadrul studiilor hidrologice elaborate de unităţi publice sau private atestate de autoritatea centrală din domeniul gospodăririi apelor. Acestea se expertizează de către Institutul Naţional de Hidrologie şi Gospodărire a Apelor şi sunt prevăzute în autorizaţia de gospodărire a apelor.

Debitul de servitute este format din debitul ecologic şi debitul minim necesar utilizatorilor din aval.

Debitul ecologic este debitul necesar protecţiei ecosistemelor acvatice atât din punct de vedere cantitativ, cât şi al dinamicii acestora pentru atingerea obiectivelor de mediu pentru corpurile de apă de suprafaţă.

Această cerinţă este aplicabilă şi lucrărilor de barare sau de captare a apei existente la data intrării în vigoare a OUG 78/2017, cu condiţia ca instalaţiile/construcţiile necesare să fie fezabile din punct de vedere tehnic şi să nu implice costuri disproporţionate. Alte dispoziţii care au intrat în vigoare la 5 noiembrie 2018 au stabilit că până la data de 5 noiembrie 2022 toţi titularii autorizaţiilor de gospodărire a apei care deţin lucrări de barare sau de captare a apei amplasate pe cursuri de apă trebuie să sesizeze ANAR cu privire la respectarea de către acestea a articolului 53(4) din Legea Apelor, sub sancţiunea pierderii valabilităţii respectivelor autorizaţii de gospodărire a apelor. Hotărârea de Guvern 148/2020 („**HG 148/2020**") stabileşte modul de determinare şi de calcul al debitului ecologic, în aval de lucrările de barare sau de captare amplasate pe cursurile de apă. Pentru corpurile de apă puternic modificate se ţine cont, în etapa de implementare a măsurii de asigurare a debitului ecologic, de particularităţile acestora, exceptând de la evacuarea debitelor ecologice lucrările de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă care nu sunt prevăzute cu instalaţii pentru evacuarea debitelor de servitute pentru care nu există soluţie tehnic fezabilă de asigurare a acestui debit şi pentru care soluţia de asigurare a acestui debit ar genera costuri disproporţionate. Potrivit HG 148/2020, lucrările care fac obiectul unor acorduri sau convenţii internaţionale vor fi reglementate în continuare de respectivele acorduri sau convenţii internaţionale.

Prin HG 148/2020 se stabileşte şi cum se determină şi calculează cerinţele debitului ecologic. Nefezabilitatea tehnică şi disproporţionalitatea costurilor trebuind să fie justificate în cadrul unor studii tehnico-economice realizate în acest sens.

Planul Naţional de Management al Apelor actualizat 2015 (aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 859/2016), aplicabil anterior intrării în vigoare a Planului Naţional de Management actualizat şi aprobat pentru perioada 2022-2027, aferent porţiunii din bazinul hidrografic internaţional al fluviului Dunărea pe teritoriul României, prevede valorile prag privind efectul semnificativ negativ asupra folosinţelor de apă, ca factor necesar în analiza de disproporţionalitate pentru producătorii de energie electrică prin hidrocentrale. Valorile prag reprezintă pierderea producţiei de energie cu mai mult de 2% pe an la nivelul unei singure hidrocentrale sau cu mai mult de 5% pe an pentru amenajarea hidroenergetică în ansamblul ei.

În cazul în care studiile tehnico-economice evidenţiază o soluţie tehnică nefezabilă sau implică costuri disproporţionate, atunci lucrările de barare sau captare a apei sunt exceptate de la aplicarea HG 148/2020, păstrându-se condiţiile iniţiale de reglementare.

ASF APROBAT

Prin HG 148/2020 a fost clarificat că, cerințele de asigurare a debitului de servitute (care include debitul ecologic), nefezabilitatea tehnică sau disproporționalitatea costurilor trebuie justificate în cadrul unor studii tehnico-economice care trebuie efectuate până la data de 5 noiembrie 2022. HG 148/2020 nu a prevăzut o sancțiune pentru încălcarea acestui termen. Pentru hidrocentrale a fost stabilit, de asemenea, că există o disproporționalitate a costurilor în cazul în care soluția de asigurare a debitului de servitute ce include debitul ecologic determină o pierdere a producției de energie cu mai mult de 2% pe an la nivelul unei singure centrale hidroelectrice sau cu mai mult de 5% pe an pentru amenajarea hidroenergetică, în ansamblu. În vederea preîntâmpinării deteriorării corpurilor de apă de suprafață, autoritatea publică centrală pentru gospodărirea apelor a elaborat planuri de management care să prevadă măsuri ce trebuie luate de utilizatorii corpurilor de apă.

Planul de management al bazinelor hidrografice este un instrument de planificare care urmărește obiectivele de mediu pentru corpurile de apă de suprafață și subterane și pentru ariile protejate dintr-un anumit bazin hidrografic.

România face parte din bazinul hidrografic internațional al fluviului Dunărea.

Planul național de management actualizat aferent porțiunii din bazinul hidrografic internațional al fluviului Dunărea care este cuprinsă pe teritoriul României, care constituie o sinteză a celor 11 planuri de management pentru cele 11 bazine/spații hidrografice stabilite la nivel național pentru 2022-2027, a fost adoptat prin Hotărâre de Guvern nr. 392 în data de 26 aprilie 2023 și a fost publicat în Monitorul Oficial, Partea I, nr. 551 și 551 bis din 20 iunie 2023.

Răspunderea de mediu

Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 68/2007 privind răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și remedierea daunelor asupra mediului a stabilit că (a) operatorii din România răspund în mod obiectiv pentru toate daunele provocate mediului, inclusiv solului, apelor și aerului, ca rezultat al oricărei poluări și (b) operatorul trebuie să suporte toate costurile aferente cu astfel de poluări, cu excepția cazurilor în care (i) daunele au fost cauzate de o terță parte și s-a produs chiar dacă au fost luate măsurile de siguranță corespunzătoare, (ii) daunele s-au produs ca urmare a conformării cu o dispoziție sau instrucțiune obligatorie emisă de o autoritate publică, alta decât un ordin sau instrucțiune eliberate ca urmare a unei emisii sau incident cauzat de activitățile operatorului, (iii) este implicată orice activitate în cazul căreia era imposibil din punct de vedere tehnic să se anticipeze prejudiciul sau (iv) prejudiciul survine ca urmare a unei emisii sau a oricărui eveniment autorizat în mod specific și desfășurat în deplină conformitate cu condițiile autorizației, aflată în vigoare la data emisiei sau evenimentului. Această ordonanță a transpus Directiva 2004/35/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 21 aprilie 2004 privind răspunderea pentru mediul înconjurător în legătură cu prevenirea și repararea daunelor aduse mediului.

Gestionarea deșeurilor

Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor, publicată în Monitorul Oficial la data de 26 august 2021, definește obligațiile operatorului pentru asigurarea unui înalt nivel de protecție a mediului și sănătății populației prin prevenirea și reducerea efectelor adverse ale generării de deșeuri și de gestionare eficientă a acestora, prin diminuarea efectelor adverse determinate de generarea și gestionarea deșeurilor și prin reducerea efectelor generale ale utilizării resurselor și creșterea eficienței utilizării acestora. Această ordonanță a fost adoptată în vederea transpunerii Directivei 2008/98/CE privind deșeurile și de abrogare a anumitor directive, modificată prin Regulamentul (UE) nr. 1357/2014, prin Directiva (UE) 2015/1127, prin Regulamentul (UE) 2017/997 și prin Directiva 2018/851. Potrivit legii, gestionarea deșeurilor trebuie să se realizeze fără a pune în pericol sănătatea populației și fără a dăuna mediului, în special: (i) fără a genera riscuri de contaminare pentru aer, apă, sol, faună sau floră; (ii) fără a crea disconfort din cauza zgomotului sau a mirosurilor; și (iii) fără a impacta negativ peisajul sau zonele de interes special.

Hotărârea Guvernului nr. 856/2002 stabilește regimul legal pentru evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase.

Deșeuri de echipamente electrice și electronice

Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice stabilește normele pentru colectarea selectivă, tratarea corespunzătoare, reciclarea, reutilizarea și valorificarea deșeurilor de echipamente electrice și electronice. Această ordonanță de Guvern a fost adoptată pentru a transpune prevederile Directivei 2012/19/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 4 iulie 2012 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice.

Prevenirea poluării solului şi subsolului

Legea 74/2019 privind gestionarea siturilor potenţial contaminate şi a celor contaminate, publicată în Monitorul Oficial la data de 3 mai 2019, prevede că operatorul are obligaţia de a întocmi şi depune rapoarte de identificare a siturilor potenţial contaminate la cererea autorităţii de mediu locale competente şi că poluatorul are obligaţia de a suporta costurile de remediere a siturilor contaminate ce fac obiectul unui studiu de fezabilitate şi al unui proiect de remediere.

Evaluarea de mediu pentru planuri sau programe

Hotărârea de Guvern nr. 1076/2004 privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri şi programe („**HG 1076/2004**"), publicată în Monitorul Oficial la data de 5 august 2004, cu modificările ulterioare, stabileşte paşii pentru evaluarea de mediu a planurilor şi programelor şi procedura de emitere a avizului de mediu necesar pentru adoptarea planurilor şi programelor care pot avea un efect semnificativ asupra mediului. Această hotărâre a fost introdusă în legislaţia din România pentru a transpune Directiva 2001/42/CE privind evaluarea efectelor anumitor planuri şi programe asupra mediului.

HG 1076/2004 stabileşte procedura de realizare a evaluării de mediu, aplicată în scopul emiterii avizului de mediu necesar adoptării planurilor şi programelor care pot avea efecte semnificative asupra mediului, definind rolul autorităţii competente pentru protecţia mediului, cerinţele de consultare a factorilor interesaţi şi de participare a publicului. Evaluarea de mediu este parte integrantă din procedura de adoptare a planurilor şi programelor. Evaluarea de mediu se efectuează în timpul pregătirii planului sau programului şi se finalizează înainte de adoptarea acestuia ori de trimiterea sa în procedură legislativă. Această procedură se realizează în etape, după cum urmează: (i) etapa de încadrare a planului sau programului în procedura evaluării de mediu; (ii) etapa de definitivare a proiectului de plan sau de program şi de realizare a raportului de mediu; şi (iii) etapa de analiză a calităţii raportului de mediu.

HG 1076/2004 nu se aplică planurilor şi programelor: (i) al căror unic scop este apărarea naţională sau protecţia civilă; (ii) financiare sau bugetare; şi (iii) celor privind sprijinul pentru dezvoltare rurală prin Fondul European de Orientare şi Garantare a Agriculturii – Secţiunea Garantare, pe anul 2007.

Procedura de evaluare de mediu se aplică de autorităţile titulare de plan sau program în colaborare cu autorităţile competente pentru protecţia mediului, cu consultarea autorităţilor publice centrale sau locale de sănătate şi cele interesate de efectele implementării planurilor şi programelor, după caz, precum şi a publicului şi se finalizează cu emiterea avizului de mediu pentru planuri sau programe.

Competenţa de emitere a avizului de mediu revine agenţiilor judeţene pentru protecţia mediului, pentru planurile şi programele locale şi judeţene, şi autorităţii publice centrale pentru protecţia mediului, pentru planurile şi programele naţionale şi regionale. Participarea publicului la procedura de evaluare de mediu se face în mod efectiv încă de la iniţierea planului sau programului.

Evaluarea impactului anumitor proiecte publice şi private asupra mediului

Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice şi private asupra mediului, publicată în Monitorul Oficial la data de 10 decembrie 2018, prevede procedura pentru evaluarea impactului proiectelor asupra mediului şi procesul de emitere a unui acord de mediu. Aceasta transpune în dreptul naţional Directiva 2011/92/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice şi private asupra mediului.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului, prevăzută în Legea 292/2018, este parte integrantă din procedura de emitere a aprobării de dezvoltare. Procedura de evaluare a impactului asupra mediului integrează, după caz, evaluarea adecvată asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice, precum şi evaluarea posibilelor efecte ale emisiilor industriale şi evaluarea pericolelor de accident major în care sunt implicate substanţe periculoase. Procedura de evaluare a impactului asupra mediului pentru proiectele care se construiesc pe ape sau care au legătură cu apele, conform prevederilor Legii Apelor, se derulează coordonat cu procedura de emitere a avizului de gospodărire a apelor care include evaluarea impactului asupra corpurilor de apă. Coordonarea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului cu procedura de emitere a avizului de gospodărire a apelor se realizează de către autoritatea competentă pentru protecţia mediului.

Legea 292/2018 nu se aplică proiectelor sau părţilor proiectelor care au ca obiectiv unic apărarea şi securitatea naţională ori reacţia la situaţii de urgenţă, dacă autorităţile publice centrale pentru apărare şi securitate naţională, respectiv cea pentru situaţii de urgenţă, împreună cu autoritatea publică centrală pentru

APROBAT

protecţia mediului stabilesc, printr-o analiză de la caz la caz, că realizarea evaluării impactului asupra mediului ar avea un efect negativ asupra acestor obiective.

Conform articolului 5(2) din Legea 292/2018, în situaţii excepţionale, autoritatea publică centrală pentru protecţia mediului poate excepta de la aplicarea prevederilor legii, parţial sau în totalitate, un anumit proiect, cu condiţia ca obiectivele acestei legi să fie realizate fără a aduce atingere prevederilor care stabilesc procedura transfrontalieră în cazul proiectelor derulate pe teritoriul României care pot avea un efect semnificativ asupra mediului unui alt stat membru UE sau al unui stat terţ.

Într-o astfel de situaţie excepţională, autoritatea publică centrală pentru protecţia mediului are următoarele obligaţii: (i) analizează dacă o altă formă de evaluare este potrivită; (ii) pune la dispoziţia publicului interesat informaţiile obţinute în cadrul formelor de evaluare prevăzute la punctul (i) de mai sus, precum şi informaţiile privind decizia de exceptare şi motivele care au stat la baza luării unei astfel de decizii; şi (iii) informează Comisia Europeană, înainte de emiterea aprobării de dezvoltare, cu privire la decizia de exceptare luată, precum şi motivele care justifică acordarea exceptării şi furnizează, după caz, informaţiile puse la dispoziţia publicului.

În cazul în care un proiect este adoptat printr-un act normativ special, autoritatea publică centrală pentru protecţia mediului poate excepta proiectul respectiv de la dispoziţiile ce vizează consultările cu publicul prevăzute de Legea 292/2018, cu condiţia ca obiectivele acestei legi să fie realizate, fără a aduce atingere prevederilor care stabilesc procedura transfrontalieră în cazul proiectelor derulate pe teritoriul României care pot avea un efect semnificativ asupra mediului unui alt stat membru UE sau al stat terţ. Autoritatea publică centrală pentru protecţia mediului informează Comisia Europeană cu privire la decizia de exceptare luată, la fiecare 2 ani începând cu data intrării în vigoare a Legii 292/2018.

Evaluarea impactului asupra mediului identifică, descrie şi evaluează, în mod corespunzător, pentru fiecare caz în parte, efectele semnificative directe şi indirecte ale unui proiect asupra următorilor factori: (i) populaţia şi sănătatea umană; (ii) biodiversitatea, acordând o atenţie specială speciilor şi habitatelor protejate în conformitate cu prevederile Ordonanţei de urgenţă a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice, aprobată cu modificări şi completări prin Legea nr. 49/2011, cu modificările şi completările ulterioare; (iii) terenurile, solul, apa, aerul şi clima; (iv) bunurile materiale, patrimoniul cultural şi peisajul; şi (v) interacţiunea dintre factorii prevăzuţi la punctele (i) – (iv) de mai sus.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului se realizează în etape, după cum urmează: (i) etapa de încadrare a proiectului în procedura de evaluare a impactului asupra mediului; (ii) etapa de definire a domeniului evaluării şi de realizare a raportului privind impactul asupra mediului; şi (iii) etapa de analiză a calităţii raportului privind impactul asupra mediului.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului menţionată mai sus este precedată de o evaluare iniţială a proiectului, realizată de către autorităţile competente pentru protecţia mediului, în cadrul căreia este identificată localizarea proiectului în raport cu ariile naturale protejate, şi se evaluează dacă proiectul propus intră sub incidenţa prevederilor art. 48 şi 54 din Legea nr. 107/1996, cu modificările şi completările ulterioare, respectiv dacă proiectul este construit pe sau în legătură cu apele.

Unele proiecte de investiţii în desfăşurare ale Societăţii (AHE a râului Jiu pe sectorul Livezeni-Bumbeşti, AHE a râului Olt pe sectorul Cornetu-Avrig, AHE Paşcani pe râul Siret, AHE Răstoliţa, AHE Surduc-Siriu, AHE a râului Siret pe sectorul Cosmeşti-Movileni, AHE a râului Olt pe sectorul Izbiceni-Dunăre, Centrala hidroelectrică Islaz şi AHE Cerna Belareca, Complexul hidrotehnic şi energetic Cerna-Motru-Tismana, etapa a II-a), au fost exceptate de la aplicarea anumitor etape ale procedurii de evaluare a impactului asupra mediului, conform prevederilor articolului 5 alin. (2) din Legea nr. 292/2018, prin OUG 175/2022, care a declarat aceste proiecte de investiţii de interes public major care utilizează energie regenerabilă. Cu toate acestea, Societatea trebuie să pregătească în continuare şi pentru aceste proiecte raportul de evaluare a impactului asupra mediului, incluzând studiul de evaluare adecvată şi studiul de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, care vor fi supuse analizei şi aprobării autorităţilor. În cazul în care procedura de evaluare a impactului asupra mediului relevă că proiectul nu respectă prevederile legale în materie de protecţie a mediului, în cazul în care studiul de evaluare adecvată relevă că proiectul are un impact negativ semnificativ asupra ariei naturale protejate de interes comunitar sau în cazul în care Agenţia Naţională pentru Arii Naturale Protejate şi/sau administratorii ariilor naturale protejate respective de interes naţional/internaţional nu îşi dau acordul din cauza potenţialului impact negativ asupra mediului sau a unor restricţii specifice stabilite de reglementările aplicabile unei anumite arii naturale protejate, eliberarea acordului de mediu poate fi refuzată sau pot fi impuse anumite restricţii pentru dezvoltarea şi/sau funcţionarea instalaţiei, pentru a se asigura protecţia mediului sau a anumitor specii sau habitate.

Potrivit expunerii de motive care însoţeşte proiectul de lege de aprobare a OUG 175/2022, aceasta din urmă a fost adoptată în contextul crizei energetice generate, la nivelul UE, de către războiul ruso-ucrainean, care a determinat Comisia Europeană să lanseze în mai 2022 planul de măsuri REPowerEU, care urmăreşte să asigure independenţa Europei faţă de importurile de combustibili fosili din Rusia, prin reducerea dependenţei de importurile de energie din Rusia şi prin creşterea ponderii producţiei de energie regenerabilă la 45% la sfârşitul acestui deceniu. Mecanismul de redresare şi reziliență este un instrument central în finanţarea planului REPowerEU, care oferă finanţare suplimentară din partea UE. Statele membre vor adăuga un capitol dedicat REPowerEU în planurile lor de redresare şi reziliență pentru a direcţiona investiţiile către obiectivele prioritare ale REPowerEU şi întreprinderea reformelor necesare.

În aceeaşi expunere de motive se menţionează că, având în vedere contextul descris mai sus, Consiliul Suprem de Apărare a Ţării („CSAT") a emis la 25 octombrie 2022, Hotărârea nr. 169 privind îmbunătăţirea rezilienţei energetice a României, pentru asigurarea securităţii în domeniu prin adaptare operativă şi dezvoltarea de noi capacităţi de producţie energetice, şi a dispus adoptarea măsurilor necesare pentru punerea în aplicare a acesteia. Direcţiile de acţiune legate de dezvoltarea de noi capacităţi de producţie a energiei electrice (litera B din planul de măsuri REPowerEU), identificate în hotărârea emisă de CSAT, includ şi proiectele de investiţii ale Societăţii menţionate mai sus, care sunt necesare pentru asigurarea rezilienţei energetice.

Procedura pentru adoptarea de către Parlamentul României a legii de aprobare a OUG 175/2022 este în curs. În cazul în care OUG 175/2022 este respinsă de Parlamentul României, proiectele Societăţii care fac obiectul OUG 175/2022 nu vor mai fi exceptate de la anumite etape ale procedurii de evaluarea impactului asupra mediului prevăzute de Legea 292/2018.

Regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice

Cadrul legal prevăzut de Ordonanţa de urgenţă a Guvernului 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice („**OUG 57/2007**") are ca scop contribuirea la asigurarea diversităţii biologice, prin conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice pe teritoriul României.

Pentru asigurarea măsurilor speciale de protecţie şi conservare in situ a bunurilor patrimoniului natural, OUG 57/2007instituie un regim diferenţiat de protecţie, conservare şi utilizare, potrivit următoarelor categorii de arii naturale protejate: (i) de interes naţional: rezervaţii ştiinţifice, parcuri naţionale, monumente ale naturii, rezervaţii naturale, parcuri naturale; (ii) de interes internaţional: situri naturale ale patrimoniului natural universal, geoparcuri, zone umede de importanţă internaţională, rezervaţii ale biosferei; (iii) de interes comunitar sau situri „Natura 2000": situri de importanţă comunitară, arii speciale de conservare, arii de protecţie specială avifaunistică; şi (iv) de interes judeţean sau local: stabilite numai pe domeniul public/privat al unităţilor administrativ-teritoriale, după caz.

Scopul şi regimul de management al ariilor naturale de interes comunitar (respectiv situri Natura 2000), sunt reglementate de OUG 57/2007, în timp ce instituirea regimului de arie naturală protejată pentru ariile naturale protejate de interes judeţean sau local este reglementată prin hotărâri ale consiliilor judeţene sau locale. Prevederile OUG 57/2007 sau ale hotărârilor relevante ale consiliilor judeţene sau locale care instituie ariile naturale protejate de interes local sau judeţean sunt completate, în mod specific, pentru fiecare arie naturală protejată, de planul de management al ariei naturale protejate respective, precum şi de regulamentul ariei naturale protejate respective. Planul de management al ariei naturale protejate este documentul care descrie şi evaluează situaţia prezentă a ariei naturale protejate, defineşte obiectivele, precizează acţiunile de conservare necesare şi reglementează activităţile care se pot desfăşura pe teritoriul ariilor, în conformitate cu obiectivele de management. Regulamentul ariei naturale protejate este documentul în care se includ toate prevederile legate de activităţile umane permise şi modul lor de aprobare, precum şi activităţile restricţionate sau interzise pe teritoriul ariei naturale protejate.

Administrarea ariilor naturale protejate şi a celorlalte bunuri ale patrimoniului natural aflate în reţeaua naţională de arii naturale protejate se face, potrivit legii, prin: (i) structuri de administrare special constituite, cu personalitate juridică, aflate în coordonarea/subordinea, după caz, a unor regii autonome, companii şi societăţi naţionale, autorităţi ale administraţiei publice locale, servicii descentralizate ale administraţiei publice centrale, instituţii ştiinţifice de cercetare şi de învăţământ din sectorul public şi privat, asociaţii de dezvoltare intercomunitară, muzee, constituite potrivit legii şi aflate în relaţie contractuală cu Agenţia Naţională pentru Arii Naturale Protejate; şi (ii) Administraţia Rezervaţiei Biosferei „Delta Dunării", aflată în subordinea autorităţii publice centrale pentru protecţia mediului şi pădurilor, pentru Rezervaţia Biosferei „Delta Dunării".

OUG 57/2007 stabileşte diverse interdicţii cu privire la activităţile care pot fi desfăşurate în cadrul fiecărei categorii de arii naturale protejate. În ceea ce priveşte perimetrele ariilor naturale protejate de interes comunitar, OUG 57/2007 interzice activităţile care pot să genereze poluarea sau deteriorarea habitatelor, precum şi perturbări ale speciilor pentru care au fost desemnate ariile respective, atunci când aceste activităţi au un efect semnificativ, având în vedere obiectivele de protecţie şi conservare a speciilor şi habitatelor. Pentru protejarea şi conservarea păsărilor sălbatice, inclusiv a celor migratoare, sunt interzise activităţile din afara ariilor naturale protejate care ar produce poluarea sau deteriorarea habitatelor. Orice plan sau proiect care nu are o legătură directă ori nu este necesar pentru managementul ariei naturale protejate de interes comunitar, dar care ar putea afecta în mod semnificativ aria, singur sau în combinaţie cu alte planuri ori proiecte, este supus unei evaluări adecvate a efectelor potenţiale asupra ariei naturale protejate de interes comunitar, avându-se în vedere obiectivele de conservare a acesteia. Ghidul metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potenţiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar a fost adoptat prin Ordinul nr. 19/2010 emis de Ministerul Mediului şi Pădurilor. În cazul planurilor sau proiectelor care se supun evaluării de mediu ori evaluării impactului asupra mediului, evaluarea adecvată a efectelor potenţiale asupra ariei naturale protejate de interes comunitar este parte integrantă din acestea. În urma evaluării adecvate efectuate în cadrul evaluării de mediu sau evaluării impactului asupra mediului, autoritatea competentă pentru protecţia mediului emite acordul de mediu sau decizia de respingere a solicitării de acord de mediu (pentru proiecte publice sau private) ori, după caz, avizul de mediu sau decizia de respingere a solicitării de aviz de mediu (pentru planuri şi programe), aceste documente incluzând concluziile evaluării adecvate. Acordul de mediu (pentru proiecte publice sau private) sau avizul de mediu (pentru planuri şi programe), după caz, se emite numai dacă proiectul, planul sau programul nu afectează în mod negativ integritatea ariei naturale protejate respective şi după consultarea publicului, în conformitate cu legislaţia în domeniu. Cu toate acestea, prin excepţie de la această regulă, în cazul în care evaluarea adecvată relevă efecte negative semnificative asupra ariei naturale protejate şi, în lipsa unor soluţii alternative, planul, programul sau proiectul trebuie totuşi realizat din considerente imperative de interes public major, inclusiv de ordin social ori economic. În acest caz, autoritatea competentă pentru protecţia mediului emite acordul de mediu sau avizul de mediu, după caz, numai după stabilirea măsurilor compensatorii necesare pentru a proteja coerenţa globală a reţelei „Natura 2000". Totodată, autoritatea publică centrală pentru protecţia mediului şi pădurilor informează Comisia Europeană despre măsurile compensatorii adoptate. În situaţia în care siturile incluse în reţeaua „Natura 2000", identificate conform legislaţiei în vigoare, adăpostesc un tip de habitat natural prioritar şi/sau o specie prioritară, singurele considerente care pot fi invocate pentru emiterea acordului de mediu sau avizului de mediu, după caz, sunt cele privind: (i) sănătatea sau siguranţa publică; (ii) anumite consecinţe benefice de importanţă majoră pentru mediu; (iii) alte motive imperative de interes public major asupra cărora s-a obţinut punctul de vedere al Comisiei Europene.

În procedura de emitere a actelor de reglementare pentru planuri, proiecte şi/sau activităţi care pot afecta semnificativ ariile naturale protejate de interes comunitar, autorităţile competente pentru protecţia mediului solicită şi ţin seama de avizul Agenţiei Naţionale pentru Arii Naturale Protejate/ administratorilor ariilor naturale protejate de interes naţional şi/sau comunitar. Agenţia Naţională pentru Arii Naturale Protejate/ administratorii ariilor naturale protejate de interes naţional şi/sau comunitar, în vederea luării în considerare a tuturor aspectelor din teren, va/vor fi consultată/consultaţi de către autorităţile de mediu competente, în cadrul etapei de încadrare de mediu a proiectelor/planurilor/activităţilor care pot afecta semnificativ ariile naturale protejate. Emiterea actelor de reglementare pentru planuri/proiecte/activităţi în ariile naturale protejate se realizează numai cu avizul Agenţiei Nationale pentru Arii Naturale Protejate/administratorilor ariilor naturale protejate de interes naţional/internaţional.

Accesul la informaţii de mediu

Potrivit Hotărârii de Guvern nr. 878/2005 privind accesul publicului la informaţia privind mediul, publicată în Monitorul Oficial la data de 22 august 2005, companiile care deţin autorizaţii de mediu au obligaţia de a face publice permanent anumite informaţii de mediu. Această hotărâre a fost adoptată pentru a transpune în legislaţia României Directiva nr. 2003/4/CE privind accesul publicului la informaţiile privind mediul.

Accidente majore provocate de substanţe periculoase

Legea nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanţe periculoase stabileşte măsuri pentru prevenirea accidentelor majore în care sunt implicate substanţe periculoase, precum şi pentru limitarea consecinţelor acestora asupra sănătăţii umane şi asupra mediului şi pentru asigurarea unui nivel ridicat de protecţie, într-o manieră consecventă şi eficace. Această lege transpune prevederile Directivei 2012/18/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 4 iulie 2012

privind controlul pericolelor de accidente majore care implică substanţe periculoase, de modificare şi ulterior de abrogare a Directivei 96/82/CE.

Fondul pentru mediu

Ordonanţa de urgenţă a Guvernului nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu, publicată în Monitorul Oficial la data de 30 decembrie 2005, cu modificările şi completările ulterioare, prevede obligaţia operatorilor de a plăti anumite contribuţii la Fondul pentru mediu, în funcţie de sursele de poluare reglementate în acest act normativ. Fondul pentru mediu este un instrument economico-financiar destinat realizării proiectelor şi programelor pentru protecţia mediului, contribuţia operatorilor economici la acesta fiind bazată, printre altele, pe taxe percepute pentru vânzarea de deşeuri, emisii de substanţe poluante în atmosferă, cantitatea de substanţe periculoase introduse pe piaţa românească sau tarifele pentru emiterea de autorizaţii de mediu.

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARA
ASF
APROBAT

REGIMUL FISCAL

Următorul sumar al implicațiilor fiscale în Romania și Statele Unite care pot apărea urmare a deținerilor de acțiuni se bazează pe acte cu putere de lege, norme administrative, decrete, hotărâri judecătorești, convenții privind evitarea dublei impuneri (tratate), practici administrative și decizii legale în vigoare la data prezentului prospect. Cu toate acestea, vor putea exista modificări legislative, legale sau administrative sau interpretări care ar putea modifica afirmațiile și concluziile prezentate în acest document. Orice astfel de modificări sau interpretări pot fi retroactive și pot avea implicații fiscale la nivelul deținătorilor de acțiuni. Prezentul rezumat nu își propune a fi o opinie cu putere juridică sau să includă toate implicațiile fiscale care pot fi relevante pentru un deținător de acțiuni. Fiecare potențial investitor este încurajat să se adreseze propriului consultant fiscal pentru a identifica consecințele fiscale specifice din deținerea și vânzarea acțiunilor, aplicabilitatea și impactul oricăror alte legi fiscale sau tratate de evitare a dublei impuneri, precum și cu privire la modificările în curs sau cele propuse ale legislației fiscale aplicabile de la data prezentului prospect și respectiv impactul efectiv al acestor modificări aplicabile după această dată. Legislația fiscală aplicabilă în statul de rezidență al investitorului și respectiv a statului unde Societatea este încorporată poate avea un impact asupra veniturilor primite ca urmare a Ofertei de Acțiuni.

Considerente fiscale aplicabile în România

Impozitarea dividendelor

Dividende distribuite persoanelor juridice române

Veniturile din dividende nu fac obiectul impozitării separate, acestea fiind incluse în baza impozabilă calculată pentru determinarea impoziului pe profit (dacă este cazul). Rata impozitului pe profit în România este de 16%. Orice profituri fiscale rezultate se pot compensa cu pierderile fiscale existente inainte de determinarea impozitului final. Pierderile fiscale se pot reporta pe o perioadă de șapte ani consecutivi. În conformitate cu prevederile Codului fiscal (Legea 227/2015 privind Codul fiscal), dividendele primite de entitățile juridice române de la alte entități juridice române sunt neimpozabile la calculul impozitului pe profit (cu toate acestea, astfel de dividende ar putea face obiectul impozitării cu reținere la sursă de către plătitor, după cum este detaliat mai jos).

Dividendele plătite de persoane juridice române altor persoane juridice române sunt supuse unui impozit la sursă de 8% (rata de impozitare a fost de 5% pentru distribuirile de dividende efectuate înainte de 1 ianuarie 2023). Rata de 8% se aplică și dividendelor distribuite/plătite către fondurile de pensii române/fondurile de pensii facultative (până la 1 ianuarie 2023 a existat o scutire de la plata impozitului pe dividende pentru distribuirile către astfel de entități).

Veniturile din dividende plătite de o persoană juridică română unei alte persoane juridice române sunt scutite de la plata impozitului reținut la sursă dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:

- Entitatea română care efectuează distribuirea plăteste impozit pe profit sau un impozit similar.
- Beneficiarul venitului din dividende deține cel puțin 10% din titlurile de participare ale emitentului, pentru o perioadă neîntreruptă de 1 an, care se încheie în momentul în care dividendele sunt plătite. De asemenea, beneficiarul venitului din dividende plătește impozit pe profit sau un impozit similar.

Prevederile menționate mai sus se aplică numai contribuabililor care sunt în sfera impozitului pe profit.

Impozitul pe dividende este declarat și plătit la bugetul de stat de către entitatea care efectuează distribuirea dividendelor, până în data de 25 a lunii următoare în care dividendele au fost plătite. În cazul în care dividendele au fost distribuite dar nu au fost plătite până la sfârșitul anului în care a fost aprobată distribuția, impozitul pe dividende trebuie plătit până la data de 25 ianuarie a anului următor în care s-a aprobat distribuția dividendelor.

În cazul investitorilor români care sunt plătitori de impozit pe veniturile microîntreprinderilor, veniturile din dividende obținute de la o persoană juridică română sunt neimpozabile (excluse din baza impozabilă la calcularea impozitului pe venitul microîntreprinderilor de 1%).

Dividende distribuite persoanelor juridice nerezidente

Dividendele plătite de o persoană juridică română unei persoane juridice nerezidente sunt supuse unui impozit cu reținere la sursă de 8% în România aplicabil sumelor brute plătite.

Rata standard de 8% a impozitului pe dividende reținut în România poate fi redusă după cum urmează:

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ APROBAT ROMÂNIA

a) Aplicarea unei rate mai favorabile a impozitului pe dividende prevăzută într-o convenție pentru evitarea dublei impuneri («DTT»)

În cazul în care DTT încheiată între România și țara de rezidență fiscală a beneficiarului dividendelor prevede o rată de impozitare mai favorabilă în ceea ce privește distribuirile de dividende, se poate aplica o astfel de rată. Pentru ca rata prevăzută în DTT să fie aplicabilă, beneficiarul dividendului trebuie să furnizeze un certificat de rezidență fiscală valabil în momentul plății dividendelor.

În cazul în care certificatul de rezidență fiscală nu este disponibil în momentul plății, se aplică rata standard de impozitare de 8%. În situația în care certificatul de rezidență fiscală este obținut în termenul de prescripție (5 ani), se poate efectua o rambursare a impozitului pe dividende reținut inițial.

b) Dividendele plătite unei entități rezidente într-un stat membru al UE sunt scutite de la plata impozitului pe dividende atât timp cât:

- Persoana juridică română care efectuează distribuirea dividendelor plătește impozit pe profit sau un impozit similar.
- Beneficiarul venitului din dividende este rezident fiscal într-un alt stat membru al UE și deține cel puțin 10% din capitalul social al emitentului, pentru o perioadă neîntreruptă de 1 an, care se încheie în momentul în care venitul din dividende este înregistrat. De asemenea, beneficiarul venitului din dividende trebuie să aibă forma legală prevăzută de Codul fiscal (la art. 43) și să plătească impozit pe profit sau un impozit similar.

  Pentru aplicarea acestor prevederi, entitatea care efectuează plata dividendelor trebuie să primească un certificat de rezidență fiscală valabil și o declarație pe propria răspundere (affidavit) care să ateste îndeplinirea condițiilor menționate anterior.

Tratamentul fiscal standard de impozitare se aplică, de asemenea, distribuțiilor de dividende către fondurile de pensii nerezidente (scutirea de la plata impozitului pe dividende aplicabilă înainte de 1 ianuarie 2023 a fost abrogată).

Impozitul pe dividende este declarat și plătit la bugetul de stat de către entitatea care efectuează distribuirea dividendelor nu mai târziu de data de 25 a lunii următoare în care dividendele au fost plătite. În cazul în care dividendele au fost distribuite, dar nu au fost plătite până la sfârșitul anului în care a fost aprobată distribuția, impozitul pe dividende trebuie plătit până la data de 25 ianuarie a anului următor în care a fost aprobată distribuția dividendelor.

Persoane fizice

Dividendele plătite de entități juridice române persoanelor fizice (fie rezidenți fiscal români, fie nerezidenți fiscal) sunt supuse unui impozit în cotă de 8%, care se reține la sursă (cota de impozit a fost de 5% pentru distribuirile de dividende efectuate înainte de 1 ianuarie 2023). Impozitul pe dividende este declarat și plătit la bugetul de stat de către entitatea care efectuează distribuirea dividendelor nu mai târziu de data de 25 a lunii următoare celei în care dividendele au fost plătite. În cazul în care dividendele au fost distribuite, dar nu au fost plătite până la sfârșitul anului în care a fost aprobată distribuirea, impozitul pe dividende trebuie plătit până la data de 25 ianuarie a anului următor în care a fost aprobată distribuirea dividendelor.

În cazul în care dividendele sunt plătite unor persoane fizice nerezidente, rata de impozitare de 8% poate fi redusă în conformitate cu DTT aplicabilă.

În plus, persoanele care sunt considerate contribuabili români, din punct de vedere al contribuțiilor sociale, pot avea obligația de plată a unei contribuții de asigurări sociale de sănătate („CASS") în cota de 10%. Începând cu ianuarie 2018, CASS este datorată indiferent dacă persoana care încasează veniturile din dividende obține, de asemenea, venituri din salarii sau alte tipuri de venituri supuse CASS.

Începând cu ianuarie 2023, CASS de 10% se datorează în cazul în care persoana fizică obține din una sau mai multe surse de venit (cum ar fi: venituri din activități independente, venituri din chirii, venituri din investiții, venituri din alte surse etc.) venituri anuale cel puțin egale cu 6 salarii brute minime stabilite la nivel național. Pentru 2023, valoarea acestui salariu este de 3.000 RON. Astfel, începând cu ianuarie 2023, CASS se calculează pe baza următoarelor plafoane:

a) în cazul in care venitul obținut este între 6 și 12 salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 6 salarii brute minime.

b) în cazul in care venitul obținut este între 12 și 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 12 salarii brute minime.

c) în cazul in care veniturile care depăşesc 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS va fi de 24 de salarii brute minime.

În cazul în care veniturile din dividende, individual sau cumulate cu alte venituri non-salariale obţinute de persoana fizică, depăşesc valoarea a 6 salarii brute minime stabilite la nivel naţional, CASS va fi datorată pe baza plafoanelor de mai sus. În cazul în care venitul din dividende (individual sau cumulat cu alte venituri non-salariale) este sub acest plafon, persoana fizică nu va datora CASS.

CASS este datorat de către persoana fizică prin depunerea unei Declaraţii unice şi este obligaţia persoanei fizice să depună declaraţia şi să plătească CASS datorat până la data de 25 mai a anului curent, pentru anul precedent.

Impozitarea câştigurilor de capital

Persoane juridice române

Câştigurile de capital din vânzarea de acţiuni nu fac obiectul impozitării separate, fiind incluse în baza impozabilă determinată pentru calculul impozitului pe profit la rata standard de impozitare de 16%. Orice profituri impozabile rezultate se pot neta cu pierderile fiscale existente înainte de determinarea impozitului pe profit final.

În conformitate cu prevederile legislaţiei fiscale din România, veniturile din vânzarea acţiunilor deţinute într-o altă entitate română nu sunt impozabile la calculul impozitului pe profit dacă vânzătorul deţine cel puţin 10% din capitalul social al societăţii ale căror acţiuni sunt transferate, pentru o perioadă neîntreruptă de cel puţin un an („condiţii minime de deţinere"), care se încheie în momentul vânzării.

Prevederile menţionate mai sus se aplică numai contribuabililor supuşi impozitului pe profit.

În cazul în care persoana jurdică română aplică regimul impozitului pe venitul microîntreprinderilor, în baza impozabilă vor fi incluse numai veniturile din vânzarea acţiunilor (reprezentând venitul brut, fără a deduce costurile cu achiziţia, transferul, alte costuri), la care se aplică o rată de 1%.

Persoane juridice nerezidente

Persoanele juridice nerezidente care obţin câştiguri de capital din vânzarea de acţiuni deţinute într-o persoană juridică română sunt supuse unui impozit de 16% pe câştigul obţinut.

Acest câştig poate fi scutit de impozitare în România atât timp cât se aplică prevederile DTT încheiate între România şi ţara de reşedinţă a beneficiarului câştigurilor de capital. De asemenea, în cazul în care drepturile de impozitare sunt alocate României, în situaţia în care nerezidentul deţine mai mult de 10% din capitalul social al persoanei juridice române pentru o perioadă neîntreruptă de cel puţin un an («condiţii minime de deţinere»), care se încheie în momentul înstrăinării, câştigurile de capital din vânzarea acţiunilor nu sunt impozabile la calculul impozitului pe profit.

Entităţile nerezidente care obţin câştiguri de capital din vânzarea acţiunilor deţinute într-o societate română trebuie să se înregistreze în scopuri fiscale la autorităţile fiscale române (în conformitate cu art. 82 din Legea 207/2015 privind Codul de procedură fiscală). Obligaţia de înregistrare există chiar dacă aceste câştiguri de capital obţinute sunt scutite de impozit. Înregistrarea poate fi efectuată fie direct, fie prin intermediul unui reprezentant fiscal în România, în termen de cel mult 30 de zile de la obţinerea câştigurilor de capital.

Persoane fizice

Potrivit DTT, câştigurile de capital sunt impozabile numai în statul contractant în care persoana care înstrăinează acţiunile îşi are rezidenţa fiscală.

Câştigurile/pierderile de capital rezultate din vânzarea acţiunilor sunt supuse unei cote de impozitare pe venit de 10%. În conformitate cu prevederile Codului fiscal, pierderea netă anuală din transferul de acţiuni, se recuperează din câştigurile nete anuale obţinute în următorii şapte ani consecutivi. În plus, pierderile nete anuale provenite din străinătate sunt reportate şi compensate cu venituri de aceeaşi natură şi sursă, obţinute din străinătate, pentru fiecare ţară, înregistrate în următorii şapte ani fiscali. Momentul impozabil ar apărea în urma vânzării acţiunilor, care ar putea genera câştiguri de capital, iar persoana fizică va avea obligaţia să raporteze câştigul prin intermediul unui formular anual (*Declaratie unica*) şi să plătească impozitul aferent câştigurilor de capital, până la data de 25 mai a anului următor celui în care a fost obţinut câştigul. Câştigul de capital este determinat ca diferenţa dintre preţul de vânzare şi valoarea fiscală a acţiunilor, inclusiv costurile aferente tranzacţiei. În sensul impozitului pe venit, valoarea fiscală reprezintă valoarea de achiziţie a acţiunilor.

Începând cu 1 ianuarie 2023, veniturile sub forma câştigurilor din transferul titlurilor de valoare şi din operaţiuni cu instrumente financiare derivate, definite în conformitate cu dispoziţiile specifice din Codul fiscal, realizate prin intermediari, rezidenţi fiscali români sau nerezidenţi care au în România un sediu permanent ce are calitatea de intermediar, sunt supuse impozitului cu reţinere la sursă. Cota de impozit pe câştig în cazul transferului titlurilor de valoare şi din operaţiuni cu instrumente financiare derivate efectuate prin intermediari (rezidenţi fiscali români sau nerezidenţi cu un sediu permanent în România) este:

(i) 1% asupra fiecărui câştig din transferul titlurilor de valoare care au fost dobândite şi înstrăinate într-o perioadă mai mare de 365 de zile, inclusiv, de la data dobândirii sau

(ii) 3% asupra fiecărui câştig din transferul titlurilor de valoare care au fost dobândite şi înstrăinate într-o perioadă mai mică de 365 de zile de la data dobândirii.

Impozitul pe câştigurile de capital este declarat şi plătit de către intermediar la bugetul de stat cel târziu la 25 din luna următoare.

Pierderile obţinute din transferul titlurilor de valoare şi din operaţiuni cu instrumente financiare derivate, efectuate prin aceşti intermediari, nu se reportează şi nu se compensează. Acestea reprezintă pierderi definitive ale contribuabilului. În plus, persoanele fizice care sunt considerate contribuabili, din punct de vedere al contribuţiilor sociale, pot avea obligaţia de plată a unei contribuţii de asigurări sociale de sănătate («CASS») în cota de 10%. Începând cu ianuarie 2018, CASS este datorată indiferent dacă persoana care încasează veniturile din câştiguri de capital obţine, de asemenea, venituri din salarii sau alte tipuri de venituri supuse CASS.

Începând cu ianuarie 2023, CASS de 10% se datorează în cazul în care persoana fizică obţine din una sau mai multe surse de venit (cum ar fi: venituri din activităţi independente, venituri din chirii, venituri din investiţii, venituri din alte surse etc.) venituri anuale cel puţin egale cu 6 salarii brute minime stabilite la nivel naţional. Pentru 2023, valoarea acestui salariu este de 3 000 RON. Astfel, începând cu ianuarie 2023, CASS se calculează pe baza următoarelor plafoane:

a) în cazul venitului obţinut este între 6 şi 12 salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 6 salarii brute minime.

b) în cazul venitului obţinut este între 12 şi 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 12 salarii brute minime.

c) în cazul veniturilor care depăşesc 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS va fi de 24 de salarii brute minime.

În cazul în care veniturile din câştiguri de capital, individual sau cumulate cu alte venituri non-salariale obţinute de persoana fizică, depăşesc valoarea a 6 salarii brute minime stabilite la nivel naţional, CASS va fi datorată pe baza plafoanelor de mai sus. În cazul în care venitul din câştiguri de capital (individual sau cumulat cu alte venituri non-salariale) este sub acest plafon, persoana fizică nu va datora CASS.

CASS este datorată de către persoana fizică prin depunerea unei Declaraţii unice şi este obligaţia persoanei fizice să depună declaraţia şi să plătească CASS datorat până la data de 25 mai a anului curent, pentru anul precedent.

Anumite aspecte legate de impozitul pe venit la nivel federal în Statele Unite

Următoarea prezentare este o sinteză a anumitor aspecte semnificative legate de impozitarea veniturilor în Statele Unite la nivel federal, relevante pentru achiziţionarea, deţinerea şi înstrăinarea Acţiunilor de către un Deţinător din SUA (astfel cum este definit mai jos), dar nu se doreşte a fi o analiză completă a tuturor efectelor fiscale potenţiale. Acest rezumat se bazează pe prevederile Codului Fiscal din 1986 (în limba engleză: „*Internal Revenue Code of 1986*"), cu modificările ulterioare („**Codul Fiscal al SUA**"), pe regulamentele existente şi propuse ale Departamentului de Trezorerie al SUA, promulgate în baza Codului Fiscal, pe deciziile administrative şi interpretările judiciare ale acestora, toate în forma în care se află la data prezentului Prospect şi toate putând fi supuse unor interpretări diferite sau unor modificări, care pot opera retroactiv. În special, în decembrie 2017, guvernul SUA a adoptat un act normativ complex în domeniul fiscal, cunoscut sub denumirea Legea pentru facilităţi fiscale şi crearea de locuri de muncă din 2017 (în limba engleză: „*Tax Cut and Jobs Act of 2017*") („**TCJA**"), care cuprinde modificări semnificative ale regimului de impozitare a persoanelor fizice şi juridice. Unele aspecte ale TCJA lasă loc de interpretare şi ar putea avea efecte asupra aspectelor fiscale descrise în prezentul rezumat, în măsura în care vi se aplică. Nu a fost solicitată o interpretare oficială din partea serviciului de administrare fiscală al SUA (în limba engleză: „*Internal Revenue Service*") („**IRS**") cu privire la oricare dintre consecinţele legate de impozitarea

veniturilor la nivel federal în SUA descrise mai jos şi nu există nicio garanţie că IRS sau o instanţă nu va adopta o poziţie contrară.

Acest rezumat se adresează doar Deţinătorilor din SUA care achiziţionează Acţiuni în cadrul Ofertei ca active fixe (în general, imobilizări financiare) şi utilizează dolarul american ca monedă funcţională. Acest rezumat nu are ca scop o descriere completă a tuturor aspectelor privind impozitarea veniturilor la nivel federal în Statele Unite care pot fi relevante pentru un investitor în considerarea circumstanţelor particulare ale acestuia, printre care: organizaţii scutite de la impozitare, instituţii financiare, societăţi de asigurare, dealeri şi intermediari de valori mobiliare sau valute, societăţi de investiţii reglementate, trusturi de investiţii imobiliare, Deţinători din SUA care vor deţine Acţiunile ca parte a unei operaţiuni de acoperire a riscului, a unei operaţiuni de tip „*straddle*", a unei operaţiuni de conversie, a unei operaţiuni care cade sub incidenţa obligaţiei de impunere cu privire la câştigurile de capital („*constructive sale*") sau a unei alte tranzacţii financiare integrate care intră sub incidenţa impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite, Deţinători din SUA care pot intra sub incidenţa impozitului minim alternativ, anumiţi foşti cetăţeni americani sau rezidenţi pe termen lung în Statele Unite care intră sub incidenţa articolului 877 sau 877A din Codul Fiscal al SUA şi, cu excepţia situaţiilor contrare prevăzute în mod special în capitolul „— *Aspecte legate de societăţile străine controlate*". Deţinători din SUA care deţin (direct, indirect sau implicit) cel puţin 10% din drepturile de vot sau din valoarea capitalului social al Societăţii. Acest rezumat nu tratează aspecte legate de impozitul pe imobile sau pe donaţii sau de impozitul pe venitul net din investiţii aplicabil în SUA la nivel federal sau aspecte fiscale aplicabile la nivel de stat sau local în SUA sau aspecte legate de impozite care se aplică în afara SUA.

În sensul prezentului rezumat, un **„Deţinător din SUA"** înseamnă beneficiarul real al Acţiunilor, care, în scop de impozitare la nivel federal în Statele Unite, este (i) o persoană fizică cetăţean sau rezident al Statelor Unite, (ii) o societate (sau o altă entitate juridică asimilată unei societăţi) înfiinţată sau organizată în conformitate cu legile Statelor Unite sau ale oricărui stat care intră în componenţa acestora sau ale Districtului Columbia; (iii) un patrimoniu al cărui venit este supus impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite, indiferent de sursa acestuia sau (iv) un trust (a) a cărui administrare este supusă activităţii de supraveghere primară exercitată de o instanţă din Statele Unite şi în care există una sau mai multe persoane din Statele Unite autorizate să controleze toate deciziile semnificative sau (b) care a optat pentru a fi tratat ca rezident în SUA în conformitate cu reglementările aplicabile ale Departamentului de Trezorerie al SUA, iar opţiunea respectivă este valabilă şi în vigoare.

Dacă un parteneriat (inclusiv orice altă entitate sau organizaţie clasificată drept parteneriat în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite) deţine Acţiuni, regimul de impunere la nivel federal în Statele Unite cu privire la un asociat al parteneriatului depinde în general de statutul asociatului şi de activităţile parteneriatului. Este recomandabil ca un parteneriat deţinător de Acţiuni să îşi consulte propriul consultant fiscal în ceea ce priveşte impozitul pe venit la nivel federal în Statele Unite şi ale consecinţelor fiscale asupra asociaţilor săi care rezultă în urma achiziţionării, deţinerii şi înstrăinării de Acţiuni.

REZUMATUL REFERITOR LA CONSECINŢELE LEGATE DE IMPOZITUL PE VENIT LA NIVEL FEDERAL ÎN SUA, PREZENTAT MAI JOS, ARE EXCLUSIV SCOP INFORMATIV. ESTE RECOMANDABIL CA TOŢI INVESTITORII POTENŢIALI SĂ ÎŞI CONSULTE PROPRIII CONSULTANŢI FISCALI ÎN CEEA CE PRIVEŞTE CONSECINŢELE FISCALE INDIVIDUALE CARE LE SUNT INCIDENTE CA URMARE A ACHIZIŢIONĂRII, DEŢINERII ŞI ÎNSTRĂINĂRII DE ACŢIUNI, INCLUSIV ÎN CEEA CE PRIVEŞTE APLICABILITATEA ŞI EFECTELE LEGISLAŢIILOR FISCALE STATALE, LOCALE, DIN AFARA SUA ŞI ALTOR LEGISLAŢII FISCALE ŞI ÎN CEEA CE PRIVEŞTE POSIBILELE MODIFICĂRI ALE LEGISLAŢIEI FISCALE.

Aspecte legate de societăţile străine controlate

În cazul în care se consideră că peste 50% din drepturile de vot sau valoarea Acţiunilor sunt deţinute de cetăţeni sau rezidenţi SUA, de societăţi sau parteneriate din SUA sau de patrimonii sau fonduri fiduciare din SUA (astfel cum sunt aceste definite în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite), dintre care fiecare deţine, în mod direct sau implicit, cel puţin 10% din drepturile de vot sau din valoarea capitalului social al Societăţii (fiecare fiind definit ca un Acţionar din SUA cu participaţie de 10%), atunci Societatea şi filiala sau filialele acesteia sunt considerate o societate străină controlată („SSC") în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite. În cazul în care Societatea (sau filiala sau filialele acesteia) este considerată SSC în orice exerciţiu fiscal, Acţionarul din SUA cu participaţie de 10% poate suporta consecinţe fiscale negative în legătură cu impozitarea venitului la nivel federal în Statele Unite, precum şi obligaţii de declarare de informaţii, dar, în general, nu ar fi supus şi tuturor cerinţelor incidente deţinătorilor unei societăţi de investiţii străine pasive, astfel cum este aceasta descrisă în capitolul „—

Aspecte legate de societăţile de investiţii străine pasive". Deşi Societatea nu preconizează că va deveni o SSC imediat ulterior Ofertei, calitatea de SSC a Societăţii sau a unei filiale a acesteia va depinde de identitatea acţionarilor Societăţii pe durata fiecărui exerciţiu fiscal.

Aspecte legate de societăţile de investiţii străine pasive

Un Deţinător din SUA poate suporta anumite consecinţe fiscale negative, în cazul în care Societatea ar fi tratată ca o societate de investiţii străine pasive („*passive foreign investment company*", „**PFIC**") în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite în orice exerciţiu fiscal în care Deţinătorul din SUA deţine Acţiuni. O societate din afara SUA, cum este Societatea, este tratată în general ca PFIC în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite în orice exerciţiu fiscal fie dacă (i) cel puţin 75% din veniturile sale brute aferente respectivului exerciţiu fiscal constau în anumite tipuri de venituri „pasive", fie dacă (ii) cel puţin 50% din valoarea activelor sale (stabilită în baza unei medii trimestriale) din respectivul exerciţiu fiscal generează sau este deţinută pentru generarea de venituri pasive. La aplicarea acestor criterii, se consideră că o societate din afara SUA, care deţine în mod direct sau indirect cel puţin 25% din valoarea capitalului social al altei societăţi, deţine cota corespondentă din activele celeilalte societăţi şi a încasat cota corespondentă din veniturile celeilalte societăţi. Veniturile pasive înseamnă, în general, printre altele, dividende, dobânzi, anumite chirii şi redevenţe şi câştiguri din dispoziţia de bunuri care generează astfel de venituri. Cu toate acestea, chiriile şi câştigurile obţinute din realizarea activă a unei tranzacţii sau a unei activităţi comerciale în anumite circumstanţe sunt considerate venituri active.

Cu toate că Societatea nu consideră că a îndeplinit criteriile pentru a fi considerată PFIC în exerciţiul fiscal încheiat la 31 decembrie 2022 şi nu preconizează că va deveni PFIC în exerciţiul fiscal curent, care se încheie la 31 decembrie 2023, sau în exerciţiile fiscale viitoare, stabilirea calităţii de PFIC se efectuează anual, iar statutul unei societăţi se poate modifica, printre altele, în funcţie de modificările componenţei şi valorii relative ale încasărilor brute şi activelor (inclusiv fondul de comerţ) ale societăţii şi filialelor sale, de modificările operaţiunilor sale şi de modificările valorii de piaţă ale capitalului său social. Stabilirea calităţii de PFIC a Societăţii depinde în parte şi de modul în care şi de cât de rapid îşi utilizează lichiditătile. Drept urmare, nu poate exista o garanţie că Societatea nu va fi considerată PFIC în orice exerciţiu fiscal.

În cazul în care Societatea ar fi considerată PFIC în orice exerciţiu fiscal în care un Deţinător din SUA deţine Acţiuni, atunci, cu excepţia cazului în care respectivul Deţinător din SUA a ales una dintre anumitele opţiuni care ar putea fi disponibile, acesta ar fi sub incidenţa unor impozite suplimentare aplicate oricărei „distribuiri suplimentare" şi oricărui câştig obţinut din înstrăinarea Acţiunilor (indiferent dacă Societatea ar continua să fie PFIC sau nu). Un Deţinător din SUA ar beneficia de distribuiri suplimentare, în cazul în care distribuirile pe care le-ar încasa în contul Acţiunilor într-un exerciţiu fiscal ar depăşi 125% din distribuirile anuale medii încasate în cele trei exerciţii fiscale anterioare (sau pe durata perioadei în care Deţinătorul din SUA deţine Acţiuni, dacă aceasta este mai scurtă). Pentru a calcula impozitul pe distribuirile suplimentare sau pe orice câştig, (i) distribuirea suplimentară sau câştigul ar fi alocat proporţional pe durata perioadei de deţinere a Deţinătorului din SUA, (ii) suma alocată exerciţiului fiscal curent şi oricărui alt exerciţiu fiscal anterior momentului în care Societatea a devenit PFIC ar fi taxată ca venit ordinar în exerciţiul curent şi (iii) suma alocată altor exerciţii fiscale (sau unor porţiuni ale acestora) ar fi taxată la cea mai mare cotă marginală aplicabilă în vigoare în fiecare exerciţiu şi se percepe o dobândă impusă asupra presupusului câştig din întârzierea plăţii impozitului aferent fiecărui exerciţiu fiscal. În plus, dividendele plătite de Societate nu ar fi eligibile pentru cota de impozit redusă specială care se aplică „dividendelor calificate" descrise mai jos, la capitolul „— *Distribuiri*", dacă Societatea este PFIC în exerciţiul fiscal aferent dividendelor sau în exerciţiul fiscal anterior. Pot exista anumite opţiuni în temeiul regulilor privind PFIC, care să modifice tratamentul prezentat în prezentul alineat. Totuşi, nu este clar dacă respectivele opţiuni s-ar aplica unei investiţii în Acţiuni.

Pentru a atenua efectele aplicării regulilor privind PFIC arătate anterior, un Deţinător din SUA poate opta să trateze Societatea ca un fond de alegere calificată („*qualified electing fund*", „**QEF**") în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite. Pentru a putea opta pentru QEF, Societatea trebuie să pună la dispoziţia Deţinătorilor din SUA informaţii elaborate în conformitate cu principiile aferente impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite. Societatea nu intenţionează în prezent să elaboreze sau să pună la dispoziţie informaţii care să vă permită să optaţi pentru QEF.

Restul prezentului rezumat pleacă de la premisa că Societatea nu va fi PFIC în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite în niciun exerciţiu fiscal în care un Deţinător din SUA deţine Acţiunile. Este recomandabil ca Deţinătorii din SUA să îşi consulte consultanţii fiscali în legătură cu tratamentul ca PFIC al Societăţii în orice exerciţiu fiscal în care deţin Acţiuni şi cu obligaţiile de raportare fiscală în SUA.

Distribuiri

Sub rezerva regulilor privind PFIC prezentate mai sus, orice distribuire de numerar sau bunuri în legătură cu Acțiunile (inclusiv orice sumă a oricărui impozit reținut la sursă în România) va fi tratată, în general, ca un dividend, în măsura în care este achitată din câștigurile și profiturile curente sau acumulate ale Societății, evaluate în baza principiilor aferente impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite, și va fi inclusă în venitul brut al unui Deținător din SUA la data la care distribuirea este încasată efectiv sau implicit. Societatea nu intenționează să păstreze evidența calculelor câștigurilor și profitului înregistrate în conformitate cu principiile aferente impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite. Prin urmare, orice distribuire (inclusiv, pentru claritate, orice sumă a oricărui impozit reținut la sursă în România) va fi în general raportată ca „dividend" în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite. Orice astfel de dividend nu va fi eligibil pentru deducerea în contul dividendelor încasate permisă în general Deținătorilor din SUA persoane juridice în legătură cu dividendele încasate de la societăți din SUA.

Sub rezerva anumitor condiții, dividendele plătite către Deținători din SUA neconstituiți ca societăți, inclusiv Deținători din SUA persoane fizice, pot fi eligibile pentru cote preferențiale de impozitare cu titlul de „dividende calificate" în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite. Dividendele încasate în legătură cu Acțiunile vor fi considerate dividende calificate, dacă (i) sunt îndeplinite anumite condiții privind perioada de deținere și (ii) Societatea este eligibilă pentru avantajele tratatului privind impozitul pe venit dintre Statele Unite și România (Societatea preconizând că va fi eligibilă).

Valoarea oricărui dividend plătit într-o valută diferită de dolarul SUA va fi valoarea în dolari SUA calculată în funcție de cursul de schimb în vigoare la data încasării, indiferent dacă plata este convertită efectiv în dolari SUA la momentul respectiv. Dacă un dividend plătit într-o valută diferită de dolarul SUA este convertit în dolari SUA la data încasării, Deținătorii din SUA nu vor avea, în general, obligația de a recunoaște câștigurile sau pierderile din diferențele de curs în ceea ce privește venitul din dividende. Cu toate acestea, un Deținător din SUA poate înregistra câștig sau pierdere din diferențele de curs dacă dividendul este convertit în dolari SUA ulterior datei încasări. Câștigul sau pierderea va fi egală cu diferența, dacă aceasta există, dintre (i) valoarea în dolari SUA a sumei incluse în venit atunci când a fost încasat dividendul și (ii) suma încasată la convertirea valutei respective în dolari SUA. În general, orice astfel de câștig sau pierdere va fi tratată ca venit sau pierdere ordinară și, în general, va fi tratată ca un venit din surse provenite din SUA. Se recomandă Deținătorilor din SUA să își consulte propriii consultanți fiscali cu privire la tratamentul câștigului sau pierderii din diferențe de curs pentru conversia oricărei valute încasate care este convertită în dolari SUA la o dată ulterioară datei încasării.

Dividendele vor fi tratate, în general, ca venit din surse din afara SUA în scopul acordării unui credit fiscal extern în SUA și vor constitui, în general, venit pasiv. Un Deținător din SUA poate fi eligibil, sub rezerva unui număr de restricții complexe, să solicite credit fiscal extern în legătură cu orice impozit reținut la sursă în afara SUA impus asupra dividendelor încasate în contul Acțiunilor (cum ar fi, de exemplu, orice impozit reținut la sursă în România). Un deținător din SUA care nu optează să solicite credit fiscal extern în legătură cu un impozit din afara SUA reținut la sursă poate, în schimb, să solicite o deducere, în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite, pentru respectivul impozit reținut la sursă, dar numai pentru un exercițiu fiscal în care respectivul Deținător din SUA alege să procedeze astfel în cazul tuturor impozitelor pe venit creditabile impuse în afara SUA. Dacă este disponibilă o rambursare a impozitului reținut la sursă în virtutea unei legi străine sau a unui tratat privind impozitul pe venit aplicabil încheiat de SUA, valoarea rambursabilă a impozitului reținut la sursă nu este eligibilă pentru un astfel de credit în raport cu obligațiile fiscale aferente impozitului pe venit ale unui Deținător din SUA (și nu este eligibilă pentru deducere din venitul impozabil la nivel federal în SUA). Normele care reglementează creditul fiscal extern sunt complexe. Fiecărui potențial Deținător din SUA i se recomandă să își consulte propriul consultant fiscal cu privire la disponibilitatea creditului fiscal extern în situația individuală a acestuia, inclusiv cu privire la efectele unui tratat privind impozitul pe venit aplicabil încheiat de SUA.

Vânzare sau alte acte de dispoziție

Sub rezerva regulilor privind PFIC prezentate mai sus, un Deținător din SUA înregistrează, în general, în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite, câștigul sau pierderea obținută în urma vânzării sau a altor acte de dispoziție cu privire la Acțiuni în cuantum egal cu diferența, dacă există, dintre suma realizată în urma vânzării sau actului de dispoziție și baza de impunere ajustată a Deținătorului din SUA pentru respectivele Acțiuni. Câștigul sau pierderea reprezintă, în general, câștig sau pierdere de capital pe termen lung, dacă Acțiunile au fost deținute de către Deținătorul din SUA pentru o perioadă mai lungă de un an, și este considerată, în general, ca rezultând din surse din Statele Unite în scopul acordării unui credit fiscal extern în SUA. Câștigul de capital pe termen lung al Deținătorilor SUA neconstituiți ca societate este,

în general, supus unor cote de impozitare preferențiale. Deductibilitatea pierderilor de capital face obiectul unor limitări.

Baza de impunere a unui Deținător din SUA aferentă unei Acțiuni este, în general, valoarea în dolari americani a prețului de cumpărare plătit în cadrul Ofertei. Suma obținută din vânzarea sau alt act de dispoziție a Acțiunilor în contravaloarea unei sume într-o valută din afara SUA reprezintă valoarea în dolari SUA a sumei respective la data vânzării sau actului de dispoziție. La data decontării, Deținătorul din SUA recunoaște câștigul sau pierderea din diferența de curs rezultată dintr-o sursă din SUA (impozabilă ca venit sau pierdere ordinară) egală cu diferența, dacă există, dintre valoarea în dolari SUA a sumei încasate conform cursului de schimb în vigoare la data vânzării sau actului de dispoziție și data decontării. În schimb, în cazul Acțiunilor tranzacționate pe o piață de valori mobiliare recunoscută și care sunt vândute de un Deținător din SUA care aplică principiile contabilității de trezorerie sau de un Deținător din SUA care aplică principiile contabilității de angajamente și care optează astfel, suma realizată se bazează pe cursul de schimb în vigoare la data decontării vânzării sau actului de dispoziție și nu se recunoaște la momentul respectiv niciun câștig sau nicio pierdere din diferențe de curs valutar. În cazul în care un Deținător din SUA care aplică principiile contabilității de angajamente optează astfel, această opțiune trebuie aplicată uniform de la un exercițiu fiscal la altul și nu poate fi revocată fără acordul IRS.

Taxa Medicare

Anumiți Deținători din SUA care sunt persoane fizice, patrimonii sau fonduri fiduciare au obligația de a achita un impozit suplimentar Medicare în cotă de 3,8% aplicat la valoarea integrală sau parțială a „venitului net din investiții" sau a „venitului net nedistribuit din investiții" al respectivului deținător în cazul unui patrimoniu sau al unui fond fiduciar, care include, printre altele, dividendele și câștigurile de capital din vânzarea sau alte acte de dispoziție impozabile a titlurilor de capital, sub rezerva anumitor limitări și excepții. Impozitul suplimentar Medicare în cotă de 3,8% este calculat într-un mod diferit decât impozitul pe venit obișnuit în SUA. *Este recomandabil ca potențialii investitori să își consulte propriii consultanți fiscali cu privire la efectele acestui impozit suplimentar, dacă există aceste efecte, asupra deținerii și înstrăinării titlurilor de capital.*

Raportarea activelor financiare străine specificate

Anumiți Deținători din SUA ar putea avea obligația de a comunica anumite informații către IRS cu privire la deținerea efectivă a Acțiunilor, dacă respectivele Acțiuni nu sunt deținute în numele lor de anumite instituții financiare, iar valoarea totală a tuturor respectivelor active depășește anumite sume prevăzute. Unui Deținător din SUA i se pot aplica sancțiuni, dacă nu își respectă obligația de a comunica astfel de informații către IRS. Este recomandabil ca Deținătorii din SUA să se consulte cu propriii consultanți pentru a stabili dacă intră sub incidența oricărei obligații de raportare a activelor străine.

Raportarea de informații în SUA și reținerea de rezervă

Plățile efectuate sau sumele obținute din vânzarea, schimbul sau orice alt act de dispoziție a Acțiunilor efectuat prin intermediul unui agent plătitor din SUA sau al unui intermediar din SUA către un Deținător de Acțiuni din SUA pot face obiectul raportării de informații, cu excepția cazului în care deținătorul este o societate sau atestă în alt mod că plățile către acesta sunt scutite de la aceste reguli. Plățile care intră sub incidența raportării de informații pot fi supuse reținerii de rezervă, cu excepția situației în care deținătorul atestă că nu face obiectul reținerii de rezervă, inclusiv prin furnizarea codului său de identificare fiscală, sau stabilește în alt mod un motiv de scutire.

Reținerea de rezervă nu este un impozit suplimentar. Valoarea oricărei rețineri de rezervă dintr-o plată este considerată un credit fiscal în raport cu obligațiile fiscale aferente impozitului pe venit ale respectivului Deținător din SUA și poate conferi dreptul la rambursare respectivului deținător, cu condiția ca informațiile necesare să fie puse la dispoziția IRS în termen. Este recomandabil ca Deținătorii din SUA să își consulte propriii consultanți fiscali cu privire la aplicarea regulilor privind raportarea de informații și reținerea de rezervă.

PREZENTAREA DE MAI SUS REPREZINTĂ UN REZUMAT GENERAL ȘI ACESTA NU ACOPERĂ TOATE ASPECTELE FISCALE CARE POT FI IMPORTANTE PENTRU UN ANUMIT INVESTITOR. FIECĂRUI POTENȚIAL INVESTITOR I SE RECOMANDĂ SĂ ÎȘI CONSULTE PROPRIUL CONSULTANT FISCAL ÎN CEEA CE PRIVEȘTE CONSECINȚELE FISCALE INDIVIDUALE REZULTATE DIN INVESTIȚIA ÎN ACȚIUNI AVÂND ÎN VEDERE CIRCUMSTANȚELE SPECIFICE RESPECTIVULUI INVESTITOR POTENȚIAL.

SUBSCRIERE ŞI VÂNZARE

Informaţii generale privind Oferta

Acţionarul Vânzător va oferi spre vânzare un număr de până la 78.007.110 Acţiuni Oferite reprezentând 17,34% din numărul total al Acţiunilor emise de Societate.

Oferta va fi împărţită în două tranşe: Tranşa Investitorilor de Retail şi Tranşa Investitorilor Instituţionali (astfel cum sunt definite mai jos în secţiunea „*Tranşele Ofertei*").

Acţiunile Oferite vor fi oferite la Intervalul Preţului de Ofertă şi Acţiunile Oferite alocate în cadrul Ofertei vor fi vândute la Preţul Final de Ofertă sau la Preţul Final de Ofertă Redus, după caz (a se vedea secţiunea „*Preţul de Ofertă – Intervalul Preţului de Ofertă*" de mai jos).

Acţionarul Vânzător, Societatea şi Managerii vor încheia la data acestui Prospect sau in jurului acestei date un contract de intermediere în legătură cu vânzarea şi oferta de Acţiuni Oferite („**Contractul de Intermediere**"). Închiderea Ofertei va fi condiţionată, printre altele, de (i) stabilirea Preţului Final de Ofertă şi deciziei fiecăruia dintre Societate, Acţionarul Vânzător şi Manageri de a continua Oferta şi (ii) îndeplinirea condiţiilor cuprinse în Contractul de Intermediere, inclusiv (printre alte condiţii) semnarea de către Acţionarul Vânzător, Societate şi Manageri a Contractului privind Preţul (astfel cum acesta este definit în secţiunea „*Contractul de Intermediere*" de mai jos) şi rămânerii in vigoare a Contractului de Intermediere. În eventualitatea în care oricare dintre condiţiile prevăzute la punctele (i) şi (ii) de mai sus nu este îndeplinită, Oferta nu va fi considerată închisă cu succes şi, prin urmare, Acţionarul Vânzător va respinge toate subscrierile. Detalii suplimentare privind Contractul de Intermediere sunt incluse în secţiunea „*Contractul de Intermediere*" de mai jos.

Alocarea Acţiunilor Oferite şi factorul de alocare *pro rata* (în legătură cu Tranşa Investitorilor de Retail), Preţul Final de Ofertă, Preţul Final de Ofertă Redus şi numărul final al Acţiunilor Oferite alocate vor fi făcute publice în Ziua Lucrătoare care urmează ultimei zile din Perioada de Ofertă, care este de aşteptat a surveni la data de 5 iulie 2023 („**Data Alocării**") (a se vedea secţiunile „*Preţul de Ofertă*" şi „*Alocarea Acţiunilor Oferite*" de mai jos).

Se estimează că tranzacţia aferenta Acţiunilor Oferite alocate să aibă loc în Ziua Lucrătoare următoare Datei Alocării, respectiv la data de 6 iulie 2023 sau în jurul acestei date („**Data Tranzacţiei**"), iar transferul Acţiunilor Oferite alocate va fi decontat prin intermediul sistemului Depozitarului Central Român în termen de două (2) Zile Lucrătoare de la Data Tranzacţiei (a se vedea secţiunea „*Decontare*" de mai jos).

Tranzacţionarea Acţiunilor pe Bursa de Valori Bucureşti este preconizată să înceapă la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date.

Calendarul de mai sus poate fi supus modificărilor, cu aprobarea ASF. Anumite evenimente prevăzute în prezentul Prospect sunt în afara controlului Societăţii, Acţionarului Vânzător şi/sau al Managerilor.

Perioada de Ofertă

Subscrierile se pot face începând cu data de 23 iunie 2023 până la data de 4 iulie 2023 inclusiv („**Perioada de Ofertă**"). Acţionarul Vânzător, cu acordul Societăţii (care nu va fi refuzat în mod nerezonabil) şi în urma consultării cu Coordonatorii Globali Comuni poate decide să prelungească Perioada de Ofertă, poate închide Oferta mai devreme decât s-a stabilit iniţial în cazul în care Oferta este subscrisă integral, să majoreze numărul de Acţiuni Oferite (fără a depăşi numărul maxim deţinut) sau poate modifica alte date privind Oferta, în conformitate cu legislaţia română. Orice închidere anticipată a Perioadei de Ofertă va fi anunţată public pe pagina de internet a Societăţii la adresa www.hidroelectrica.ro, pe pagina de internet a Acţionarului Vânzător la adresa www.fondulproprietatea.ro şi printr-un comunicat de presă pe pagina de internet a Bursei de Valori Bucureşti la adresa www.bvb.ro, iar datele de stabilire a preţului, alocării, de publicare a Preţului Final de Ofertă şi a Preţului Final de Ofertă Redus, a rezultatelor Ofertei şi data de începere a tranzacţionării Acţiunilor vor fi, în acest caz, ajustate în mod corespunzător.

Tranşele Ofertei

Orice investitor român sau străin, persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică), poate subscrie în cadrul Ofertei, cu excepţia acelor investitori ale căror subscrieri în cadrul Ofertei ar constitui o încălcare a legislaţiei aplicabile.

Investitorii care intenţionează să achiziţioneze Acţiuni Oferite trebuie să se familiarizeze cu, şi să respecte termenii şi condiţiile Ofertei stabilite în prezentul Prospect, legile aplicabile Ofertei în jurisdicţiile în care aceştia se afla şi restricţiile prevăzute în secţiunea „*Restricţii de Vânzare şi Transfer*" de mai jos. Prin

achiziția de Acțiuni Oferite, investitorii își asumă orice răspundere care ar putea interveni dacă achiziția respectivă este considerată nelegală în statul de reședință al acestora.

Oferta este împărțită în două tranșe („**Tranșele Ofertei**") după cum urmează:

(1) o Tranșă a Ofertei care constă într-un număr inițial de 11.701.067 Acțiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată prin intermediul unei oferte publice în România Investitorilor de Retail („**Tranșa Investitorilor de Retail**"); și

(2) o Tranșă a Ofertei care constă într-un număr inițial de 66.306.043 Acțiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituționali din afara Statelor Unite ale Americii în baza Regulamentului S; și (ii) în Statele Unite ale Americii, exclusiv persoanelor considerate în mod rezonabil ca fiind QIB (cumpărători instituționali calificați) în conformitate cu Regula 144A sau în temeiul unei alte excepții de la, sau printr-o tranzacție care nu face obiectul cerințelor de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare („**Tranșa Investitorilor Instituționali**").

În scopul prezentului Prospect:

- „**Investitor Instituțional**" înseamnă (a) un „investitor calificat", astfel cum acest termen este definit în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă" în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformulat), sau (c) un „investitor calificat", astfel cum acest termen este definit în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul, astfel cum face parte din legislația internă a Regatului Unit în temeiul Legii privind (Retragerea din) Uniunea Europeană din 2018, cu modificările ulterioare, sau (d) un QIB astfel cum acest termen este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în cadrul Ofertei nu constituie o încălcare a legislației sau a reglementărilor aplicabile și care nu este situată în nicio jurisdicție în care transmiterea sau disponibilitatea Ofertei (și a oricărei alte tranzacții avute în vedere prin aceasta) ar constitui o încălcare a oricărei legislații sau reglementări aplicabile; și
- „**Investitor de Retail**" înseamnă orice persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică) care nu întrunește criteriile de mai sus pentru a fi calificată drept Investitor Instituțional.

Acțiunile oferite în cadrul fiecăreia dintre Tranșele Ofertei de mai sus sunt acțiuni de aceeași clasă (acțiuni ordinare), se supun aceluiași regim juridic și conferă aceleași drepturi și obligații deținătorilor acestora.

Dimensiunea finală a fiecărei Tranșe a Ofertei va fi decisa de Acționarul Vânzător în comun cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, în funcție de nivelul subscrierilor din partea investitorilor, după închiderea Perioadei de Ofertă, și va fi făcută publică la Data Alocării (a se vedea secțiunea „*Alocarea Acțiunilor Oferite*" de mai jos).

La recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea și Acționarul Vânzător pot decide în comun să realoce Acțiunile Oferite din oricare Tranșă a Ofertei în cealaltă Tranșă a Ofertei – ceea ce poate determina Tranșa Investitorilor de Retail să reprezinte fie (1) mai mult de 15% (însă nu mai mult de 20%) din Acțiunile Oferite vândute sau, dimpotrivă, (2) mai puțin de 15% din Acțiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranșa Investitorilor de Retail în Tranșa Investitorilor Instituționali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranșa Investitorilor de Retail este mai mic de 100%).

O realocare între Tranșele Ofertei nu va necesita o modificare a Prospectului și nici nu va fi considerată o modificare a acestuia.

Prețul de Ofertă

Prețul de Subscriere

Acțiunile Oferite sunt oferite la Intervalul Prețului de Ofertă de 94 RON – 112 RON per Acțiune Oferită.

Investitorii de Retail trebuie să subscrie pentru Acțiunile Oferite la prețul fix de 112 RON per Acțiune Oferită (i.e., limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă).

Investitorii Instituționali pot subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite la orice preț din cadrul Intervalului Prețului de Ofertă (inclusiv la limita inferioară și cea superioară a intervalului de preț). Pasul de preț aferent subscrierilor pentru Acțiunile Oferite realizate de către Investitorii Instituționali este de 0,5 RON.

Preţul Final de Ofertă

Preţul final pentru Tranşa Investitorilor Instituţionali

Pe parcursul Perioadei de Ofertă se va derula un proces de bookbuilding pentru Acţiunile Oferite. În timpul procesului de bookbuilding, Coordonatorii Globali Comuni şi Codeţinătorii Registrului de Subscrieri (*Joint Bookrunners*) vor evalua gradul de interes pe care îl prezinta Oferta pentru Investitorii Instituţionali şi reacţia acestora privind preţul Acţiunilor Oferite. Investitorilor Instituţionali li se va cere să precizeze numărul Acţiunilor Oferite pe care ar fi dispuşi să îl achiziţioneze şi preţul aferent pentru respectivele Acţiuni Oferite. Numărul respectiv de Acţiuni Oferite şi preţul la care aceşti Investitori Instituţionali şi-au exprimat interesul vor fi înregistrate într-un registru administrat de Coordonatorii Globali Comuni („**Registrul**").

Preţul Final de Ofertă la care Acţiunile Oferite vor fi alocate investitorilor va fi stabilit de Acţionarul Vânzător în urma consultării cu Societatea şi Coordonatorii Globali Comuni după închiderea Perioadei de Ofertă şi va fi făcut public la Data Alocării.

Acţiunile Oferite în Tranşa Investitorilor Instituţionali vor fi vândute doar la Preţul Final de Ofertă şi doar acelor Investitori Instituţionali care au subscris pentru Acţiunile Oferite la un preţ egal cu, sau mai mare decât Preţul Final de Ofertă.

Preţul final pentru Tranşa Investitorilor de Retail

Investitorii de Retail au dreptul la o reducere de 3% din Preţul Final de Ofertă („**Preţul Final de Ofertă Redus**") pentru cererile depuse în mod valabil în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă (respectiv până la 29 iunie 2023 inclusiv); pentru evitarea oricăror neclarităţi, în funcţie de nivelul Preţului Final de Ofertă, Preţul Final de Ofertă Redus poate fi sub nivelul inferior al Intervalului Preţului de Ofertă. Stabilirea Preţului Final de Ofertă sub pragul de jos al Intervalului Preţului de Ofertă nu va necesita şi nu va fi considerată drept, o modificare la Prospect. Aplicarea reducerii pentru Acţiunile Oferite achiziţionate în cadrul Tranşei Investitorilor de Retail va depinde de momentul înregistrării ordinului de tranzacţionare în sistemul de tranzacţionare al Bursei de Valori Bucureşti.

Acţiunile Oferite care sunt subscrise în Tranşa Investitorilor de Retail începând cu a şasea (a 6-a) Zi Lucrătoare a Ofertei (respectiv de la 30 iunie 2023 inclusiv) vor fi vândute Investitorilor de Retail la Preţul Final de Ofertă.

Pentru evitarea oricăror neclarităţi, în cazul în care un Investitor de Retail realizează una sau mai multe subscrieri în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Ofertei şi una sau mai multe alte subscrieri după a cincea (a 5-a) Zi Lucrătoare a Ofertei, reducerea se aplică numai subscrierii(lor) realizate de Investitorul de Retail relevant în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Ofertei.

Anunţarea preţului

La Data Alocării, Acţionarul Vânzător va notifica investitorii, ASF şi Bursa de Valori Bucureşti privind Preţul Final de Ofertă şi Preţul Final de Ofertă Redus. Respectivele notificări privind preţul vor fi publicate pe pagina de internet a Societăţii la adresa *www.hidroelectrica.ro*, pe pagina de internet a Acţionarului Vânzător la adresa www.fondulproprietatea.ro şi printr-un comunicat de presă pe pagina de internet a Bursei de Valori Bucureşti la adresa *www.bvb.ro*.

Rambursarea preţului

Plata preţului de subscriere pentru Acţiunile Oferite de către investitori trebuie să se realizeze conform celor prevăzute în secţiunea „*Subscrierea Acţiunilor Oferite de către Investitorii de Retail – Dovada Plăţii aferentă Subscrierilor efectuate de Investitorii de Retail*" sau în secţiunea „*Subscrierea Acţiunilor Oferite de către Investitorii Instituţionali – Dovada Platii aferentă Subscrierilor efectuate de Investitorii Instituţionali*", după caz.

Dacă:

- Preţul Final de Ofertă sau Preţul Final de Ofertă Redus, după caz, este mai mic decât preţul plătit deja de un Investitor de Retail pentru fiecare Acţiune Oferita pentru care a subscris, sau
- numărul Acţiunilor Oferite alocate unui Investitor de Retail este mai mic decât numărul Acţiunilor Oferite pentru care respectivul Investitor de Retail a subscris şi a plătit în mod valabil,

o sumă egală cu diferenţa dintre (i) preţul total plătit în avans de respectivul Investitor de Retail pentru Acţiunile Oferite pentru care a subscris; şi (ii) numărul de Acţiuni Oferite vândute Investitorului de Retail respectiv înmulţit cu Preţul Final de Ofertă sau cu Preţul Final de Ofertă Redus, după caz (minus orice comisioane de transfer bancar şi orice comisioane aplicabile practicate de instituţiile pieţei de capital

relevante), va fi restituită Investitorului de Retail în cauză în contul bancar specificat de fiecare Investitor de Retail în formularul de subscriere depus în legătură cu subscrierea Acțiunilor Oferite („**Formularul de Subscriere**"), în contractul de servicii de investiții financiare sau în alt mod convenit cu Managerul sau cu Participantul Eligibil (astfel cum acest termen este definit mai jos) la care se face cererea de subscriere, după caz, în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la expirarea Perioadei de Ofertă.

Dacă:

- Oferta nu este închisă cu succes sau nu este decontată și, pe cale de consecință, toate subscrierile sunt respinse de Acționarul Vânzător;
- subscrierea unui Investitor de Retail nu este validată; și/sau
- subscrierea este retrasă de un Investitor de Retail în urma publicării unui supliment la Prospect care permite investitorilor să își retragă subscrierile în perioada menționată în suplimentul respectiv;

Investitorului de Retail care a subscris pentru Acțiunile Oferite îi va fi returnat prețul total plătit în avans de Investitorul de Retail respectiv pentru Acțiunile Oferite minus comisioanele de transfer bancar și orice comisioane aplicabile practicate de instituțiile pieței de capital relevante. Acest preț va fi returnat fiecărui Investitor de Retail în contul bancar specificat de respectivul Investitor de Retail în Formularul de Subscriere, în contractul de servicii de investiții financiare sau în alt mod convenit cu Managerul sau cu Participantul Eligibil (astfel cum acest termen este definit mai jos) la care se face subscrierea, după caz, în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la data la care subscrierile au fost respinse/retrase sau nu au fost decontate sau în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la expirarea Perioadei de Ofertă în cazul în care subscrierea nu a fost validată, după caz.

Nu se va plăti dobândă investitorilor cu privire la aceste sume.

Managerii nu vor fi răspunzători în cazul in care transferul unei astfel de sume nu are loc din cauza faptului că informațiile furnizate de un investitor în acest scop nu au fost complete sau corecte.

Dacă un investitor a specificat mai multe conturi pentru restituirea oricăror asemenea sume, Managerii și Participanții Eligibili își rezervă dreptul de a plăti întreaga suma care va fi restituită într-un singur cont dintre cele specificate de investitor, cu excepția situației în care se menționează altfel în Formularul de Subscriere sau în contractul de servicii de investiții financiare încheiat cu Managerul/Participantul Eligibil relevant.

Plățile în conturile bancare ale investitorilor se vor face întâi pentru subscrierile valabile și, ulterior, pentru subscrierile anulate.

Contractul de Intermediere

Acționarul Vânzător, Societatea și Managerii vor încheia contractul de intermediere la data sau în jurul datei prezentului Prospect („**Contractul de Intermediere**"), în temeiul căruia, în termenii și sub rezerva condițiilor cuprinse în acesta, inclusiv încheierea unui contract privind stabilirea prețului între Societate, Acționarul Vânzător și Manageri după finalizarea procesului de *bookbuilding* a Ofertei („**Contractul privind Stabilirea Prețului**"), Managerii vor fi de acord, în mod individual și nu în mod solidar sau solidar și individual, să depună toate eforturile rezonabile pentru a asigura cumpărători pentru numărul de Acțiuni Oferite stabilit în cuprinsul Contractului privind Stabilirea Prețului sau, în caz contrar, să cumpere sau să plătească ei înșiși pentru aceste Acțiuni Oferite, iar Acționarul Vânzător va fi de acord să vândă aceste Acțiuni Oferite la Prețul Final de Ofertă sau la Prețul Final de Ofertă Redus, după caz, cumpărătorilor identificați de Manageri sau, în caz contrar, Managerilor înșiși în proporția și modalitatea convenite în Contractul de Intermediere.

În baza Contractului de Intermediere, Societatea și Acționarul Vânzător vor acorda o serie de declarații și garanții uzuale (inclusiv, după caz, în legătură cu activitatea și situațiile financiare ale Societății și cu gradul său de respectare a regimului juridic în legătură cu Acțiunile și cu conținutul Prospectului) precum și anumite obligatii de a despagubi Managerii în legătură cu Oferta. Obligațiile părților la Contractul de Intermediere vor face obiectul unor condiții specifice unui contract de acest tip care includ, printre altele, exactitatea declarațiilor și garanțiilor prevăzute în Contractul de Intermediere, neavând loc nicio schimbare negativă semnificativă în ceea ce privește Grupul, și încheierea Contractului privind Stabilirea Prețului între Acționarul Vânzător, Societate și Manageri în legătură cu numărul final de Acțiuni Oferite, Prețul Final de Ofertă și Prețul Final de Ofertă Redus la Data Alocării sau in jurul acestei date. În plus, la apariția unor evenimente specifice, cum ar fi neîndeplinirea condițiilor suspensive sau renunțarea la acestea, Contractul de Intermediere poate înceta să producă efecte imediat, în orice moment înainte de Data de Decontare și/sau

Coordonatorii Globali Comuni (în numele Managerilor) pot alege să rezilieze Contractul de Intermediere în orice moment înainte de Data de Decontare (sau, ulterior, Managerul de Stabilizare poate face acest lucru (în numele Managerilor) numai în ceea ce privește Opțiunea de Supra-Alocare).

În considerarea serviciilor care urmează a fi prestate de catre Manageri, Managerii vor primi din partea Acționarului Vânzător un procent din veniturile brute încasate în urma Ofertei inclusiv din Opțiunea de Supra-Alocare (astfel cum acest termen este definit mai jos), în măsura în care aceasta a fost exercitată. În plus, Acționarul Vânzător poate, la discreția sa, să decidă să acorde Managerilor un comision discreționar reprezentând un procent din veniturile brute încasate din Ofertă (inclusiv veniturile din Opțiunea de Supra-Alocare (astfel cum acest termen este definit mai jos), în măsura în care aceasta a fost exercitată).

Acordurile privind interdicția de înstrăinare

Potrivit Contractului de Intermediere, Societatea va agrea ca în perioada care începe la data Contractului de Intermediere și se încheie în a 180-a zi calendaristică (inclusiv) de la Admitere (astfel cum acest termen este definit mai jos), nici aceasta, nici un membru al grupului său, printre altele, direct sau indirect, să nu ofere, emită, vândă, sa nu se oblige să vândă, greveze cu garanții, acorde opțiuni și să nu dispună în alt mod (sau să anunțe public orice astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau transfer) de Acțiuni si să nu încheie nicio tranzacție cu același efect economic precum vreuna dintre cele enumerate mai sus, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat) – cu mențiunea ca Societății nu i se interzice să emită sau să aloce Acțiuni în măsura în care este obligată să facă acest lucru în conformitate cu legislația română aplicabilă care impune majorarea capitalului social al Societății cu valoarea terenurilor aduse ca aport de Stat si pentru care Societatea obține certificate de atestare a dreptului de proprietate după Ofertă sau pentru care a obținut astfel de certificate înainte de Ofertă, însă in legătura cu care nu și-a majorat capitalul social încă (a se vedea, de asemenea, secțiunea *„Factori de Risc – Riscuri privind Acțiunile Oferite – Majorările de capital rezultate din contribuțiile funciare deținute de statul român pot duce la diluarea acționarilor"*).

Potrivit Contractului de Intermediere (și, în cazul Ministerului Energiei, unui contract de interdicție de înstrăinare încheiat la data Prospectului sau în jurul acestei date (**„Contractul de Restricționare"**) fiecare dintre Acționarul Vânzător și Ministerul Energiei va fi de acord, de asemenea, că, de la data Contractului de Intermediere până la, inclusiv, 180 de zile calendaristice (și, respectiv, 12 luni în cazul Ministerului Energiei) de la Admitere, printre altele, direct sau indirect, acesta nu va oferi, emite, vinde, nu se va obliga să vândă, gaja, acorda opțiuni asupra si nu va ceda în alt mod (sau nu va anunța public orice astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau cedare) de Acțiuni sau nu va încheia nicio tranzacție cu același efect economic ca oricare dintre cele de mai sus, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat) – cu condiția, ca nici Acționarului Vânzător, nici Ministerului Energiei să nu-i fie interzisă:

- acceptarea unei oferte generale făcute tuturor deținătorilor de Acțiuni realizată în conformitate cu legile și reglementările românești aplicabile privind ofertele de preluare;
- vânzarea sau cedarea în alt mod a Acțiunilor în temeiul oricărei oferte a Societății de a-și cumpăra propriile Acțiuni, care se realizează în condiții identice pentru toți deținătorii de Acțiuni;
- transferul sau cedarea Acțiunilor în temeiul unui compromis sau acord între Societate și creditorii săi sau orice clasă a acestora sau între Societate și acționarii săi sau orice clasă a acestora, care este convenită de creditori sau acționari;
- (numai în cazul Acționarului Vânzător) semnarea și livrarea unui acord sau angajament irevocabil de a accepta o ofertă generală (fără niciun alt acord de a transfera sau de a ceda orice Acțiuni sau orice interes legat de acestea), astfel cum se menționează mai sus;
- (numai în cazul Acționarului Vânzător) transferul sau cedarea în alt mod a Acțiunilor, în cazul în care un astfel de transfer sau instrainare este impusă de lege sau de orice autoritate competentă sau printr-o hotărâre definitivă a unei instanțe competente;
- (numai în cazul Acționarului Vânzător) încheierea și transferul de Acțiuni în conformitate cu termenii Contractului de Intermediere sau ai Contractului de Împrumut de Acțiuni și ai Opțiunii de Supra-Alocare; sau
- (numai în cazul Ministerului Energiei) orice astfel de acțiuni în măsura în care este obligat să le întreprindă în conformitate cu legislația aplicabilă în România în ceea ce privește majorările de capital social ca urmare a emiterii de certificate de proprietate în favoarea Societății.

Coordonatorii Globali Comuni, în urma consultării (în măsura în care este posibil în circumstanțele respective) cu Societatea și cu Acționarul Vânzător, vor putea înceta Contractul de Intermediere în orice moment anterior Datei Decontării și, în ceea ce privește încetarea Opțiunii de Supra-Alocare (astfel cum este definită mai jos) doar până la finalizarea Opțiunii de Supra-Alocare (astfel cum este definită mai jos), în anumite condiții specifice care sunt uzuale intr-un contract de acest tip.

Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii Instituționali

Prin subscrierea pentru Acțiunile Oferite, fiecare Investitor Instituțional confirmă că a citit acest Prospect, că a acceptat Termenii și Condițiile prevăzute în acest Prospect și că a efectuat subscrierea în conformitate cu termenii incluși în acest Prospect și declară și garantează Societății, Acționarului Vânzător și Managerilor că este un investitor care poate achiziționa în mod legal Acțiunile Oferite (fără a fi supus niciunor restricții sau limitări) conform legislației din statul său de reședință. Orice achiziție efectuată prin încălcarea termenilor prezentului Prospect sau prin încălcarea legislației aplicabile nu este valabilă și va fi anulată.

Programul și locațiile unde pot fi efectuate subscrierile de catre Investitorii Instituționali

Subscrierile pentru Acțiuni Oferite de catre Investitorii Instituționali pot fi realizate doar prin Manageri, astfel cum se precizează în secțiunea „*Procedura de subscriere pentru Investitorii Instituționali*" de mai jos.

Investitorii Investiționali pot subscrie pentru Acțiunile Oferite pe întreaga durată a Perioadei de Ofertă, în timpul programului normal de lucru al Managerilor, cu excepția ultimei Zile Lucrătoare a Perioadei de Ofertă (și anume 4 iulie 2023), când subscrierile vor fi acceptate doar până la ora 12:00 p.m. (ora României).

Procedura de subscriere pentru Investitorii Instituționali

Investitorii Instituționali pot subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite prin intermediul oricărui Manager sau printr-un afiliat al unui Manager, cu care a încheiat un contract de servicii de investiții financiare, pe baza ordinelor emise în cadrul serviciilor de investiții uzuale și prin orice mijloace de comunicare stabilite printr-un astfel de contract, **fără** a fi obligați să depună niciun Formular de Subscriere sau documente de identificare.

În scopul prezentului Prospect, termenul „**afiliat/afiliați**" are înțelesul care i-a fost acordat în Regula 501(b) din Regulamentul D sau în Regula 405 din Legea privind Valorile Mobiliare, după caz.

Investitorii Instituționali care nu au încheiat un contract de servicii de investiții financiare cu niciun Manager sau cu niciun afiliat al vreunui Manager pot subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite **numai** dacă depun un Formular de Subscriere și documentele de identificare aplicabile (enumerate în secțiunea „*Documentele de Subscriere*" de mai jos) la oricare dintre Managerii / afiliații acestora situați în România.

Pentru a putea plasa un ordin valabil pentru Acțiunile Oferite, Investitorii Instituționali trebuie să aibă o înțelegere contractuală directă sau indirectă cu un agent custode din România.

Fiecare Manager (sau un afiliat al unui Manager, după caz) va comunica Investitorilor Instituționali care subscriu prin intermediul acestuia comisioanele care urmează să fie plătite în legătură cu depunerea subscrierilor acestora pentru Acțiunile Oferite, inclusiv costurile (dacă există) asociate emiterii angajamentelor de decontare, garanțiilor, contului de custodie, penalităților de întârziere, comisioanelor pentru servicii de investiții datorate în baza oricăror contracte relevante sau în conformitate cu politicile Managerului/afiliaților Managerului care acceptă subscrierea și orice comisioane percepute de Bursa de Valori București și de Depozitarul Central. Aceste comisioane nu pot fi cuantificate de către Societate, Acționarul Vânzător sau de Manageri în scopul prezentului Prospect.

Investitorilor Instituționali nu li se aplica nicio cerință de subscriere minimă. Investitorilor Instituționali nu li se va permite să își fragmenteze ordinele pentru Acțiunile Oferite.

Subscrierile valabile pentru Acțiunile Oferite realizate de către Investitorii Instituționali vor fi înregistrate în Registru.

Fiecare Investitor Instituțional se angajează să plătească Prețul Final de Ofertă pentru Acțiunile Oferite alocate acestuia în modalitatea indicata de Managerul (sau un afiliat al unui Manager, după caz) relevant și să transmită instrucțiuni Managerului relevant sau către afiliații acestuia (nu mai târziu de ora 15:00 ora României la Data Tranzacției) să utilizeze fondurile (i) din contul său de custodie pentru care a furnizat

AUTORITATEA DE SUPRAVEGHERE FINANCIARĂ
AVIZAT
APROBAT

dovada sau (ii) din contul de valori mobiliare deschis la Managerul relevant sau la afiliații acestuia (după caz), pentru decontarea tranzacției în legătură cu Acțiunile Oferite care i-au fost alocate acestuia.

Dovada Plații aferentă subscrierilor efectuate de Investitorii Instituționali

Valoarea Acțiunilor Oferite alocate unui Investitor Instituțional trebuie să fie garantată prin:

(A) Ordin de plată care dovedește că prețul pentru Acțiunile Oferite alocate a fost transferat în contul/ conturile de servicii de investiții financiare deschis(e) la Managerul (sau un afiliat al unui Manager) prin care Investitorul Instituțional a subscris, cu condiția ca suma respectivă să crediteze contul/ conturile de servicii de investiții financiare relevant(e) înainte de înregistrarea ordinului aferent subscrierii relevante în segmentul de piață corespunzător al Bursei de Valori București.

Ordinul de plată trebuie să cuprindă codul unic de înregistrare și denumirea Investitorului Instituțional. Numărul contului care trebuie completat de un Investitor Instituțional în formularul de subscriere (dacă este cazul) trebuie să fie numărul contului din care se transferă efectiv suma aferentă subscrierii în contul/conturile de servicii de investiții financiare.

Investitorii Instituționali trebuie să ia în considerare eventualele comisioane de transfer și, dacă este cazul, comisioanele de deschidere a contului. Nu sunt acceptate depuneri în numerar direct în contul/ conturile de servicii de investiții financiare. Sumele transferate de Investitorii Instituționali, reprezentând valoarea Acțiunilor Oferite alocate, nu vor fi purtătoare de dobândă în favoarea Investitorilor Instituționali respectivi.

Fiecare ordin de plată este echivalent cu o singură subscriere și combinarea mai multor ordine de plată pentru o singură subscriere valabilă nu este permisă.

În cazul în care, în perioada cuprinsă între Data Alocării și cel târziu ora 15:00 ora României la Data Tranzacției, vor exista Investitori Instituționali care nu vor furniza Dovada Plații, Coordonatorii Globali Comuni vor realoca respectivele Acțiuni altui/altor Investitor(i) Instituțional(i), cu acordul acestora și numai dacă aceștia pot furniza Dovada Plații pentru Acțiunile alocate suplimentar. Dacă nu este posibil, numărul de Acțiuni vândute de către Acționarul Vânzător se va reduce în mod corespunzător.

Nicium Manager (sau vreun afiliat al acestuia) nu va fi ținut răspunzător dacă, din motive independente de acesta, contul/conturile de servicii de investiții financiare nu sunt efectiv creditate cu sumele reprezentând valoarea subscrierilor cel mai târziu la ora 15:00 ora României, la Data Tranzacției; sau

(B) Declarație privind angajamentul de decontare emisă de agentul custode care își asumă răspunderea pentru decontare în conformitate cu reglementările ASF;

(C) Scrisoare de garanție bancară emisă de o instituție de credit din Uniunea Europeană în scopul acoperirii riscului de decontare asumat de Managerul relevant; sau

(D) Declarație privind angajamentul de decontare emisă de Managerul relevant sau de un afiliat al unui Manager care își asumă răspunderea pentru decontare în conformitate cu limitările prevăzute de ASF.

Garanția sau angajamentul trebuie să acopere și orice comisioane practicate de instituțiile pieței de capital, dacă este cazul.

Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii de Retail

Prin subscrierea Acțiunilor Oferite, fiecare Investitor de Retail confirmă că a citit acest Prospect, că a acceptat Termenii și Condițiile prevăzute în acest Prospect și că a efectuat subscrierea în conformitate cu termenii incluși în acest Prospect și declară și garantează Societății, Acționarului Vânzător și Managerilor că este un investitor care poate achiziționa în mod legal Acțiunile Oferite (fără a fi supus niciunor restricții sau limitări) conform legislației din statul său de reședință. Orice achiziție efectuată prin încălcarea termenilor prezentului Prospect sau prin încălcarea legislației aplicabile nu este valabilă și va fi anulată.

Programul și locațiile unde pot fi efectuate subscrierile de catre Investitorii de Retail

Investitorii de Retail pot subscrie pentru Acțiunile Oferite pe parcursul întregii Perioade de Ofertă, în timpul programului normal de lucru al Managerilor/Participanților Eligibili/Grupului de Distribuție (astfel cum acest termen este definit mai jos) **cu excepția** ultimei Zile Lucrătoare a Perioadei de Ofertă (respectiv 4 iulie 2023) când subscrierile vor fi acceptate doar până la 12:00 p.m. (ora României).

Investitorii de Retail pot subscrie pentru Acțiunile Oferite prin intermediul:

- Bancii Comerciale Romane S.A. – la sediul său din Calea Plevnei nr. 159, Business Garden Bucharest, Clădirea A, Etaj 6, Sector 6, București, România și prin rețeaua sa de sucursale, astfel cum este menționată la https://www.bcr.ro/ro/retea-unitati1/unitati-atm;
- BRD – Groupe Societe Generale S.A. („**BRD**") – la sediul său central situat în BRD Tower, Bd. Ion Mihalache nr. 1-7, București, România și prin rețeaua sa de sucursale menționată la https://www.brd.ro/agentii-si-atm-uri;
- BT Capital Partners („**BTCP**") – la sediul său central situat în Str. Constantin Brâncuși nr. 74-76, parter, Cluj-Napoca, România, la orice unitate BTCP menționată la: https://btcapitalpartners.ro/reteaua-bt-capital-partners și la unitățile Băncii Transilvania („**Grupul de Distribuție**"), astfel cum se menționează la https://www.bancatransilvania.ro/retea-unitati;
- SSIF Swiss Capital S.A. la sediul său central situat în Bd. Dacia nr. 20, Romana Office Building, etaj 4, Sector 1, București, România; și
- oricarui Participant Eligibil din lista publicată pe pagina de internet a Bursei de Valori București la www.bvb.ro, la sediul său autorizat respectiv;

sau astfel cum este convenit prin contractul de servicii de investiții financiare încheiat între respectivul Investitor de Retail și Managerul/Participantul Eligibil relevant, dacă este cazul.

Următorii Investitori de Retail pot subscrie pentru Acțiuni Oferite doar la sediul BRD sau BTCP (și, pentru evitarea oricăror neclarități, nu și prin sucursalele/unitățile respective alte BRD sau BTCP):

- Investitorii de Retail care sunt persoane fizice rezidente/nerezidente sau persoane juridice rezidente și care utilizează serviciile unui agent custode sau care depun o scrisoare de garanție bancară sau o declarație privind angajamentul de decontare din partea BRD sau BTCP; și
- Investitorii de Retail care sunt persoane juridice nerezidente, indiferent dacă utilizează sau nu serviciile unui agent custode.

„**Participanți Eligibili**" înseamnă orice intermediari (alții decât Managerii), care sunt societăți de investiții sau instituții de credit acceptate ca participanți la sistemul de tranzacționare al Bursei de Valori București, și care (i) au semnat un angajament irevocabil și necondiționat („**Scrisoarea de Angajament**") în vederea respectării prevederilor prezentului Prospect și a legii aplicabile, în forma pusă la dispoziție de Banca Comerciala Romana S.A. și (ii) au depus Scrisoarea de Angajament, în original, la Banca Comerciala Romana S.A.. O listă a Participanților Eligibili va fi publicată pe pagina de internet a Bursei de Valori București la www.bvb.ro.

Participanții Eligibili nu pot accepta, înregistra, procesa și valida subscrierile pentru Acțiunile Oferite înainte de semnarea și depunerea Scrisorii de Angajament la Banca Comerciala Romana S.A., în original.

Fiecare Participant Eligibil trebuie să se conformeze, și trebuie să se asigure că sistemele sale interne îi permit să se conformeze, cerințelor prevăzute în prezentul Prospect, inclusiv, însă fără a se limita la, cerințele privind disponibilitatea fondurilor și decontarea tranzacțiilor derulate în urma acceptării subscrierilor de către respectivul Participant Eligibil. Managerii nu vor fi răspunzători pentru nicio nerespectare a cerințelor stabilite în prezentul Prospect de către niciun Participant Eligibil, pentru orice informații sau consultanță oferite investitorilor de către Participanții Eligibili sau pentru orice materiale de distribuție pregătite de orice Participant Eligibil. Orice răspundere pentru astfel de informații, consultanță sau materiale va reveni exclusiv Participantului Eligibil respectiv, iar astfel de informații, consultanță sau materiale nu vor fi revizuite sau avizate de niciunul dintre Manageri, Societate sau Acționarul Vânzător.

Orice subscriere realizată la un participant care nu este Participant Eligibil nu va fi luată în considerare, iar Societatea, Acționarul Vânzător și Managerii nu vor avea niciun fel de răspundere în legătură cu aceasta.

Ordinele de tranzacționare corespunzătoare fiecărei subscrieri pentru Acțiunile Oferite efectuate de Investitorii de Retail vor fi înregistrate, pe parcursul Perioadei de Ofertă, de Manager sau de Participantul Eligibil care a primit și a validat subscrierea respectivă, in piețele speciale convenite cu Bursa de Valori București.

Procedura de subscriere pentru Investitorii de Retail

Subscrierea minimă pentru Acțiunile Oferite de către un Investitor de Retail va fi pentru cel puțin cincizeci (50) de Acțiuni Oferite.

În cazul în care un Investitor de Retail nu a încheiat un contract de servicii de investiții financiare cu un Manager sau un Participant Eligibil, respectivul Investitor de Retail poate subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite dacă depune:

(1) un Formular de Subscriere completat în mod corespunzător în două (2) exemplare originale;

(2) o Dovadă a Plății (astfel cum acest termen este definit mai jos); și

(3) documentele solicitate enumerate în secțiunea „*Documentele de Subscriere*" de mai jos.

Formularul de subscriere va fi disponibil la sediile menționate mai sus în secțiunea „*Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii de Retail – Programul și locațiile unde pot fi efectuate subscrierile de Investitorii de Retail*" sau în alt mod comunicat de către Managerul sau Participantul Eligibil respectiv.

Dacă un Investitor de Retail a încheiat un contract de servicii de investiții cu un Manager sau un Participant Eligibil, respectivul Investitor de Retail poate subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite în baza ordinelor de cumpărare în baza respectivului contract de servicii de investiții financiare și prin orice mijloace de comunicare prevăzute în acel contract, fără a i se cere să depună vreun Formular de Subscriere sau documente de identificare (cu excepția situației în care au survenit modificări în ceea ce privește datele sale de identificare de la data ultimei actualizări a datelor sale de identificare).

Formularele de Subscriere în legătură cu Acțiunile Oferite pentru care:

a) suma (i) transferată în Contul Colector/Conturile Colectoare sau în contul/conturile de servicii de investiții financiare relevant(e) sau (ii) specificată în declarația privind angajamentul de decontare sau în garanția bancară nu este mai mare sau egală cu numărul Acțiunilor Oferite subscrise de Investitorul de Retail respectiv înmulțit cu limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă; sau

b) procedurile de subscriere nu au fost respectate,

nu vor fi validate.

Subscrierile pentru Acțiunile Oferite care nu au fost validate nu vor fi luate în considerare în procesul de alocare. Investitorii de Retail ale căror Formulare de Subscriere pentru Acțiunile Oferite nu au fost validate vor fi notificați în mod corespunzător și sumele plătite le vor fi restituite în contul indicat în formularul de subscriere în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă.

Managerii vor valida un Formular de Subscriere exclusiv în momentul în care suma respectivă este creditată integral în Contul Colector/Conturile Colectoare relevant(e). Pentru evitarea oricăror neclarități, pentru ca un Formular de Subscriere să fie valabil, suma datorată pentru Acțiunile Oferite subscrise trebuie plătită integral.

Managerii și Participanții Eligibili acceptă, validează, transmit și execută ordine de cumpărare în sistemul Bursei de Valori București în conformitate cu reglementările interne ale acestora și cu normele privind gestionarea riscurilor de decontare și cu cerințele prevăzute în acest sens în prezentul Prospect și în legislația aplicabilă.

Dovada Plății aferentă Subscrierilor efectuate de Investitorii de Retail

Subscrierile pentru Acțiunile Oferite efectuate de Investitorii de Retail vor fi validate numai dacă, cel târziu în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă, Formularele de Subscriere sunt însoțite de documentele enumerate mai jos la secțiunea „*Documentele de Subscriere*" și de unul dintre următoarele documente (fiecare reprezentând o **„Dovada a Plății"**):

(A) Dovada că prețul pentru Acțiunile Oferite subscrise de Investitorul de Retail respectiv a fost plătit, după cum urmează:

- pentru subscrierile realizate printr-un Manager – (i) un ordin de plată prin intermediul căruia prețul aferent Acțiunilor Oferite subscrise a fost transferat în Contul Colector deschis de Managerul prin intermediul căruia s-a realizat subscrierea sau orice altă dovadă acceptată de acel Manager că suma respectivă a fost creditată în mod corespunzător în Contul Colector relevant sau (ii) transferuri bancare/ fonduri suficiente disponibile în contul (conturile) de servicii de investiții financiare deschis(e) la Managerul prin care se face subscrierea, în cazul în care Investitorul de Retail respectiv a încheiat un contract valabil de servicii de investiții financiare cu Managerul respectiv, după caz; sau

- pentru subscrierile realizate printr-un Participant Eligibil – preţul de subscriere pentru Acţiunile Oferite poate fi plătit în numerar sau prin transfer bancar, în funcţie de procedurile interne ale respectivului Participant Eligibil, astfel cum acestea sunt comunicate de către fiecare Participant Eligibil Investitorilor de Retail;

cu condiţia ca aceste sume să crediteze Contul Colector relevant cel mai târziu la 16:00 ora României în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă.

Conturile Colectoare în RON pentru subscrierile Acţiunilor Oferite sunt următoarele:

✓ contul bancar în RON cu IBAN RO78RNCB0002B00195967091 deschis la Banca Comerciala Romana S.A. (dacă subscrierea este realizată prin intermediul Bancii Comerciale Romane S.A.);

✓ contul bancar în RON cu IBAN RO66BRDE427SV00021274270 deschis la BRD (dacă subscrierea este realizată prin intermediul BRD);

✓ contul bancar în RON cu IBAN RO73BTRL0130120292569000 deschis la Banca Transilvania S.A. (dacă subscrierea este realizată prin intermediul BTCP sau al Grupului de Distribuţie);

✓ contul bancar în RON cu IBAN RO66BRDE450SV23990724500 deschis la BRD-SMCC (dacă subscrierea este realizată prin intermediul Swiss Capital);

Numărul contului bancar (IBAN) care urmează să fie completat de un Investitor de Retail în formularul de subscriere trebuie să fie numărul contului bancar din care suma aferentă subscrierii este efectiv transferată în Contul Colector relevant.

Nu sunt acceptate depuneri în numerar direct în Conturile Colectoare sau în conturile de servicii de investiţii financiare ale Managerilor. Sumele transferate de Investitorii de Retail, reprezentând valoarea Acţiunilor Oferite subscrise, nu vor fi purtătoare de dobândă în favoarea Investitorilor de Retail respectivi.

Pentru acele subscrieri pentru care plata este efectuată prin ordin de plată, fiecare ordin de plată este echivalentul unei subscrieri, iar cumularea mai multor ordine de plată pentru o singură subscriere valabilă nu este posibilă.

Niciun Manager nu va fi ţinut răspunzător dacă, din motive independente de acesta, Conturile Colectoare sau conturile de servicii de investiţii financiare relevante nu sunt efectiv creditate cu sumele reprezentând valoarea subscrierilor înainte de 16:00 ora României în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă; sau

(B) Declaraţie privind angajamentul de decontare emisă de agentul custode care îşi asumă răspunderea pentru decontare; sau

(C) Scrisoare de garanţie bancară emisă de o instituţie de credit din Uniunea Europeană în scopul acoperirii riscului de decontare asumat de Managerul sau de Participantul Eligibil relevant; sau

(D) Declaraţie privind angajamentul de decontare emisă de Managerul sau de Participantul Eligibil relevant sau de un afiliat al Managerului respectiv, la care este plasat ordinul de cumpărare, care îşi asumă răspunderea pentru decontare pentru valoarea ordinului, în conformitate cu reglementările prevăzute de ASF.

Investitorii de Retail care au încheiat un contract de servicii de investiţii cu unul dintre Manageri sau dintre Participanţii Eligibili şi care subscriu prin respectivul Manager sau Participant Eligibil pot subscrie, de asemenea, folosind sumele existente în contul/conturile de servicii de investiţii financiare şi/sau folosind o declaraţie privind angajamentul de decontare. În acest caz, Investitorii de Retail se vor asigura că sumele existente în contul/conturile de servicii de investiţii financiare ale acestora si/sau declaraţia privind angajamentul de decontare acoperă în întregime suma subscrisă.

O subscriere nu poate fi acoperită printr-o combinaţie de sume disponibile în contul/conturile de servicii de investiţii financiare şi de ordine de plată pentru sumele ramase.

Suma existenta în contul de client deschis la Managerul sau Participantul Eligibil respectiv care este destinata plaţii Acţiunilor Oferite subscrise nu poate fi utilizata de Investitorul de Retail pentru alte tranzacţii.

Dacă suma (i) transferată de un Investitor de Retail în Contul Colector/Conturile Colectoare relevant(e) sau în contul/conturile de servicii de investiţii financiare sau (ii) indicată în scrisoarea de garanţie bancară sau în

declarația privind angajamentul de decontare este mai mare decât limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă înmulțit cu numărul Acțiunilor Oferite menționate de Investitorul de Retail respectiv în formularul de subscriere/ordinul de cumpărare, subscrierea va fi validată numai pentru numărul de Acțiuni Oferite menționate în formularul de subscriere/ordinul de cumpărare.

În situația în care suma (a) transferată în Contul Colector/Conturile Colectoare sau în contul/conturile de servicii de investiții financiare sau (b) menționată în scrisoarea de garanție bancară sau în declarația privind angajamentul de decontare este mai mică decât suma subscrisă, formularul de subscriere va fi invalidat pentru întreaga suma subscrisă.

Prețul pentru Acțiunile Oferite achiziționate nu include comisioane bancare, comisioane de deschidere de cont sau alte taxe aplicabile, inclusiv orice taxe și comisioane aplicabile ale instituțiilor relevante ale pieței de capital și nici orice comisioane percepute de Managerul/Participantul Eligibil la care sunt plasate subscrierile. Aceste comisioane și taxe vor fi suportate separat de către Investitorii de Retail. Atunci când efectuează plățile necesare, Investitorii de Retail trebuie să ia în considerare taxele aplicabile transferurilor bancare și durata transferurilor bancare.

Fiecare Manager și Participant Eligibil va comunica Investitorilor de Retail care subscriu prin intermediul acestuia comisioanele care vor fi datorate de Investitorii de Retail în legătură cu subscrierile acestora pentru Acțiunile Oferite, inclusiv costurile (dacă este cazul) asociate deschiderii și menținerii unui cont de valori mobiliare (cu excepția cazului în care Investitorul de Retail are deja un astfel de cont), emiterii angajamentelor de decontare, comisioanele aferente serviciilor de investiții financiare plătibile în temeiul oricăror acorduri relevante sau în conformitate cu reglementările entității care acceptă subscrierea de la Investitorii de Retail și orice taxe practicate de Bursa de Valori București și de Depozitarul Central. Aceste comisioane nu pot fi cuantificate de Societate, de Acționarul Vânzător sau de Manageri în scopul prezentului Prospect.

Documentele de Subscriere

Pentru a fi acceptate, Formularele de Subscriere pentru Acțiunile Oferite subscrise de către investitori trebuie să fie însoțite de o Dovada a Plății și de următoarele documente, în funcție de fiecare tip de investitor:

Persoane fizice rezidente care subscriu în nume propriu:	✓	Carte/buletin de identitate (în original).
Persoane fizice rezidente care subscriu în numele altor persoane fizice:	✓	Carte/buletin de identitate (în original) a/al reprezentantului și carte/buletin de identitate (copie) a persoanei reprezentate; și
	✓	Procură privind subscrierea în cadrul Ofertei în formă autentică (copie și original).
Persoane fizice rezidente incapabile (fără discernământ) sau aflate sub tutelă/curatelă	✓	Carte/buletin de identitate (în original) a/al persoanei fizice rezidente care subscrie pentru persoana reprezentată și carte/ buletin de identitate (copie) a/al persoanei incapabile;
	✓	Pașaport (în original) și/sau permis de ședere (în original și copie) al persoanei fizice care subscrie pentru persoana incapabilă – doar în cazul cetățenilor străini; și
	✓	Actul juridic care stabilește tutela/curatela sau, după caz, documentul care stabilește tutela sau curatela (în original și copie).
Persoane juridice rezidente care subscriu în nume propriu:	✓	Certificat de înregistrare emis de Registrul Comerțului (copie);
	✓	Certificat constatator privind situația actuală a persoanei juridice emis de Registrul Comerțului cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii, în original sau online, menționând reprezentantul(reprezentanții) legal(i) ai entității rezidente;
	✓	

		Extras din Registrul Beneficiarilor Reali sau un document echivalent care atestă beneficiarul real al entității (în original) emis cu cel mult 30 Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii;
	✓	În cazul în care subscrierile sunt efectuate prin intermediul altei persoane decat reprezentantul(lor) legal(i), procură/ mandat (în original și copie) pentru persoana care semnează formularul de subscriere;
	✓	Carte/buletin de identitate (în original) a/al persoanei care subscrie în numele persoanei juridice; și
	✓	Codul LEI
Persoane fizice nerezidente care subscriu în nume propriu:	✓	Pașaport sau carte de identitate pentru cetățeni ai UE/ SEE (în original și copie); și
	✓	Codul de identificare a investitorului conform Art. 6 și Anexei 1 la Regulamentul delegat (UE) 2017/590 al Comisiei din 28 iulie 2016 de completare a Regulamentului (UE) nr. 600/2014 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește standardele tehnice de reglementare pentru raportarea tranzacțiilor către autoritățile competente („**CDR (UE) 2017/590**").
Persoane fizice nerezidente care subscriu prin reprezentanți autorizați rezidenți:	✓	Pașaport sau carte de identitate, pentru cetățeni ai UE/SEE (copie) a persoanei reprezentate;
	✓	Carte/buletin de identitate a/al reprezentantului autorizat (în original și copie);
	✓	Codul de identificare a investitorului conform Art. 6 și Anexei 1 la CDR (UE) 2017/590; și
	✓	Procură în formă autentică care stipulează că reprezentantul este autorizat să acționeze în numele persoanei fizice nerezidente (în original și copie).
Persoane juridice nerezidente care subscriu în nume propriu:	✓	Certificat de înregistrare al persoanei juridice nerezidente emis de Registrul Comerțului sau de orice instituție echivalentă, dacă acesta există (copie);
	✓	Certificat constatator privind situația actuală, în original, pentru persoana juridică nerezidentă care menționează reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente respective, emis de Registrul Comerțului sau de o instituție echivalentă (emis cu cel mult 30 Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii). În cazul în care nu există nicio autoritate sau instituție autorizată să emită un astfel de certificat, va fi depus orice document corporativ care evidențiază reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii); un astfel de document corporativ al persoanei juridice nerezidente va preciza în mod clar dacă reprezentanții legali au dreptul să acționeze separat sau împreună;
	✓	Extras din Registrul Beneficiarilor Reali sau un document echivalent care atestă beneficiarul real al entității (în

original) emis cu cel mult 30 Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii;

- ✓ În cazul în care subscrierile se fac printr-o altă persoană decât reprezentantul(reprezentanții) legal(i) al (ai) persoanei juridice nerezidente, procura/mandat semnat de reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente împuternicind persoana respectivă să subscrie Acțiunile Oferite pe seama persoanei juridice nerezidente (în original și copie);
- ✓ Carte/buletin de identitate a/al persoanei care subscrie în calitate de reprezentant legal sau de mandatar al persoanei juridice nerezidente: pașaport, carte de identitate pentru cetățeni ai UE/SEE (copie); și
- ✓ Codul LEI.

Persoane juridice nerezidente care subscriu printr-o persoana juridica rezidenta:

- ✓ Certificat de înregistrare al persoanei juridice nerezidente emis de Registrul Comerțului sau de orice instituție echivalentă, dacă există (copie);
- ✓ Certificat constatator privind situația actuala, în original, pentru persoana juridică nerezidentă care menționează reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente respective, emis de Registrul Comerțului sau de o instituție echivalentă (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii). În cazul în care nu există nicio autoritate sau instituție autorizată să emită un astfel de certificat, orice document corporativ care evidențiază reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente va fi depus (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii); un astfel de document corporativ va preciza în mod clar dacă reprezentanții legali au dreptul să acționeze separat sau împreună;
- ✓ Extras din Registrul Beneficiarilor Reali sau un document echivalent care atestă beneficiarul real al entității (în original) emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii;
- ✓ Certificat de înregistrare al reprezentantului persoană juridică rezidentă emis de Registrul Comerțului (copie);
- ✓ Certificat constatator privind situația actuală, în original, pentru reprezentantul persoană juridică rezidentă emis de Registrul Comerțului (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii);
- ✓ Carte/buletin de identitate a/al reprezentantului legal al persoanei juridice rezidente care subscrie în calitate de reprezentant pe seama persoanei juridice nerezidente (in original);
- ✓ În cazul în care subscrierile sunt efectuate prin intermediul altei persoane decât reprezentantul(reprezentanții) legal(i), procură semnata de reprezentantul/reprezentanții legal(i) al/ai persoanei juridice nerezidente prin care se împuternicește persoana juridică rezidentă să subscrie în cadrul Ofertei; și
- ✓ Codul LEI.

Institutii Financiare Internationale ("IFI")	✓	Act constitutiv al IFI sau o copie a legii române prin care România a acceptat sau a aderat la actul constitutiv al IFI respective;
	✓	În cazul în care subscrierile sunt efectuate prin intermediul altei persoane decât reprezentantul(reprezentanţii) legal(i), procură/certificat prin care se împuterniceşte persoana care va semna formularul de subscriere în vederea subscrierii pe seama IFI (în original sau copie legalizată);
	✓	Carte/buletin de identitate a/al persoanei care va semna formularul de subscriere pe seama IFI (copie); şi
	✓	Codul LEI.

Managerul (sau un afiliat al Managerului) sau Participantul Eligibil, după caz, prin care un investitor subscrie are dreptul (i) să solicite orice documente suplimentare în scopul îndeplinirii obligaţiilor sale de respectare a regulilor „de cunoaştere a clientelei", conform normelor şi procedurilor sale interne de identificare a clienţilor sau (ii) dimpotrivă, să renunţe la oricare dintre documentele enumerate mai sus. Fiecare investitor trebuie sa respecte verificările adecvate privind combaterea spălării banilor şi alte proceduri interne relevante solicitate de Managerul (sau un afiliat al Managerului) sau Participantul Eligibil relevant prin intermediul căruia investitorul a subscris pentru Acţiunile Oferite.

Documente oficiale în altă limba decât limba română sau engleză depuse de un investitor vor fi apostilate sau supra-legalizate, după caz, şi însoţite de o traducere legalizată a acestora în limbile română sau engleză.

În cazul investitorilor fără personalitate juridică trebuie depuse documentele de identificare cu privire la societatea de administrare.

Modificarea şi retragerea Subscrierilor

Investitorii Instituţionali îşi pot modifica sau retrage subscrierea iniţială pentru Acţiunile Oferite până la închiderea Registrului in ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă (inclusiv) la ora comunicată de catre Managerii Investitorilor Instituţionali. Modificările subscrierilor de către Investitorii Instituţionali vor fi supuse aceloraşi cerinţe de depunere, prelucrare şi validare ca şi cele aferente subscrierii iniţiale.

Investitorii de Retail nu îşi pot modifica sau retrage subscrierile pentru Acţiunile Oferite, cu excepţia situaţiei în care Prospectul face obiectul unui supliment – caz în care subscrierile pot fi retrase de către orice Investitor de Retail în două (2) Zile Lucrătoare de la data la care respectivul supliment a fost publicat, prin completarea unui formular de retragere a acceptului de subscriere la aceeaşi unitate a Managerului sau a Participantului Eligibil la care a fost efectuată subscrierea, iar sumele plătite de Investitorii de Retail vor fi returnate acestora astfel cum se precizează mai sus în secţiunea *„Preţul de Ofertă – Rambursarea Preţului"*. Retragerea unei subscrieri poate fi realizată doar pentru întreaga subscriere şi doar în perioada menţionată în suplimentul la Prospect.

Alocarea Acţiunilor Oferite

Acţiunile Oferite subscrise vor fi alocate investitorilor la Data Alocării pe baza deciziei comune a Societăţii şi a Acţionarului Vânzător, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni.

Numărul final de Acţiuni Oferite va fi decis de Acţionarul Vânzător în urma unor consultări cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, pe baza nivelului de subscrieri din Registru.

Dimensiunea finală a fiecărei Tranşe de Ofertă va fi decisă în comun de Acţionarul Vânzător şi de Societate, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, pe baza nivelului de subscrieri din Registru. La recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea şi Acţionarul Vânzător pot decide în comun să realoce Acţiunile Oferite din oricare dintre Tranşele Ofertei către cealaltă Tranşă a Ofertei – ceea ce, pentru evitarea oricărei neclarităţi, poate determina Tranşa Investitorilor de Retail să reprezinte fie (1) mai mult de 15% (însă nu mai mult de 20%) din Acţiunile Oferite vândute, fie dimpotrivă (2) mai puţin de 15% din Acţiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranşa Investitorilor de Retail în Tranşa Investitorilor Instituţionali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranşa Investitorilor de Retail este mai mic de 100%).

Alocarea Acțiunilor Oferite în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail

(A) Dacă numărul de Acțiuni Oferite subscrise în mod valabil în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail este mai mic decât, sau egal cu, numărul Acțiunilor Oferite alocate Tranșei Investitorilor de Retail (astfel cum va fi stabilit la Data Alocării), fiecare subscriere valabilă a Investitorilor de Retail va primi numărul de Acțiuni Oferite subscrise.

(B) Dacă numărul de Acțiuni Oferite subscrise în mod valabil în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail este mai mare decât numărul Acțiunilor Oferite alocate Tranșei Investitorilor de Retail (astfel cum va fi stabilit la Data Alocării), Acțiunile Oferite din Tranșa Investitorilor de Retail vor fi alocate fiecărei subscrieri valabile a Investitorilor de Retail proporțional cu numărul de Acțiuni Oferite din subscrierea respectivă (alocare *pro rata*). Pentru evitarea oricărei neclarități, o astfel de alocare *pro rata* se aplică în mod egal tuturor subscrierilor din cadrul Tranșei Investitorilor de Retail, fie că sunt depuse în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă, fie în celelalte Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă.

   În acest scop, un factor *pro rata* se va calcula după cum urmează: Factorul *pro rata* = Numărul total de Acțiuni Oferite alocate Tranșei Investitorilor de Retail / Numărul total de Acțiuni Oferite subscrise în Tranșa Investitorilor de Retail.

   Fiecărei subscrieri a Investitorilor de Retail i se alocă numărul de Acțiuni Oferite egal cu numărul de Acțiuni Oferite subscrise în mod valabil, înmulțit cu factorul *pro rata*, care va avea zece (10) zecimale.

   În cazul în care numărul Acțiunilor Oferite alocate unei subscrieri a unui Investitor de Retail după aplicarea factorului *pro rata* nu este un număr întreg pozitiv, numărul Acțiunilor Oferite alocate subscrierii respective va fi rotunjit în jos la numărul întreg imediat inferior.

   În scopul alocării oricăror Acțiuni Oferite rămase (rezultate prin rotunjirea în jos a numărului de Acțiuni Oferite în cadrul procesului de alocare *pro rata*), subscrierile Investitorilor de Retail vor fi clasificate în ordine descrescătoare în funcție de numărul de Acțiuni Oferite din fiecare subscriere și, dacă una sau mai multe subscrieri se referă exact la același număr de Acțiuni Oferite, acestea vor fi clasificate în ordine crescătoare în funcție de marca temporală alocată ordinului lor de tranzacționare în sistemul electronic al Bursei de Valori București, iar Acțiunile Oferite nealocate în Tranșa Investitorilor de Retail rezultate vor fi alocate cate una pentru fiecare subscriere (dar fără ca în acest fel numărul de Acțiuni Oferite alocat în total unei subscrieri să depășească numărul de Acțiuni Oferite solicitat inițial pin subscrierea respectivă), începând cu cea mai mare alocare.

În cazul unei supra-subscrieri, Investitorilor de Retail li se vor restitui diferența între suma plătită pentru Acțiunile Oferite subscrise și valoarea Acțiunilor Oferite alocate (mai puțin comisioanele de transfer bancar și orice comisioane ale instituțiilor de pe piața de capital) astfel cum este detaliat în secțiunea „*Prețul de Ofertă*" de mai sus.

Motive independente de Societate, Acționarul Vânzător sau Manageri pot conduce la întârzieri în prelucrarea informațiilor și în elaborarea și transmiterea notificării privind rezultatele Ofertei la ASF și BVB. În consecință, nici Societatea, nici Managerii, nici Acționarul Vânzător nu pot fi ținuți răspunzători pentru întârzieri în restituirea sumelor datorate investitorilor în cazul în care Oferta este supra-subscrisa. În astfel de circumstanțe, Societatea, Acționarul Vânzător și Managerii nu au nicio răspundere fata de niciun investitor.

Acțiunile alocate Investitorilor de Retail vor fi transferate automat în „Secțiunea 1" a Depozitarului Central Român după Data Decontării (astfel cum acest termen este definit mai jos), cu excepția Acțiunilor Oferite alocate acelor Investitori de Retail care au încheiat un contract de servicii de investiții financiare valabil cu Managerul sau Participantul Eligibil prin intermediul căruia au subscris în cadrul Ofertei.

Prin subscrierea Acțiunilor Oferite, Investitorii de Retail confirmă și sunt de acord că li se pot aloca mai puține Acțiuni Oferite decât au solicitat, în conformitate cu prevederile de mai sus. Investitorii de Retail confirmă și sunt de acord, de asemenea, că nu pot refuza Acțiunile Oferite care le-au fost alocate în conformitate cu prezentul Prospect și nu au dreptul de a contesta sau de a se opune unei astfel de alocări.

Alocarea Acțiunilor Oferite în cadrul Tranșei Investitorilor Instituționali

Numărul de Acțiuni Oferite alocate fiecărui Investitor Instituțional va fi stabilit împreună de Societate și de Acționarul Vânzător, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni pe baza Registrului. Investitorii Instituționali vor fi notificați (verbal, prin email sau prin alte mijloace convenite cu Managerul/un afiliat al Managerului prin intermediul căruia au subscris) în legătură cu numărul de Acțiuni Oferite care le-a fost alocat, în cel mai scurt timp posibil după stabilirea prețului și alocare.

Prin subscrierea în cadrul Ofertei, Investitorii Instituţionali recunosc şi acceptă că le pot fi alocate mai puţine Acţiuni Oferite decât au subscris sau chiar pot să nu le fie alocate deloc Acţiuni Oferite şi acceptă, de asemenea, că nu pot refuza alocarea.

Investitorii Instituţionali recunosc şi acceptă, de asemenea, că nu vor avea dreptul de a cere să afle, iar Acţionarul Vânzător, Societatea şi Managerii nu vor avea nicio obligaţie să dezvăluie, motivele privind alocarea şi deciziile privind preţul luate de Acţionarul Vânzător şi/sau de Societate.

Tranzacţia

Ordinele care corespund subscrierilor valabile pentru Acţiunile Oferite realizate de Investitorii de Retail sunt introduse de Manageri şi de Participanţii Eligibili în sistemul Bursei de Valori Bucureşti zilnic pe parcursul Perioadei de Ofertă, inclusiv în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă.

În perioada care începe la Data Alocării (inclusiv) şi care se încheie la Data Tranzacţiei (la ora convenită între Manageri şi Bursa de Valori Bucureşti), ordinele corespunzătoare Acţiunilor alocate Investitorilor Instituţionali vor fi înregistrate în sistemul Bursei de Valori Bucureşti, exclusiv în conformitate cu alocările efectuate împreună de Societate şi de Acţionarul Vânzător, cu condiţia ca subscrierile corespunzătoare să fie valabile şi Dovada Plăţii să fi fost primită.

În cazul în care, în perioada cuprinsă între Data Alocării şi cel târziu ora 15:00 (ora României) la Data Tranzacţiei, vor exista Investitori Instituţionali care nu au furnizat Dovada Plăţii, Coordonatorii Globali Comuni vor realoca respectivele Acţiuni altui/altor Investitor(i) Instituţional(i) (cu acordul acestora şi numai dacă aceştia pot furniza Dovada Plăţii pentru Acţiunile alocate suplimentar) iar în caz contrar Managerii vor achiziţiona sau vor plăti ei înşişi respectivele Acţiuni Oferite conform proporţiilor şi termenilor stabiliţi în Contractul de Intermediere. Dacă acest lucru nu este posibil, numărul de Acţiuni vândute de către Acţionarul Vânzător se va reduce în mod corespunzător. Alocarea Acţiunilor de către Societate împreună cu Acţionarul Vânzător este obligatorie şi este angajantă din punct de vedere legal atât pentru Investitorii Instituţionali cât şi pentru Manageri.

La Data Tranzacţiei, Managerii care sunt membri ai Bursei de Valori Bucureşti vor realiza tranzacţiile aferente Acţiunilor Oferite prin intermediul Bursei de Valori Bucureşti conform termenilor din Contractul de Intermediere.

Decontare

Decontarea Acţiunilor Oferite alocate va fi efectuată prin sistemul de compensare-decontare al Depozitarului Central Român în termen de două (2) Zile Lucrătoare de la Data Tranzacţiei („**Data Decontării**").

Admitere la tranzacţionare

Bursa de Valori Bucureşti a emis acordul de principiu pentru admiterea Acţiunilor la tranzacţionare pe Piaţa Reglementată a Bursei de Valori Bucureşti („**Admiterea**"). După finalizarea Ofertei, Societatea intenţionează să se adreseze Bursei de Valori Bucureşti pentru obţinerea aprobării finale pentru Admitere. În cazul în care sunt admise şi atunci când vor fi admise la tranzacţionare la Bursa de Valori Bucureşti, Acţiunile vor fi înregistrate cu ISIN RO4Q0Z5RO1B6 şi se vor tranzacţiona sub simbolul „H2O".

În cazul în care cererea de Admitere la tranzacţionare a Acţiunilor este respinsă de Bursa de Valori Bucureşti, investitorii au dreptul să solicite rambursarea fondurilor subscrise în termen de 60 de zile de la data publicării anunţului privind respingerea Admiterii.

Sumele relevante vor fi returnate acestor investitori în termen de cel mult trei (3) Zile Lucrătoare de la data primirii cererii de rambursare a fondurilor de către Manager, afiliatul Managerului sau Participantul Eligibil relevant prin care investitorul a subscris in Ofertă.

Nicio dobândă nu va fi plătibilă Investitorilor pentru aceste sume.

În cazul în care un investitor a indicat mai multe conturi bancare pentru rambursarea unor astfel de sume, Managerii şi Participanţii Eligibili îşi rezervă dreptul de a plăti întreaga sumă care urmează să fie rambursată numai în unul dintre conturile bancare indicate de investitor, cu excepţia situaţiei în care se menţionează altfel în Formularul de Subscriere.

Stabilizare

În legătură cu Oferta, Erste Group Bank AG în calitate de agent de stabilizare („**Agentul de Stabilizare**") acţionând direct sau prin intermediul Băncii Comerciale Române S.A., poate (însă nu va avea nicio obligaţie

în acest sens), în măsura permisă de legislația aplicabilă, să supra-aloce Acțiuni Oferite sau sa efectueze alte tranzacții de stabilizare în vederea susținerii prețului de piață al Acțiunilor la un nivel mai mare decât cel care ar putea exista altfel pe piața liberă, pe baza unei strategii de stabilizare stabilită de Citigroup Global Markets Europe AG în calitate de manager de stabilizare („**Managerul de Stabilizare**"). Managerul de Stabilizare nu este obligat să încheie astfel de tranzacții, iar astfel de tranzacții pot fi efectuate pe Bursa de Valori București și pot fi efectuate în orice moment în perioada care începe în ziua Admiterii și se încheie în cel mult 30 de zile calendaristice ulterior acestei date.

Cu toate acestea, Managerul de Stabilizare sau oricare dintre agenții săi nu vor avea obligația de a efectua tranzacții de stabilizare și nu există nicio asigurare că tranzacțiile de stabilizare vor fi efectuate. În niciun caz nu se vor lua măsuri pentru stabilizarea prețului de piață al Acțiunilor peste Prețul Final de Ofertă. O astfel de stabilizare, dacă este începută, poate fi întreruptă în orice moment, fără notificare prealabilă. Cu excepția cazurilor prevăzute de lege sau de reglementările legale, nici Managerul de Stabilizare, nici oricare dintre agenții săi nu intenționează să dezvăluie amploarea oricăror supra-alocări efectuate și/sau tranzacții de stabilizare efectuate în legătură cu Oferta.

Opțiunea de Supra-Alocare

În legătură cu Oferta, Agentul de Stabilizare poate, în scopul stabilizării, să supra-aloce Acțiuni Oferite până la maximum 15% din numărul total de Acțiuni Oferite cuprinse în Ofertă. În scopul de a permite Agentului de Stabilizare să acopere pozițiile scurte care rezultă din orice astfel de supra-alocări și/sau din vânzările de Acțiuni Oferite realizate de acesta în cursul perioadei de stabilizare, Acționarul Vânzător va acorda Managerilor o opțiune de supra-alocare, în temeiul căreia Managerii pot achiziționa sau obține cumpărători pentru Acțiuni Oferite suplimentare până la maximum 15% din Acțiunile de Supra-Alocare la Prețul Final de Ofertă („**Opțiunea de Supra-Alocare**"). Opțiunea de Supra-Alocare va putea fi exercitată integral sau parțial, în baza notificarii emise de Agentul de Stabilizare, în orice moment, până în a 30-a zi calendaristică după Admitere. Orice Acțiuni de Supra-Alocare puse la dispoziție în conformitate cu Opțiunea de Supra-Alocare vor avea rang egal în toate privințele cu Acțiunile Oferite, inclusiv privind toate dividendele și alte sume distribuite declarate, realizate sau plătite pentru Acțiunile Oferite, vor fi achiziționate conform aceloraşi termeni și condiții ca Acțiunile Oferite vândute în cadrul Ofertei și vor alcătui o singură clasă, indiferent de scop, cu celelalte Acțiuni.

Contract de Împrumut de Acțiuni

În legătură cu acordurile detaliate mai sus, Managerul de Stabilizare, Agentul de Stabilizare și Banca Comercială Romana S.A. vor încheia un contract de împrumut de acțiuni („**Contract de Împrumut de Acțiuni**") cu Acționarul Vânzător, în temeiul căruia Agentul de Stabilizare va putea împrumuta de la Acționarul Vânzător, în mod gratuit, Acțiuni Oferite în cuantum de până la 15% din dimensiunea Ofertei, printre altele, în scopul de a permite Agentului de Stabilizare să deconteze supra-alocările realizate în legătură cu Oferta, dacă există.

În cazul în care Agentul de Stabilizare împrumută Acțiuni Oferite în temeiul Contractului de Împrumut de Acțiuni, acesta va fi obligat să returneze Acționarului Vânzător valori mobiliare echivalente în termen de cel mult două (2) Zile Lucrătoare de la încheierea perioadei de stabilizare.

Investitori principali

Trei grupuri de investitori instituționali români („**Investitorii Principali**") (*Cornerstone Investors*) au fost de acord să fie investitorii principali în cadrul Ofertei și au încheiat un acord de investiții ca investitori principali cu Societatea și Acționarul Vânzător. Investitorii Principali s-au angajat să achiziționeze în total 2,24 miliarde RON în acțiuni la Prețul Final de Ofertă, sub rezerva anumitor condiții uzuale. Acționarul Vânzător și Societatea vor transmite instrucțiuni Coordonatorilor Globali Comuni să aloce în întregime numărul respectiv de Acțiuni Oferite Investitorilor Principali în cadrul Ofertei. Investitorii Principali nu vor primi nicio contraprestație pentru disponibilitatea acestora de a investi în Societate.

Presupunând (i) că toate Acțiunile Oferite sunt vândute și Opțiunea de Supra-Alocare este exercitată integral și (ii) Prețul Final de Ofertă este egal cu punctul de mijloc al Intervalului Prețului de Ofertă, în urma Ofertei, Investitorii Principali vor deține în total 27,88% din numărul total de Acțiuni Oferite și, respectiv, 4,83% din totalul Acțiunilor emise ale Societății.

Alte relații

Fiecare dintre Manageri este o instituție financiară care oferă servicii complete, implicată în diverse activități, care pot include furnizarea de servicii de tip *investment banking*, servicii bancare comerciale și de

consultanță financiară. În cursul obișnuit al activității, este posibil ca Managerii și afiliații acestora să se fi implicat în trecut în tranzacții cu, și au furnizat o serie de servicii de tip *investment banking*, servicii bancare comerciale, servicii de consultanță financiară și/sau de altă natură pentru Societate, Acționarul Vânzător și afiliații acestora în mod periodic, în schimbul cărora au încasat onorariile obișnuite și rambursarea cheltuielilor. Managerii și afiliații acestora pot furniza în viitor, în mod periodic, astfel de servicii Societății și Acționarului Vânzător, precum și afiliaților acestora în cursul obișnuit al activității, în schimbul cărora pot încasa onorariile obișnuite și rambursarea cheltuielilor.

În cursul obișnuit al diferitelor lor activități comerciale, Managerii și afiliații respectivi ai acestora pot deține o gamă largă de investiții și pot tranzacționa în mod activ titluri de creanță și de capital (sau valori mobiliare derivate conexe) și instrumente financiare (care pot include împrumuturi bancare și/sau swap-uri pe riscul de credit) în cadrul Societății, Acționarului Vânzător și afiliaților respectivi ai acestora în nume propriu și pe seama clienților acestora și pot deține în orice moment poziții lungi și scurte pentru astfel de valori mobiliare și instrumente financiare.

În plus, unii dintre Manageri sau afiliații acestora sunt sau pot fi în viitor creditori și, în unele cazuri, agenți sau manageri pentru creditori, în cadrul anumitor facilități de credit și altor acorduri de credit ale Societății, Acționarului Vânzător sau afiliaților acestora. În calitatea lor de creditori, acești creditori pot, în viitor, să solicite o reducere a unui angajament de împrumut față de Societate, Acționarul Vânzător sau afiliații respectivi ai acestora sau să impună cerințe incrementale de stabilire a prețurilor sau de garantare privind astfel de facilități sau acorduri de credit, în cursul obișnuit al activității. În plus, unii dintre Manageri sau afiliații acestora care au o relație de creditare cu Societatea, Acționarul Vânzător sau afiliații respectivi ai acestora își pot acoperi în mod obișnuit expunerea la credit față de Societate, Acționarul Vânzător sau afiliații respectivi ai acestora în conformitate cu politicile lor obișnuite de gestionare a riscurilor; o astfel de strategie tipică de acoperire împotriva riscurilor ar include acești Manageri sau afiliații respectivi ai acestora care acoperă o astfel de expunere prin încheierea de tranzacții care constau fie în achiziționarea de swap-uri pe riscul de credit, fie în crearea de poziții scurte pentru valorile mobiliare ale Societății, ale Acționarului Vânzător sau ale afiliaților acestora. Managerii și afiliații respectivi ai acestora pot, de asemenea, să facă recomandări de investiții și/sau să publice sau să exprime opinii de cercetare independente cu privire la astfel de valori mobiliare sau instrumente financiare și pot deține sau recomanda clienților să achiziționeze poziții lungi și/sau scurte pentru astfel de valori mobiliare și instrumente financiare.

În legătură cu Oferta, fiecare dintre Manageri și oricare dintre afiliații respectivi ai acestora, poate păstra o parte din Acțiunile Oferite din Ofertă ca poziție principală și, în această calitate, poate păstra, cumpăra, vinde, oferi să vândă sau poate tranzacționa în alt mod în nume propriu respectivele Acțiuni Oferite, orice alte valori mobiliare ale Societății sau orice alte investiții conexe în legătură cu Oferta sau în alt mod. Prin urmare, referirile din prezentul Prospect la oferirea, achiziția, plasamentul sau tranzacționarea în alt mod a Acțiunilor Oferite, ar trebui interpretate ca incluzând orice ofertă, achiziție, plasament sau tranzacționare de către oricare dintre Manageri sau de către oricare dintre afiliații acestora care acționează în această calitate.

În plus, unii dintre Manageri sau afiliații respectivi ai acestora pot încheia acorduri de finanțare (inclusiv acorduri swap, warrante sau contracte pentru diferențe) cu investitorii, în legătură cu care acești Manageri (sau afiliații respectivi ai acestora) pot, în mod periodic, să achiziționeze, să dețină sau să cedeze Acțiuni. Niciunul dintre Manageri (sau afiliații respectivi ai acestora) nu intenționează să dezvăluie dimensiunea oricărei astfel de investiții sau tranzacții, altfel decât în conformitate cu orice obligație legală sau de reglementare în acest sens.

RESTRICŢII DE VÂNZARE ŞI TRANSFER

GENERALITĂŢI

Distribuirea Prospectului şi vânzarea Acţiunilor Oferite în anumite jurisdicţii pot fi restricţionate prin lege. Societatea, Acţionarul Vânzător sau Managerii nu au luat, nici nu vor lua nicio măsură pentru a permite o ofertă publică a Acţiunilor Oferite oriunde altundeva cu excepţia României sau transmiterea sau distribuirea Prospectului în orice altă jurisdicţie în care poate fi necesară luarea unor măsuri în acest scop. Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF.

NU VA FI FĂCUTĂ NICIO OFERTĂ PUBLICĂ ÎN AFARA ROMÂNIEI

Nu a fost întreprinsă şi nu se va întreprinde nicio acţiune într-o altă ţară sau jurisdicţie (alta decât România) care ar putea permite o ofertă către public a Acţiunilor Oferite sau posesia ori distribuirea către public a prezentului Prospect (sau a unei alte oferte ori material publicitar în legătură cu Acţiunile Oferite) în orice ţară sau jurisdicţie în care este necesară luarea unor măsuri în acest scop.

Prin urmare, nici Prospectul, nici orice alt anunţ sau orice material de ofertă nu vor putea fi distribuite către public sau publicate în orice jurisdicţie cu excepţia României, cu excepţia unor circumstanţe care vor fi în concordanţă cu legile şi reglementările aplicabile. Persoanele care intră în posesia Prospectului au obligaţia de a se informa şi de a respecta orice astfel de restricţii, inclusiv cele prevăzute în alineatele următoare.

Orice nerespectare a acestor restricţii poate constitui o încălcare a legilor privind valorile mobiliare din orice astfel de jurisdicţie.

STATELE UNITE ALE AMERICII

Acţiunile Oferite nu au fost şi nu vor fi înregistrate în conformitate cu Legea privind Valorile Mobiliare şi nici la vreo autoritate de reglementare a valorilor mobiliare din orice stat sau altă jurisdicţie a Statelor Unite ale Americii şi nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite ale Americii, cu excepţia tranzacţiilor care sunt exceptate de la înregistrare în temeiul Legii privind Valorile Mobiliare. În consecinţă, Acţiunile Oferite sunt oferite (i) în Statele Unite ale Americii numai persoanelor despre care se crede în mod rezonabil că sunt cumpărători instituţionali calificaţi (QIB) în sensul Regulii 144A sau în temeiul unei alte derogări de la cerinţele de înregistrare prevăzute în Legea privind Valorile Mobiliare din SUA; sau (ii) în afara Statelor Unite ale Americii în tranzacţii offshore în temeiul Regulamentului S. Managerii pot aranja oferirea şi vânzarea acţiunilor în Statele Unite ale Americii prin intermediul brokerilor-dealeri înregistraţi în Statele Unite ale Americii, care pot fi afiliaţii acestora.

În plus, într-un termen de 40 de zile de la începerea Ofertei, o ofertă sau o vânzare de Acţiuni Oferite în Statele Unite ale Americii de către orice dealer (indiferent dacă participă sau nu în cadrul Ofertei) poate încălca cerinţele de înregistrare din Legea privind Valorile Mobiliare, dacă o astfel de ofertă sau vânzare nu respectă Regula 144A sau o altă derogare de la înregistrare în temeiul Legii privind Valorile Mobiliare.

Restricţii de vânzare şi transfer aplicabile cumpărătorilor de Acţiuni Oferite în afara Statelor Unite ale Americii

Se va considera că fiecare cumpărător al Acţiunilor Oferite în afara Statelor Unite ale Americii, prin acceptarea primirii acestui Prospect, a declarat, a agreat şi a luat la cunoştinţă următoarele:

- Cumpărătorul a luat la cunoştinţă că Acţiunile Oferite nu au fost şi nu vor fi înregistrate în conformitate cu Legea privind Valorile Mobiliare sau la orice autoritate de reglementare a valorilor mobiliare din orice stat din Statele Unite ale Americii;
- La data la care Acţiunile Oferite vor fi achiziţionate, cumpărătorul va fi beneficiarul real al acelor Acţiuni Oferite;
- Persoana pentru care se achiziţionează, dacă este cazul, Acţiunile Oferite, este localizată în afara Statelor Unite ale Americii (in sensul Regulamentului S) şi achiziţionează Acţiuni Oferite într-o tranzacţie offshore care întruneşte condiţiile prevăzute în Regulamentul S; şi
- Cumpărătorul a luat la cunoştinţă că Societatea, Acţionarul Vânzător, Managerii şi afiliaţii Societăţii se vor baza pe veridicitatea şi acurateţea confirmărilor, declaraţiilor şi acordurilor menţionate în alineatele precedente.

Restricţii de vânzare şi transfer aplicabile cumpărătorilor de Acţiuni Oferite în Statele Unite ale Americii

Se va considera că fiecare cumpărător al Acţiunilor Oferite din Statele Unite, prin acceptarea primirii acestui Prospect, a declarat, a agreat şi a luat la cunoştinţă următoarele:

- Cumpărătorul a luat la cunoştinţă că Acţiunile Oferite nu au fost şi nu vor fi înregistrate în baza Legii privind Valorile Mobiliare sau la vreo autoritate de reglementare a valorilor mobiliare din orice stat din Statele Unite ale Americii;
- Cumpărătorul: (i) este un QIB; (ii) a luat la cunoştinţă faptul că, şi fiecare beneficiar real al unor astfel de Acţiuni Oferite a fost informat că, vânzarea de Acţiuni Oferite este realizată în conformitate cu Regula 144A sau cu o altă derogare de la cerinţele de înregistrare prevăzute în Legea privind Valorile Mobiliare; şi (iii) cumpără aceste Acţiuni Oferite în nume propriu sau pe seama unui QIB;
- Cumpărătorul acceptă că (sau dacă acţionează în numele unei alte persoane, acea persoană i-a confirmat că acceptă) că acesta (sau acea persoană) nu va oferi, revinde, crea vreo garanţie sau transfera în alt mod Acţiunile Oferite exceptând: (a) către o persoană despre care acesta sau oricare persoană acţionând în numele său consideră în mod rezonabil că este un QIB ce cumpără în nume propriu sau pe seama unui QIB printr-o tranzacţie care respectă cerinţele Regulii 144A; (b) printr-o tranzacţie offshore conform Regulii 903 sau 904 a Regulamentului S; (c) în conformitate cu Regula 144 din Legea privind Valorile Mobiliare (dacă este aplicabilă); sau (d) potrivit unei declaraţii de înregistrare valabile în temeiul Legii privind Valorile Mobiliare, şi în fiecare caz în conformitate cu orice legi privind valorile mobiliare aplicabile în orice stat din Statele Unite ale Americii. Cumpărătorul va notifica, şi fiecare deţinător subsecvent este obligat să notifice, fiecare cumpărător subsecvent care cumpără Acţiunile Oferite de la acesta cu privire la restricţiile de revânzare menţionate mai sus. Nu poate fi dată nicio declaraţie în ceea ce priveşte aplicabilitatea excepţiei prevăzute de Regula 144A pentru revânzarea Acţiunilor Oferite.
- Cumpărătorul acceptă că Acţiunile Oferite (în măsura în care acestea sunt în formă de certificat), cu excepţia situaţiei in care Societatea nu stabileşte altfel în conformitate cu legea aplicabilă, vor avea o legendă în mod semnificativ în sensul prevăzut în alineatul anterior;
- În cazul în care cumpărătorul achiziţionează Acţiunile Oferite pe seama unuia sau a mai multor QIB, cumpărătorul declară că deţine putere de decizie discreţionară şi exclusivă în ceea ce priveşte investiţia pe seama fiecărui QIB şi că are puteri depline pentru a da şi acorda confirmările, declaraţiile şi acordurile de mai sus pe seama fiecărui QIB;
- Cumpărătorul acceptă că în măsura în care Acţiunile Oferite reprezintă „valori mobiliare restricţionate" în sensul legilor federale ale SUA privind valorile mobiliare, aceste acţiuni nu vor putea fi depuse în nicio facilitate de certificate de depozit nerestricţionată constituită sau menţinută de o bancă depozitară;
- Cumpărătorul acceptă că Acţiunile Oferite nu vor fi decontate sau tranzacţionate prin intermediul facilităţilor Depository Trust & Clearing Corporation, nici prin intermediul niciunui alt sistem de compensare din SUA;
- Cumpărătorul a luat la cunoştinţă că Societatea, Acţionarul Vânzător, Managerii şi afiliaţii Societăţii se vor baza pe veridicitatea şi acurateţea confirmărilor, declaraţiilor şi acordurilor din alineatele precedente.

ANUNŢ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN SPAŢIUL ECONOMIC EUROPEAN ŞI DIN MAREA BRITANIE

Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF, însă nu a fost aprobat sau notificat niciunei alte autorităţi competente dintr-un stat membru al Spaţiului Economic European (cu excepţia României) şi din Marea Britanie (fiecare un **„Stat Relevant"**).

Nicio Acţiune Oferită nu a fost oferită sau nu va fi oferită publicului în temeiul Ofertei în Statul Relevant respectiv înainte de publicarea unui prospect în legătură cu Acţiunile Oferite care a fost aprobat de autoritatea competentă din Statul Relevant respectiv sau, după caz, aprobat într-un alt Stat Relevant şi notificat autorităţii competente din Statul Relevant respectiv, în conformitate cu Regulamentul privind Prospectul, cu excepţia faptului că Acţiunile Oferite pot fi oferite publicului din Statul Relevant respectiv în orice moment:

- oricărei persoane juridice care este un investitor calificat, astfel cum este definit în Articolul 2 din Regulamentul privind Prospectul;
- către mai puţin de 150 de persoane fizice sau juridice pentru fiecare stat membru al SEE (exceptând investitorii calificaţi, astfel cum sunt definiţi în Articolul 2 din Regulamentul privind Prospectul), sub rezerva obţinerii consimţământului prealabil al Coordonatorilor Globali Comuni pentru orice astfel de ofertă; sau

- în orice alte circumstanțe care intră sub incidența Articolului 1(4) din Regulamentul privind Prospectul și/sau a Secțiunii 86 din Legea privind serviciile și piețele financiare din Marea Britanie din 2000, astfel cum a fost modificată („**FSMA**"), după caz,

cu condiția ca nicio astfel de ofertă publică a Acțiunilor Oferite să nu impună Societății, Acționarului Vânzător sau oricărui Manager să publice un prospect în temeiul Articolului 3 din Regulamentul privind Prospectul sau a Secțiunii 85 din FSMA, după caz, sau un supliment la prospect în temeiul Articolului 23 din Regulamentul privind Prospectul.

În plus, în Marea Britanie, prezentul Prospect se adresează exclusiv investitorilor calificați în sensul Articolului 2 din Regulamentul privind Prospectul (i) care au experiență profesională în chestiuni legate de investițiile care intră sub incidența Articolului 19(5) din Ordinul din 2005 privind Legea privind serviciile și piețele financiare din 2000 (Promovare Financiară), cu modificările ulterioare, și/sau (ii) care sunt entități cu patrimoniu net de valoare ridicată care intră sub incidența Articolului 49 (2) literele (a)-(d) din Ordinul din 2005 privind Legea privind serviciile și piețele financiare din 2000 (Promovare Financiara) și/sau (iii) care sunt alte persoane cărora li se poate comunica Prospectul în mod legal în alt mod (toate aceste persoane împreună fiind denumite „**Persoane Relevante**"). Valorile mobiliare descrise în prezentul document sunt disponibile în Marea Britanie numai Persoanelor Relevante, și orice invitație, ofertă sau acord de a subscrie, cumpăra sau achiziționa în alt mod astfel de valori mobiliare în Marea Britanie va fi adresată numai Persoanelor Relevante. Orice persoană din Marea Britanie care nu este o Persoană Relevantă nu ar trebui să acționeze sau să se bazeze pe prezentul Prospect sau pe conținutul acestuia.

În sensul prezentei Secțiuni a prezentului Prospect, expresia „ofertă publică" în legătură cu Acțiunile Oferite în orice Stat Relevant înseamnă comunicarea, sub orice formă și prin orice mijloace, a unor informații suficiente cu privire la termenii Ofertei și la orice Acțiuni Oferite care urmează să fie oferite, astfel încât să permită unui investitor să decidă să cumpere sau să subscrie pentru orice Acțiuni Oferite, inclusiv orice plasare de Acțiuni Oferite prin intermediari financiari, iar expresia „Regulamentul privind Prospectul" înseamnă Regulamentul (UE) 2017/1129 și/sau, după caz, Regulamentul (UE) 2017/1129, astfel cum face parte din dreptul intern în Marea Britanie în temeiul Legii privind (Retragerea din) Uniunea Europeană din 2018.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN AUSTRALIA

Prezentul Prospect (a) nu constituie un prospect sau o declarație de informare privind produsul în temeiul Legii Societăților din 2001 (Cth) a Commonwealth-ului Australian, astfel cum a fost modificată („**Legea Societăților din 2001**"); (b) nu pretinde să includă informațiile solicitate pentru un prospect în temeiul Părții 6D.2 din Legea Societăților din 2001 sau o declarație de informare privind produsul în temeiul Părții 7.9 din Legea Societăților din 2001; nu a fost și nici nu va fi depus ca document de informare la Comisia Australiană pentru Valori Mobiliare și Investiții („**ASIC**"), la Bursa Australiană de Valori Mobiliare operată de AS Limited sau la orice alt organism sau agenție de reglementare din Australia; și (c) nu poate fi furnizat în Australia decât anumitor investitori („**Investitori Exceptați**") care sunt în măsură să demonstreze că (i) se încadrează în una sau mai multe dintre categoriile de investitori în temeiul secțiunii 708 din Legea Societăților din 2001 cărora li se poate face o ofertă fără informare potrivit Părții 6D.2 din Legea Societăților din 2001 și (ii) sunt „clienți en gros" în temeiul secțiunii 761 G din Legea Societăților din 2001.

Acțiunile Oferite nu pot fi oferite direct sau indirect spre subscriere, cumpărate sau vândute și nu pot fi emise invitații de subscriere sau cumpărare a Acțiunilor Oferite și niciun proiect sau variantă finală de memorandum de ofertă, anunț sau alt material de ofertă referitor la orice Acțiuni Oferite nu poate fi distribuit, primit sau publicat în Australia, cu excepția cazurilor în care informarea către investitori nu este necesară în conformitate cu Capitolele 6D și 7 din Legea Societăților din 2001 sau este în conformitate cu toate legile și reglementările australiene aplicabile într-un alt mod. Prin depunerea unei cereri pentru Acțiunile Ofertei, fiecare cumpărător sau subscriitor al Acțiunilor Ofertei declară și garantează Societății, Acționarului Vânzător, Managerilor și afiliaților acestora că respectivul cumpărător sau subscriitor este un Investitor Exceptat.

Având în vedere că oferta de Acțiuni Oferite în temeiul acestui Prospect, oricărui supliment sau prospect însoțitor sau altui document va fi făcută fără informare în Australia în conformitate cu Părțile 6D.2 și 7.9 din Legea Societăților din 2001, oferta acestor Acțiuni Oferite pentru revânzare în Australia în termen de 12 luni poate, în conformitate cu Legea Societăților din 2001, să necesite informare către investitori dacă niciuna dintre derogările din Legea Societăților din 2001 nu se aplică revânzării respective. Prin solicitarea Acțiunilor Oferite, fiecare cumpărător sau subscriitor al Acțiunilor Oferite se angajează față de Societate, Acționarul Vânzător și Manageri că, pentru o perioadă de 12 luni de la data emisiunii sau achiziționării

Acțiunilor Oferite, nu va oferi, nu va transfera, nu va cesiona sau nu va înstrăina în alt mod Acțiunile Oferite respective investitorilor din Australia, cu excepția situațiilor în care informarea către investitori nu este necesară în temeiul Legii Societăților din 2001 sau în cazul în care se întocmește și se depune la ASIC un document de informare în conformitate cu legislația aplicabilă.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN CANADA

Acțiunile Oferite nu sunt oferite și nu pot fi vândute niciunui cumpărător dintr-o provincie sau teritoriu al Canadei, cu excepția cumpărătorilor din provinciile Alberta, British Columbia, Manitoba, Ontario și Quebec („**Provinciile Specificate**") care îndeplinesc cerințele de mai jos. Niciun prospect nu a fost depus la nicio comisie pentru valori mobiliare sau la nicio autoritate de reglementare similară din Canada în legătură cu oferta și vânzarea Acțiunilor Oferite. Nicio comisie pentru valori mobiliare sau autoritate de reglementare similară din Canada nu a revizuit și nici nu a pronunțat niciun fel de hotărâre cu privire la acest Prospect sau la temeinicia Acțiunilor Oferite, iar orice declarație contrară constituie o infracțiune. Oferta și vânzarea Acțiunilor Oferite în Canada se face numai pe bază de plasament privat și este scutită de cerința ca Societatea să pregătească și să depună un prospect în conformitate cu legile privind valorile mobiliare aplicabile în Canada.

Acțiunile Oferite pot fi oferite și vândute numai în Provinciile Specificate cumpărătorilor care achiziționează sau sunt considerați a achiziționa în nume propriu, care sunt **investitori acreditați**, astfel cum sunt definiți în Regulamentul Național nr. 45-106 privind scutirile de la cerința prospectului („**NI 45-106**") sau în subsecțiunea 73.3(1) din Legea privind valorile mobiliare (Ontario) și sunt clienți permiși, astfel cum sunt definiți în Regulamentul Național 31-103 – Cerințe de înregistrare, scutiri și obligații în curs ale solicitantului înregistrării („**NI 31-103**").

Fiecare bancă care face oferte și vânzări de Acțiuni Oferite în oricare dintre Provinciile Specificate va face acest lucru bazându-se pe „scutirea dealerului internațional" din NI 31-103 de la cerințele de înregistrare ale Provinciei Specificate și va menționa jurisdicția sa de reședință și denumirea și adresa agentului său pentru comunicarea actelor de procedură cumpărătorilor de Acțiuni Oferite din Provincia Specificată respectivă. Fiecare cumpărător din Provinciile Specificate confirmă că a fost notificat că (a) niciunul dintre Manageri nu este înregistrată ca dealer de valori mobiliare în nicio provincie sau teritoriu al Canadei (sau, dacă este înregistrată astfel, nu se bazează pe statutul său de înregistrare pentru a tranzacționa Acțiunile Oferite); (b) toate activele sau o parte semnificativă a activelor Managerilor pot fi situate în afara Canadei; și (c) pot exista dificultăți cu privire la punerea în executare a drepturilor legale împotriva Managerilor din aceste motive.

Legislația privind valorile mobiliare din anumite provincii sau teritorii ale Canadei poate oferi cumpărătorului căi de atac pentru reziliere sau daune în cazul în care prezentul Prospect (inclusiv orice amendament la acesta) conține o declarație incorectă, cu condiția ca respectivele căi de atac pentru reziliere sau daune să fie exercitate de cumpărător în termenul prevăzut de legislația privind valorile mobiliare din provincia sau teritoriul cumpărătorului. Cumpărătorul ar trebui să aibă în vedere orice dispoziții aplicabile ale legislației privind valorile mobiliare din provincia sau teritoriul cumpărătorului pentru detalii cu privire la aceste drepturi sau să se consulte cu un consilier juridic.

În conformitate cu secțiunea 3A.3 din Regulamentul Național 33-105 – Conflicte de intermediere („**NI 33-105**"), Managerii nu sunt obligați să respecte cerințele de informare din NI 33-105 în ceea ce privește conflictele de interese ale intermediarilor în legătură cu această ofertă.

În plus, informațiile din prezentul Prospect, inclusiv orice documente încorporate în acesta prin referință, nu au fost elaborate cu privire la aspecte care ar putea fi deosebit de îngrijorătoare pentru cumpărătorii din Canada, inclusiv în ceea ce privește consecințele fiscale ale achiziționării, deținerii și înstrăinării Acțiunilor Oferite și, în consecință, ar trebui interpretate în considerarea acestui fapt. Potențialii cumpărători sunt sfătuiți să-și consulte proprii consilieri în ceea ce privește circumstanțele individuale ale acestora.

Prin cumpărarea Acțiunilor Oferite în Canada și acceptarea unei confirmări de cumpărare, un cumpărător declară și se angajează față de Societate și Manageri după cum urmează:

- cumpărătorul este rezident în, sau face în alt mod obiectul legilor privind valorile mobiliare ale uneia dintre Provinciile Specificate;

- cumpărătorul își bazează decizia de investiție exclusiv pe prezentul Prospect și nu se bazează pe orice alte informații privind Societatea sau oferirea Acțiunilor Oferite, iar oferirea Acțiunilor Oferite a fost făcută exclusiv prin intermediul prezentului Prospect și nu a fost făcută printr-un anunț privind Acțiunile Oferite în nicio media tipărită de circulație generală și regulată cu plată, radio, televiziune sau telecomunicații, inclusiv afișaj electronic, sau orice altă formă de publicitate în Canada;
- cumpărătorul are dreptul, în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare, să achiziționeze Acțiunile Oferite fără a beneficia de un prospect calificat în temeiul acestor legi privind valorile mobiliare și, fără a limita generalitatea celor de mai sus, cumpărătorul este un „investitor acreditat", astfel cum este definit în NI 45-106 sau, dacă este rezident în provincia Ontario, astfel cum este definit în subsecțiunea 73.3(1) din Legea privind valorile mobiliare (Ontario);
- cumpărătorul este un „client permis", astfel cum este definit în NI 31-103;
- cumpărătorul achiziționează Acțiunile Oferite în nume propriu și nu în calitate de agent, sau se consideră în alt mod că achiziționează în nume propriu în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare;
- cumpărătorul achiziționează Acțiunile Oferite exclusiv în scop de investiții și nu în vederea revânzării sau distribuirii;
- cumpărătorul va notifica imediat Societatea și Managerii, după caz, în cazul în care cumpărătorul descoperă că orice astfel de declarații încetează să mai fie adevărate și va furniza Societății și Managerilor, după caz, informații adecvate în legătură cu acest aspect; și

în cazul în care acest lucru este impus de legile aplicabile privind valorile mobiliare sau de normele bursei de valori, cumpărătorul va executa, va livra și va depune sau va asista Societatea în depunerea acestor rapoarte, angajamente și alte documente referitoare la cumpărătorul Acțiunilor Oferite, astfel cum pot fi solicitate de orice comisie pentru valori mobiliare, bursă de valori sau altă autoritate de reglementare, inclusiv, pentru o mai mare certitudine, orice informații care sunt necesare pentru completarea Formularului 45-106F1 în conformitate cu NI 45-106. Prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, fiecare cumpărător din Canada confirmă că Societatea și Managerii și agenții și consilierii acestora pot colecta, utiliza și dezvălui numele unui astfel de cumpărător și alte informații cu caracter personal specifice (**„informațiile cu caracter personal"**), inclusiv numărul de Acțiuni Oferite pe care cumpărătorul le-a achiziționat, în scopul îndeplinirii cerințelor legale, de reglementare și de audit și în conformitate cu legislația sau reglementările permise sau impuse în alt mod. Fiecare asemenea cumpărător este de acord cu divulgarea tuturor acestor informații cu caracter personal. În plus, prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, se va considera că fiecare asemenea cumpărător a declarat în fața Societății și a Managerilor că: (a) a fost notificat de către Societate că Societatea este obligată să furnizeze informații referitoare la fiecare asemenea cumpărător, informații care trebuie să fie dezvăluite în Anexa 1 la Formularul 45-106F1 în conformitate cu NI 45-106 (inclusiv numele cumpărătorului, adresa, numărul de telefon, adresa de email, numărul de Acțiuni Oferite pe care cumpărătorul le-a achiziționat, valoarea Acțiunilor Oferite achiziționate, excepția legală invocată, dacă cumpărătorul este o „persoană cu acces la informații privilegiate (*insider*)" al Societății sau un „solicitant al înregistrării", astfel cum fiecare termen este definit în conformitate cu legislația aplicabilă privind valorile mobiliare și data distribuirii); (b) informațiile cu caracter personal vor fi furnizate autorității de reglementare a valorilor mobiliare relevante în conformitate cu NI 45-106; (c) informațiile cu caracter personal sunt colectate indirect de către autoritatea de reglementare a valorilor mobiliare relevantă în temeiul autorității care i-a fost acordată potrivit legislației aplicabile privind valorile mobiliare; (d) informațiile cu caracter personal sunt colectate în scopul administrării și aplicării legislației privind valorile mobiliare din jurisdicția locală relevantă; și (e) funcționarul public din jurisdicția locală relevantă care poate răspunde la întrebări privind colectarea indirectă de către autoritatea de reglementare a valorilor mobiliare a unor astfel de informații cu caracter personal este după cum urmează: (i) Comisia pentru Valori Mobiliare din Alberta, Suite 600, 250 Sth Street SW, Calgary, Alberta T2P OR4, în atenția: *FOIP Coordinator*; (ii) *Autorité des marchés financiers*, 800, rue du Square-Victoria, 22e étage, C.P. 246, Tour de la Bourse, Montréal, Québec H4Z. 1G3, în atenția: Secretarului Corporativ, Tel: (514) 395-0337 sau 1-877-525-0337, Email: financementdessocietes@lautorite.gc.ca, Persoană de contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: Secrétaire générale; (iii) Comisia pentru Valori Mobiliare din British Columbia, PO Box 10142, Pacific Centre 701 West Georgia Street, Vancouver, British Columbia V7Y 1L2, în atenția: *FOI Inquiries*, Tel: (604) 899-6854, Număr gratuit în Canada: 1-800-373-6393, Email: FOI-privacy@bcsc.be.ca, Persoană de contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: *FOI Inquiries*; (iv) Comisia pentru Valori Mobiliare din Manitoba, 500-400 St. Mary Avenue, Winnipeg, Manitoba R3C 4K5, Tel: (204) 945-2561, Număr gratuit în Manitoba: 1-800-655-5244, Fax: (204) 945-0330, Persoană de

contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: *Director*; și (v) Comisia pentru Valori Mobiliare din Ontario, 20 Queen Street West, 22nd Floor, Toronto, Ontario MSH 3S8, în atenția: Funcționarului responsabil cu solicitările de informații, Tel: (416) 593-8314, Număr gratuit în Canada: 1-877-785-1555, Email: exemptmarketfilings@osc.gov.on.ca, Persoană de contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: *Inquiries Officer*. În plus, prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, fiecare asemenea cumpărător, în cazul în care este o persoană fizică, confirmă că numele său și alte informații specifice, astfel cum sunt menționate mai sus, pot fi divulgate altor autorități de reglementare a valorilor mobiliare din Canada și pot deveni disponibile publicului în conformitate cu cerințele legislației aplicabile. Fiecare asemenea cumpărător este de acord cu cele de mai sus.

Orice revânzare a Acțiunilor Oferite trebuie să fie făcută în conformitate cu o excepție de la sau printr-o tranzacție care nu face obiectul cerințelor prospectului din legislația aplicabilă privind valorile mobiliare. Prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, fiecare cumpărător dintr-o Provincie Specificată, cu excepția cazului în care acest lucru este permis de legislația privind valorile mobiliare, confirmă că deținătorul Acțiunilor Oferite nu trebuie să tranzacționeze Acțiunile Oferite înainte de data care survine în termen de 4 luni și o zi după ultima dată dintre (i) data la care se efectuează livrarea Acțiunilor Oferite, și (ii) data la care Societatea devine emitent cu obligația de raportare în orice provincie sau teritoriu. Societatea nu este și nu poate fi niciodată un „emitent cu obligația de raportare", astfel cum acest termen este definit în conformitate cu legislația aplicabilă privind valorile mobiliare din Canada, în orice provincie sau teritoriu al Canadei și nu există o piață publică pentru oricare dintre valorile mobiliare ale Societății în Canada, inclusiv Acțiunile Oferite, și nici nu se poate dezvolta niciodată o astfel de piață. Listarea Acțiunilor Oferite la Bursa de Valori București (Bursa de Valori Bucuresti S.A.) nu va afecta astfel de restricții de revânzare. Cumpărătorii canadieni sunt sfătuiți să solicite consultanță juridică înainte de orice revânzare a Acțiunilor Oferite.

Pentru a se conforma cerințelor de înregistrare a dealerilor potrivit legilor privind valorile mobiliare din Canada, orice revânzare a Acțiunilor Oferite trebuie să se facă fie de către o persoană care nu este obligată să se înregistreze în calitate de dealer în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare din Canada, fie prin intermediul unui dealer înregistrat în mod corespunzător sau în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare din Canada, fie prin intermediul unui dealer înregistrat în mod corespunzător sau în conformitate cu o derogare de la cerințele de înregistrare a dealerului.

În momentul primirii acestui document, fiecare investitor canadian confirmă că a solicitat în mod expres ca toate documentele care atestă sau care se referă în orice mod la vânzarea Acțiunilor Oferite (inclusiv orice confirmare sau notificare de cumpărare) să fie întocmite exclusiv în limba engleză.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN EMIRATELE ARABE UNITE (CU EXCEPȚIA PIEȚEI GLOBALE DIN ABU DHABI și A CENTRULUI FINANCIAR INTERNAȚIONAL DUBAI)

Acest Prospect este strict privat și confidențial și este distribuit unui număr limitat de Investitori Profesionali, în sensul Deciziei nr. 13 din 2021 a Consiliului de Administrație al AVMM privind Regulamentul Activităților Financiare, cu modificările ulterioare, și nu trebuie transmis vreunei persoane, alta decât destinatarul inițial, și nu poate fi reprodus sau utilizat în orice alt scop. În cazul în care aveți orice dubiu în legătură cu conținutul prezentului Prospect, ar trebui să consultați un consilier financiar autorizat.

Prin primirea acestui Prospect, persoana sau entitatea către care acesta a fost transmis înțelege, confirmă și este de acord cu faptul că acest Prospect nu a fost aprobat de către sau depus la Banca Centrală a Emiratelor Arabe Unite (**„EAU"**) (**„Banca Centrală din EAU"**), la Autoritatea pentru Valori Mobiliare și Mărfuri a EAU (**„AVMM"**) sau orice altă autoritate din Emiratele Arabe Unite, și nici Managerii nu au primit vreo autorizare sau licență din partea Băncii Centrale a Emiratelor Arabe Unite, AVMM sau de la orice altă autoritate din EAU pentru a promova sau a vinde valori mobiliare sau de a desfășura activități de investiție în EAU. Nu s-au promovat și nici nu se vor promova produse sau servicii financiare pe teritoriul EAU în alt mod decât în conformitate cu legile din EAU și nici nu vor avea loc sau vor putea fi desfășurate pe teritoriul Emiratelor Arabe Unite vreo subscriere de valori mobiliare sau alte activități de investiție. Nu se va prezuma faptul că oricare dintre Manageri este un broker, dealer sau consultant de investiții autorizat în conformitate cu legislația în vigoare din EAU, sau că oricare dintre aceștia oferă consultanță persoanelor fizice rezidente în Emiratele Arabe Unite cu privire la oportunitatea de a investi în, sau cu privire la cumpărarea sau vânzarea de, valori mobiliare sau alte produse financiare. Acțiunile Oferite nu pot fi oferite sau vândute direct sau indirect publicului din EAU. Aceasta nu constituie o ofertă publică de valori mobiliare în EAU, în conformitate cu Decretul Federal nr. 32 din 2021 privind Legea Societăților Comerciale, sau în orice alt mod.

Nicio prevedere din prezentul Prospect nu este destinată să constituie consultanță de investiții, juridică, fiscală, contabilă sau de altă natură profesională. Acest Prospect este destinat exclusiv informării dumneavoastră și nicio prevedere din prezentul Prospect nu este destinată să aprobe sau să recomande un anumit mod de a acționa. Orice persoană care intenționează să achiziționeze valori mobiliare ar trebui să se consulte cu un consilier profesionist corespunzător pentru consultanță specifică oferită pe baza situației sale respective.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN PIAȚA GLOBALĂ DIN ABU DHABI

Prezentul Prospect nu este supus niciunei forme de reglementare sau aprobare din partea Autorității de Reglementare a Serviciilor Financiare („**ARSF**") a Pieței Globale din Abu Dhabi („**ADGM**"). ARSF nu a aprobat prezentul Prospect și nici nu are vreo responsabilitate pentru revizuirea sau verificarea oricărui document sau a altor documente în legătură cu această ofertă. În consecință, ARSF nu a luat nicio măsură pentru a verifica informațiile cuprinse în prezentul Prospect sau în orice alte documente legate de această ofertă și nu are nicio responsabilitate pentru acestea.

Acțiunile Oferite nu au fost oferite și nu vor fi oferite niciunei persoane de pe ADGM, cu excepția cazului în care o ofertă este:

- o „Ofertă Exceptată" în conformitate cu Regulile Pieței ale ARSF; și
- adresată numai persoanelor, și poate fi acceptată numai de persoane care sunt Persoane Autorizate sau Organisme Recunoscute (astfel cum sunt definiți acești termeni în Regulamentul privind Piețele și Serviciile Financiare („**FSMR**") al ADGM din 2015, astfel cum a fost modificat, sau de persoane cărora li se poate comunica sau asigura comunicarea în mod legal a unei invitații sau stimulent de a desfășura activități de investiții (în sensul secțiunii 18 din FSMR) în legătură cu emisiunea sau vânzarea oricăror valori mobiliare.

Acțiunile Oferite la care se referă prezentul Prospect pot să nu fie lichide și/sau supuse unor restricții privind revânzarea acestora. Potențialii cumpărători ai Acțiunilor Oferite ar trebui să își desfășoare propriul proces de *due diligence* privind Societatea și Acțiunile Oferite. În cazul în care nu înțelegeți conținutul acestui Prospect, trebuie să consultați un consilier financiar autorizat.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN CENTRUL FINANCIAR INTERNAȚIONAL DUBAI

Prezentul Prospect nu face obiectul niciunei forme de reglementare sau aprobare din partea Autorității pentru Servicii Financiare din Dubai („**DFSA**") din Centrul Financiar Internațional Dubai („**DIFC**").

DFSA nu a aprobat prezentul Prospect și nu are nicio responsabilitate pentru revizuirea sau verificarea oricărui document sau a altor documente în legătură cu această ofertă. În consecință, DFSA nu a aprobat prezentul Prospect sau alte documente conexe și nici nu a luat vreo măsură pentru a verifica informațiile prevăzute în prezentul Prospect sau oricare alte documente în legătură cu această ofertă și nu are nicio responsabilitate în acest sens.

Acțiunile Oferite nu au fost oferite și nu vor fi oferite niciunei persoane din DIFC, cu excepția cazului în care o ofertă este:

- o „Ofertă Exceptată" în conformitate cu secțiunea Regulile Pieței (MKT) al ghidului DFSA; și
- adresată numai persoanelor, și poate fi acceptată numai de persoane care îndeplinesc criteriile privind Clientul Profesional „prezumat" prevăzute în Regula 2.3.4 a Modulului pentru Desfășurarea Activităților de Afaceri (COB) al ghidului DFSA și care nu sunt persoane fizice.

Prin urmare, prezentul Prospect nu trebuie să fie livrat sau invocat de niciun alt tip de persoană.

Acțiunile Oferite la care se referă prezentul Prospect pot să nu fie lichide și/sau supuse unor restricții privind revânzarea acestora. Potențialii cumpărători ar trebui să își desfășoare propriul proces de *due diligence* privind Societatea și Acțiunile Oferite. În cazul în care nu înțelegeți conținutul acestui Prospect, trebuie să consultați un consilier financiar autorizat.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN JAPONIA

Acțiunile nu au fost și nu vor fi înregistrate în Japonia în conformitate cu Articolul 4, alineatul 1 din Legea privind instrumentele financiare și schimburile de valori mobiliare din Japonia (Legea nr. 25 din 1948, astfel cum a fost modificată, „**FIEA**"), în temeiul exceptării de la cerințele de înregistrare, deoarece oferta

constituie un plasament privat cu număr mic de acțiuni, astfel cum este prevăzut la litera „ha" din articolul 2, alineatul 3, punctul 2 din FIEA.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN ELVEȚIA

Acest Prospect nu este destinat să constituie o ofertă sau o solicitare de a cumpăra sau investi în Acțiunile Oferite. Acțiunile Oferite nu pot fi oferite public, direct sau indirect, în Elveția în sensul Legii elvețiene privind serviciile financiare (**„FinSA"**) și nu s-a depus și nu se va depune nicio cerere de admitere a Acțiunilor Oferite la tranzacționare în orice loc de tranzacționare (bursă sau sistem multilateral de tranzacționare) din Elveția. Nici prezentul Prospect și nici orice alt material de ofertă sau de marketing referitor la Acțiunile Oferite nu constituie un prospect în conformitate cu FinSA și nici prezentul Prospect și nici orice alt material de ofertă sau de marketing referitor la Acțiunile Oferite nu pot fi distribuite public sau puse la dispoziția publicului în Elveția.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN SINGAPORE

Prezentul Prospect nu a fost înregistrat ca prospect la Autoritatea Monetară din Singapore (**„AMS"**). În consecință, prezentul Prospect și orice alt document sau material în legătură cu Oferta sau vânzarea sau invitația de subscriere sau de cumpărare a Acțiunilor Oferite nu pot fi difuzate sau distribuite și nici Acțiunile Oferite nu pot face obiectul unei invitații de subscriere sau de cumpărare, direct sau indirect, și nu pot fi oferite sau vândute niciunei persoane din Singapore, exceptând în cazul în care este adresată:

- unui investitor instituțional (astfel cum este definit în Secțiunea 4A din Legea privind Valorile Mobiliare 2001 a Singapore (**„SFA"**) în conformitate cu secțiunea 274 din SFA;
- unei persoane relevante (astfel cum este definită în Secțiunea 275(2) din SFA) în temeiul Secțiunii 275(1) din SFA sau oricărei persoane în temeiul Secțiunii 275(1A) din SFA și în conformitate cu condițiile specificate în Secțiunea 275 din SFA; sau
- în alt mod, în baza și în conformitate cu condițiile oricărei alte dispoziții aplicabile din SFA.

În cazul în care Acțiunile Oferite sunt subscrise sau cumpărate în conformitate cu Secțiunea 275 din SFA de către o persoană relevantă care este:

- o corporație care nu este un investitor acreditat (astfel cum este definit în Secțiunea 4A din SFA), al cărei unic obiect de activitate este de a deține investiții și al cărei întreg capitalul social este deținut de una sau mai multe persoane fizice, fiecare dintre acestea fiind un investitor acreditat; sau
- un trust, în cazul în care administratorul (*trustee*) nu este un investitor acreditat, al cărui unic scop este de a deține investiții și fiecare beneficiar al trustului este o persoană fizică care este un investitor acreditat,

valorile mobiliare sau contractele privind instrumente financiare derivate pe bază de valori mobiliare (fiecare termen, astfel cum este definit în Secțiunea 2(1) din SFA) ale corporației respective sau drepturile și interesele beneficiarilor (indiferent de modul în care sunt descrise) în trustul respectiv nu pot fi transferate pentru o perioadă de șase luni de la data la care corporația sau trustul respectiv au achiziționat Acțiunile Ofertei în baza unei oferte făcute în temeiul Secțiunii 275 din SFA, exceptând:

- unui investitor instituțional sau unei persoane relevante sau oricărei persoane, astfel cum rezultă dintr-o ofertă la care se face referire în Secțiunea 275(1A) sau Secțiunea 276(4)(c)(ii) din SFA;
- nu se acordă sau nu se va acorda nicio contraprestație pentru transfer; în cazul în care transferul se face prin efectul legii;
- se realizează conform dispozițiilor din Secțiunea 276(7) din SFA; sau
- se realizează conform dispozițiilor din Regulamentul 37A din Regulamentul privind Valorile Mobiliare și Contractele Futures (Oferte de investiții) (Valori mobiliare sau contracte privind instrumente financiare derivate pe bază de valori mobiliare) din 2018.

În această secțiune, orice trimitere la SFA este o trimitere la Legea privind Valorile Mobiliare și Contractele Futures din Singapore 2001 și o trimitere la orice termen, astfel cum este definit în SFA, sau orice dispoziție din SFA, este o trimitere la termenul sau dispoziția respectivă, astfel cum acesta sau aceasta a fost amendat(ă) sau modificat(ă) în mod periodic, inclusiv prin legislația secundară care poate fi aplicabilă la momentul relevant.

Notificare în conformitate cu Secțiunea 309(B)(1)(c) din SFA: Acțiunile Oferite oferite sau vândute în cadrul acestei Oferte, cu excepția cazului în care se specifică în alt mod înainte de o ofertă de Acțiuni Oferite, sunt „produse prescrise pe piețele de capital" (*prescribed capital markets products*) (astfel cum sunt definite în Regulamentele privind Valorile Mobiliare și Contractele Futures (Produse de pe piețele de capital) din 2018).

DECONTARE ŞI TRANSFER

Decontarea şi Transferul de Acţiuni

Toate Acţiunile au fost emise în formă nominativă dematerializată (înscrieri în cont) şi, în vederea admiterii lor la tranzacţionare pe piaţa reglementată a Bursei de Valori Bucureşti, vor fi înregistrate la ASF şi la Depozitarul Central din România.

Transferurile Acţiunilor Oferite în cadrul Ofertei şi vânzările de Acţiuni Oferite pe piaţa secundară vor fi decontate şi compensate prin intermediul sistemului de decontare administrat de Depozitarul Central, în conformitate cu reglementările aplicabile din România. Depozitarul Central din România va ţine evidenţa tuturor deţinerilor de Acţiuni.

Depozitarul Central din România

Depozitarul Central este o persoană juridică română, constituită sub forma unei societăţi pe acţiuni, cu sediul social în România, Bucureşti, Sector 2, Bulevardul Carol I nr. 34-36, Etajele 3, 8 şi 9, autorizată şi supravegheată de ASF, care furnizează servicii de depozitare, registru, compensare şi decontare a tranzacţiilor cu instrumente financiare. Depozitarul Central este administratorul sistemului de plăţi RoClear (Sistemul Român de Compensare-Decontare, Custodie, Depozitare şi Registru), care asigură compensarea fondurilor şi decontarea operaţiunilor cu instrumente financiare.

Toate clasele de valori mobiliare tranzacţionate pe o piaţă reglementată din Romania sau în cadrul unei facilităţi multilaterale de tranzacţionare, inclusiv Acţiunile Oferite, sunt înregistrate, în mod obligatoriu, la Depozitarul Central în vederea efectuării în mod centralizat a operaţiunilor cu valori mobiliare şi asigurării unei evidenţe unitare a acestor operaţiuni. Toate valorile mobiliare admise în sistemul Depozitarului Central sunt dematerializate şi evidenţiate în conturi.

Proceduri de compensare şi decontare

Transferul dreptului de proprietate asupra Acţiunilor Oferite va avea loc la Data Decontării, în cadrul sistemului de compensare-decontare administrat de Depozitarul Central.

Tranzacţiile cu Acţiuni vor fi decontate în baza mecanismului livrare contra plată, Acţiunile fiind livrate numai dacă preţul de achiziţionare este plătit. Transferul dreptului de proprietate este, de obicei, înregistrat la momentul T+2 prin debitarea/creditarea conturilor relevante de Acţiuni.

Ca excepţie de la principiul conform căruia Acţiunile pot fi transferate numai prin intermediul unei tranzacţii pe Bursa de Valori Bucureşti, există anumite situaţii în care Depozitarul Central poate opera în mod direct transferurile drepturilor de proprietate asupra Acţiunilor ca urmare a, printre altele: (i) succesiunii; (ii) divizării dreptului de proprietate; (iii) transferului Acţiunilor proprii ale Emitentului către angajaţi; (iv) dobândirii de către Emitent a propriilor acţiuni, în urma retragerii acţionarilor care nu sunt de acord cu hotărârile luate în adunarea generală a acţionarilor, în conformitate cu prevederile legale în vigoare; (v) fuziunii, divizării sau lichidării; (vi) punerii în executare a unei hotărâri judecătoreşti definitive; (vii) transferului între o societate-mamă şi filialele sale sau între filialele aceleiaşi societăţi-mamă, cu acordul prealabil al ASF; sau al (viii) altor transmisiuni de drepturi potrivit legilor speciale sau reglementărilor aplicabile, cu acordul expres al ASF sau al unui alt organism relevant. Transferurile directe ale drepturilor de proprietate asupra Acţiunilor vor fi operate de Depozitarul Central în termen de trei zile de la data depunerii cererii şi a documentaţiei justificative.

Chiar dacă cele menţionate mai sus stabilesc procedurile Depozitarului Central de facilitare a transferurilor de Acţiuni (inclusiv Acţiunile Oferite), acesta nu este obligat să îndeplinească sau să continue să îndeplinească asemenea proceduri (conform celor descrise mai sus) pe viitor şi, prin urmare, astfel de proceduri pot fi întrerupte în orice moment.

Niciunul dintre Acţionarul Vânzător, Emitent, Manageri sau agenţii acestora nu va avea nicio răspundere pentru îndeplinirea de către Depozitarul Central sau de către participanţii acestuia a obligaţiilor care le revin conform regulilor si procedurilor care guvernează operaţiunile lor la data prezentului Prospect.

Societatea nu va percepe niciun fel de taxe pentru deţinerea de Acţiuni; totuşi, deţinătorii de Acţiuni pot suporta onorariile care se plătesc în mod uzual pentru administrarea şi operarea conturilor deschise în sistemul Depozitarului Central din România.

Decontare inițială

Pentru o descriere a procedurilor de decontare aplicabile transferurilor Acțiunilor Oferite, a se vedea secțiunea *„Subscriere si vânzare"*.

Tranzacționare pe piața secundară

Pentru o descriere a restricțiilor de transfer în legătură cu Acțiunile, a se vedea secțiunea *„Informații importante privitoare la prezentul Prospect"* și *„Restricții de vânzare și transfer"*.

TERMENII ŞI CONDIŢIILE OFERTEI

*Aceşti termeni şi condiţii se aplică tuturor investitorilor care sunt de acord să cumpere Acţiuni Oferite în cadrul Ofertei („**Termeni şi Condiţii**").*

Termenii şi Condiţiile aplicabile Investitorilor Instituţionali

Fiecare Investitor Instituţional agreează cu fiecare dintre Societatea, Acţionarul Vânzător şi Managerii să se supună acestor Termeni şi Condiţii ca fiind termenii şi condiţiile în baza cărora Acţiunile Oferite vor fi vândute Investitorului Instituţional respectiv în cadrul Ofertei.

Acordul Investitorilor Instituţionali de a achiziţiona Acţiunile Oferite

Fiecare Investitor Instituţional este de acord să achiziţioneze Acţiunile Oferite care i-au fost alocate, aşa cum este descris în secţiunea *„Subscriere şi Vânzare – Alocarea Acţiunilor Oferite – Alocarea Acţiunilor Oferite în cadrul Tranşei Investitorilor Instituţionali"* la Preţul Final de Ofertă.

În măsura maximă permisă de lege, fiecare Investitor Instituţional confirmă şi este de acord că nu va fi îndreptăţit să exercite niciun drept de anulare sau încetare ori, sub rezerva oricăror drepturi legale, de retragere a unei părţi din sau a întregii subscrieri pentru Acţiunile Oferite în cadrul Ofertei, sau de retragere în alt mod din acest angajament.

În cazul în care Acţionarul Vânzător, Societatea sau Coordonatorii Globali Comuni (pe seama lor şi a celorlalţi Manageri) sau oricare dintre agenţii acestora solicită orice informaţii cu privire la acordul unui Investitor Instituţional de a cumpăra Acţiuni Oferite, respectivul Investitor Instituţional trebuie să le comunice cu promptitudine şi să se asigure că aceste informaţii sunt complete şi corecte în toate privinţele.

Declaraţii şi garanţii din partea Investitorilor Instituţionali

Fără a aduce atingere oricărei alte declaraţii sau garanţii considerate a fi făcute de Investitorii Instituţionali în altă parte din acest Prospect, fiecare Investitor Instituţional (şi, în cazul subparagrafului (r) de mai jos, orice persoană care confirma acordul de cumpărare a Acţiunilor Oferite în numele unui Investitor Instituţional) declară, garantează şi confirmă Societăţii, Acţionarului Vânzător şi Managerilor următoarele:

(a) Managerii şi oricare dintre afiliaţii acestora şi orice persoană care acţionează în numele oricărora dintre aceste persoane nu sunt răspunzători pentru si nu vor avea nicio responsabilitate pentru nicio informaţie, declaraţie sau afirmaţie conţinută în acest Prospect, în notificarea privind preţul sau în orice supliment la Prospect sau orice informaţie publicată de către sau în numele Societăţii sau oricărui membru al Grupului şi nici Managerii şi nici oricare dintre afiliaţii acestora precum şi nici vreo persoană care acţionează în numele oricărora dintre aceste persoane nu vor fi răspunzătoare pentru nicio decizie a Investitorului Instituţional respectiv de a participa la Ofertă pe baza oricărei informaţii, declaraţii sau afirmaţii conţinute în acest Prospect, în notificarea privind preţul şi în orice supliment la Prospect sau în alt mod;

(b) acceptând să cumpere Acţiuni Oferite în cadrul Ofertei, Investitorul Instituţional se bazează pe acest Prospect, pe notificarea privind preţul şi pe orice supliment la Prospect care poate fi aprobat; nicio persoană nu este autorizată în legătură cu Oferta să furnizeze informaţii sau să facă declaraţii, altele decât cele conţinute în Prospect, în notificarea privind preţul sau în orice supliment la Prospect şi, dacă sunt furnizate sau făcute, orice informaţii sau declaraţii nu trebuie să fie considerate ca fiind autorizate de către Societate, membrii Directoratului, Acţionarul Vânzător, oricare dintre Managerii sau orice altă persoană;

(c) Managerii nu fac nicio recomandare Investitorilor Instituţionali si nu oferă consultanţă niciunuia dintre aceştia cu privire la oportunitatea sau avantajele oricărei tranzacţii pe care o pot încheia în legătură cu Oferta, şi fiecare Investitor Instituţional recunoaşte că participarea sa la Ofertă are loc cu luarea in considerare a faptului că Managerii acţionează în numele Societăţii şi al Acţionarului Vânzător şi al niciunei alte persoane, şi aceştia nu vor considera nicio altă persoană (indiferent dacă este sau nu un destinatar al acestui document) ca fiind client al acestora în legătură cu Oferta şi nu vor fi răspunzători faţă de nicio alta persoană pentru protecţia acordată clienţilor lor şi nici pentru consultanţa oferită în legătură cu Oferta, conţinutul acestui Prospect, notificarea privind preţul sau orice supliment la Prospect sau orice tranzacţie, aranjamente sau alte aspecte la care se face trimitere în prezentul Prospect;

(d) înțelege că nu a fost întreprinsă și nu se va întreprinde nicio acțiune de către Acționarul Vânzător sau orice altă persoană într-o jurisdicție, alta decât România, care ar putea permite oferirea către public a Acțiunilor Oferite, sau posesia ori distribuirea acestui Prospect, a notificării privind prețul sau a oricărui supliment la Prospect în orice țară sau jurisdicție în care este necesară orice acțiune în acest scop;

(e) întrucât a avut posibilitatea de a obține și de a citi Prospectul, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect, se va considera că Investitorul Instituțional a citit toate aceste documente în întregimea lor și a luat la cunoștință toate informațiile referitoare la Societate, Acționarul Vânzător sau orice membru al Grupului și Oferta conținută în Prospect, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect;

(f) a respectat toate legile aplicabile acestuia precum și achiziționării Acțiunilor Oferite și nici Societatea, nici Acționarul Vânzător sau Managerii și nicio altă persoană nu vor încălca vreo lege ca urmare a acordului respectivului Investitor Instituțional de a achiziționa Acțiunile Oferite sau a oricăror acțiuni care decurg din drepturile și obligațiile Investitorului Instituțional în temeiul acordului Investitorului Instituțional de a achiziționa Acțiunile Oferite și, prin această declarație și garanție, Investitorul Instituțional confirmă că este conștient de restricțiile de vânzare și transfer prevăzute în secțiunea *„Restricții de Vânzare și Transfer"*;

(g) Investitorul Instituțional participă la Ofertă în conformitate cu restricțiile de vânzare și de transfer stabilite în secțiunea *„Restricții de Vânzare și Transfer"*, inclusiv declarațiile, garanțiile și confirmările conținute în aceasta;

(h) în cazul în care Investitorul Instituțional este o persoană fizică, acest investitor nu este sub vârsta majoratului (18 ani în România) la data la care acest investitor își dă acordul de a achiziționa Acțiunile Oferite în cadrul Ofertei;

(i) în cazul în care Investitorul Instituțional din orice stat membru al SEE este: (a) un „investitor calificat" astfel cum este definit în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau o „contraparte eligibilă" sau „un client profesional" în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (modificată); sau (b) autorizat în alt mod prin lege să-i fie oferite și vândute Acțiunile Oferite în circumstanțe care nu necesită publicarea de către Societate sau de către Acționarul Vânzător sau oricare dintre Manageri a unui prospect în conformitate cu Articolul 3 din Regulamentul privind Prospectul sau alte legi aplicabile;

(j) Acțiunile Oferite nu au fost și nu vor fi înregistrate conform Legii privind Valorile Mobiliare, sau calificate pentru vânzare în baza legilor oricărui stat din Statele Unite. Sub rezerva anumitor excepții, Acțiunile Oferite nu pot fi oferite sau vândute în sau pe teritoriul Statelor Unite. Acțiunile Oferite sunt oferite și vândute în Statele Unite unor persoane care sunt în mod rezonabil considerate a fi QIB în baza Regulii 144A sau în baza unei alte excepții de la sau în cadrul unei tranzacții care nu face obiectul cerințelor de înregistrare prevăzute de Legea privind Valorile Mobiliare și în afara Statelor Unite în conformitate cu Regulamentul S;

(k) în cazul în care Investitorul Instituțional se află în Statele Unite, acesta: (1) este un QIB astfel cum acest termen este definit în baza și în conformitate cu Regula 144A; și (2) achiziționează Acțiunile Oferite în nume propriu sau pe seama unuia sau mai multor QIB în legătură cu care are autoritatea să dea, și dă declarațiile și garanțiile cuprinse în continuare în prezentul Prospect;

(l) Investitorul Instituțional și-a respectat obligațiile în legătură cu combaterea spălării banilor și finanțarea terorismului în baza oricărei legislații aplicabile privind combaterea spălării banilor și, în cazul în care efectuează plăți în numele unui terț, a obținut și înregistrat dovezi satisfăcătoare care permit verificarea identității terțului, astfel cum este prevăzut de legislația aplicabilă privind combaterea spălării banilor;

(m) nu este, și nu subscrie în calitate de reprezentant sau agent pentru, o persoană care este sau poate fi menționată în oricare dintre secțiunile 67, 70, 93 și 96 din Legea finanțelor din 1986 (certificate de depozit și servicii de compensare);

(n) în cazul în care Investitorul Instituțional este în Marea Britanie, acesta este un „investitor calificat", astfel cum este definit la Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul, care face parte din dreptul intern al Regatului Unit în temeiul Legii Uniunii Europene (privind Retragerea) din 2018 (**„Regulamentul privind Prospectul din Regatul Unit"**), care este, de asemenea: (1) o persoană care are o experiență profesională în domeniul investițiilor care se încadrează în definiția „profesioniști în domeniul investițiilor" din Articolul 19(5) din Legea privind Serviciile și Piețele Financiare din 2000,

Ordinul (privind Promovarea Financiară) din 2005 (**„Ordinul privind Promovarea Financiară"**); sau (2) o companie cu venituri ridicate, asociaţie fără personalitate juridică sau agent de trust al unui trust de înaltă valoare astfel cum este descris în Articolul 49(2) din Ordinul privind Promovarea Financiară, sau este în alt mod o persoană căreia i se poate comunica o invitaţie sau un îndemn de a se implica în activitatea de investiţii fără ca acest lucru să contravină Ordinului privind Promovarea Financiară;

(o) Investitorul Instituţional este răspunzător pentru orice taxă de capital, taxă de timbru, taxă de rezervă pentru taxa de timbru (*SDRT*) şi toate celelalte taxe de timbru, de emisiune, de valori mobiliare, de transfer, de înregistrare, documentare sau alte taxe sau impozite (inclusiv orice dobândă, amendă sau penalităţi aferente) care trebuie plătite de către acesta sau de către orice altă persoană pentru achiziţionarea de către acesta a oricăror Acţiuni Oferite sau pentru acordul său de a achiziţiona orice Acţiuni Oferite;

(p) dacă Investitorul Instituţional achiziţionează Acţiunile Oferite în calitate de fiduciar sau agent pentru unul sau mai multe conturi de investitori, acesta declară că deţine putere de decizie discreţionară şi exclusivă în ceea ce priveşte investiţia cu privire la fiecare dintre aceste conturi şi că are puteri depline de a da confirmările, declaraţiile şi acordurile de mai sus cu privire la fiecare dintre aceste conturi;

(q) descărcarea oricărui material de pe pagina web a Grupului în legătură cu Oferta (i) este pe riscul propriu al Investitorului Instituţional, iar Investitorul Instituţional va fi singurul răspunzător pentru orice daune sau pierdere de date care rezultă în urma descărcării oricărui material şi (ii) oricare astfel material va fi utilizat exclusiv în scop personal şi nu va fi distribuit în sau pe teritoriul Statelor Unite, Australiei, Canadei sau Japoniei sau către orice altă persoană indiferent unde este situată sau unde îşi are reşedinţa;

(r) în cazul unei persoane care confirmă oricărui Manager un acord de cumpărare a Acţiunilor Oferite în numele unui Investitor Instituţional care este o persoană juridică, respectiva persoană declară şi garantează că are autoritatea de a face acest lucru în numele Investitorului Instituţional; şi

(s) Societatea, Acţionarul Vânzător şi Managerii se vor baza pe veridicitatea şi exactitatea declaraţiilor, garanţiilor şi angajamentelor de mai sus.

Diverse

Drepturile şi măsurile reparatorii ale Acţionarului Vânzător, ale Societăţii şi ale Managerilor în baza acestor Termeni şi Condiţii vin în completarea oricăror drepturi şi măsuri reparatorii de care aceştia ar dispune altfel, iar exercitarea sau exercitarea parţială a oricăruia dintre aceste drepturi şi măsuri nu va împiedica exercitarea celorlalte.

Contractul de cumpărare a Acţiunilor Oferite şi numirile şi autorizările menţionate în prezentul Prospect vor fi guvernate de, şi interpretate în conformitate cu, legea engleză. În beneficiul exclusiv al Societăţii, al Acţionarului Vânzător şi al Managerilor, fiecare investitor se supune în mod irevocabil jurisdicţiei exclusive a instanţelor engleze în legătură cu aceste aspecte. Acest lucru nu împiedică formularea unei acţiuni împotriva unui investitor în orice altă jurisdicţie.

Termeni şi Condiţii aplicabile Investitorilor de Retail

Fiecare Investitor de Retail este de acord cu fiecare dintre Societatea, Acţionarul Vânzător şi Manageri să fie ţinut să respecte aceşti Termeni şi Condiţii ca fiind termenii şi condiţiile în baza cărora Acţiunile Oferite vor fi vândute respectivului Investitor de Retail în cadrul Ofertei.

Acordul Investitorilor de Retail de a achiziţiona Acţiunile Oferite

Sub rezerva anumitor condiţii, fiecare Investitor de Retail este de acord să achiziţioneze Acţiunile Oferite care i-au fost alocate la Preţul Final de Ofertă sau la Preţul Final de Ofertă Redus, după caz. Numărul Acţiunilor Oferite alocate Investitorilor de Retail în cadrul Ofertei va fi în conformitate cu aranjamentele descrise în secţiunea *„Subscriere şi Vânzare – Alocarea Acţiunilor Oferite – Alocarea Acţiunilor Oferite în cadrul Tranşei Investitorilor de Retail"*.

În măsura maximă permisă de lege, fiecare Investitor de Retail confirmă şi este de acord că nu va fi îndreptăţit să exercite niciun drept de anulare sau încetare ori, sub rezerva oricăror drepturi legale, de retragere a subscrierii pentru Acţiunile Oferite în cadrul Ofertei, sau de retragere în alt mod din acest angajament.

Prin subscrierea pentru Acţiunile Oferite în cadrul Tranşei Investitorilor de Retail, fiecare Investitor de Retail:

(i) se ofera să achiziţioneze la Preţul Final de Ofertă sau la Preţul Final de Ofertă Redus, după caz numărul de Acţiuni Oferite alocate, sub rezerva prevederilor Prospectului, inclusiv acestor Termeni şi Condiţii, termenilor subscrierii Investitorului de Retail, notificării privind preţul, oricărui supliment la Prospect şi Noului Act Constitutiv;

(ii) ia la cunoştinţă şi este de acord ca, în cazul în care Societatea are obligaţia de a publica un supliment la Prospect, fiecare Investitor de Retail care a subscris pentru Acţiuni Oferite în cadrul Ofertei va avea o perioadă de cel puţin două (2) Zile Lucrătoare după publicarea suplimentului la Prospect în cadrul căreia va putea să îşi retragă oferta de a achiziţiona Acţiuni Oferite în cadrul Ofertei, dar dacă respectiva subscriere nu este retrasă (prin intermediul unui formular de retragere a acceptului de a subscrie depus la acelaşi Manager/Participant Eligibil la care a fost realizată subscrierea) în perioada corespunzătoare menţionată în suplimentul la Prospect, atunci orice ofertă de a subscrie Acţiuni Oferite în cadrul Ofertei va rămâne valabilă şi obligatorie;

(iii) ia la cunoştinţă şi este de acord ca, în cazul unei creşteri a Intervalului Preţului de Ofertă, Investitorii de Retail vor avea un drept statutar să îşi retragă subscrierile, dar dacă subscrierea pentru Acţiunile Oferite nu este retrasă (prin intermediul unui formular de retragere acceptului de a subscrie depus la acelaşi Manager/Participant Eligibil la care a fost realizată subscrierea) în perioada corespunzătoare menţionată în suplimentul la Prospect, (1) atunci subscrierea acestora pentru Acţiunile Oferite efectuată în cadrul Ofertei va rămâne valabilă şi obligatorie pentru numărul de Acţiuni Oferite egal cu cel mai apropiat număr natural (aproximat prin scădere), rezultat din împărţirea sumei menţionate în Dovada de Plată iniţială a acestora sau transferate în Contul/Conturile Colectoare respective (după caz), la Preţul Final de Ofertă (dacă Preţul Final de Ofertă este mai mare decât limita superioară a Intervalului Preţului de Ofertă iniţial), mai puţin (2) în cazul în care este furnizată o Dovadă a Plăţii suplimentară sau sunt asigurate sumele suplimentare necesare care urmează să fie transferate în Contul Colector respectiv pentru diferenţa dintre numărul de Acţiuni Oferite subscrise înmulţit cu limita superioară a Intervalului Preţului de Ofertă modificat şi numărului de Acţiuni Oferite subscrise şi limita superioară a Intervalului Preţului de Ofertă iniţial;

(iv) este de acord ca, în cazul în care subscrierea este diminuată în urma alocării *pro rata*, Investitorul de Retail va primi Acţiuni Oferite ce reprezintă mai puţin de întreaga valoare (pe baza Preţului Final de Ofertă sau a Preţului Final de Ofertă Redus, după caz) a sumei pe care a investit-o;

(v) este de acord ca, sub rezerva oricăror drepturi legale de retragere, subscrierile Investitorilor de Retail pentru Acţiunile Oferite sunt irevocabile, nu pot fi revocate sau retrase decât în cazul unui supliment;

(vi) este de acord, la cererea Managerilor, să divulge imediat în scris informaţiile pe care aceştia le pot solicita în legătură cu subscrierea Investitorului de Retail respectiv;

(vii) ia la cunoştinţă şi este de acord ca, dacă subscrierea Investitorului de Retail pentru achiziţia de Acţiuni Oferite nu respectă toate condiţiile menţionate în secţiunea *„Subscriere şi Vânzare – Subscrierea Acţiunilor Oferite de Investitorii* de Retail" (inclusiv, fără a se limita la acestea, forma şi conţinutul subscrierii şi/sau ale Dovezii de Plată, calendarul, locurile de depunere, etc. menţionate în aceasta), subscrierea să poate fi respinsă de Managerul sau de Participantul Eligibil prin care s-a făcut subscrierea. În aceste circumstanţe, decizia respectivului Manager sau a Participantului Eligibil de a respinge sau de a considera subscrierea ca fiind valabilă va fi definitivă şi obligatorie pentru Investitorul de Retail. Nici Societatea, nici Acţionarul Vânzător sau Managerii, nici vreunul dintre respectivii lor directori, agenţi sau angajaţi nu îşi vor asuma nicio răspundere pentru orice astfel de decizie şi nicio pretenţie nu va fi formulată împotriva oricăror aceste persoane în legătură cu neprimirea de către respectivul Investitor de Retail a Acţiunilor Oferite sau pentru orice pierdere care rezultă din respectiva neprimire.

Declarații și garanții din partea Investitorilor de Retail

Fără a aduce atingere oricărei alte declarații sau garanții date de Investitorii de Retail în considerarea celorlalte secțiuni ale acestui Prospect, prin subscrierea pentru Acțiunile Oferite în cadrul Tranșei de Retail, fiecare Investitor de Retail, declară, garantează și confirmă Societății, Acționarului Vânzător și Managerilor că:

(a) nu are mai puțin de vârsta majoratului (18 ani în România) la data subscrierii sale pentru Acțiunile Oferite în baza Ofertei;

(b) nici Managerii, nici oricare dintre afiliații acestora și nici vreo persoană care acționează în numele oricărora dintre aceste persoane nu sunt responsabili pentru sau nu vor avea nicio răspundere pentru vreo informație, declarație sau afirmație conținută în acest Prospect, în notificarea privind prețul sau în orice supliment la Prospect sau orice informație publicată de sau în numele Societății sau orice membru al Grupului și nici Managerii, nici oricare dintre afiliații acestora și nici orice persoană care acționează pe seama oricărora dintre aceste persoane nu vor fi răspunzătoare pentru nicio decizie a Investitorului de Retail respectiv de a participa la Ofertă pe baza oricărei informații, declarații sau afirmații conținute în acest Prospect, în notificarea privind prețul sau în orice supliment la Prospect sau în alt mod;

(c) acceptând să cumpere Acțiuni Oferite în baza Ofertei, Investitorul de Retail se bazează pe acest Prospect, pe notificarea privind prețul și pe orice supliment la Prospect care poate fi aprobat, și nicio persoană nu este autorizată în legătură cu Oferta să furnizeze informații sau să facă declarații, altele decât cele conținute în Prospect, în notificarea privind prețul și în orice supliment la Prospect și, dacă sunt furnizate sau făcute, orice informații sau declarații nu trebuie să fie considerate ca fiind autorizate de către Societate, Administratori, Acționarul Vânzător, oricare dintre Manageri sau orice altă persoană.

(d) Managerii nu fac nicio recomandare Investitorilor de Retail si nu oferă consultanță niciunuia dintre aceștia cu privire la oportunitatea sau avantajele oricărei tranzacții pe care o pot încheia în legătură cu Oferta, și fiecare Investitor de Retail confirmă că participarea la Ofertă se face cu luarea in considerare a faptului că Managerii acționează în numele Societății și al Acționarului Vânzător și al niciunei alte persoane, iar aceștia nu vor considera nicio altă persoană (indiferent dacă este sau nu un destinatar al acestui document) ca fiind clienții acestora în legătură cu Oferta și nu vor fi răspunzători față de nicio persoană pentru protecția acordată clienților lor și nici pentru consultanța oferită în legătură cu Oferta, cu conținutul acestui Prospect, cu notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect sau cu orice tranzacție, aranjamente sau alte aspecte la care se face trimitere în prezentul Prospect;

(e) a respectat toate legile aplicabile cumpărării de către acesta a Acțiunilor Oferite și Societatea, Acționarul Vânzător sau Managerii sau orice altă persoană nu vor încălca nicio lege ca urmare a acordului respectivului Investitor de Retail de a cumpăra Acțiuni Oferite sau a oricăror acțiuni care rezultă din drepturile și obligațiile respectivului Investitor de Retail în baza acordului acestuia de a cumpăra Acțiunile Oferite și dând această declarație și garanție, Investitorul de Retail confirmă că are cunoștință de restricțiile de vânzare și transfer prevăzute în secțiunea *„Restricții de Vânzare și Transfer"*;

(f) înțelege că nu a fost întreprinsă și nu se va întreprinde nicio acțiune de către Acționarul Vânzător sau de orice altă persoană într-o jurisdicție, alta decât România, care ar putea permite oferirea către public a Acțiunilor Oferite, sau posesia ori distribuirea acestui Prospect, a notificării privind prețul și a oricărui supliment la Prospect în orice țară sau jurisdicție în care este necesară orice acțiune în acest scop;

(g) întrucât a avut posibilitatea de a obține și de a citi Prospectul, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect, se va considera că Investitorul de Retail a citit toate aceste documente în întregimea lor și a luat la cunoștință de toate informațiile referitoare la Societate, Acționarul Vânzător sau orice membru al Grupului și Oferta conținute în Prospect, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect;

(h) Investitorul de Retail participă la Ofertă în conformitate cu restricțiile de vânzare și transfer prevăzute în secțiunea *„Restricții de Vânzare și Transfer"*, inclusiv declarațiile, garanțiile și confirmările cuprinse în aceasta;

(i) Investitorul de Retail nu este originar din, rezident sau cetățean al Australiei sau Japoniei, nu va oferi, vinde, renunța, transfera sau livra, direct sau indirect, niciuna dintre Acțiunile Oferite în Australia sau Japonia sau niciunei persoane originare din, rezident sau cetățean al Australiei sau Japoniei și confirmă

că Acțiunile nu au fost și nu vor fi înregistrate în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare din Australia sau Japonia și că acestea nu sunt oferite spre vânzare și nu pot fi oferite, vândute, transferate sau livrate, în mod direct sau indirect, în Australia sau Japonia;

(j) Investitorul de Retail și-a respectat obligațiile în legătură cu combaterea spălării banilor și finanțării terorismului în temeiul oricărei legislații aplicabile privind combaterea spălării banilor și, în cazul în care efectuează plăți în numele unei terțe părți, acesta a obținut și a înregistrat dovezi satisfăcătoare pentru a verifica identitatea terțului, astfel cum se prevede în legislația aplicabilă privind combaterea spălării banilor;

(k) orice sume de bani restituite vor fi transferate în contul bancar menționat în subscrierea Investitorului de Retail și orice astfel de documente și sume restituite vor fi transmise pe riscul Investitorului de Retail;

(l) subscrierea Investitorului de Retail pentru Acțiunile Oferite nu este și nu va fi finanțată folosind fonduri furnizate de o altă persoană în baza unei înțelegeri prin care orice Acțiuni Oferite alocate către Investitorul de Retail sau întreaga sau o parte semnificativă din întreaga valoare a acestor Acțiuni Oferite urmează să fie transferată acestei alte persoane;

(m) Investitorul de Retail nu este și nu subscrie în numele unei persoane angajate în operațiuni de spălare a banilor, sau despre care știe sau are motive să creadă că este angajată în operațiuni de spălare a banilor;

(n) este de acord că Societatea, Acționarul Vânzător, Managerii sau orice altă persoană nu vor fi răspunzători pentru nicio pierdere de date în cursul primirii și/sau procesării subscrierilor si nu vor fi răspunzători pentru pierderea sau distrugerea accidentală a oricărei subscrieri sau a oricăror date cu caracter personal referitoare la Investitorul de Retail sau orice pierdere ori daună financiară sau de altă natură care poate rezulta, în mod direct sau indirect, din acestea, inclusiv orice pierdere în legătură cu nealocarea sau nelivrarea oricăror Acțiuni Oferite ca urmare a unei astfel de pierderi sau distrugeri;

(o) orice descărcare a unui material de pe pagina de internet a Grupului în legătură cu Oferta (i) se face pe propriul risc al Investitorului de Retail și Investitorul de Retail va fi singurul responsabil pentru orice deteriorare sau pierdere de date care rezultă din descărcarea oricărui material și (ii) respectivul material va fi utilizat exclusiv pentru uz personal și nu va fi distribuit în Statele Unite ale Americii, Australia, Canada sau Japonia sau oricărei alte persoane, indiferent de locul în care se află sau își are reședința;

(p) în cazul unei persoane care confirmă oricărui Manager, în numele unui Investitor de Retail care este o persoană juridică, un acord de cumpărare a Acțiunilor Oferite, persoana respectivă declară și garantează că are autoritatea de a face acest lucru în numele Investitorului de Retail; și

(q) Societatea, Acționarul Vânzător și Managerii se vor baza pe caracterul adevărat și acuratețea declarațiilor, garanțiilor și angajamentelor de mai sus.

Diverse

Drepturile și măsurile reparatorii ale Acționarului Vânzător, ale Societății și Managerilor în baza acestor Termeni și Condiții vin în completarea oricăror drepturi și măsuri reparatorii de care aceștia ar dispune altfel, iar exercitarea sau exercitarea parțială a unuia dintre acest drepturi sau măsuri nu va împiedica exercitarea celorlalte.

Toate subscrierile din partea Investitorilor de Retail, acceptarea subscrierilor și contractele care rezultă din acestea vor fi în mod exclusiv guvernate de și interpretate în conformitate cu legea română (sub rezerva aspectelor care fac obiectul contractului cu Managerul sau Participantul Eligibil prin care se face subscrierea, care vor fi guvernate de legea aplicabilă respectivului contract) și fiecare Investitor de Retail se va supune în mod irevocabil jurisdicției exclusive a instanțelor române și va accepta că nicio prevedere nu va limita dreptul Societății, al Acționarului Vânzător sau al Managerilor de a intenta orice acțiune, proces sau proceduri care rezultă din sau în legătură cu orice astfel de subscrieri, acceptări sau contracte în orice mod permis de lege sau în fața oricărei instanțe competente.

Fiecare Investitor de Retail este de acord și confirmă că niciunul dintre Manageri nu acționează pentru acesta și nici nu îl tratează ca pe un client al lor în baza acceptării unei subscrieri în cadrul Ofertei și este de acord că Managerii acționează pentru Societate și Acționarul Vânzător și pentru nicio altă persoană în legătură cu Oferta și că nu vor avea responsabilitatea de a oferi respectivului Investitor de Retail protecția acordată clienților lor și că niciunul dintre Manageri nu are vreo datorie sau responsabilitate față de

Investitorul de Retail în ceea ce privește prețul Acțiunilor Oferite sau oportunitatea unei investiții în Acțiunile Oferite sau în alt mod în legătură cu Oferta.

Fiecare Investitor de Retail împuternicește Societatea, Acționarul Vânzător și agenții acestora să facă toate demersurile necesare pentru a efectua înregistrarea pe numele său a oricăror Acțiuni Oferite achiziționate de respectivul Investitor de Retail și împuternicește orice reprezentant al Societății și al Acționarului Vânzător să semneze și/sau să completeze orice document de titlu necesar în acest sens.

Întreaga corespondență, toate documentele și remiterile transmise sau livrate către sau de către Investitorii de Retail vor fi transmise sau livrate pe riscul propriu al fiecărui Investitor de Retail.

RECUNOAŞTEREA ŞI EXECUTAREA HOTĂRÂRILOR JUDECĂTOREŞTI PRONUNŢATE ÎN MATERIE CIVILĂ ŞI COMERCIALĂ

Societatea este înfiinţată conform legislaţiei din România. Anumite persoane menţionate în prezentul Prospect sunt rezidente în România şi unele entităţi menţionate în prezentul Prospect sunt înfiinţate conform legislaţiei din România. Toate activele sau o parte semnificativă a activelor acestor persoane şi entităţi sunt situate în România. Prin urmare, este posibil ca investitorilor să le fie imposibil:

- să efectueze comunicarea actelor de procedură în alte ţări către Societate sau către oricare dintre administratorii şi membrii conducerii superioare ai Societăţii menţionaţi în prezentul Prospect; sau
- să pună în executare, în alte ţări, hotărâri judecătoreşti obţinute în instanţele respectivelor ţări împotriva Societăţii sau a oricăruia dintre administratorii şi membrii conducerii superioare menţionaţi în prezentul Prospect în orice acţiune sau să obţină recunoaşterea acestor hotărâri judecătoreşti.

România este stat membru al UE. Regulamentul (UE) 1215/2012 al Parlamentului European şi al Consiliului privind competenţa judiciară, recunoaşterea şi executarea hotărârilor în materie civilă şi comercială (reformare) („**Regulamentul Bruxelles Reformat**") prevede reciprocitatea recunoaşterii şi punerii în executare a hotărârilor judecătoreşti din orice stat membru în toate celelalte state membre.

În prezent, Statele Unite şi România nu au încheiat convenţii bilaterale sau alte tratate care să prevadă recunoaşterea reciprocă şi punerea în executare a hotărârilor judecătoreşti (altele decât cele arbitrale) în materie civilă şi comercială. O hotărâre definitivă pentru plata unei sume de bani, pronunţată de o instanţă federală sau statală din Statele Unite, în materia răspunderii civile, indiferent dacă este sau nu exclusiv sub incidenţa legislaţiei federale a SUA privind valorile mobiliare, nu va fi recunoscută sau executată în mod automat în România.

O hotărâre judecătorească pronunţată *in personam* de o instanţă dintr-un stat care nu este membru UE cu privire la o anumită sumă de bani, care nu poate fi atacată pentru motive de nulitate absolută sau parţială conform dreptului naţional al jurisdicţiei străine („**Hotărâre Judecătorească Non-UE**"), ar fi recunoscută în România, dacă sunt îndeplinite următoarele condiţii: (a) Hotărârea Judecătorească Non-UE este definitivă potrivit legii statului în care a fost pronunţată; (b) instanţa care a pronunţat acea Hotărâre Judecătorească non-UE a avut, potrivit legii forului, competenţa să judece procesul fără însă a fi întemeiată exclusiv pe prezenţa pârâtului în jurisdicţia respectivă ori a unor bunuri ale sale fără legătură directă cu litigiul respectiv; (c) există reciprocitate în ceea ce priveşte efectele hotărârilor străine între România şi statul instanţei străine care a pronunţat Hotărârea Judecătorească non-UE care se cere a fi recunoscută; (d) dacă hotărârea s-a pronunţat în lipsa părţii care a pierdut procesul, acesteia din urmă i-a fost înmânată în timp util citaţia de a se înfăţişa în instanţă pentru termenul de dezbateri în fondul cauzei şi actul de sesizare a instanţei şi i s-a dat posibilitatea de a se apăra şi de a exercita calea de atac împotriva Hotărârii Judecătoreşti non-UE. Recunoaşterea unei Hotărâri Judecătoreşti Non-UE poate fi respinsă în oricare dintre următoarele situaţii: (a) Hotărârea Judecătorească non-UE este vădit contrară ordinii publice de drept internaţional privat român sau este vădit contrară ordinii publice de drept internaţional privat român; (b) Hotărârea Judecătorească non-UE este pronunţată într-o materie în care persoanele nu dispun liber de drepturile lor şi a fost obţinută cu scopul exclusiv de a sustrage cauza incidenţei legii aplicabile conform regulilor în materia conflictelor de legi din România; (c) acţiunea sau procedura iniţiată între aceleaşi părţi s-a finalizat cu pronunţarea unei hotărâri judecătoreşti (chiar nedefinitivă) a instanţelor române sau se află în curs de judecare în faţa acestora la data sesizării instanţei străine care a pronunţat Hotărârea Judecătorească non-UE; (d) Hotărârea Judecătorească non-UE este ireconciliabilă cu o hotărâre pronunţată anterior ei în străinătate care poate fi recunoscută în România; (e) instanţele române aveau competenţa exclusivă pentru judecarea obiectului Hotărârii Judecătoreşti non-UE potrivit dreptului procesual civil din România; (f) a fost încălcat dreptul la apărare; şi (g) Hotărârea Judecătorească non-UE poate face obiectul unei căi de atac în statul în care a fost pronunţată. Cererea de recunoaştere a hotărârii depusă la instanţele din România trebuie întocmită cu respectarea normelor de drept procesual român şi să includă toate documentele necesare. În plus, recunoaşterea Hotărârii Judecătoreşti non-UE nu poate fi refuzată pentru singurul motiv că instanţa străină care a pronunţat Hotărârea Judecătorească non-UE a aplicat o altă lege decât legea care s-ar fi aplicat potrivit regulilor din România care reglementează conflictul de legi, cu excepţia situaţiei în care procesul priveşte starea civilă şi capacitatea unui cetăţean român, iar soluţia adoptată diferă de cea la care s-ar fi ajuns potrivit legii române. O Hotărâre Judecătorească non-UE poate fi pusă în executare în România în baza unei hotărâri definitive a unei instanţe române competente care să încuviinţeze punerea în executare, numai dacă: (i) sunt îndeplinite condiţiile menţionate mai sus pentru procedura de recunoaştere în România a Hotărârii Judecătoreşti non-UE; (ii) Hotărârea Judecătorească non-UE este executorie potrivit dreptului jurisdicţiei unde a fost pronunţată; (iii) în cazul în care o Hotărâre Judecătorească non-UE stabileşte o

obligaţie care izvorăşte în baza unui act normativ străin privind regimul fiscal, există reciprocitate cu privire la efectele produse de hotărârile străine în materia fiscală respectivă între România şi jurisdicţia străină în care s-a pronunţat Hotărârea Judecătorească non-UE a cărei recunoaştere şi punere în executare se au în vedere; (iv) punerea în executare a unei astfel de Hotărâri Judecătoreşti non-UE nu constituie, direct sau indirect, punerea în executare a legilor penale străine; (v) dreptul de a cere executarea silită nu este prescris potrivit prevederilor privind prescripţia dreptului de a cere executarea silită din legea română; şi (vi) cererea de încuviinţare a executării în faţa instanţelor române a fost formulată în mod legal în conformitate cu normele de procedură din Romania şi conţine toate documentele necesare în acest scop.

O hotărâre judecătorească pronunţată într-un stat membru al UE, altul decât România, („**Hotărâre Judecătorească UE**") este recunoscută de drept în România fără nicio procedură specială. O astfel de recunoaştere este respinsă la cererea oricărei părţi interesate în următoarele situaţii: (a) o astfel de recunoaştere contravine în mod vădit ordinii publice din România; (b) dacă Hotărârea Judecătorească UE s-a pronunţat în lipsa părţii care a pierdut procesul, iar pârâtului nu i-a fost înmânat în timp util actul de sesizare a instanţei sau un document echivalent actului de sesizare astfel încât să îi permită acestuia să îşi pregătească apărarea, cu excepţia situaţiei în care pârâtul nu a exercitat o cale de atac împotriva hotărârii atunci când a avut posibilitatea să o facă; (c) este ireconciliabilă cu o hotărâre pronunţată într-un litigiu judecat între aceleaşi părţi în România; (d) este ireconciliabilă cu o hotărâre anterioară pronunţată într-un stat membru al UE (altul decât România) sau într-un stat terţ între aceleaşi părţi şi cu privire la aceeaşi cauză, cu condiţia ca hotărârea judecătorească anterioară să îndeplinească condiţiile necesare pentru a fi recunoscută în Romania; şi (e) Hotărârea Judecătorească UE contravine prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1215/2012 al Parlamentului European şi al Consiliului privind competenţa judiciară, recunoaşterea şi executarea hotărârilor în materie civilă şi comercială („**Regulamentul nr. 1215/2012**") care reglementează competenţa jurisdicţională în legătură cu aspecte privind asigurarea, competenţa asupra contractelor încheiate cu consumatorii şi a contractelor individuale de muncă şi competenţa exclusivă.

O Hotărâre Judecătorească UE poate fi pusă în executare în România în conformitate cu Regulamentul nr. 1215/2012 fără a fi necesară nicio hotărâre a unei instanţe române competente care să aprobe executarea numai dacă: (i) poate fi pusă în executare în statul membru al UE în care a fost pronunţată Hotărârea Judecătorească UE; (ii) se depune la instanţa română competentă o copie a Hotărârii Judecătoreşti UE care să întrunească condiţiile necesare pentru stabilirea autenticităţii; (iii) se depune la instanţa română competentă un certificat în original eliberat de instanţa din statul membru UE respectiv care să aibă în mod substanţial forma prevăzută în Anexa I a Regulamentului (CE) nr. 1215/2002 şi niciuna dintre condiţiile de mai sus care nu permit recunoaşterea unei Hotărâri Judecătoreşti UE să nu fie incidentă; (iv) în situaţia în care Hotărârea Judecătorească UE impune o obligaţie de plată periodică cu titlul de penalizare (inclusiv, însă fără a se limita la dobânzile de penalizare), valoarea plăţii a fost stabilită definitiv de instanţele din statul membru UE de origine; şi (v) dreptul de a cere executarea hotărârii definitive nu este prescris.

ASPECTE JURIDICE

Asupra anumitor aspecte juridice în legătură cu Oferta se va pronunța, în numele Societății, în ceea ce privește dreptul român, Dentons Europe – Zizzi-Caradja și Asociații SPARL, iar în ceea ce privește legislația engleză și legislația federală a SUA privind valorile mobiliare, Dentons UK and Middle East LLP.

Asupra anumitor aspecte juridice în legătură cu Oferta se vor pronunța, în numele Managerilor, Clifford Chance Badea SPRL, Clifford Chance LLP și Clifford Chance Partnerschaft MBB, în ceea ce privește legislațiile României, Angliei și SUA.

Asupra anumitor aspecte juridice în legătură cu Oferta se va pronunța, în numele Acționarului Vânzător, în ceea ce privește dreptul român, Filip SCA, iar în ceea ce privește legislația engleză, Linklaters LLP.

AUDITORII INDEPENDENȚI

Situațiile financiare consolidate ale Societății la datele de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 și pentru fiecare an al perioadei de trei ani încheiate la 31 decembrie 2022, incluse în Prospect, au fost auditate de KPMG Audit SRL, auditori independenți, așa cum reiese din raportul acestora inclus în prezentul document, care include un paragraf privind evidentierea unor aspecte, care face referire la baza intocmirii situatiilor financiare consolidate în legatura cu oferta publica initiala.

În legătură cu Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 incluse în prezentul prospect, KPMG Audit SRL a raportat că au aplicat proceduri limitate în conformitate cu standardele profesionale privind misiunile de revizuire. Cu toate acestea, raportul auditorilor independenți privind revizuirea situațiilor financiare consolidate interimare simplificate pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, inclus în prezentul prospect, care include un paragraf de evidentiere a unor aspecte privind faptul ca cifrele corespondente nu au fost auditate sau revizuite, prevede că aceștia nu au auditat și nu au exprimat o opinie cu privire la situatiile financiare consolidate interimare. În consecință, gradul de încredere în raportul acestora privind asemenea informații ar trebui să fie restrâns având în vedere caracterul limitat al procedurilor de revizuire aplicate.

KPMG Audit SRL are sediul în România, Șoseaua București-Ploiești nr. 89A, 013685 București, număr de înregistrare la Registrul Comerțului J40/4439/2000, cod unic de înregistrare 12997279, inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numărul FA9.

INFORMAȚII GENERALE

Listare și tranzacționare

Se preconizează că Acțiunile vor fi admise la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date. Numerele de identificare a valorilor mobiliare și simbolurile de tranzacționare ale Acțiunilor Oferite se anticipează să fie următoarele: ISIN Acțiuni: RO4Q0Z5RO1B6; Simbolul de tranzacționare al Acțiunilor la Bursa de Valori București: „H2O".

Autorizații

Societatea a obținut toate acordurile, aprobările și autorizațiile de la autoritățile din România în legătură cu Admiterea la tranzacționare a Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București. În mod particular, Admiterea la tranzacționare a Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București a fost aprobată prin hotărârea nr. 3 din 31 martie 2022 a adunării generale a acționarilor Societății, în timp ce Oferta a fost aprobată prin hotărârea nr. 3 datată 15 noiembrie 2022 a adunării generale a acționarilor Acționarului Vânzător.

Documente disponibile pentru consultare

Copiile următoarelor documente vor fi disponibile pentru consultare, cu titlu gratuit, pe pagina de internet a Societății: www.hidroelectrica.ro și, în timpul programului obișnuit de lucru, în orice zi lucrătoare, la sediul social al Societății, de la data publicării acestui Prospect și până la Data Listării:

- prezentul Prospect;
- Actul Constitutiv al Societății și Noul Act Constitutiv al Societății;
- Situațiile Financiare Consolidate Auditate, inclusiv raportul auditorului independent cu privire la acestea; și
- Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate.

Sediul social al Societății este situat la adresa Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15, București, sector 1, România.

Prețul Final de Ofertă

Acțiunile sunt emise cu o valoare nominală de 10 RON fiecare. Acțiunile sunt vărsate integral, vezi secțiunea *„Decontare și transfer"*.

Prețul Final de Ofertă va fi stabilit în conformitate cu secțiunea *„Subscriere și vânzare"* – *„Preț"* – *„Prețul Final de Ofertă"*. Rezultatele Ofertei vor fi comunicate către ASF și Bursei de Valori București în termen de cinci zile lucrătoare de la închiderea Ofertei. Rezultatele Ofertei vor fi publicate în limba română și în limba engleză, pe pagina de internet a Societății https://www.hidroelectrica.ro, pe pagina de internet a Acționarului Vânzător www.fondulproprietatea.ro și pe pagina de internet a Bursei de Valori București *www.bvb.ro*, în termen de cel mult cinci zile lucrătoare de la închiderea acesteia.

Modificări semnificative

Cu excepția celor descrise în secțiunea *„Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare și rezultatelor operațiunilor– Evoluții și tendințe recente"*, nu au existat modificări semnificative ale poziției financiare a Grupului din 31 martie 2023.

Filiale

La data prezentului Prospect, Societatea are o singură filială, respectiv SOCIETATEA DE SERVICII HIDROENERGETICE HIDROSERV S.A. (S.S.H. Hidroserv S.A.).

Informații care nu se aplică Prospectului conform Anexei 1 și Anexei 11 din Regulamentul Delegat (UE) 2019/980 al Comisiei din 14 martie 2019 de completare a Regulamentului (UE) 2017/1129 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește formatul, conținutul, verificarea și aprobarea prospectului care trebuie publicat în cazul unei oferte publice de valori mobiliare sau al admiterii de valori mobiliare la tranzacționare pe o piață reglementată și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 809/2004 al Comisiei

Următoarele secţiuni ale Anexelor 1 şi 11 din Regulamentul Delegat (UE) 2019/980 al Comisiei, în baza căruia a fost întocmit prezentul Prospect, nu se aplică Societăţii şi/sau Acţiunilor:

- Anexa 1: 2.2, 5.5, 11.1, 11.2, 11.3, 15.2, 15.3, 16.3, 16.4, 18.1.2, 18.1.5, 18.2.1, 18.3.1a, 18.3.2, 18.3.3, 18.4.1, 19.1.2, 19.1.3, 19.1.4, 19.1.5, 19.1.6, 19.2.2, 19.2.3
- Anexa 11: 1.4, 4.6, 4.7, 4.10, 4.12, 5.1.10, 5.3.3, 5.3.4, 5.4.2, 6.2, 6.3, 6.4, 9, 10.2

DEFINIȚII ȘI GLOSAR SELECTIV DE TERMENI

A Treia Directivă UE privind Energia Electrică	al Treilea Pachet Legislativ în Domeniul Energetic, care cuprinde Directiva 2009/72/CE privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE
ACER	Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei
Acord OPCOM de Raportare	Acordul privind raportarea si accesarea de date încheiat cu OPCOM
Acord REMIT	Acordul de raportare a datelor REMIT încheiat cu Bursa Română de Mărfuri S.A.
Act Constitutiv	Actul Constitutiv al Societății, în vigoare în prezent.
Acționarul Vânzător	Fondul Proprietatea S.A.
Acțiunile	Acțiuni ordinare existente din capitalul social al Societății fiecare dintre acestea fiind emise și vărsate integral, cu o valoare nominală de 10 lei și conferind dreptul la un vot în cadrul adunărilor generale ale acționarilor.
Acțiunile Oferite	Acțiunile care fac obiectul Ofertei, în număr de până la 78.007.110 Acțiuni oferite de Acționarul Vânzător.
Acțiunile Supra-alocate	Acțiunile Oferite suplimentare până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei pentru care Managerii au opțiunea de a găsi cumpărători prin intermediul Opțiunii de Supraalocare
ADGM	Piața Globală din Abu Dhabi
Admiterea	admiterea Acțiunilor la tranzacționare pe Piața Reglementată a Bursei de Valori București
AGA sau Adunarea Generală a Acționarilor	Adunarea Generală a Acționarilor, care poate fi fie Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor („**AGOA**"), fie Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor („**AGEA**")
Agentul de Stabilizare	Erste Group Bank AG (acționând în mod direct sau prin Banca Comercială Română S.A.)
amenajare hidroenergetică sau AHE	Amenajare hidroenergetică
AMS	Autoritatea Monetară din Singapore
ANAF	Agenția Națională de Administrare Fiscală
ANAR	Administrația Națională Apele Române
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANSPDCP	Autoritatea Națională de Supraveghere a Prelucrării Datelor cu Caracter Personal
APM	măsuri alternative de performanță, astfel cum sunt definite în Orientările ESMA privind măsurile alternative de performanță din data de 5 octombrie 2015 și orientări suplimentare publicate de către ESMA până la data prezentului Prospect.
ARSF	Autoritatea de Reglementare a Serviciilor Financiare a Pieței Globale din Abu Dhabi
ASF	Autoritatea de Supraveghere Financiară.
ASIC	Comisia Australiană pentru Valori Mobiliare și Investiții
AVMM	Autoritatea pentru Valori Mobiliare și Mărfuri a EAU
Banca Centrală din EAU	Banca Centrală a Emiratelor Arabe Unite
BNR	Banca Națională a României
BRD	BRD – Groupe Societe Generale S.A.

BRM	Bursa Română de Mărfuri S.A.
BTCP	BT Capital Partners
Bunuri din Domeniul Public	Amenajările hidroenergetice (precum baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) şi terenurile pe care sunt amplasate acestea, care au fost concesionate de către Minister Societăţii
Bursa de Valori Bucureşti sau BVB	Bursa de Valori Bucureşti S.A.
CADP	Certificate de atestare a dreptului de proprietate, care constituie acte de proprietate (de natură administrativă) emise de autorităţile române
CASS	contribuţie de asigurări sociale de sănătate
CCEE	Contract bilateral de achiziţie a energiei electrice negociat direct (în engleză: *Power Purchase Agreement*)
CCEE cu Nuclearelectrica	Contractul bilateral de vânzare-cumpărare nr. 20222643 din 30 septembrie 2022 încheiat cu Nuclearelectrica
CCR	Consiliul Concurenţei din România
CDR (UE) 2017/590	Regulamentul delegat (UE) 2017/590 al Comisiei din 28 iulie 2016 de completare a Regulamentului (UE) nr. 600/2014 al Parlamentului European şi al Consiliului în ceea ce priveşte standardele tehnice de reglementare pentru raportarea tranzacţiilor către autorităţile competente
CE	Comisia Europeană.
CEH	Complexul Energetic Hunedoara
centrală hidroelectrică, hidrocentrală sau CHE	Centrale hidroelectrice
CEO	Director General Executiv
Cerinţele MiFID II privind Guvernanţa Produsului	MiFID II, Articolele 9 şi 10 din Directiva delegată (UE) 2017/593 a Comisiei de completare a MiFID II; şi măsurile de punere în aplicare la nivel naţional
CfD	Contracte pentru diferenţă
CHEMP	Centrale hidroenergetice de capacitate mică
Codeţinătorii Registrului de Subscrieri	Banca Comerciala Romana S.A., Barclays Bank Ireland PLC, BofA Securities Europe SA, UBS Europe SE, UniCredit Bank AG Milan Branch şi WOOD & Company Financial Services, a.s.
Codul de Guvernanţă Corporativă al BVB	Codul de Guvernanţă Corporativă al Bursei de Valori Bucureşti
Codul Etic	Codul Etic al Societăţii
Codul Fiscal al SUA	Codul Fiscal din 1986 (în limba engleză: „*Internal Revenue Code of 1986*"), cu modificările ulterioare
CONEL	Compania Naţională de Electricitate CONEL S.A.
Consiliul de Supraveghere	Consiliul de supraveghere al Societăţii
Contract de Împrumut de Acţiuni	contract de împrumut de acţiuni care va fi încheiat între Managerul de Stabilizare, Agentul de Stabilizare şi Banca Comercială Romana S.A., la data Prospectului sau în jurul acestei date
Contractele de Modernizare	contracte în legătură cu achiziţionarea de lucrări şi servicii de modernizare, reabilitare şi retehnologizare privind instalaţiile şi construcţiile electrice încheiate de către Societate
Contractul de Concesiune	Contractul de concesiune nr. 171 din data de 27 decembrie 2004 încheiat între Ministerul Economiei şi Comerţului, în calitate de concedent, şi Societate, în calitate de concesionar

Contractul de Intermediere	Contractul de intermediere va fi încheiat la data sau în jurul datei acestui Prospect între Acționarul Vânzător, Societate și Managerii în legătură cu vânzarea și oferta de Acțiuni Oferite
Contractul de Restricționare	Contractul de interdicție de înstrăinare dintre Ministerul Energiei și Manageri încheiat în jurul datei prezentului Prospect
Contractul MACEE	Contractul-cadru de vânzare-cumpărare de energie electrică încheiat între Societate și OPCOM ca urmare a participării la MACEE
Contractul privind Stabilirea Prețului	Contractul privind stabilirea prețului încheiat între Societate, Acționarul Vânzător și Manageri după finalizarea procesului de *bookbuilding* a Ofertei
Conturi de Stabilizare	Conturi de investiții deschise la Managerul de Stabilizare sau la o altă persoană indicată de Managerul de Stabilizare.
Conversia Numerarului Ajustată	Numerarul net din activitatea de exploatare împărțit la EBITDA Ajustata
Coordonatorii Globali Comuni	Citigroup Global Markets Europe AG, Erste Group Bank AG, Jefferies GmbH, și Morgan Stanley Europe SE
CPC	Casă de compensare/contraparte centrală.
Creditul BRD	contractul de facilitate de credit la termen negarantat nr. 30/8130/2021, acordat cu scopul finanțării achiziției anumitor societăți țintă cu activități în domeniul energiei regenerabile și al finanțării unor active și capacități din domeniul energiei regenerabile încheiat între Societate, în calitate de debitor, și BRD – Groupe Societe Generale S.A., în calitate de creditor și agent, la data de 4 martie 2021
Crucea Wind Farm	Parcul eolian Crucea cu o capacitate instalată de 108 MW constând în 36 turbine Vestas tip V112 a câte 3 MW fiecare, localizat în județul Constanța, România
CSAT	Consiliul Suprem de Apărare a Țării
CSR	Responsabilitate socială corporativă
Data Alocării	5 iulie 2023
Data decontării	10 iulie 2023
Data Listării	Data de 12 iulie 2023 când toate Acțiunile sunt preconizate să fie admise la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București
Data Tranzacției	6 iulie 2023
Datoria Netă/(Numerar) Ajustat	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)
Depozitarul Central din România	Depozitarul Central S.A.
DFSA	Autoritatea pentru Servicii Financiare din Dubai din Centrul Financiar Internațional Dubai
DIFC	Centrul Financiar Internațional Dubai
Directiva 2009/72	Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE
Directiva 2012/27/UE privind Eficiența Energetică	Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE
Directiva 2019/944	Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare)

Directiva Cadru Apă	Directiva 2000/60/CE a Parlamentului European şi a Consiliului din 23 octombrie 2000 de stabilire a unui cadru de politică comunitară în domeniul apei, cu modificările şi completările ulterioare
Directiva NIS	Directiva 2016/1148/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 6 iulie 2016 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate a reţelelor şi a sistemelor informatice în Uniune
Directiva privind Pieţele Instrumentelor Financiare	Directiva 2014/65/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 15 mai 2014 privind pieţele instrumentelor financiare şi de modificare a Directivei 2002/92/CE şi a Directivei 2011/61/UE
Directoratul	Directoratul Societăţii
Dovada a Plăţii	Unul dintre documentele precizate în secţiunea *„Subscriere şi Vânzare"* care trebuie să însoţească Formularul de Subscriere
EAU	Emiratele Arabe Unite
EBITDA	este definita ca profitul/ (pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale şi (ii) cheltuieli si venituri din dobânzi
EBITDA Ajustată	EBITDA ajustată cu (a) deprecierea/reversarea deprecierii imobilizărilor corporale si necorporale si (b) câştigul din achiziţii de întreprinderi în condiţii avantajoase
ECE	O ţară de pe piaţa Europei Centrale şi de Est care include Estonia, Letonia, Lituania, Polonia, Germania, Republica Cehă, Slovacia, Ungaria, România, Bulgaria, Slovenia, Croaţia, Albania, Serbia, Bosnia şi Herţegovina, Muntenegru, Kosovo şi Macedonia.
ENTSO-E	Reţeaua Europeană a Operatorilor de Transport şi de Sistem
ESG	Mediu, responsabilitate socială şi guvernanţă
ESMA	Autoritatea Europeană pentru Valori Mobiliare şi Pieţe
EU-ETS	Schema UE de comercializare a certificatelor de emisii
Evaluarea Pieţei-Ţintă	Proces de aprobare a produsului la care au fost supuse Acţiunile Oferite, prin care s-a stabilit că Acţiunile Oferite sunt: (i) compatibile cu o piaţă-ţintă finală de investitori retail şi investitori care îndeplinesc criteriile de clienţi profesionali şi contrapărţi eligibile, fiecare dintre aceşti termeni având definiţia prevăzută în MiFID II; şi (ii) eligibile pentru distribuţie prin toate canalele de distribuţie permise de MiFID II.
FIEA	Legea privind instrumentele financiare şi schimburile de valori mobiliare din Japonia (Legea nr. 25 din 1948, astfel cum a fost modificată)
FinSA	Legea elveţiană privind serviciile financiare
FSMA	Legea privind serviciile şi pieţele financiare din Marea Britanie din 2000, astfel cum a fost modificată
FSMR	Regulamentul privind Pieţele şi Serviciile Financiare al ADGM din 2015, astfel cum a fost modificat
GDPR	Regulamentul (UE) 2016/679 al Parlamentului European şi al Consiliului privind protecţia persoanelor fizice în ceea ce priveşte prelucrarea datelor cu caracter personal şi privind libera circulaţie a acestor date
Grupul	Societatea şi filiala acesteia, S.S.H. Hidroserv S.A.
Grupul de Distribuţie	Unităţile Băncii Transilvania, astfel cum se menţionează la https://www.bancatransilvania.ro/retea-unitati
HG 1076/2004	Hotărârea de Guvern nr. 1076/2004 privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri şi programe

HG 148/2020	Hotărârea de Guvern 148/2020
Hidroserv	Filiala Societății, S.S.H. Hidroserv S.A.
Hotărâre Judecătorească Non-UE	O hotărâre judecătorească pronunțată *in personam* de o instanță dintr-un stat care nu este membru UE cu privire la o anumită sumă de bani, care nu poate fi atacată pentru motive de nulitate absolută sau parțială conform dreptului național al jurisdicției străine
Hotărâre Judecătorească UE	O hotărâre judecătorească pronunțată într-un stat membru al UE, altul decât România
IAS	Standardele Internaționale de Contabilitate
IFRS	Standardele Internaționale de Raportare Financiară.
IFRS-EU	Standardele Internaționale de Raportare Financiară, în forma adoptată de Uniunea Europeană.
Intermediarii Coordonatori	Auerbach Grayson & Co LLC, BRD – Groupe Société Générale, BT Capital Partners S.A. și SWISS CAPITAL S.A
Investitor de Retail	Orice persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică) care nu se încadrează în categoria Investitorilor Instituționali.
Investitor Instituțional	(a) un „investitor calificat", astfel cum este definit acest termen în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă" în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformare) sau (c) un „investitor calificat" astfel cum este definit în Articolul 2(e) din Regulamentul privind Prospectul, întrucât face parte din dreptul intern al Regatului Unit în virtutea Actului de Retragere din Uniunea Europeana datat 2018, astfel cum a fost modificat, sau (d) un QIB astfel cum este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în Ofertă nu ar constitui o încălcare a legii sau reglementării aplicabile și care nu este localizată în nicio jurisdicție în care extinderea sau disponibilitatea Ofertei (și a oricărei alte tranzacții preconizate prin aceasta) ar încălca orice lege sau reglementare aplicabilă;
Investitori calificați	Investitori calificați în sensul Articolului 2 litera (e) din Regulamentul privind Prospectul și care, totodată: (i) au experiență profesională în domeniul investițiilor care se încadrează în prevederile articolului 19 alineatul (5) din Legea privind serviciile și piețele financiare din 2000 (Promovarea Financiară), Ordinul 2005 (în limba engleză: „*Financial Services and Markets Act 2000 (Financial Promotion) Order 2005*"), cu modificările ulterioare („**Ordinul**") sau (ii) sunt persoane care se încadrează în prevederile articolului 49 alineatul (2) literele (a)-(d) din Ordin sau (iii) sunt persoane cărora este legal în orice alt mod să li se comunice (toate aceste persoane fiind denumite împreuna „**persoanele relevante**")
Investitori Exceptați	Investitori din Australia care sunt în măsură să demonstreze că (i) se încadrează în una sau mai multe dintre categoriile de investitori în temeiul secțiunii 708 din Legea Societăților din 2001 cărora li se poate face o ofertă fără informare potrivit Părții 6D.2 din Legea Societăților din 2001 și (ii) sunt „clienți en gros" în temeiul secțiunii 761 G din Legea Societăților din 2001
Investitorii Principali	Trei grupuri de investitori instituționali români (*Cornerstone Investors*) care au fost de acord să fie investitorii principali în cadrul Ofertei și au încheiat un acord de investiții cu Societatea și Acționarul Vânzător
IRS	Serviciul de administrare fiscală al SUA (în limba engleză: „*Internal Revenue Service*")

ISCIR	Inspecția de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune și Instalațiilor de Ridicat
ISIN	Număr internațional de identificare a valorilor mobiliare
JVA	joint venture încheiat între Societate și Masdar la data de 19 martie 2023
JVC	societate mixtă (în engleză: *joint venture company*)
KPMG	Auditorul statutar, cu sediul social Șoseaua București-Ploiești nr. 89A, 013685, București, înregistrat la Registrul Comerțului cu nr. J40/4439/2000, cod unic de înregistrare RO12997279, înregistrat în Registrul public al auditorilor financiari cu numărul FA9
Legea 220/2008	Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie
Legea 24/2017	Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată
Legea 357/2022	Legea 357/2022 privind aprobarea OUG 119/2022
Legea Apelor	Legea apelor nr. 107/1996
Legea Burselor de Valori	Legea Statelor Unite privind Bursele de Valori din 1934 (în limba engleză: „United States Securities Exchange Act of 1934"), cu modificările ulterioare
Legea Energiei	Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012
Legea Mediului	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului
Legea privind confidențialitatea în mediul electronic	Legea nr. 506 din 17 noiembrie 2004 privind prelucrarea datelor cu caracter personal și protecția vieții private în sectorul comunicațiilor electronice, astfel cum a fost modificată ulterior
Legea Societăților	Legea nr. 31/1990 privind societățile comerciale a României, cu modificările ulterioare, republicată
Legea Societăților din 2001	Legea Societăților din 2001 (Cth) a Commonwealth-ului Australian, astfel cum a fost modificată
Legea ValorilorMobiliare	Legea SUA privind Valorile Mobiliare din 1933, (în limba engleză: „*U.S. Securities Act of 1933*"), cu modificările ulterioare.
LEI	Codul de identificare a entității juridice
Licența 332/2001	Licența Societății nr. 332/2001 pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, inclusiv pentru furnizarea de servicii de sistem, actualizată prin Decizia ANRE nr. 2296 / 2022
Licența de furnizare	Licența Societății nr. 2215 / 2020 pentru furnizarea de energie electrică, acordată prin Decizia ANRE nr. 718/2020
M&A	Fuziuni și achiziții
MACEE	Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică
Manager de Stabilizare	Citigroup Global Markets Europe AG
Manageri	Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscriere și Intermediarii Coordonatori
Marja EBITDA	EBITDA *împărțit* la venituri
Marja EBITDA Ajustată	EBITDA Ajustată *împărțit* la venituri
Masdar	Abu Dhabi Future Energy Company-PJSC- Masdar (EAU)
Măsuri non-IFRS	Măsuri, valori și rapoarte în analiza activității sale, a poziției financiare și a performanței care nu sunt măsuri definite de IFRS/IFRS-UE, dintre care unele constituie APM

MHC	Microhidrocentrale
MiFID II	Directiva 2014/65/UE privind pieţele instrumentelor financiare, cu modificările ulterioare
Ministerul	Ministerul Economiei şi Comerţului
NI 31-103	Regulamentul Naţional 31-103 – Cerinţe de înregistrare, scutiri şi obligaţii în curs ale solicitantului înregistrării
NI 33-105	Regulamentul Naţional 33-105 – Conflicte de intermediere
NI 45-106	Regulamentul Naţional nr. 45-106 privind scutirile de la cerinţa prospectului
NIS 2	Directiva UE 2022/2555 a Parlamentului European şi a Consiliului din 14 decembrie 2022 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate cibernetică în Uniune, de modificare a Regulamentului (UE) nr. 910/2014 şi a Directivei (UE) 2018/1972 şi de abrogare a Directivei (UE) 2016/1148
Noul Act Constitutiv	Noul Act Constitutiv al Societăţii aprobat în data de 22 iunie 2023 de AGEA cu scopul de a pune în aplicare practici şi politici de guvernanţă corporativă adecvate pentru o societate ale cărei acţiuni sunt admise la tranzacţionare pe piaţa reglementată
Oferta	Oferta la care se referă prezentul Prospect
Ofertantul	un acţionar care a derulat o ofertă publică de cumpărare adresată tuturor acţionarilor şi pentru toate deţinerile acestora
Ofertă Publică de Preluare Obligatorie	Obligaţia unei persoane, în conformitate cu Legea 24/2017, care în urma achiziţiei proprii sau a achiziţiei de către persoane care acţionează în mod concertat cu aceasta, deţine valori mobiliare ale unui emitent, care, adăugate la orice deţineri existente ale acesteia şi la deţinerile de valori mobiliare ale persoanelor care acţionează în mod concertat cu aceasta, direct sau indirect, îi conferă mai mult de 33% din drepturile de vot în emitentul respectiv, de a lansa o ofertă publică adresată tuturor deţinătorilor de valori mobiliare
OPCOM	Operatorul pieţei de energie electrică şi gaze naturale din România -OPCOM S.A.
Opţiunea de Supra-alocare	Opţiunea Managerilor de a cumpăra sau de a găsi cumpărători pentru Acţiuni Oferite suplimentare până la maxim 11.701.067
Ordinul	Ordinul 2005 (în limba engleză: „Financial Services and Markets Act 2000 (Financial Promotion) Order 2005"), cu modificările ulterioare
Ordinul privind Promovarea Financiară	Legea privind Serviciile şi Pieţele Financiare din 2000, Ordinul (privind Promovarea Financiară) din 2005
OSI	Operator de sistem independent
OSIM	Oficiul de Stat pentru Invenţii şi Mărci.
OTI	Operator de transport independent
OUG 109/2011	Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului 109/2011
OUG 118/2021	Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului nr. 118/2021 privind stabilirea unei scheme de compensare pentru consumul de energie electrică şi gaze naturale pentru sezonul rece 2021-2022, precum şi pentru completarea Ordonanţei Guvernului nr. 27/1996 privind acordarea de facilităţi persoanelor care domiciliază sau lucrează în unele localităţi din Munţii Apuseni şi în Rezervaţia Biosferei „Delta Dunării"
OUG 119/2022	OUG 119/2022 pentru modificarea şi completarea OUG 27/2022 privind măsurile aplicabile clienţilor finali din piaţa de energie electrică şi gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023

OUG 153/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 153/2022 pentru modificarea OUG 27/2022 și OUG 119/2022
OUG 175/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 175/2022 pentru stabilirea unor măsuri privind obiectivele de investiții pentru realizarea de amenajări hidroenergetice în curs de execuție, precum și a altor proiecte de interes public major care utilizează energie regenerabilă
OUG 192/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 192/2022 pentru modificarea OUG 27/2022
OUG 27/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023
OUG 57/2007	Ordonanța de urgență a Guvernului 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice
OUG 78/2017	Ordonanța de urgență a Guvernului 78/2017
PCBCV	Piața contractelor bilaterale de certificate verzi
PC-OTC	Piața centralizată cu negociere dublă continuă
Perioada de Ofertă	Perioada de Ofertă pentru Acțiunile Oferite care va începe la data de 23 iunie 2023 și se va încheia la data de 4 iulie 2023
Perioada de Stabilizare	30 (treizeci) de zile calendaristice de la listarea Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București.
PFIC	Societate de investiții străine pasive (în engleză, *„passive foreign investment company"*)
PIB	Produsul Intern Brut.
PNIESC	Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice aprobat de Guvernul României la data de 4 octombrie 2021
PNRR	Planul Redresare și Reziliență a României
Prețul de Referință	450 RON/MWh
Prețul Final de Ofertă	Prețul per Acțiune Oferită la care Acțiunile Oferite vor fi vândute către investitori
Prețul Final de Ofertă Redus	Reducere de 3% din Prețul Final de Ofertă la care au dreptul Investitorii de Retail
Prospectul	Prezentul Prospect, întocmit în conformitate cu Regulamentul privind Prospectul
Provinciile Specificate	provinciile Alberta, British Columbia, Manitoba, Ontario și Quebec
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
QEF	Fond de alegere calificată („qualified electing fund")
QIB	„Cumpărători instituționali calificați" în Statele Unite
Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată	Datoria netă/(Numerar) Ajustat *împărțit* la EBITDA Ajustată
Raportul Wood Mackenzie	Raportul Pieței Wood Mackenzie din data de 3 martie 2023
Regatul Unit	Regatul Unit al Marii Britanii și Irlandei de Nord.
Registrul	Registrul administrat de Coordonatorii Globali Comuni
Regula 144A	Regula 144A conform Legii Valorilor Mobiliare
Regulamentul (CE) nr. 1228/2003	Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică

Regulamentul ASF nr. 5/2018	Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, emis de ASF, cu modificările ulterioare şi completările ulterioare.
Regulamentul Bruxelles Reformat	Regulamentul (UE) 1215/2012 al Parlamentului European şi al Consiliului privind competenţa judiciară, recunoaşterea şi executarea hotărârilor în materie civilă şi comercială (reformare)
Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice	Ordinul ANRE 5/2023 privind aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la consumatorii finali
Regulamentul nr. 1215/2012	Regulamentul (UE) nr. 1215/2012 al Parlamentului European şi al Consiliului privind competenţa judiciară, recunoaşterea şi executarea hotărârilor în materie civilă şi comercială
Regulamentul privind Abuzul de Piaţă	Regulamentul (UE) nr. 596/2014 al Parlamentului European şi al Consiliului din 16 aprilie 2014 privind abuzul de piaţă şi de abrogare a Directivei 2003/6/CE a Parlamentului European şi a Consiliului şi a Directivelor 2003/124/CE, 2003/125/CE şi 2004/72/CE ale Comisiei
Regulamentul privind Prospectul	Regulamentul (UE) 2017/1129 din 14 iunie 2017 privind prospectul care trebuie publicat în cazul unei oferte publice de valori mobiliare sau al admiterii de valori mobiliare la tranzacţionare pe o piaţă reglementată, cu modificările ulterioare
Regulamentul privind Prospectul din Regatul Unit	Regulamentul privind Prospectul, care face parte din dreptul intern al Regatului Unit în temeiul Legii Uniunii Europene (privind Retragerea) din 2018
Regulamentul privind Stabilizarea	Regulamentul (UE) nr. 596/2014 al Parlamentului European şi al Consiliului privind abuzul de piaţă şi Regulamentul Delegat (UE) 1052/2016 al Comisiei
Regulamentul REMIT	Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European şi al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea şi transparenţa pieţei angro de energie
Regulamentul S	Regulamentul S din Legea Valorilor Mobiliare.
Regulamentul TEN-E	Regulamentul (UE) 2022/869 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 715/2009, (UE) 2019/942 şi (UE) 2019/943 şi a Directivelor 2009/73/CE şi (UE) 2019/944 şi de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013
Regulamentul UE 2022/1854	Regulamentul 2022/1854 al Consiliului privind o intervenţie de urgenţă în legătură cu preţurile ridicate la energie
Regulamentul UE privind schimburile transfrontaliere	Regulamentul (CE) nr. 714/2009 privind condiţiile de acces la reţea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică
RENEL	Regia Autonomă de Electricitate
RON	Lei româneşti.
Schema de sprijin CfD	Schemă de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferenţe
Scrisoarea de Angajament	angajament irevocabil şi necondiţionat semnat de către Participanţii Eligibili în vederea respectării prevederilor prezentului Prospect şi a legii aplicabile, în forma pusă la dispoziţie de Banca Comerciala Romana S.A.
SEC	Comisia pentru Valori Mobiliare şi Bursă a Statelor Unite (în engleză, *Securities and Exchange Commission*)
SEE	Spaţiul Economic European.
SEN	Sistemul Energetic Naţional

SFA	Legea privind Valorile Mobiliare şi 2001 a Singapore
SHEN	Sistemul Hidroenergetic şi de Navigaţie
Situaţiile Financiare Consolidate Auditate	Situaţiile financiare consolidate auditate ale Grupului pentru anii încheiaţi la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020
Situaţiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate	situaţiile financiare consolidate interimare simplificate neauditate ale Grupului la data de şi pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023
Societatea, Hidroelectrica sau Emitentul	SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A., societate pe acţiuni constituită conform legislaţiei din România, înregistrată la Oficiul Registrului Comerţului Bucureşti sub numărul J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213.
SSC	Societate străină controlată
State Membre	Orice stat membru al Uniunii Europene
SUA sau Statele Unite	Statele Unite ale Americii.
TCJA	Legea pentru facilităţi fiscale şi crearea de locuri de muncă din 2017 (în limba engleză: „*Tax Cut and Jobs Act of 2017*")
Termeni şi Condiţii	termeni şi condiţii care se aplică tuturor investitorilor care sunt de acord să cumpere Acţiuni Oferite în cadrul Ofertei
TI	Tehnologia informaţiei
TO	Tehnologia operaţională
Transelectrica sau OTS	operatorul naţional de transport şi sistem al energiei electrice
Tranşa Investitorilor de Retail	O Tranşă a Ofertei constând într-un număr iniţial de 11.701.067 Acţiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul iniţial de Acţiuni Oferite) adresată Investitorilor de Retail prin intermediul unei oferte publice în România
Tranşa Investitorilor Instituţionali	o Tranşă a Ofertei constând într-un număr iniţial de 66.306.043 Acţiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul iniţial de Acţiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituţionali din afara Statelor Unite în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare; şi (ii) în Statele Unite, exclusiv persoanelor care sunt considerate în mod rezonabil a fi QIB conform definiţiei din Regula 144A sau în baza unei alte derogări acordate de la cerinţele de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare sau printr-o tranzacţie care nu face obiectul acestor cerinţe
Tranşă a Ofertei	Fiecare dintre Tranşa Investitorilor de Retail şi Tranşa Investitorilor Instituţionali.
UE	Uniunea Europeană
Wood Mackenzie	Grupul Wood Mackenzie

SOCIETATEA

SPEEH HIDROELECTRICA SA

Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15, București, România

ACȚIONARUL VÂNZĂTOR

FONDUL PROPRIETATEA S.A.

Strada Buzești nr. 76-80, etajul 7, București, România

COORDONATORI GLOBALI COMUNI

Citigroup Global Markets Europe AG
Reuterweg 16, 6032,
Frankfurt am Main,
Germania

Erste Group Bank AG
Am Belvedere 1, 1100,
Viena,
Austria

Jefferies International Limited
100 Bishopsgate,
EC2N 4 JL,
Londra, Regatul Unit

Jefferies GmbH
Bockenheimer Landstraße 24,
60323 Frankfurt am Main,
Germania

Morgan Stanley Europe SE
Große Gallusstraße 18,
60311 Frankfurt am Main,
Germania

CODEȚINĂTORII REGISTRULUI DE SUBSCRIERI

Banca Comercială Română S.A.
Calea Plevnei 159, Business Garden
București, Clădirea A,
etajul 6, București,
România

Barclays Bank Ireland PLC
One Molesworth Street
Dublin 2
Ireland D02 RF29

BofA Securities Europe SA
51 rue La Boétie
75008 Paris
Franța

UniCredit Bank AG, Milan Branch
Piazza Gae Aulenti, 4
20154 Milan

UBS Europe SE
Bockenheimer Landstrsse 2-4,
OpernTurm, 60306
Frankfurt am Main, Germania

WOOD & Company Financial Services, a.s.
Nam. Republiky 1079/1a, Palladium,
110 00 Prague,
Republica Cehă

INTERMEDIARI COORDONATORI

Auerbach Grayson & Co LLC
20 West 55th Street,
New York, NY 10019,
SUA

BRD – Groupe Societe Generale S.A.
Bd. Ion Mihalache 1-7,
BRD Tower,
Sectorul 1, București,
România

BT Capital Partners S.A.
74-76 Constantin
Brancusi,
Cluj-Napoca, 400347,
România

Swiss Capital S.A.
Bd. Dacia 20, etajul patru,
Romania Offices Building,
Sector 1, 010412,
București,
România

CONSULTANȚII JURIDICI AI SOCIETĂȚII

(în ceea ce privește legislația României)

Dentons Europe – Zizzi-Caradja și Asociații SPARL
The Mark,
Calea Griviței nr. 84-98,
București,
România

(în ceea ce privește legislațiile Angliei și SUA)

Dentons UK and Middle East LLP
One Fleet Place,
London, EC4M 7WS,
Regatul Unit

CONSULTANȚII JURIDICI AI MANAGERILOR

(în ceea ce privește legislația României)

Clifford Chance Badea SPRL
Strada Academiei nr. 28-30,
București,
România

(în ceea ce privește legislația Angliei)

Clifford Chance LLP
10 Upper Bank Street,
Londra E14 5JJ.
Regatul Unit

(în ceea ce privește legislația SUA)

Clifford Chance Partnerschaft MBB
Junghofstrasse 14,
Frankfurt Am Main,
Germania

CONSULTANȚII JURIDICI AI ACȚIONARULUI VÂNZĂTOR

(în ceea ce privește legislația României)

Filip SCA
Strada Gara Herăstrău 2, Clădirea
Equilibrium, Etajul 11,
Sector 2, București,
România

(în ceea ce privește legislația Angliei)

Linklaters
One Silk Street,
London, EC2Y 8HQ

AUDITOR INDEPENDENT

KPMG Audit SRL
Șoseaua București-Ploiești nr.89A,
București,
România

Pentru şi în numele

SOCIETĂŢII DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A.

Directorat SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A.

Bogdan-Nicolae BADEA

Preşedinte Directorat

Semnătura: .....

Marian BRATU
Membru Directorat

Semnătura: .....

Razvan Ionut PATALIU
Membru Directorat

Semnătura: .....

Andrei GEREA
Membru Directorat

Semnătura: .....

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Semnătura: .....

Departament juridic

Mihai-Radu SAPTEFRATI
Manager Departament

Semnătura: .....

Pentru şi în numele

FONDUL PROPRIETATEA S.A.

Johan MEYER

Reprezentant permanent al Franklin Templeton International Services S.à r.l., administratorul de fond de investiţii alternative şi administrator unic al FONDUL PROPRIETATEA S.A.

Semnătura: .....

INDEX LA SITUAȚIILE FINANCIARE

Situațiile Financiare Consolidate Auditate ale Grupului aferente anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020	F-30
Raportul Auditorului Independent	F-30
Situațiile Consolidate ale Poziției Financiare	F-40
Situațiile Consolidate ale Profitului sau Pierderii și altor Elemente ale Rezultatului Global	F-42
Situațiile Consolidate ale Modificărilor Capitalurilor Proprii	F-44
Situațiile Consolidate ale Fluxurilor de Numerar	F-46
Note la Situațiile Financiare Consolidate	F-48
Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate ale Grupului la data de și pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023	F-2
Raportul Auditorului Independent privind Revizuirea Situațiilor Financiare Consolidate Interimare Simplificate	F-2
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Poziției Financiare	F-4
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Profitului sau Pierderii și altor Elemente ale Rezultatului Global	F-6
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Modificărilor în Capitalurile Proprii	F-7
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Fluxurilor De Numerar	F-8
Note la Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate	F-10

KPMG Audit SRL
Sos. Bucuresti - Ploiesti nr. 89A
Sector 1, Bucuresti
013685, P.O.Box 18 - 191
Tel: +40 372 377 800
Fax: +40 372 377 700
www.kpmg.ro

Raportul auditorului independent privind revizuirea situatiilor financiare consolidate interimare simplificate

Catre actionari,
Societatea de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.

Introducere

Am revizuit situatia consolidata interimara simplificata anexata a pozitiei financiare a Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea") si filialei sale (impreuna „Grupul") la data de 31 martie 2023, situatiile consolidate interimare simplificate ale profitului sau pierderii si altor elemente ale rezultatului global, modificarilor capitalurilor proprii si fluxurilor de numerar pentru perioada de trei luni incheiata la aceasta data si notele la situatiile financiare consolidate interimare simplificate („situatii financiare consolidate interimare simplificate"). Conducerea este responsabila pentru intocmirea si prezentarea acestor situatii financiare consolidate interimare simplificate in conformitate cu Standardul International de Contabilitate 34 „Raportarea financiara interimara" adoptat de Uniunea Europeana. Responsabilitatea noastra este de a exprima o concluzie cu privire la aceste situatii financiare consolidate interimare simplificate pe baza revizuirii noastre.

Aria de acoperire a revizuirii

Am efectuat revizuirea in conformitate cu Standardul International pentru Misiunile de Revizuire 2410 „Revizuirea informatiilor financiare interimare efectuata de auditorul independent al entitatii". O revizuire a situatiilor financiare consolidate interimare simplificate consta in realizarea de intervievari, in principal ale persoanelor responsabile pentru aspectele financiare si contabile si in aplicarea procedurilor analitice si a altor proceduri de revizuire. Aria de acoperire a unei revizuiri este mult mai redusa decat aria de acoperire a unui audit desfasurat in conformitate cu Standardele Internationale de Audit si, in consecinta, nu ne permite sa obtinem asigurarea ca am fi descoperit toate aspectele semnificative care ar fi putut fi identificate in cadrul unui audit. Prin urmare, nu exprimam o opinie de audit.

Concluzie

Pe baza revizuirii noastre, nu am identificat niciun aspect care sa ne determine sa consideram ca situatiile financiare consolidate interimare simplificate anexate la data si pentru perioada de trei luni incheiata la 31 martie 2023 nu sunt intocmite, in toate aspectele semnificative, in conformitate cu Standardul International de Contabilitate 34 „Raportarea financiara interimara" adoptat de Uniunea Europeana.

Alte aspecte – Cifre corespondente

Cifrele corespondente pentru perioada de trei luni incheiata la 31 martie 2022 nu au fost auditate sau revizuite.

Pentru si in numele KPMG Audit S.R.L.:

Andreea Vasilescu

inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul AF2689

KPMG Audit SRL

inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul FA9

Bucuresti, Romania

24 mai 2023

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Auditor financiar: VASILESCU ANDREEA

Registrul Public Electronic: AF2689

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Firma de audit: KPMG AUDIT S.R.L.

Registrul Public Electronic: FA9

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A POZITIEI FINANCIARE
LA 31 MARTIE 2023
(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

	Notă	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale		19.368.470	19.521.363
Imobilizări necorporale		6.356	6.250
Numerar restricționat		101.057	101.057
Investitii in obligatiuni corporative	12	357.957	351.338
Alte active imobilizate		216.991	218.236
Total active imobilizate		**20.050.831**	**20.198.244**
Active circulante			
Stocuri		74.584	72.433
Creanțe comerciale	13	2.314.868	1.350.677
Investiții in depozite	12	3.677.291	3.034.745
Numerar și echivalente de numerar	11	1.233.150	660.734
Alte active circulante		177.435	115.400
Total active circulante		**7.477.328**	**5.233.989**
Total active		**27.528.159**	**25.432.233**
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		5.513.466	5.513.466
Contributii in avans ale actionarilor	14	10.452	—
Rezerva din reevaluare		10.917.075	11.021.335
Alte rezerve		1.023.188	1.023.188
Rezultat reportat		5.856.476	4.028.861
Total capitaluri proprii		**23.320.957**	**21.586.850**
Datorii			
Datorii pe termen lung			
Împrumuturi bancare		367.910	390.491
Datorii aferente contractelor de leasing		7.257	7.567
Venituri în avans		180.176	181.522
Datorii privind impozitul amânat		1.311.901	1.315.946
Beneficiile angajaților		122.172	121.840
Provizioane		825.166	817.089
Datorii comerciale		25.453	428
Alte datorii		8.903	5.765
Total datorii pe termen lung		**2.848.938**	**2.840.648**

	Notă	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Datorii curente			
Imprumuturi bancare		93.456	94.001
Datorii aferente contractelor de leasing		6.145	7.834
Datorii comerciale		389.982	282.996
Datorii aferente contractelor cu clienții		70.946	84.684
Datorii privind impozitul pe profit curent		514.397	171.978
Venituri în avans		5.655	5.696
Beneficiile angajaților		99.317	105.845
Provizioane		121.680	121.760
Taxa pentru producatorii de energie electrica	7D	23.939	91.370
Alte datorii		32.747	38.571
Total datorii curente		**1.358.264**	**1.004.735**
Total datorii		**4.207.202**	**3.845.383**
Total capitaluri proprii și datorii		**27.528.159**	**25.432.233**

Notele atasate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate interimare simplificate.

Bogdan BADEA
Presedinte Directorat

Marian BRATU
Membru Directorat

Andrei GEREA
Membru Directorat

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Razvan PATALIU
Membru Directorat

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

Gabriela VASILESCU
Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A PROFITULUI SAU PIERDERII SI A ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL
PENTRU PERIOADA DE TREI LUNI INCHEIATA LA 31 MARTIE 2023
(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

		Perioada de trei luni incheiata la	
	Nota	**31 martie 2023**	**31 martie 2022**
Venituri	6	3.272.090	2.491.586
Alte venituri		10.366	29.571
Apa uzinată	7A	(163.598)	(110.856)
Cheltuieli cu beneficiile angajatilor		(157.913)	(130.086)
Transport şi distribuţie de energie electrică	7C	(250.401)	(74.396)
Energie electrică achiziţionată	7B	(160.210)	(40.435)
Cheltuieli cu certificatele verzi		(36.857)	(34.982)
Amortizarea imobilizarilor corporale şi necorporale		(198.221)	(191.947)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale		144	33.948
Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale		(34.977)	(2.700)
Reparatii, întreţinere, materiale şi consumabile		(18.286)	(15.592)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	7D	(230.561)	(369.042)
Alte cheltuieli de exploatare		(46.832)	(38.543)
Profit din exploatare		**1.984.744**	**1.546.526**
Venituri financiare		87.813	28.303
Cheltuieli financiare		(10.828)	(9.947)
Rezultat financiar net		**76.985**	**18.356**
Profit înainte de impozitare		**2.061.729**	**1.564.882**
Cheltuiala cu impozitul pe profit	10	(338.374)	(276.984)
Profit net		**1.723.355**	**1.287.898**
Rezultat pe actiune			
Rezultatul pe actiune de baza si diluat (RON)	10	**3,84**	**2,87**
Alte elemente ale rezultatului global		—	—
Rezultat global		**1.723.355**	**1.287.898**

Notele atasate constituie parte integrantă a acestor situaţii financiare consolidate interimare simplificate.

Bogdan BADEA
Presedinte Directorat

Marian BRATU
Membru Directorat

Andrei GEREA
Membru Directorat

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Razvan PATALIU
Membru Directorat

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

Gabriela VASILESCU
Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A MODIFICARILOR CAPITALURILOR PROPRII

PENTRU PERIOADA DE TREI LUNI INCHEIATA LA 31 MARTIE 2023

(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2022	**5.513.466**	**9.612.905**	**962.074**	**3.095.072**	**19.183.517**
Total rezultat global					
Profit net	—	—	—	1.287.898	**1.287.898**
Total rezultat global	—	—	—	**1.287.898**	**1.287.898**
Alte modificări ale capitalurilor proprii					
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării şi ieşirilor de imobilizări corporale	—	(92.452)	—	92.452	—
Sold la 31 martie 2022	**5.513.466**	**9.520.453**	**962.074**	**4.475.422**	**20.471.415**

	Capital social	Contributii in avans ale actionarilor	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2023	**5.513.466**	—	**11.021.335**	**1.023.188**	**4.028.861**	**21.586.850**
Total rezultat global						
Profit net	—	—	—	—	1.728.355	**1.728.355**
Total rezultat global	—	—	—	—	**1.728.355**	**1.728.355**
Tranzactii cu actionarii Societatii						
Contributii si distribuiri						
Contributii in avans la capitalul social (Nota 14)	—	10.752	—	—	—	**10.752**
Total tranzactii cu actionarii Societatii	—	**10.752**	—	—	—	**10.752**
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării şi ieşirilor de imobilizări corporale	—	—	(104.260)	—	104.260	—
Sold la 31 martie 2023	**5.513.466**	**10.752**	**10.917.075**	**1.023.188**	**5.861.476**	**23.320.957**

Notele ataşate constituie parte integrantă a acestor situaţii financiare consolidate interimare simplificate.

Bogdan BADEA
Presedinte Directorat

Marian BRATU
Membru Directorat

Andrei GEREA
Membru Directorat

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Razvan PATALIU
Membru Directorat

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

Gabriela VASILESCU
Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A FLUXURILOR DE NUMERAR
PENTRU PERIOADA DE TREI LUNI INCHEIATA LA 31 MARTIE 2023
(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

		Perioada de trei luni incheiata la	
	Notă	31 martie 2023	31 martie 2022
Fluxuri de numerar din activitatea de exploatare:			
Profit net		1.723.355	1.287.898
Ajustări pentru:			
Amortizarea imobilizărilor corporale		197.702	191.333
Amortizarea imobilizărilor necorporale		519	614
Reversarea pierderilor din depreciarea imobilizărilor corporale, net		(144)	(33.948)
Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale, net		34.977	2.700
Castig din cedări de imobilizări corporale		—	(27)
Castiguri din diferenţe de curs valutar		(146)	(164)
Venituri din dobânzi		(86.488)	(28.303)
Cheltuieli cu dobânzile		2.766	1.230
Cheltuiala cu impozitul pe profit	10	338.374	276.984
		2.210.915	**1.698.317**
Modificari în:			
Creanţe comerciale		(998.872)	(277.002)
Stocuri		(2.151)	(2.782)
Numerar restrictionat		—	(800)
Alte active		(52.733)	(64.504)
Datorii comerciale		139.852	46.194
Venituri în avans		(1.386)	(1.401)
Beneficiile angajaţilor		(6.197)	(6.687)
Provizioane		7.996	7.699
Alte datorii		(84.094)	(167.063)
Numerar generat din activităţi de exploatare		**1.213.330**	**1.231.971**
Dobânzi plătite		(2.822)	(430)
Impozit pe profit plătit		—	—
Numerar net din activitatea de exploatare		**1.210.508**	**1.231.541**
Fluxuri de numerar din activitatea de investiţii:			
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări corporale		(41.761)	(29.790)
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări necorporale		(617)	—
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		—	203
Plăţi pentru depozite detinute in scop investitional		(3.630.000)	(2.250.000)
Încasări din depozite detinute in scop investitional		2.980.000	100.000
Încasări din obligatiuni guvernamentale ajunse la scadenta		—	235.410
Dobânzi încasate		78.970	14.220
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii		**(613.408)**	**(1.929.957)**

	Notă	Perioada de trei luni încheiata la	
		31 martie 2023	31 martie 2022
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:			
Rambursări de împrumuturi		(22.822)	(22.977)
Plăți aferente contractelor de leasing		(1.862)	(1.359)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		**(24.684)**	**(24.336)**
Creșterea/(descresterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar		**572.416**	**(722.752)**
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	11	660.734	1.104.890
Numerar și echivalente de numerar la 31 martie	**11**	**1.233.150**	**382.138**

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate interimare simplificate.

Bogdan BADEA
Presedinte Directorat

Marian BRATU
Membru Directorat

Andrei GEREA
Membru Directorat

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Razvan PATALIU
Membru Directorat

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

Gabriela VASILESCU
Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ŞI INFORMAŢII GENERALE

(a) Informaţii generale despre Grup

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea" sau „Hidroelectrica S.A.") este înregistrata in România. Sediul principal al Societăţii este Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, Cladirea Tower Center, etajele 10-15, Sector 1, Bucureşti. Societatea este inregistrata la Oficiul Registrului Comertului sub nr. J40/7426/2000 si are cod unic de inregistrare 13267213. Aceste situaţii financiare consolidate interimare simplificate includ Societatea şi filialele sale (denumite împreună „Grupul").

Grupul are ca principale obiecte de activitate producerea de energie electrică (hidro si eoliana) şi furnizarea de energie electrica consumatorilor finali.

Acţionarii Societaţii sunt Statul român, reprezentat prin Ministerul Energiei, care deţine 80,06% din actiuni şi Fondul Proprietatea, care deţine 19,94% din actiuni.

Societatea este administrată în sistem dualist, de către Consiliul de Supraveghere şi Directorat.

Ofertă publică Iniţială ("IPO")

Prin Hotărârea Adunării Generale a acţionarilor din data de 31 martie 2022, a fost aprobată oferta publică iniţială a Societatii. Până la 19,94% din acţiuni vor fi oferite spre vânzare (acţiuni deţinute de Fondul Proprietatea, acţionarul minoritar) atât către invetitori persoane fizice şi către investitori instituţionali de pe bursa romanească, precum şi către investitori calificaţi din Statele Unite. Procesul IPO este planificat pentru anul 2023.

Lista filialelor

La 31 martie 2023 şi 31 decembrie 2022 Hidroelectrica are următoarea filială:

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participaţie la 31 martie 2023	% participaţie la 31 decembrie 2022
Hidroserv S.A. (societate în insolvenţă).....	Servicii în sectorul energetic (întreţinere, reparaţii, construcţii)	Bucureşti, România	100%	100%

In data de 23 decembrie 2020 Societatea a incheiat un contract de cumparare de actiuni cu STEAG GmbH pentru achizitionarea a 100% din Crucea Wind Farm S.A. si Hidroelectrica Wind Services S.R.L. (fosta STEAG Energie Romania S.R.L.). Societatea a obtinut controlul asupra acestor entitati in martie 2021. Activitatea principala a Crucea Wind Farm S.A. este producerea de energie eoliana. Parcul eolian Crucea, situat in localitatea Crucea, judetul Constanta, si-a inceput activitatea la 1 octombrie 2014 si are o capacitate instalata de 108 MW, constand din 36 de turbine Vestas de 3 MW. Hidroelectrica Wind Services S.R.L. este o societate de exploatare, intretinere (O&M) si administrare, care ofera servicii exclusiv catre Crucea Wind Farm S.A.

La 31 decembrie 2022, Crucea Wind Farm S.A. si Hidroelectrica Wind Services S.R.L au fuzionat cu Hidroelectrica.

(b) Mediul legislativ

Activitatea in sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Naţională de Reglementare în Domeniul Energiei („ANRE").

Principalele responsabilităţi ale ANRE includ: licenţelor entităţilor care activeaza în sectorul energetic, emiterea reglementarilor aplicabile pieţei energiei electrice, aprobarea preţurilor şi tarifelor reglementate şi emiterea metodologiilor pentru stabilirea preţurilor şi tarifelor reglementate.

(c) Principalele activităţi ale Grupului

Producerea de energie electrică şi servicii de sistem

Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 187 de hidrocentrale şi microhidrocentrale (principala capacitate de producţie fiind Porţile de Fier I si Porţile de Fier II, care reprezintă aproximativ 40% din totalul energiei electrice produse) si 36 de turbine eoliene de 3MW fiecare.

Energie electrică produsă este vândută atat pe piata angro, cat si pe piata cu amanuntul (furnizare catre consumatorii finali).

La 1 ianuarie 2023 a fost implementat de catre Guvern un mecanism de achizitie centralizata a energiei electrice prin care producatorii de energie electrica vand 80% din cantitatea disponibila de energie produsa (din productia necontractata pana in luna octombrie 2022) catre operatorul pietei, OPCOM, la pretul fix de 450 RON/MWh. OPCOM revinde energia electrica furnizorilor si anumitor consumatori mari (ex. operatorii de distributie a energiei electrice) la acelasi pret de 450 lei/MWh. Acest mecanism de fixare a pretului se aplica intre 1 ianuarie 2023 si 31 martie 2025.

Hidroelectrica SA furnizeaza, de asemenea, servicii de sistem către operatorul sistemului energetic naţional, Transelectrica. Serviciile de sistem presupun punerea la dispoziţia Transelectrica a unei capacităţi convenite de producere a energiei electrice într-o anumită perioada de timp, astfel încât să permită operatorului de sistem să realizeze echilibrarea permanentă a sistemului energetic.

Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali

Piaţa energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată şi toţi consumatorii sunt liberi să îşi aleagă furnizorul de energie electrica de la care pot achiziţiona energie electrica la preţuri negociate.

Grupul furnizează energie electrică la tarife negociate atat consumatorilor industriali, cat şi catre consumatorii casnici. Tariful de furnizare include, pe lângă preţul energiei electrice, costurile de transport şi distribuţie a energiei electrice, contribuţia la schema de sprijin pentru cogenerare de inalta eficienţă si costul certificatelor verzi (vezi secţiunea privind *certificatele verzi*).

Începând cu 1 noiembrie 2021, din cauza creşterii semnificative a preţurilor energiei pe pieţele internaţionale şi naţionale şi a impactului acestora asupra consumatorilor din România, Guvernul a implementat scheme de sprijin pentru consumatori, dupa cum urmeaza:

- plafonarea tarifelor de furnizare a energiei electrice pentru consumatorii casnici (până la 31 martie 2025) şi non-casnici (până la 31 ianuarie 2022 pentru anumite tipuri de consumatori non-casnici si in perioada 1 februarie 2022 – 31 martie 2025 pentru toti consumatorii non-casnici) şi primirea unei subvenţii din partea statului pentru a compensa impactul mecanismului de plafonare. Impactul acestui mecanism asupra performantei financiare a Grupului in primul trimestru al anului 2023 a fost diminuarea veniturilor ca urmare a plafonarii preturilor cu 278 milioane RON si recuperarea prin subventii de la stat estimate la 460 mii RON, subventii care vor fi recunoscute de Grup dupa emiterea facturilor catre consumatorii finali (primul trimestru al anului 2022: diminuarea veniturilor cu 42 milioane RON, subventii 0; anul financiar 2022: diminuarea veniturilor cu 551 milioane RON, subventii: 23 milioane RON).

Certificate verzi („CV")

În calitate de producător de energie electrică din surse regenerabile (energie eoliana si energie hidroelectrică în microhidrocentrale retehnologizate cu o capacitate instalată de cel mult 10MW şi cu o durată de funcţionare de cel puţin 15 ani de la data punerii în funcţiune), Grupul primeste certificate verzi prin schema de sprijin a certificatelor verzi.

Grupul primeste intre 2,86 si 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de microhidrocentralele eligibile (7 in 2023, 8 in 2022) şi 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian.

Certificatele verzi pot fi vândute pe pieţele spot si forward. Preţul de vânzare trebuie să se incadreze între valorile minime şi maxime stabilite de lege:

(a) o valoare minimă de tranzacţionare de 29,4 EUR /CV şi

(b) o valoare maximă de tranzacţionare de 35 EUR /CV.

În calitate de furnizor de energie electrică, Grupul este obligat să achiziţioneze un număr de certificate verzi calculat prin inmultirea cotei anuale obligatorii de cumparare a certificatelor verzi cu cantitatea (in MWh) de energie electrică furnizată consumatorilor finali. ANRE stabileşte nivelul anual al cotei obligatorii de

cumparare a certificatelor verzi. Cota anuala provizorie pentru 2023 este 0,4943963 certificate verzi pe MWh (2022: 0,5014313 certificate verzi pe MWh).

Taxa pentru producatorii de energie electrica

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) şi 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre preţul mediu net lunar de vânzare si pretul de 450 RON pe MWh.

Preţul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza veniturilor lunare ale segmentului de producere de energie electrica, ce include vanzarea pe piata angro a energiei electrice produse si valoarea energiei electrice transferate in cadrul aceleiasi entitati din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) catre portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice), minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziţionata, tarifele de administrare a pieţei şi tarifele de tranzacţionare. Cheltuielile de productie a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

2. BAZELE CONTABILITĂŢII

Aceste situaţii financiare consolidate interimare simplificate („situatii financiare interimare") au fost întocmite în conformitate cu IAS 34 „Raportarea financiara interimara" adoptat de Uniunea Europeana si trebuie sa fie citite impreuna cu ultimele situatii financiare consolidate anuale ale Grupului la data de si pentru anul financiar incheiat la 31 decembrie 2022. Aceste situatii financiare interimare simplificate nu includ toate informatiile necesare pentru un set complet de situatii financiare intocmite in conformitate cu Standardele Internaţionale de Raportare Financiară (IFRS) adoptate de Uniunea Europeană (IFRS-EU). Cu toate acestea, anumite note explicative sunt incluse pentru a explica evenimente si tranzacţii care sunt semnificative pentru intelegerea modificarilor survenite in pozitia si performanta financiara a Grupului de la ultimele situatii financiare anuale.

Aceste situaţii financiare consolidate interimare simplificate au fost autorizate pentru emitere de către Directoratul Societatii la data de 23.05.2023.

3. UTILIZAREA RAŢIONAMENTELOR SI A ESTIMARILOR CONTABILE

La întocmirea acestor situaţii financiare interimare, conducerea a elaborat raţionamente profesionale si estimări care afectează aplicarea politicilor contabile ale Grupului şi valorile raportate ale activelor, datoriilor, veniturilor şi cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări.

Estimările şi ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute prospectiv.

Raţionamentele semnificative elaborate de catre conducere in aplicarea politicilor contabile ale Grupului si sursele principale ale incertitudinilor de estimare au fost aceleaşi cu cele descrise în ultimele situaţii financiare anuale, cu exceptia rationamentului de mai jos cu privire la valoarea justa a imobilizarilor corporale.

i. Valoarea justa a imobilizarilor corporale

Ulterior recunoasterii iniţiale, Grupul evaluează terenurile, constructiile şi alte elemente de imobilizări corporale la valoarea reevaluată. Cea mai recentă reevaluare a imobilizărilor corporale a fost efectuată la 31 decembrie 2022.

Majoritatea imobilizărilor corporale ale Grupului sunt reevaluate prin tehnica costului de înlocuire net, una dintre variabilele determinante utilizate fiind evoluţia costului materialelor de construcţii.

La 31 martie 2023, având în vedere evoluţia costului materialelor de construcţie în primul trimestru al anului 2023, conducerea a determinat că valoarea contabilă a imobilizărilor corporale nu diferă semnificativ fata de cea care ar fi determinată utilizand valoarea justa.

Determinarea valorii juste

Un numar de politici contabile si prezentari de informatii ale Grupului necesită determinarea valorilor juste pentru activele şi datoriile financiare şi activele nefinanciare (imobilizari corporale).

Atunci cand determina valoarea justa a unui activ sau a unei datorii, Grupul 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 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 un 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 valore justa este clasificată în întregime la acelasi 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 Nota 15 Instrumente financiare.

4. MODIFICARI ALE POLITICILOR CONTABILE

Cu exceptia modificarii prezentate mai jos, politicile contabile aplicate in aceste situatii financiare consolidate interimare sunt aceleasi cu cele aplicate in situațiile financiare consolidate ale Grupuolui la data si pentru anul financiar incheiat la 31 decembrie 2022.

Impozitul amânat aferent activelor și datoriilor care rezulta dintr-o singură tranzacție

Grupul a adoptat *Impozitul amânat aferent activelor și datoriilor care rezulta dintr-o singură tranzacție – Amendamente la IAS 12* incepand cu 1 ianuarie 2023. Amendamentele restrâng domeniul de aplicare a exceptiei de la recunoașterea inițială pentru a exclude tranzacțiile care genereaza diferențe temporare egale si de semn contrar – de exemplu, contractele de leasing si datoriile de dezafectare. Pentru contractele de leasing si datoriile de dezafectare, o entitate trebuie sa recunoasca creantele si datoriile asociate privind impozitul amanat de la inceputul primei perioade anterioare prezentate, orice efect cumulativ fiind recunoscut ca o ajustare a rezultatului reportat sau a altor componente ale capitalurilor proprii la acea data. Pentru toate celelalte tranzactii, amendamentele se aplica tranzactiilor care au loc dupa inceputul celei mai recente perioade prezentate.

Grupul a contabilizat anterior impozitul amânat in legatura cu datoriile aferente contractelor de leasing utilizand abordarea „integrata", ceea ce a generat un rezultat similar cu cel al amendamentelor, cu excepția recunoasterii creantei sau datoriei nete privind impozitul amânat. Ca urmare a aplicarii amendamentelor, Grupul a recunoscut separat o creanta privind impozitul amanat in legatura cu datoriile aferente contractelor de leasing si o datorie privind impozitul amanat in legatura cu activele aferente dreptului de utilizare. Cu toate acestea, nu a existat niciun efect asupra situatiei pozitiei financiare deoarece soldurile indeplinesc criteriile de compensare conform paragrafului 74 din IAS 12. De asemenea, nu a existat niciun efect asupra soldului initial al rezultatului reportat la 1 ianuarie 2022 ca urmare a modificării. Impactul principal pentru Grup se referă la prezentarea informatiilor privind crentele sau datoriile privind impozitul amanat recunoscute – aceaste prezentare de informatii va fi furnizata în situațiile financiare anuale.

Modificarea politicii contabile va fi reflectata, de asemenea, în situațiile financiare consolidate ale Grupului la data și pentru anul incheiat la 31 decembrie 2023.

5. SEGMENTE OPERATIONALE

A. Bazele segmentarii

Grupul a identificat doua segmente raportabile pe baza licentelor de operare detinute – producerea de energie electrică și furnizarea de energie electrica.

Tabelul urmator descrie activitatile fiecarui segment raportabil:

Segment raportabil	Activitati
Producerea de energie electrica	Producere de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor si turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem catre operatorul de sistem (punerea la dispozitie a unei capacitati de productie agreate pentru nevoile de echilibrare a sistemului energetic). Energia electrica produsa este vândută în principal furnizorilor de energie electrică şi entităţilor care comercializeaza energie electrică pe piaţa 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 şi casnici. Energia electrica furnizata consumatorilor finali este produsa, in principal, de segmentul de producere a energiei electrice, iar in cazul in care exista un deficit, acesta este acoperit prin achizitii de energie electrica spot sau forward.

Directoratul Societăţii revizuieşte rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanţa, deoarece conducerea consideră că aceasta informaţie este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor.

B. Informatii despre segmentele raportabile

Perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Eliminari intre segmente	Total consolidat
Venituri externe	2.117.056	1.155.034	3.272.090	—	3.272.090
Venituri intre segmente	368.076	—	368.076	(368.076)	—
Venituri ale segmentului	**2.485.132**	**1.155.034**	**3.640.166**	**(368.076)**	**3.272.090**
Profit inainte de impozitare al segmentului	**1.703.591**	**358.138**	**2.061.729**	—	**2.061.729**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	75.748	1.237	76.985	—	76.985
Amortizarea imobilizarilor	(198.204)	(17)	(198.221)	—	(198.221)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizarilor corporale	144	—	144	—	144
Energie electrica achizitionata	(43.624)	(423.240)	(466.864)	306.654	(160.210)
Cheltuieli cu certificatele verzi	—	(98.279)	(98.279)	61.422	(36.857)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(155.411)	(2.502)	(157.913)	—	(157.913)
Apa uzinata	(163.598)	—	(163.598)	—	(163.598)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(230.561)	—	(230.561)	—	(230.561)
Transport si distributie de energie electrica	(16.053)	(234.348)	(250.401)	—	(250.401)
Alte cheltuieli	(60.290)	(39.805)	(100.095)	—	(100.095)

Perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Eliminari intre segmente	Total consolidate
Venituri externe	2.045.475	446.111	2.491.586	—	2.491.586
Venituri intre segmente	158.278	—	158.278	(158.278)	—
Venituri ale segmentului	**2.203.753**	**446.111**	**2.649.864**	**(158.278)**	**2.491.586**
Profit inainte de impozitare al segmentului	**1.379.537**	**185.345**	**1.564.882**	—	**1.564.882**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	18.228	128	18.356	—	18.356
Amortizarea imobilizarilor	(191.934)	(13)	(191.947)	—	(191.947)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizarilor corporale	33.948	—	33.948	—	33.948
Energie electrica achizitionata	(40.435)	(154.519)	(194.954)	154.519	(40.435)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(2.871)	(35.870)	(38.741)	3.759	(34.982)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(128.399)	(1.687)	(130.086)	—	(130.086)
Apa uzinata	(110.856)	—	(110.856)	—	(110.856)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(369.042)	—	(369.042)	—	(369.042)
Transport si distributie de energie electrica	(8.980)	(65.416)	(74.396)	—	(74.396)
Alte cheltuieli	(53.517)	(3.318)	(56.835)	—	(56.835)

Alte cheltuieli includ urmatoarele pozitii din situatia consolidata interimara a profitului sau pierderii: Reparatii, întreţinere, materiale şi consumabile, Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale si Alte cheltuieli de exploatare.

Segmentul de producere a energiei electrice include, de asemenea, serviciile de sistem şi producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA (a se vedea detaliile in Nota 6).

Veniturile intre segmente includ valoarea energiei electrice produse si transferate în cadrul aceleiaşi entităţi din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) catre portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice) in suma de 334.562 mii RON pentru perioada de trei luni incheiata la 31 martie 2023 (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 139.369 mii RON). Veniturile intre segmente sunt calculate in baza unei metodologii aprobatre de Directorat in 2021. Metodologia utilizată pentru calculul preţului de transfer între segmente are la baza costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu 2 luni înaintea lunii de calcul, plus o marjă internă.

Toate veniturile sunt obtinute in Romania.

Activele si datoriile totale la nivel de segmente nu sunt incluse in rapoartele de management, revizuite de catre Directorat.

6. VENITURI

A. Venituri din contractele cu clienţii

Grupul obtine venituri din:

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
Vanzarea angro a energiei electrice	2.047.901	1.929.317
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul)	1.155.034	446.111
Servicii de sistem	69.111	110.295
Vanzari de certificate verzi	—	3.642
Servicii de mentenanta	44	2.221
Total	**3.272.090**	**2.491.586**

Veniturile din energia electrica furnizata consumatorilor finali reflecta valoarea volumului de energie furnizata, care are la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distributie,

auto-citiri raportate de consumatori sau estimari privind energia electrica livrata pentru care citirile nu au fost inca efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri si sfarsitul perioadei.

Majoritatea vanzarilor de energie cu amanuntul in primul trimestru al anului 2023 este catre consumatori non-casnici (aproximativ 75% din volum), pentru care sunt efectuate citiri automate la sfarsitul fiecarei luni. De asemenea, aproximativ 60% din volumul furnizat consumatorilor casnici in primul trimestru al anului 2023 este determinat pe baza citirilor de contoare la sfarsitul anului, iar restul are la baza estimarea consumului. In consecinta, Grupul 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.

In perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023, Grupul a produs 4.410 GWh (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 3.299 GWh) si a vandut 4.831 GWh (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 3.463 GWh). Din cantitatea totala vanduta, 1.479 GWh au fost furnizati consumatorilor finali in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 (724 GWh in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022).

Activitatea Grupului este supusa unor fluctuatii sezoniere intrucat productia de energie electrica variaza in functie de conditiile hidrologice. Cu toate acestea, variatiile sezoniere nu sunt semnificative.

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 angro a energiei electrice) – 308.628 mii RON in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 (9%), 544.675 mii RON in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022 (22%);
- OPCOM SA, operatorul pietei – vanzarea energiei electrice produse in cadrul mecanismului de achizitie centralizata si pe piata spot – 1.238.180 mii RON in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 (38%) si vanzarea pe piata spot a energiei electrice produse – 642.135 mii RON in periioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022 (26%).

Momentul recunoasterii veniturilor:

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
Venituri recunoscute in timp	3.272.046	2.485.722
Venituri recunoscute la un moment specific	44	5.864
Total	**3.272.090**	**2.491.586**

7. ALTE CHELTUIELI DE EXPLOATARE

A. Apa uzinata

Apa uzinata reprezinta apa utilizata de hidrocentrale pentru a produce energie electrica. Conform legislatiei romanesti, o taxa pe metru cub de apa utilizata este stabilita anual de Agentia Nationala Apele Romane. Pentru primul trimestru al anului 2023 taxa este 1,40 RON pe o mie de metri cubi (primul trimestru al anului 2022: 1,23 RON pe o mie de metri cubi).

B. Energie electrica achizitionata

Grupul achizitioneaza energie electrica pentru echilibrarea deficitului dintre energia electrica contractata pentru vanzare si energie electrica efectiv produsa.

In primul trimestru al anului 2023, Grupul a achizitionat 421 GWh (primul trimestru al anului 2022: 164 GWh) pentru 160.210 mii RON (primul trimestru al anului 2022: 40.435 mii RON). Cresterea achizitiilor de energie electrica in primul trimestru al anului 2023 reprezinta energia electrica achizitionata pentru segmentul de furnizare.

C. Transport si distributie de energie electrica

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
Injectia energiei electrice produse in sistemul national	10.631	4.946
Distributia energiei electrice furnizate	184.651	45.440
Transportul energiei electrice furnizate	55.119	24.010
Total	**250.401**	**74.396**

D. Taxa pentru producatorii de enegie electrica

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) şi 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre preţul mediu net lunar de vânzare si pretul de 450 RON pe MWh.

Preţul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare de energie electrică ale segmentului de producere de energie electrica minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziţionata, tarifele de administrare a pieţei şi tarifele de tranzacţionare. Cheltuielile de producere a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

Venitul lunar al segmentului de producere de energie electrica include, conform legislaţiei, vânzarea angro a energiei electrice produse si/sau achizitionate şi valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiaşi entităţi din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) in portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice). Deoarece legislaţia nu defineste si nu include prevederi cu privire la modul în care trebuie calculată valoarea de transfer intre portofoliul de producere si portofoliul de furnizare, Grupul a utilizat metodologia interna de calcul al pretului de transfer intre activitatile licentiate (producere si furnizare) aprobată de Directorat in 8 iunie 2021, anetrior emiterii legislatiei privind taxa pentru producatorii de energie electrica. Aceasta metodologie are la baza costul mediu de producere a energiei electrice in ultimele 12 luni incheiate cu 2 luni inaintea lunii de calcul, plus o marja interna. Aceasta metodologie poate diferi fata de metodologiile utilizate de alte societati avand in vedere ca nu exista o lege care sa prevada o anumita definitie sau metodologie de calcul.

Taxa calculata de Grup pentru perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 a fost in suma de 230.561 mii RON (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 369.042 mii RON). La 31 martie 2023 soldul de plata este in suma de 23.939 mii RON (31 decembrie 2022: 91.370 mii RON).

Autoritatile fiscale romane, prin Directia Generala Antifrauda Fiscala, au efectuat trei controale in cadrul Grupului asupra taxei pentru producatorii de energie electrica, doua pentru perioada 1 septembrie–31 decembrie 2022 pentru Societatile Hidroelectrica si Crucea Wind Farm, care au fost finalizate prin procesele verbale intocmite in data de 11 aprilie 2023, respectiv 12 aprilie 2023 si unul pentru perioada 1 aprilie- 31 august 2022 care a fost finalizat prin procesul verbal intocmit in data de 19 aprilie 2023. Conform procesului verbal intocmit in data de 11 aprilie 2023, autoritatile nu au adus modificari asupra metodei de calcul al taxei sau asupra modalitatii de calcul al pretului de transfer din portofoliul de producere in portofoliul de furnizare, dar au identificat o problema cu privire la data incepand cu care a fost aplicata de catre Societate Legea 357/2023. De asemenea, autoritatile fiscale au mentionat faptul ca prevederile Codului Fiscal privind preturile de transfer nu se aplica in cazul pretului de transfer a energiei electrice intre portofolii/segmente, deoarece aceste prevederi reglementeaza tranzactiile intre parti afiliate, si nu tranzactiile efectuate in cadrul aceleiasi entitati.

Legea 357/2023 a fost publicata de autoritati in 16 decembrie 2022 si a modificat modul de calcul al pretului mediu net lunar de vanzare, prin limitarea veniturilor in scop doar la veniturile din energia electrica produsa si vanduta sau transferata intre segmente, si limitarea cheltuielilor doar la cheltuielile din echilibrare plafonate la 5% din veniturile din energia electrica produsa si valoarea de transfer al energiei electrice transferate intre segmente. Textul legii mentioneaza ca prevederile legii sunt aplicabile incepand cu 1 septembrie 2022, insa Societatea a aplicat legea incepand cu data publicarii, 16 decembrie 2022.

Conform procesului verbal intocmit in data de 11 aprilie 2023, organele fiscale au aplicat legea retroactiv de la 1 septembrie 2022, astfel au calculat taxa suplimentara in suma de 62.052 mii RON, care a fost prezentata de Societate drept datorie contingenta. Analiza privind aplicarea retroactiva a legii este prezentata in Nota 16 c).

Conform procesului verbal intocmit in data de 19 aprilie 2023 pentru Societate pentru perioada 1 aprilie – 31 august 2022, precum si conform procesului verbal intocmit in data de 12 aprilie 2022 pentru Crucea Wind Farm, autoritatile fiscale nu au calculat sume suplimentare de plata.

8. REZULTATUL FINANCIAR

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
Venituri din dobânzi	86.489	28.303
Alte venituri financiare	1.324	—
Venituri financiare	**87.813**	**28.303**
Cheltuieli cu dobânzile	(2.766)	(1.230)
Actualizarea provizioanelor pe termen lung	(8.076)	(6.851)
Câştig sau (pierdere) din diferenţe de curs valutar	14	41
Alte cheltuieli financiare	—	(1.907)
Cheltuieli financiare	**(10.828)**	**(9.947)**
Rezultat financiar net	**76.985**	**18.356**

9. REZULTAT PE ACTIUNE

Calculul rezultatului pe actiune s-a bazat pe profitul atribuibil acţionarilor ordinari şi pe numărul mediu ponderat de acţiuni ordinare în circulaţie.

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
Profit atribuibil actionarilor Societatii		
Profit net atribuibil actionarilor Societatii	1.723.355	1.287.898
Profitul atribuibil actionarilor ordinari	**1.723.355**	**1.287.898**
Numarul mediu ponderat de actiuni ordinare (de baza si diluat)		
Actiuni ordinare emise la 1 ianuarie	448.459.482	448.459.482
Numarul mediu ponderat de actiunilor ordinare la 31 martie	**448.459.482**	**448.459.482**
Rezultat pe actiune (de baza si diluat) RON/actiune	**3,84**	**2,87**

10. IMPOZITUL PE PROFIT

La determinarea impozitului curent şi amânat, Societatea ia în considerare impactul poziţiilor fiscale incerte (vezi Nota 16). Aceasta evaluare se bazeaza pe estimari si ipoteze si poate implica o serie de rationamente cu privire la evenimente viitoare.

Grupul consideră că inregistarile contabile pentru impozitul pe profit datorat sunt adecvate pentru toţi anii fiscali deschisi, pe baza evaluării efectuate de conducere, luând în considerare diverşi factori, inclusiv interpretarea legislaţiei fiscale şi experienţa anterioară. Informatii noi care sa determine Grupul să-şi modifice rationamentele 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 efectuata o astfel de determinare.

(a) Cheltuiala cu impozitul pe profit pentru perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023

Cheltuiala cu impozitul pe profit este recunoscută la nivelul valorii determinate prin înmulţirea profitului înainte de impozitare pentru perioada de raportare interimara cu cea mai bună estimare a conducerii cu privire la rata anuala de impozitare pentru întreg anul financiar.

Rata de impozitare consolidată efectivă a Grupului pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 a fost 16,4% (perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022: 17,7%). Modificarea ratei de impozitare efective a fost determinata în principal de efectul distribuirii rezervei din reevaluare impozabile in 2022 întrucât, în acel an, suma distribuită din rezerva din reevaluare impozabila a fost semnificativ mai mare decât suma estimată de Grup pentru 2023.

(b) Datorii privind impozitul pe profit curent

La 31 martie 2023 datoriile privind impozitul pe profit curent sunt in suma de 514.397 mii RON (31 decembrie 2022: 171.978 mii RON) intrucat termenul legal de depunere a declaratiei privind impozitul pe profit pentru anul 2022 a fost prelungit de la 25 martie 2023 pana la 25 iunie 2023.

(c) Consecinte potentiale asupra impozitului pe profit

Grupul poate avea consecinţe potenţiale asupra impozitului pe profit care pot rezulta din plata de dividende către acţionari din rezervele din reevaluare transferate in rezultatul reportat care, în conformitate cu legislaţia fiscală, sunt impozitate la momentul schimbării destinaţiei, 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 in rezultatul reportat la 31 martie 2023, care în urma distribuirii ar genera impozit pe profit suplimentar pentru Grup in suma de 23.603 mii RON (31 decembrie 2022: 21.499 mii RON).

Efectul fiscal potential al rezervelor din reevaluare impozabile la schimbarea destinatiei sau la distribuire (la o rata de impozitare de 16%) care nu au fost inca transferate in rezultatul reportat este in suma de 369.650 mii RON la 31 martie 2023 (371.761 mii RON la 31 decembrie 2022).

11. NUMERAR SI ECHIVALENTE DE NUMERAR

	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Conturi bancare	217.777	647.941
Depozite bancare cu scadenta mai mica de 3 luni	1.014.000	12.500
Numarar in casa	127	125
Echivalente de numerar	1.246	168
Total	**1.233.150**	**660.734**

12. INVESTITII IN DEPOZITE SI OBLIGATIUNI

	31 martie 2023		31 decembrie 2022	
	Curente	**Pe termen lung**	**Curente**	**Pe termen lung**
Depozite bancare cu scadenta mai mica de 1 an detinute in scop investitional	3.677.291	—	3.034.745	—
Obligatiuni corporative cu scadenta mai mare de 1 an	—	357.957	—	351.338
Total	**3.677.291**	**357.957**	**3.034.745**	**351.338**

Depozitele bancare sunt depozite pe termen scurt cu scadenta intre 3 si 12 luni detinute in scop investitional si nu in scopul acoperirii angajamentelor de plata pe termen scurt. Rata medie a dobanzii la depozitele la termen a fost 8,3% pe an in primul trimestru al anului 2023 (primul trimestru al anului 2022: 3,8% pe an).

In 2022 Grupul a achizitionat obligatiuni corporative cu scadenta la 30 decembrie 2025. Soldul la 31 martie 2023 reprezinta principal in suma de 351.386 mii RON si dobanda aferenta in suma de 6.571 mii RON (31 decembrie 2022: principal in suma de 351.265 mii RON si dobanda aferenta in suma de 73 mii RON). Randamentul anual al obligaţiunilor corporative este de 7,5%.

13. CREANTE COMERCIALE

	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Creanţe comerciale – segmentul de producere a energiei electrice (angro)	448.285	468.749
Creanţe comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul)	1.979.044	959.412
Ajustari pentru pierderi din depreciere	(112.461)	(77.484)
Total	**2.314.868**	**1.350.677**

Suma veniturilor nefacturate incluse in creantele comerciale este 2.044.691 mii RON valoare bruta la 31 martie 2023 (1.116.046 mii RON la 31 decembrie 2022), din care 1.810.889 mii RON valoare bruta se refera la segmentul de furnizare a energiei electrice (767.612 mii RON la 31 decembrie 2022). In 2022 Grupul a inceput implementarea unui nou sistem de facturare, aspect care, impreuna cu modificarile frecvente ale reglementarilor cu privire la preturile de furnizare catre consumatori finali si cresterea semnificativa a numarului de clienti din segmentul de furnizare, a condus la o intarziere semnificativa in procesul de facturare si la un sold semnificativ al veniturilor nefacturate la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022.

Analiza pe vechimi a creantelor comerciale este prezentata in Nota 15. Creantele comerciale de incasat de la partile afiliate sunt prezentate in Nota 17.

14. CONTRIBUTII IN AVANS LA CAPITALUL SOCIAL

In data de 27 martie 2023, Adunarea Generală a Acţionarilor a aprobat majorarea capitalului social cu 13.431 mii RON, reprezentând 1.343.085 acţiuni, din care 10.752 mii RON aport în natură al Ministerului Energiei constand in terenuri şi 2.679 mii RON aport in numerar, pentru care Fondul Proprietatea are drept de subscriere în termen de 30 de zile de la data hotararii acţionarilor.

Până la 31 martie 2023 Societatea nu a emis acţiunile; cu toate acestea, Ministerul Energiei a transferat dreptul de proprietate asupra terenurilor cu valoare justă de 10.752 mii RON, înregistrate de Societate ca si contributie in avans la capitalul social.

15. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste si gestionarea riscurilor

(a) Clasificari contabile si valori juste

În conformitate cu IFRS 9, activele şi datoriile financiare ale Grupului sunt evaluate la cost amortizat. În conformitate cu modelul de afaceri al Grupului, activele şi datoriile financiare sunt deţinute in vederea colectarii fluxurile de numerar contractuale, iar aceste fluxuri de numerar sunt exclusiv plăţi de principal şi dobânzi. Grupul nu a inclus informatii privind valoarea justa pentru activele si datoriile financiare care nu sunt evaluate la valoarea justa daca valoarea contabila reprezinta 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 contrapartida la un instrument financiar nu îşi îndeplineşte obligaţiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanţe comerciale, numerar şi echivalente de numerar şi investiţii in obligatiuni corporative si depozite.

Numerarul şi depozitele bancare sunt plasate în instituţii financiare care sunt considerate ca având o bonitate ridicată.

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabila a activelor financiare reprezinta expunerea maxima la riscul de credit.

	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Creante comerciale	2.314.868	1.350.677
Numerar si echivalente de numerar	1.233.150	660.734
Numerar restrictionat	101.057	101.057
Investiţii în obligatiuni corporative si depozite	4.035.248	3.386.083
Total	**7.684.323**	**5.498.551**

Creantele comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este influenţată 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 bonităţii înainte de încheierea unui contract, astfel încât vânzarea să se realizeze catre clienţii cu o bonitate adecvată. Pentru clienţii casnici, o astfel de analiză a riscului de credit nu se efectuează din cauza naturii şi numarului clienţilor. Ajustările pentru pierderi din deprecierea creanţelor comerciale reflectă pierderile din credit preconizate, calculate pe baza ratelor de pierdere.

Creşterea creanţelor comerciale se datorează veniturilor nefacturate semnificative datorate întârzierilor in facturarea energiei electrice furnizate consumatorilor finali, ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare si ca urmare a creşterii semnificative a numarului de clienţi noi. Suma veniturilor nefacturate incluse în creanţele comerciale este 2.044.691 mii RON la 31 martie 2023 (1.116.046 mii RON la 31 decembrie 2022).

Tabelul următor prezinta informaţii despre expunerea la riscul de credit şi pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanţele comerciale la 31 martie 2023:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabila bruta	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creante comerciale nete
Nerestante	2,32%	1.927.655	(44.631)	1.883.024
Restante – de la 0 la 3 luni	28,82%	44.590	(12.850)	31.740
Restante – de la 3 la 6 luni	85,84%	23.920	(20.534)	3.386
Restante – de la 6 luni la 1 an	100,00%	13.656	(13.656)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	20.790	(20.790)	—
Total		**2.030.611**	**(112.461)**	**1.918.150**
Clienti analizati individual		396.718	—	396.718
Total creante comerciale		**2.427.329**	**(112.461)**	**2.314.868**

Tabelul urmator prezinta informatii cu privire la expunerea la riscul de credit si a pierderilor din credit preconizate (ECL) la 31 decembrie 2022:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabila bruta	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creante comerciale nete
Nerestante	2,45%	1.014.908	(24.896)	990.012
Restante – de la 0 la 3 luni	36,40%	39.459	(14.363)	25.096
Restante – de la 3 la 6 luni	62,86%	13.496	(8.483)	5.013
Restante – de la 6 luni la 1 an	100,00%	19.036	(19.036)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	10.706	(10.706)	—
Total		**1.097.605**	**(77.484)**	**1.020.121**
Clienti analizati individual		330.556	—	330.556
Total creante comerciale		**1.428.161**	**(77.484)**	**1.350.677**

Clientii analizati individual reprezinta sume restante de la clienti pentru care Grupul considera ca exista un risc de neincasare neglijabil.

Ratele pierderilor pentru primul trimestru al anului 2023 se bazeaza pe pierderile din credit efective inregistrate in ultimele 3 trimestre luand in considerare evolutia segmentului de furnizare si intarzierile in facturarea energiei electrice furnizate (31 decembrie 2022: cinci ani).

Grupul are garantii primite de la clienti in suma de 470.357 mii RON la 31 martie 2023 (907.555 mii RON la 31 decembrie 2022). Acestea sunt garantii de plata sub forma de scrisori de garantie bancara primite in legatura cu contractele de vanzare de energie electrica. Diminuarea garantiilor primite de la clienti se datoreaza implementării mecanismului de achiziție centralizata a energiei electrice. Tranzacțiile pe această piață se efectuează prin intermediul OPCOM, ceea ce înseamnă că Grupul a încheiat un singur contract angro cu OPCOM, astfel incat numărul contractelor de vanzare angro a scăzut în primul trimestru al anului 2023.

16. DATORII CONTINGENTE

16.1 Litigii, dispute si incertitudini fiscale

Principalele litigii in care este implicat Grupul, cu o expunere potențială de 882.864 mii RON la 31 martie 2023 si la 31 decembrie 2022 sunt prezentate ca datorii contingente:

a) Litigiu cu Ministerul Energiei

Expunere potențială: 373.050 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Ministerul Energiei

Dosar nr. 3200/2/2018

Ministerul Energiei pretinde următoarele:

1. obligarea Societății de a încheia un act adițional la contractul de concesiune, după cum urmează:
   a) Ministerul Energiei, în calitate de concedent, să poată modifica unilateral redevența; și
   b) redevența anuală să fie modificată la o suma egală cu amortizarea anuală a imobilizărilor corporale care fac obiectul redevenței, în conformitate cu contractul de concesiune.
2. Ministerul Energiei pretinde, de asemenea, suma de 373.050 mii RON reprezentând redevențe suplimentare pentru perioada 2013 – 2018 calculate conform punctului 1b) de mai sus.

Instanta a numit un expert pentru a determina suma potentiala datorata de Grup. Instanța a aprobat, de asemenea, un expert angajat de Grup. Ambii experți au concluzionat că redevența calculată și plătită de Grup pentru perioada 2013 – 2018 a fost în conformitate cu prevederile acordului de concesiune și este corecta și completă.

La 11 mai 2021, prima instanță a respins pretentiile Ministerului Energiei ca neîntemeiate. În cursul anului 2022, Ministerul Energiei a facut apel impotriva hotărârii instantei, dar nu a fost stabilită o dată pentru prima înfățișare.

Pe baza acestei prime hotărâri judecătorești, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

b) Litigii cu autoritățile fiscale in legatura cu tratamente fiscale din anii trecuti

Expunere potențială: 214.385 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroelectrica

Societatea a facut obiectul unei inspecții fiscale generale care a acoperit perioada 01.01.2006-30.06.2012, finalizata cu mai multe decizii de impunere emise de Agentia Nationala de Administrare Fiscala („ANAF") în 2014, care au stabilit impozite suplimentare in suma de 214.385 mii RON, care includ in principal impozit pe profit in suma de 26.513 mii RON si dobanzi si penalitati de intarziere aferente de 119.448 mii RON, si taxa pe valoarea adaugata in suma de 37.677 mii RON si dobanzi si penalitati de intarziere aferente de 27.339 mii RON. Societatea a depus o plângere în instanță în 2015, solicitând anularea deciziilor de impunere.

În anul 2021 experții desemnați de instanta au emis un raport în care au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 511 mii RON plus dobânzi și penalități. ANAF a depus obiectii față de raportul experților. În februarie 2023, experții independenți au prezentat raportul actualizat care conține răspunsuri la obiecțiile ANAF. În raportul actualizat, experții au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 987 mii RON.

In data de 7 aprilie 2023, Curtea de Apel Bucuresti a pronuntat sentinta prin care a fost anulata decizia de impunere a ANAF privind obligatiile suplimentare de plata in suma de 214.395 mii RON. ANAF poate face apel impotriva hotararii instantei.

In baza hotararii finale a Curții de Apel București in dosarul de insolventa al Societății conform căreia ANAF este decazuta din dreptul de a solicita plata obligațiilor fiscale impuse prin deciziile de impunere, și în baza raportului experților, care este favorabil Grupului, precum si hotararea Curtii de Apel Bucuresti din 7 aprilie 2023, conducerea estimează ca litigiul va fi solutionat in favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabila o ieșire de resurse.

c) Disputa privind taxa suplimentara pentru producatorii de energie electrica solicitata de autoritati

Expunere potentiala: 62.052 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

In anul 2022, taxa pentru producatorii de energie electrica a fost subiectul unor frecvente modificari in ceea ce priveste modul de calcul. Una dintre modificari 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 7 D, 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. Grupul va contesta decizia de impunere in termen de 45 de zile de la data primirii.

Aplicabilitatea Legii nr. 357/2022 de la 1 septembrie 2022 ar putea fi atacata pe motiv de neconstitutionalitate avand in vedere ca articolul nr. 15 din Constitutia Romaniei prevede, printre altele, ca legea dispune numai pentru viitor. Pe baza argumentului de neconstitutionalitate, Societatea va contesta in instanta taxa suplimentara stabilita de organele fiscale. Conducerea apreciaza ca exista argumente puternice pentru castigarea acestui potential litigiu.

d) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 98.762 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA
Dosar nr. 12257/3/2022

Hidroconstructia SA a formulat pretentii în suma de 98.762 mii 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 instanței sa dispuna rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023, instanta a emis o hotarare în favoarea Societății, prin care a respins pretențiile Hidroconstructia. Hotararea poate fi atacata in apel. Pe baza primei hotărâri a primei instante, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

e) Arbitraj cu Romelectro S.A.

Expunere potențială: 29.250 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Romelectro S.A.
Dosar nr. 8/2021, în prezent Dosar nr. 30/2022

Hidroelectrica a depus o cerere de arbitraj pentru suma de 78,7 milioane RON reprezentând penalități pentru lucrări întârziate și dobânzi aferente, plus cheltuieli de judecată, în legătură cu proiectul de investiții Retehnologizare Stejaru.

Romelectro a formulat cereri reconvenționale pentru suma de EUR 8.868 mii EUR, echivalentul a 43.881 mii RON, plus dobânzi, TVA și cheltuieli de judecată aferente. Pretentiile se referă în principal la costurile suportate și la profitul nerealizat de Romelectro din cauza întârzierilor în executarea contractului generate de Hidroelectrica.

In anul 2022, din cauza insolvenței Romelectro, pretentiile Hidroelectrica in suma de 78,7 milioane RON au devenit nule, Hidroelectrica avand dreptul de a solicita aceste sume în procedura insolvenței.

În urma constatarii nulitatii pretentiilor Hidroelectrica, a fost deschis dosarul nr. 30/2022, care conține doar pretențiile Romelectro.

In anul 2022, Romelectro și-a redus pretentiile inițiale la suma de 5.827 mii EUR, echivalentul a 29.250 mii RON plus TVA și cheltuieli de judecată. Pretentiile reprezinta în principal costuri suportate de Romelectro, generate de întârzierile atribuibile Hidroelectrica, precum costuri de organizare a santierului, de personal, financiare.

În decembrie 2022, Tribunalul de Arbitraj a solicitat efectuarea unei expertize financiar-contabile de către un expert independent. În prezent, raportul de expertiză este in curs de intocmire, următoul termen fiind 12 iulie 2023.

In baza analizei juridice a contractului intre parti si a documentelor aferente proiectului, Grupul sustine ca intarzierile in executarea proiectului nu sunt atribuibile Hidroelectrica, ci Romelectro, care a propus in mod constant solutii tehnice care nu au fost in conformitate cu contractul.

Pe baza aspectelor prezentate mai sus, conducerea estimeaza ca litigiul va fi solutionat in favoarea Grupului si, in consecinta, nu este probabila o iesire de resurse.

f) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 32.832 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA
Dosarele nr. 44443/3/2016 și 11314/3/2021

Hidroconstructia SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcții efectuate inaintea intrarii in insolventa a Hidroelectrica. Grupul susține că astfel de pretentii nu au temei, având în vedere procesul de insolvență al Hidrolectrica 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 intocmirea unui raport de expertiză în construcții hidrotehnice și a unui raport de expertiză contabilă de către experti independenti. În prezent, rapoartele de expertiză sunt in curs de intocmire, următorul termen fiind 13 iunie 2023.

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.

g) Litigiu cu Beny Alex S.R.L.

Expunere potenţială: 43.570 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Beny Alex SRL
Dosar nr. 36646/3/2018*

Beny Alex SRL pretinde valoarea lucrărilor suplimentare executate in baza acordului de subcontractare încheiat cu Hidroserv (filiala Societăţii). Prima instanţă a respins pretentiile pe motiv de prescripţie a dreptului material de acţiune. În 2020, Beny Alex a făcut apel impotriva acestei hotărâri. Apelul a fost admis de Curtea de control judiciar, care a anulat integral hotărârea iniţială a instantei şi a retrimis cauza primei instante pentru rejudecare.

În decembrie 2022, a fost finalizat un raport de expertiză independent. Pe baza raportului de expertiza, valoarea lucrărilor suplimentare executate este 40.115 mii RON. Hidroelectrica a depus obiecţii la raport. În prezent, obiecţiile sunt redactate, următorul termen fiind 30 mai 2023.

Beny Alex a formulat aceleaşi pretenţii împotriva Hidroserv în 2017, ca parte a procedurii de insolvenţă a Hidroserv. In acest litigiu separat, instanta a respins pretentiile Beny Alex împotriva Hidroserv în 2018, hotararea fiind definitivă.

În plus, Grupul susţine că pretentiile Beny Alex se referă la costuri suportate de reclamant în timpul insolvenţei Societăţii, pentru care Beny Alex nu a făcut nicio cerere de plată în timpul procedurii insolvenţei şi, în consecinţă, dreptul Beny Alex de a pretinte plata acestor sume după iesirea Societăţii din insolvenţa a expirat. În consecinţă, conducerea estimează că litigiul va fi soluţionat în favoarea Grupului şi, în consecinţă, nu este probabilă o ieşire de resurse.

h) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potenţială: 28.963 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA
Dosar nr. 31451/3/2020

Hidroconstructia SA a formulat pretenţii in suma de 28.963 mii RON reprezentând reduceri comerciale acordate Grupului in perioada 2014 – 2019 pentru lucrari de construcţii aferente proiectului AHE Siriu-Surduc, precum si indexarea preţului lucrărilor executate in perioada respectiva.

Conform contractului dintre părţi, Hidroconstructia a acordat Hidroelectrica reduceri comerciale şi au convenit să menţină preţurile fixe atât timp cât Hidroelectrica va asigura finanţarea proiectului.

Hidroconstructia pretinde ca Hidroelectrica nu a asigurat finanţarea proiectului si este îndreptăţită sa recupereze reducerile comerciale acordate.

În septembrie 2022, expertul independent a emis un raport care a stabilit o datorie potenţiala între 8.904 mii RON şi 31.158 mii RON. Expertul independent nu a analizat dacă Grupul a asigurat sau nu finanţarea proiectului.

Având în vedere că Grupul nu are o datorie faţă de Hidroconstructia în legatura cu lucrările executate în 2014 – 2019 pentru proiectul AHE Siriu – Surduc, conducerea a evaluat că Hidroelectrica a indeplinit condiţiile pentru asigurarea finanţării proiectului şi estimează că litigiul va fi soluţionat în favoarea Grupului şi, în consecinţă, nu este probabilă o ieşire de resurse.

La data de 10 aprilie 2023, Curtea a respins cererea Hidroconstructia, aceasta decizie poate fi contestata.

16.2 Cadrul legislativ fiscal

Controalele fiscale sunt frecvente în România, constând din verificări amănunţite ale registrelor contabile ale contribuabililor. Astfel de controale au loc uneori dupa luni sau chiar ani de la stabilirea datoriilor fiscale. În consecinţă, societatile ar putea datora impozite şi amenzi semnificative. În plus, legislaţia fiscală este supusă unor modificări frecvente, iar autorităţile manifestă de multe ori inconsecvenţe în interpretarea legislatiei.

Declaraţiile fiscale pot face obiectul revizuirii şi corectiilor de catre autorităţile fiscale, în general pentru o perioadă de cinci ani după ce au fost depuse la autorităţile fiscale.

Autorităţile 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. Nu au fost efectuate controale fiscale la Crucea Wind Farm şi Hidroelectrica Wind Services.

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 pozitii diferite.

16.3 Obligatii de dezafectare

Grupul a identificat obligații de dezafectare în legătură 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, 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 (31 de ani de la 31 decembrie 2022) este improbabilă, având în vedere durata de viață utilă indelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanta și modernizari.

17. PARTI AFILIATE

a) Entitatea care controleaza in ultima instanta

Actionarii Societatii sunt statul roman, reprezentat de Ministerul Energiei, cu o participatie de 80,0561%, si Fondul Proprietatea, cu o participatie de 19,9439% la 31 martie 2023.

b) Tranzactii cu personalul-cheie din conducere

Personalul-cheie din conducere include membrii Directoratului si ai Consiliului de Supraveghere.

Remuneratia Directoratului	**Perioada de 3 luni incheiata la**	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
Cheltuieli recunoscute in cursul perioadei		
Componenta fixa	638	570
Componenta variabila	—	—
Total	**638**	**570**
Plati efectuate in cursul perioadei		
Componenta fixa	638	570
Componenta variabila (pentru anul precedent)	—	—
Total	**638**	**570**

Directoratul este format din 5 directori.

Remuneratia directorilor executivi constă in: o indemnizatie fixa lunara care nu poate depasi de șase ori media salariul mediu brut lunar pe ultimele 12 luni 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, negociati și aprobati de adunarea generală a acționarilor.

Componenta variabila a remuneratiei Directoratului aprobata prin hotarare a actionarilor in 2019 este limitata la de 3,5 ori indemnizatia fixa lunara. Suma maxima a componentei variabile pentru toti membrii Directoratului este 8.201 mii RON. Componenta variabila nu este conditionata de serviciile viitoare.

Societatea a recunoscut o datorie estimata pentru componenta variabila a remuneratiei Directoratului in suma de 8.201 mii RON la 31 decembrie 2022 si a platit suma de 8.085 mii RON in mai 2023 in baza aprobarii Comitetului de Remunerare.

Societatea nu are obligatii contractuale cu privire la plata pensiilor catre fostii directori.

Remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	**31 martie 2022**
Cheltuieli recunoscute in cursul perioadei		
Componenta fixa	236	222
Componenta variabila	—	—
Total	**236**	**222**
Plati efectuate in cursul perioadei		
Componenta fixa	236	222
Componenta variabila (pentru anul precedent)	—	—
Total	**236**	**222**

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri numiti pe o perioada de 4 ani.

Remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere a fost aprobata prin hotararea actionarilor in 2023. Conform acestei hotarari, remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere constă dintr-o indemnizatie fixa lunara, limitata la de doua ori media salarialui mediu brut lunar pe ultimele 12 luni inainte de numire publicat de Institutul National de Statistica (INS) pentru codul de activitate al Societatii (CAEN) conform clasificarii activitatilor din economia nationala.

Grupul a recunoscut o datorie estimata pentru componenta variabila a remunerației Consiliului de Supraveghere in suma de 1.038 mii RON la 31 decembrie 2022 si a platit suma de 884 mii RON in mai 2023 in baza aprobarii Comitetului de Remunerare.

Nu au fost acordate imprumuturi membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului. Nu au fost acordate / primite garantii catre / de la membrii Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului.

c) Tranzactii cu alte societati in care statul detine control sau influenta semnificativa

In cursul normal al activitatii sale, Grupul are tranzactii cu alte entitati in care statul detine control sau influenta semnificativa, referitoare in principal la taxa pe apa uzinata, achizitia de energie electrica, servicii de transport si de sistem si vanzari de energie electrica, dupa cum urmeaza:

Furnizor	**Achizitii (fara TVA) in perioada de trei luni incheiata la 31 martie 2023**	**Datorii (inclusiv TVA) 31 martie 2023**
Administrația Națională Apele Romane	165.184	113.607
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	112.336	57.714
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.253	307
SN Nuclearelectrica SA	137.004	(38.892)
Distribuție Energie Electrica România	78.543	32.142
Altii	6.136	1.587
Total	**500.465**	**166.465**

Furnizor	Achizitii (fara TVA) in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022	Datorii (inclusiv TVA) 31 decembrie 2022
Administrația Națională Apele Romane	105.362	78.625
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	74.786	70.417
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.457	85
SN Nuclearelectrica SA	–	(41.256)
Distribuție Energie Electrica România	13.450	14.902
Altii	3.069	1.564
Total	**198.124**	**124.337**

Client	Vanzari (fara TVA) in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023	Creante, valoare bruta (inclusiv TVA)	Ajustare de valoare 31 martie 2023	Creante, valoare neta (inclusiv TVA)
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	308.628	135.545		135.545
Electrica Furnizare	25.621	8.806	—	8.806
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.238.180	183.200	—	183.200
E.ON Energie Romania	21.428	7.374	—	7.374
Engie România	15.097	5.196	—	5.196
Altii	117.469	158.565	(18.725)	139.840
Total	**1.726.423**	**498.686**	**(18.725)**	**479.961**

Alti clienti includ in principal institutii publice, autoritati locale si institutii publice de invatamant carora Societatea le-a furnizat energie electrrica in 2023.

Client	Vanzari (fara TVA) in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022	Creante, valoare bruta (inclusiv TVA)	Ajustare de valoare 31 decembrie 2022	Creante, valoare neta (inclusiv TVA)
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	544.675	276.208	—	276.208
Electrica Furnizare	87.021	42.420	—	42.420
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	642.135	2.821	—	2.821
E.ON Energie Romania	67.884	27.343	—	27.343
Engie România	39.531	6.539	—	6.539
Distributie Energie Electrica Romania	3.620	73	(16)	57
Romaero	—	7.502	(7.502)	–
Metrorex	—	8.024	(7.819)	205
Altii	15.980	155.019	(15.671)	139.348
Total	**1.400.846**	**525.949**	**(31.008)**	**494.941**

18. EVENIMENTE ULTERIOARE

Achizitia liniilor de business ale UCM Resita

In 22 februarie 2023, Grupul a fost declarat castigator al procedurii de vanzare a liniilor de business ABC si platforma Calnicel, care erau in proprietatea UCM Resita SA. Grupul si UCM Resita SA nu au semnat inca acordul de vanzare-cumparare. Valoarea tranzactiei este 67.879 mii RON. Se preconizeaza ca acesta va fi semnat in prima jumatate a anului 2023.

Asociere in participatie

In 15 martie 2023, Adunarea Generala a Actionarilor a aprobat acordul de asociere in participatie intre Societate si Abu Dhabi Future Energy Company PJSC Masdar. Scopul acestei asocieri in participatie este de a dezvolta, investiti, construi si exploata proiecte de energie din surse regenerabile in Romania. Asocierea in participatie se va concentra pe proiecte si investitii exclusiv din urmatoarele categorii de tehnologie: proiecte fotovoltaice pe baza de panouri flotante si proiecte eoliene offshore – fixe si flotante.

Asocierea in participatie va fi infiintata in Bucuresti, Romania, in conformitate cu regulile si reglementarile din Romania sub forma unei societati cu raspundere limitata sau societate pe actiuni. Fiecare parte va avea o detinere de 50% in asocierea in participatie. La 31 martie 2023 nu a fost inca semnat contractul de asociere in participatie.

Directoratul

Membrii actuali ai Directoratului au fost numiti in iunie 2019 pentru o perioada care ar fi trebuit sa se incheie la 10 iunie 2023. In data de 6 aprilie 2023, Consiliul de Supraveghere a aprobat incetarea cu acordul partilor a contractelor de mandat ale membrilor Directoratului si a aprobat numirea acelorasi persoane ca membri interimari ai Directoratului incepand cu 7 aprilie 2023, cu o durata a mandatului de 4 luni sau pana la desemnarea unor noi membri ai Directoratului selectati conform OUG 109/2011.

Distribuirea dividendelor

In data de 28 aprilie 2023, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat distribuirea dividendelor după cum urmează:

- Dividende distribuite din profitul anului 2022, in suma de 3.914.389 mii RON, reprezentând 90% din profitul net al anului 2022 eligibil pentru distribuire conform situațiilor financiare individuale statutare ale Societății; și
- Dividende distribuite din rezultatul reportat reprezentand rezerva din reevaluare amortizata si transferata, in suma de 435.000 mii RON, in situațiile financiare individuale statutare ale Societății.

Bogdan BADEA Presedinte Directorat	**Marian BRATU** Membru Directorat	**Andrei GEREA** Membru Directorat	**Cristian VLADOIANU** Membru Directorat	**Razvan PATALIU** Membru Directorat

Marian FETITA Manager Departament Contabilitate	**Gabriela VASILESCU** Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget

KPMG Audit SRL
DN1, Soseaua Bucuresti-Ploiesti nr. 89A
Sector 1

P.O. Box 18-191
Bucuresti 013685
Romania
Tel: +40 (372) 377 800
Fax: +40 (372) 377 700
www.kpmg.ro

Raportul auditorului independent

Catre actionarii Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.
Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, Sector 1, Bucuresti, Romania
Cod unic de inregistrare: 13267213

Raport cu privire la auditul situatiilor financiare consolidate

Opinie

Am auditat situatiile financiare consolidate ale Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea") si filialelor sale (impreuna „Grupul"), la datele si pentru anii incheiati la 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021 si 31 decembrie 2020, care cuprind:

- situatiile consolidate ale pozitiei financiare la 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021, 31 decembrie 2020 si 1 ianuarie 2020,
- situatiile consolidate ale profitului sau pierderii si altor elemente ale rezultatului global, modificarilor capitalurilor proprii si fluxurilor de numerar pentru anii incheiati la 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021 si 31 decembrie 2020, si
- note, cuprinzand politicile contabile semnificative si alte note explicative.

In opinia noastra, situatiile financiare consolidate anexate ofera o imagine fidela a pozitiei financiare consolidate a Grupului la 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021 si 31 decembrie 2020, precum si a performantei financiare consolidate si a fluxurilor de numerar consolidate pentru anii incheiati la aceste date, in conformitate cu Standardele Internationale de Raportare Financiara adoptate de Uniunea Europeana („IFRS UE").

Baza opiniei

Am efectuat auditul in conformitate cu Standardele Internationale de Audit („ISA"), Regulamentul UE nr. 537/2014 al Parlamentului si al Consiliului European („Regulamentul") si Legea nr. 162/2017 („Legea"). Responsabilitatile noastre in baza acestor standarde si reglementari sunt descrise detaliat in sectiunea *Responsabilitatile auditorului in cadrul unui audit al situatiilor financiare consolidate* din raportul nostru. Suntem independenti fata de Grup conform Codului Etic International pentru Profesionistii Contabili (inclusiv Standardele Internationale privind Independenta) emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Etica pentru Contabili („codul IESBA") si conform cerintelor de etica profesionala relevante pentru auditul situatiilor financiare consolidate din Romania, inclusiv Regulamentul si Legea, si ne-am indeplinit celelalte responsabilitati de etica profesionala conform acestor cerinte si conform codului IESBA. Credem ca probele de audit pe care le-am obtinut sunt suficiente si adecvate pentru a furniza baza opiniei noastre.

Aspecte cheie de audit

Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, in baza rationamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanta in efectuarea auditului situatiilor financiare consolidate pentru fiecare an al perioadei de 3 ani incheiate la 31 decembrie 2022. Aceste aspecte au fost abordate in contextul auditurilor situatiilor financiare consolidate in ansamblul lor si in formarea opiniei noastre asupra acestor situatii financiare consolidate. Nu furnizam o opinie separata cu privire la aceste aspecte cheie de audit.

Recunoasterea veniturilor din furnizarea energiei electrice (anul incheiat la 31 decembrie 2022)

Venituri – Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzari cu amanuntul): 2.148.983 mii RON pentru anul incheiat la 31 decembrie 2022 – Nota 9

Creante comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul): 959.412 mii RON valoare bruta la 31 decembrie 2022, din care 767.612 mii RON valoare bruta reprezinta venituri nefacturate – Nota 18

A se vedea Notele 6(c) (politici contabile), 9 si 18 (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.

Aspect cheie de audit	Modul de abordare in cadrul misiunii de audit
Ponderea segmentului de furnizare de energie electrica in veniturile totale ale Grupului a crescut semnificativ in 2022, ajungand la 23% din venituri (6% in 2021 si 2020). Veniturile din furnizarea energiei electrice consumatorilor finali sunt recunoscute ca produs intre minimul dintre preturile contractuale agreate cu clientii si preturile plafonate conform legislatiei, dupa caz, si consumul de energie electrica al fiecarui consumator determinat pe baza citirilor de contoare, auto-citirilor sau a volumelor estimate de operatorii de distributie, dupa caz. In 2022 Grupul a inceput implementarea unui nou sistem de facturare, aspect care, impreuna cu modificarile frecvente ale reglementarilor cu privire la preturile de furnizare catre consumatorii finali si cresterea semnificativa a numarului de clienti cu amanuntul, a condus la intarzieri semnificative in procesul de facturare si la un sold semnificativ al veniturilor nefacturate in segmentul de furnizare a energiei electrice la 31 decembrie 2022. In plus, Grupul nu s-a putut baza pe sistemele sale IT in determinarea veniturilor din furnizarea energiei electrice din cauza functionalitatilor limitate ale sistemelor de facturare. In schimb, acest proces s-a bazat preponderent pe procesarea manuala a datelor, cu un volum mare de date prelucrate. In consecinta, auditul nostru a implicat utilizarea extinsa a procedurilor de fond.	Procedurile noastre de audit au inclus, printre altele: • obtinerea unei intelegeri a procesului de recunoastere a veniturilor din furnizarea energiei electrice; • obtinerea unei confirmari independente din partea operatorului de transport al energiei electrice cu privire la volumul total de energie electrica transportata catre consumatorii finali in cursul anului si compararea acestuia cu inregistrarile Grupului; • pentru un esantion de tranzactii de vanzare recunoscute in timpul anului, compararea preturilor care stau la baza acestor tranzactii cu contractele incheiate cu clientii sau cu preturile plafonate conform legislatiei si a volumelor vanzarilor cu cele raportate de operatorii de distributie sau cu auto-citirile, dupa caz; atunci cand volumele raportate de operatorii de distributie nu au fost bazate pe citiri de contoare, ci au fost estimate, efectuarea unei predictii independente a volumelor pe baza consumului istoric al clientilor respectivi; • pentru un esantion de clienti non-casnici din segmentul de furnizare, obtinerea de confirmari independente de la clienti cu privire la vanzarile anuale, atat facturate, cat si nefacturate, si soldurile la data de raportare, si compararea acestora cu inregistrarile Grupului;

Datorita factorilor mentionati mai sus, am considerat ca acest aspect este asociat unui risc de denaturare semnificativa a situatiilor financiare consolidate, ceea ce a necesitat atentie sporita in cadrul auditului. In consecinta, am considerat ca acesta reprezinta un aspect cheie de audit.	• **pentru un esantion de venituri facturate in cursul anului, compararea sumelor recunoscute cu incasarile ulterioare;** • **evaluarea acuratetei si exhaustivitatii informatiilor prezentate de Grup in legatura cu veniturile in situatiile financiare consolidate, prin raportare la cerintele standardelor de raportare relevante.**

Imobilizari corporale evaluate in baza modelului reevaluarii (31 decembrie 2022, 2021 si 2020)	
Imobilizari corporale evaluate in baza modelului reevaluarii: 18.588.177 mii RON la 31 decembrie 2022; 17.083.143 mii RON la 31 decembrie 2021; 12.822.606 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 20 *Rezerva din reevaluare: 11.021.335 mii RON la 31 December 2022; 9.612.905 mii RON la 31 decembrie 2021; 6.094.878 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 21(b)* *Crestere din reevaluare recunoscuta in alte elemente ale rezultatului global, net: 2.116.546 mii RON in 2022; 4.591.568 mii RON in 2021; zero in 2020 – Notele 20, 21(b)* *Crestere/descrestere din reevaluare recunoscuta in profit sau pierdere, net: castig din reevaluare in suma de 40.002 mii RON in 2022; pierdere in suma de 255.636 mii RON in 2021; zero in 2020 – Nota 20*	
A se vedea Notele 6(h) (politici contabile), 20 si 21(b) (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.	
Aspect cheie de audit	**Modul de abordare in cadrul misiunii de audit**
Imobilizarile corporale reprezinta o portiune semnificativa a activelor totale ale Grupului. Grupul evalueaza toate imobilizarile corporale cu exceptia imobilizarilor corporale in curs de executie si a activelor inchiriate, utilizand modelul reevaluarii, cele mai recente reevaluari fiind efectuate la 31 decembrie 2022 si 2021. La 31 decembrie 2020 si 2019, conducerea a concluzionat ca valoarea contabila a imobilizarilor corporale nu a fost diferita semnificativ fata de valoarea lor justa. In cazul Grupului, valorea justa a imobilizarilor corporale este estimata pe baza urmatoarelor metode principale: - abordarea prin comparatia directa – pentru terenuri si anumite echipamente si mijloace de transport; si - metoda costului net de inlocuire (inclusiv testul uzurii economice) – pentru constructii si instalatii specifice activitatii de producere a energiei electrice in hidrocentrale.	Procedurile noastre de audit in legatura cu acest aspect, efectuate, dupa caz, cu asistenta din partea specialistilor nostri in evaluare, au inclus, printre altele: • evaluarea gradului de adecvare si a consecventei in aplicarea metodelor si modelelor utilizate pentru estimarea valorilor juste ale imobilizarilor corporale prin raportare la cerintele standardelor de raportare si a metodelor de evaluare general acceptate; • evaluarea critica a concluziei Grupului ca valoarea contabila a imobilizarilor corprale la 31 decembrie 2020 si 2019 nu a fost diferita semnificativ fata de valoarea lor justa, in principal in baza intelegerii noastre cu privire la caracteristicile activelor, conditiilor de piata, indicatorilor macroeconomici precum rata inflatiei si evolutia costurilor in constructii; • evaluarea ipotezelor cheie utilizate in modelele de evaluare ale Grupului, dupa cum urmeaza (in toate cazurile, pentru un esantion de active): - pentru abordarea prin comparatie directa – prin raportare la informatii disponibile public

Estimarea valorii juste a activelor necesita efectuarea unor rationamente semnificative si ipoteze complexe de catre conducere, cum ar fi, de exemplu selectarea metodelor de evaluare adecvate, identificarea tranzactiilor comparabile si a informatiilor pentru determinarea costului de inlocuire, determinarea duratelor de viata utila a imobilizarilor corporale si a ratelor de utilizare a capacitatilor de productie. Conducerea a implicat un expert evaluator extern pentru a-i asista in efectuarea acestor rationamente si ipoteze semnificative. Datorita factorilor de mai sus, coroborate cu cuantumul sumelor implicate, am considerat ca acest aspect reprezinta un aspect cheie de audit.	pentru active similare privind pretul de piata, ajustat pentru diferente ale caracteristicilor cheie ale activelor, dupa caz; - pentru metoda costului net de inlocuire – prin: o compararea costului de constructie si a indicilor de modificare a preturilor cu informatii din cataloage tehnice externe aplicabile industriei si, respectiv, alte surse externe disponibile public; o compararea duratelor de viata utila ale activelor cu cele din cataloage de specialitate relevante pentru active similare; o compararea uzurii externe si functionale cu informatii istorice ale Grupului cu privire la rata de utilizare a capacitatii pe hidroagregat; o analiza comparativa a valorii reevaluate pe megawatt instalat la nivelul hidroagregatelor cu indicatorii prezentati in studii tehnice aplicabile industriei; • evaluarea ipotezelor cheie utilizate in testul uzurii economice (pe baza modelului fluxurilor de numerar actualizate), dupa cum urmeaza: - proiectiile de venituri si costuri – prin raportare la cele mai recente bugete aprobate; - rata de actualizare – prin raportare la surse externe disponibile public; • evaluarea acuratetei si exhaustivitatii informatiilor cu privire la reevaluare si valori juste prezentate de Grup in situatiile financiare consolidate, prin raportare la cerintele standardelor de raportare financiara relevante.

N

Deprecierea imobilizarilor corporale in curs de executie (31 decembrie 2022, 2021 si 2020)
Imobilizari corporale in curs de executie: 918.032 mii RON la 31 decembrie 2022; 905.554 mii RON la 31 decembrie 2021; 974.232 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 20 *Pierderi din deprecierea imobilizarilor corporale in curs de executie, net: 63.871 mii RON in 2022; 102.949 mii RON in 2021; 98.687 mii RON in 2020 – Nota 20*
A se vedea Notele 4 a3) (rationamente), 6(I)(ii) (politici contabile) si 20 (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.

Aspect cheie de audit	**Modul de abordare in cadrul misiunii de audit**
Grupul prezinta imobilizari corporale in curs de executie semnificative la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020. Anumite active reprezinta proiecte de investitii incepute in urma cu cateva decenii, a caror dezvoltare a fost fie incetinita semnificativ (din motive procedurale, juridice sau tehnice), fie suspendata sau abandonata. Continuarea sau reluarea acestor proiecte si fezabilitatea lor din punct de vedere economic sunt evaluate de Grup anual. Pe baza testelor de depreciere din anii anteriori, aceste proiecte de investitii in curs de executie au fost depreciate integral, cu exceptia proiectelor Bumbesti-Livezeni, Rastolita si Siriu-Surduc. In efectuarea testului de depreciere, conducerea compara valoarea contabila a activelor cu valoarea lor recuperabila determinata pe baza valorii de utilizare. Determinarea valorii recuperabile necesita rationamente semnificative si ipoteze complexe din partea conducerii, in special in legatura cu gruparea activelor in unitati generatoare de numerar, evolutia pretului energiei electrice, marja de profit, costurile de finalizare, capacitatea de productie a proiectului si ratele de actualizare. Datorita factorilor de mai sus, coroborate cu incertitudinile crescute asociate estimarilor determinate de mediul de afaceri actual volatil, evaluarea deprecierii imobilizarilor corporale in curs de executie a necesitat rationamente semnificative si o atentie sporita in cadrul auditului. In consecinta, am considerat ca acest aspect reprezinta un aspect cheie de audit.	Procedurile noastre de audit in legatura cu acest aspect, efectuate, dupa caz, cu asistenta din partea specialistilor nostri in evaluare si in energie, au inclus, printre altele: • evaluarea gradului de adecvare a metodologiei si modelelor utilizate pentru determinarea valorii recuperabile a activelor prin raportare la cerintele standardelor contabile relevante; • evaluarea calitatii previziunilor Grupului prin compararea proiectiilor istorice cu rezultatele efective; • inspectarea proceselor verbale ale adunarilor actionarilor, Directoratului si Consiliului de Supraveghere in legatura cu discutii, analize sau decizii legate de continuarea, reluarea sau abandonarea proiectelor de investitii, precum si a celor care furnizeaza informatii cu privire la durata si costul de finalizare estimate; • inspectarea planurilor de investitii ale Grupului pentru anii urmatori si analizarea sumelor alocate pentru continuarea proiectelor de investitii respective; • inspectarea documentelor puse la dispozitia noastra de catre departamentele de mediu si management de proiect ale Societatii cu privire la evolutia procesului de obtinere a noilor autorizatii de construire si de mediu pentru proiectele Bumbesti-Livezeni, Rastolita si Siriu-Surduc si discutarea cu reprezentantii acestor departamente despre probabilitatea obtinerii unui rezultat favorabil; • tinand cont de probele obtinute din procedurile precedente, evaluarea critica a ipotezelor cheie utilizate in modelele Grupului bazate pe fluxuri de numerar actualizate, dupa cum urmeaza: - costurile de finalizare estimate – prin raportare la documentatia interna, contracte

N

	disponibile, discutii cu anumiti membri ai Directoratului; - preturile prognozate ale energiei electrice – prin raportare la prognoze ale pretului energiei electrice din studii de piata externe si din analiza proprie cu privire la piata energiei electrice; - capacitatile instalate ale centralelor electrice – prin raportare la documentatii tehnice ale proiectelor de investitii; - rata de utilizare a centralelor electrice – prin raportare la performantele recente ale Grupului; - marja de profit – prin raportare la performantele recente ale Grupului; si - rata de actualizare – prin raportare la surse externe disponibile public; • evaluarea senzitivitatii modelului bazat pe fluxuri de numerar viitoare actualizate la modificari posibile in mod rezonabil ale ipotezelor; • evaluarea acuratetei si exhaustivitatii informatiilor cu privire la deprecierea imobilizarilor corporale prezentate de Grup in notele la situatiile financiare consolidate prin raportare la cerintele standardelor de raportare financiara relevante.

Litigii, dispute si incertitudini fiscale (31 decembrie 2022, 2021 si 2020)	
Datorii contingente: 882.864 mii RON la 31 decembrie 2022; 736.681 mii RON la 31 decembrie 2021; 692.800 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 30.1 *Taxa pentru producatorii de energie electrica: 671.739 mii RON in 2022 – Nota 11D* *Provizioane pentru litigii si dispute: 120.354 mii RON la 31 decembrie 2022; 116.260 mii RON la 31 decembrie 2021; 196.304 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 26*	
A se vedea Notele 6(o), 6(p) si 6 (q) (politici contabile), 4 a6) (rationamente), 11D, 30.1 si 26 (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.	
Aspect cheie de audit	**Modul de abordare in cadrul misiunii de audit**
In cursul normal al activitatii, Grupul este expus unor pierderi potentiale ca urmare a unor proceduri administrative, fiscale sau hotarari judecatoresti. Dupa cum este prezentat in Notele 26 si 30.1 la situatiile financiare consolidate, Grupul este implicat intr-un numar de litigii si dispute cu diverse autoritati, parteneri de afaceri sau alti terti, printre care: - Ministerul Energiei, in legatura cu un litigiu pentru pretentii in suma de 373.050 mii RON prezentate ca datorii contingente la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020; si - autoritatile fiscale, in legatura cu litigii pentru suma de 214.385 mii RON reprezentand impozit pe profit si TVA suplimentare si dobanzi si penalitati aferente pretinse de autoritatile fiscale, prezentata ca datorie contingenta la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020. In plus, dupa cum este descris in Nota 11D, s-au produs o serie de schimbari legislative care au implicat impunerea anumitor taxe aplicabile Grupului in calitate de producator de energie. Anumiti termeni utilizati in legislatia mentionata mai sus nu au fost definiti suficient, si astfel pot face obiectul unor interpretari diferite. In consecinta, evaluarea cuantumului taxei pentru producatorii de energie electrica ce trebuie recunoscuta pentru anul 2022 si a datoriei aferente la 31 decembrie 2022 a fost asociata unui rationament semnificativ si unei incertitudini crescute asociate estimarilor. Sunt necesare rationamente semnificative din partea conducerii in analiza unor astfel de aspecte in vederea determinarii, printre altele: - pentru incertitudinile legate de impozitul pe profit – a masurii in care este probabil ca autoritatea relevanta sa accepte tratamentele fiscale utilizate sau planificate a fi utilizate in declaratiile de impozit pe profit; si	Procedurile noastre de audit, efectuate cu asistenta specialistilor nostri fiscali si juridici, dupa caz, au inclus, printre altele: • discutarea cu consultantii juridici interni ai Grupului a evolutiilor recente si a stadiului litigiilor, disputelor si incertitudinilor fiscale semnificative, inclusiv a evenimentelor ulterioare datei de raportare; • inspectarea registrului litigiilor deschise si a proceselor verbale ale adunarilor actionarilor, Directoratului si Consiliului de Supraveghere in vederea coroborarii stadiului litigiilor si disputelor semnificative si pentru a ne asigura cu privire la exhaustivitatea litigiilor curente si potentiale identificate de Grup; • evaluarea raspunsurilor avocatilor interni si externi ai Grupului la scrisorile continand chestionarele noastre cu privire la litigii si dispute si discutarea cu anumiti membri ai Directoratului, cu personalul contabil si cu avocatii Grupului a naturii si stadiului procedurilor si expunerilor potentiale; • pentru un esantion de litigii sau dispute individual semnificative, evaluarea critica a rationamentelor si ipotezelor Grupului in legatura cu datoriile recunoscute sau datoriile contingente prezentate in situatiile financiare. Aceasta a implicat evaluarea probabilitatii unui rezultat nefavorabil si a fiabilitatii estimarilor privind obligatiile aferente. In efectuarea procedurii, am tinut cont de probele obtinute din procedurile precedente si, de asemenea, am inspectat dosarele proceselor, legislatia relevanta, contracte si rapoarte fiscale pe care le-am considerat relevante; • in plus, in legatura cu incertitudinile asociate taxei pentru producatorii de energie electrica descrise in Nota 11D:

- pentru incertitudinile legate de alte taxe – a masurii in care exista o obligatie curenta aparuta ca urmare a unor evenimente anterioare, a probabilitatii de aparitie a unor iesiri de resurse economice, si, in consecinta, a necesitatii unui provizion sau prezentarii unei datorii contingente. De asemenea, sunt necesare rationamente semnificative pentru evaluarea sumei datoriilor sau a datoriilor contingente, dupa caz. In efectuarea rationamentelor de mai sus, conducerea obtine asistenta de la consultantii juridici interni si externi, dupa caz. Datorita faptului ca rezultatul final al acestor aspecte este incert, iar pozitiile adoptate de conducere se bazeaza pe aplicarea celor mai bune rationamente la data de raportare, precum si datorita cuantumului sumelor implicate, am considerat ca acest aspect reprezinta un aspect cheie de audit.	- am inspectat legislatia relevanta si, pe baza acestei intelegeri, suplimentata cu discutii cu anumiti membri ai Directoratului si cu personalul contabil, am analizat critic metodele, ipotezele si informatiile Grupului utilizate in evaluarea obligatiilor fiscale; - am inspectat rapoartele emise de autoritatile fiscale din Romania prin intermediul Directiei Generale Antifrauda Fiscala in urma controalelor efectuate in legatura cu taxa pentru producatorii de energie electrica; • evaluarea acuratetei si exhaustivitatii informatiilor prezentate de Grup in legatura cu litigiile, disputele, incertitudinile fiscale si datoriile contingente in situatiile financiare consolidate, prin raportare la cerintele standardelor de raportare relevante.

Evidentierea unor aspecte

Atragem atentia asupra Notei 2 din situatiile financiare consolidate anexate, care prezinta faptul ca situatiile financiare consolidate au fost intocmite in legatura cu oferta publica a actiunilor Societatii la Bursa de Valori Bucuresti. Dupa cum este descris in Nota 2, Grupul a publicat de asemenea situatii financiare consolidate la data si pentru fiecare dintre anii incheiati la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020 intocmite in conformitate cu un alt cadru de raportare cu scop general (Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 cu modificarile ulterioare), care reprezinta situatiile sale financiare statutare. Opinia noastra nu este modificata in legatura cu acest aspect.

Responsabilitatile conducerii si ale persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situatiile financiare consolidate

Conducerea Societatii este responsabila pentru intocmirea situatiilor financiare consolidate care sa ofere o imagine fidela in conformitate cu IFRS UE si pentru controlul intern pe care conducerea il considera necesar pentru a permite intocmirea de situatii financiare consolidate lipsite de denaturari semnificative cauzate fie de frauda, fie de eroare.

In intocmirea situatiilor financiare consolidate, conducerea este responsabila pentru evaluarea capacitatii Grupului de a-si continua activitatea, pentru prezentarea, daca este cazul, a aspectelor referitoare la continuitatea activitatii si pentru utilizarea contabilitatii pe baza continuitatii activitatii, cu exceptia cazului in care conducerea fie intentioneaza sa lichideze entitatea sau sa opreasca operatiunile, fie nu are nicio alternativa realista in afara acestora.

Persoanele responsabile cu guvernanta sunt responsabile pentru supravegherea procesului de raportare financiara al Grupului.

Responsabilitatile auditorului in cadrul unui audit al situatiilor financiare consolidate

Obiectivele noastre constau in obtinerea unei asigurari rezonabile privind masura in care situatiile financiare consolidate, in ansamblu, sunt lipsite de denaturari semnificative cauzate fie de frauda, fie de eroare, si in emiterea unui raport al auditorului care include opinia noastra. Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, dar nu este o garantie a faptului ca un audit desfasurat in conformitate cu ISA va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa, daca aceasta exista. Denaturarile pot fi cauzate de frauda sau de eroare, si sunt considerate semnificative daca se poate preconiza in mod rezonabil ca acestea, individual sau cumulat, vor influenta deciziile economice ale utilizatorilor luate in baza acestor situatii financiare consolidate.

Ca parte a unui audit efectuat in conformitate cu ISA, exercitam rationamentul profesional si mentinem scepticismul profesional pe parcursul auditului. De asemenea:

- Identificam si evaluam riscurile de denaturare semnificativa a situatiilor financiare consolidate cauzata fie de frauda, fie de eroare, proiectam si executam proceduri de audit ca raspuns la respectivele riscuri si obtinem probe de audit suficiente si adecvate pentru a furniza baza opiniei noastre. Riscul de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de frauda este mai ridicat decat cel de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de eroare, deoarece frauda poate presupune complicitate, fals, omisiuni intentionate, declaratii false si eludarea controlului intern.
- Obtinem o intelegere a controlului intern relevant pentru audit in vederea proiectarii de proceduri de audit adecvate circumstantelor, dar fara a avea scopul de a exprima o opinie cu privire la eficacitatea controlului intern al Grupului.
- Evaluam gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate si rezonabilitatea estimarilor contabile, precum si prezentarile de informatii aferente realizate de catre conducere.
- Concluzionam cu privire la gradul de adecvare a utilizarii de catre conducere a contabilitatii pe baza continuitatii activitatii si determinam, pe baza probelor de audit obtinute, daca exista o incertitudine semnificativa cu privire la evenimente sau conditii care ar putea pune in mod semnificativ la indoiala capacitatea Grupului de a-si continua activitatea. In cazul in care concluzionam ca exista o incertitudine semnificativa, trebule sa atragem atentia in raportul nostru asupra prezentarilor de informatii 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 acestui raport. Cu toate acestea, evenimente sau conditii viitoare pot determina Grupul sa nu isi mai desfasoare activitatea in baza principiului continuitatii activitatii.
- Evaluam in ansamblu prezentarea, structura si continutul situatiilor financiare consolidate, inclusiv prezentarile de informatii, si masura in care situatiile financiare consolidate reflecta tranzactiile si evenimentele care stau la baza acestora intr-o maniera care sa rezulte intr-o prezentare fidela.
- Obtinem probe de audit suficiente si adecvate cu privire la informatiile financiare ale entitatilor sau activitatilor de afaceri din cadrul Grupului, pentru a exprima o opinie cu privire la situatiile financiare consolidate. Suntem responsabili pentru coordonarea, supravegherea si executarea auditului Grupului. Suntem singurii responsabili pentru opinia noastra de audit.

Comunicam cu persoanele responsabile cu guvernanta in legatura cu, printre alte aspecte, aria planificata si programarea in timp a auditului, precum si principalele constatari ale auditului, inclusiv orice deficiente semnificative ale controlului intern pe care le identificam pe parcursul auditului.

De asemenea, furnizam persoanelor responsabile cu guvernanta o declaratie ca am respectat cerintele de etica profesionala relevante privind independenta si ca le-am comunicat toate relatiile si alte aspecte despre care s-ar putea presupune, in mod rezonabil, ca ne-ar putea afecta independenta si, acolo unde este cazul, masurile luate pentru a elimina amenintarile la adresa independentei sau masurile de protectie aplicate.

Dintre aspectele comunicate cu persoanele responsabile cu guvernanta, stabilim care sunt aspectele cele mai importante pentru auditul situatiilor financiare consolidate din perioada curenta si care reprezinta, prin urmare, aspecte cheie de audit. Descriem aceste aspecte in raportul nostru, cu exceptia cazului in care legile sau reglementarile impiedica prezentarea publica a aspectului, sau a cazului in care, in circumstante extrem de rare, consideram ca un

aspect nu ar trebui comunicat in raportul nostru deoarece se preconizeaza in mod rezonabil ca beneficiile pentru interesul public sa fie depasite de consecintele negative ale acestei comunicari.

Raport cu privire la alte dispozitii legale si de reglementare - Entitati de Interes Public

Am fost numiti de Adunarea Generala a Actionarilor Societatii in data de 19 martie 2019 sa auditam situatiile financiare ale Grupului pentru anul incheiat la 31 decembrie 2020 si in data de 23 decembrie 2021 sa auditam situatiile financiare ale Grupului pentru anii incheiati la 31 decembrie 2021 si 2022. Durata totala neintrerupta a angajamentului nostru este de 5 ani, acoperind exercitiile financiare incheiate la 31 decembrie 2018 pana la 31 decembrie 2022.

Confirmam ca:

- Opinia noastra de audit este in concordanta cu raportul suplimentar prezentat Comitetului de Audit al Societatii, pe care l-am emis in data de 21 aprilie 2023. De asemenea, in desfasurarea auditului nostru ne-am pastrat independenta fata de entitatea auditata.
- Nu am furnizat Grupului servicii interzise care nu sunt de audit mentionate la articolul 5 alineatul 1 din Regulamentul UE nr. 537/2014.

Pentru si in numele KPMG Audit S.R.L.:

Andreea Vasilescu

inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul AF2689

KPMG Audit SRL

inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul FA9

Bucuresti, Romania

27 aprilie 2023

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Auditor financiar: **VASILESCU ANDREEA**

Registrul Public Electronic: **AF2689**

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Firma de audit: **KPMG AUDIT S.R.L.**

Registrul Public Electronic: **FA9**

SITUAȚIILE CONSOLIDATE ALE POZIȚIEI FINANCIARE
LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ȘI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Active					
Active imobilizate					
Imobilizări corporale	20	19.521.363	18.000.990	13.817.527	14.432.015
Imobilizări necorporale		6.250	7.192	4.598	3.442
Numerar restricționat	16	101.057	—	10.257	10.257
Creanțe privind impozitul amânat	15	—	15.081	13.265	—
Investiții în obligațiuni corporative	17	351.338	—	—	—
Alte active imobilizate	19	218.236	219.920	220.279	216.776
Total active imobilizate		**20.198.244**	**18.243.183**	**14.065.926**	**14.662.490**
Active circulante					
Stocuri		72.433	65.305	68.255	48.010
Certificate verzi		—	34.781	—	—
Creanțe comerciale	18	1.350.677	663.528	338.037	306.036
Investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale	17	3.034.745	2.561.467	1.730.071	1.736.855
Numerar și echivalente de numerar	16	660.734	1.104.890	354.845	222.976
Numerar restricționat	16	—	10.257	—	—
Alte active circulante	19	115.400	78.293	36.735	25.814
Total active circulante		**5.233.989**	**4.518.521**	**2.527.943**	**2.339.691**
Total active		**25.432.233**	**22.761.704**	**16.593.869**	**17.002.181**
Capitaluri proprii					
Capital social	21	5.513.466	5.513.466	5.513.346	5.511.265
Rezervă din reevaluare	21	11.021.335	9.612.905	6.094.878	6.458.436
Alte rezerve	21	1.023.188	962.074	780.502	687.947
Rezultat reportat		4.028.861	3.095.072	2.121.586	2.328.113
Total capitaluri proprii		**21.586.850**	**19.183.517**	**14.510.312**	**14.985.761**
Datorii					
Datorii pe termen lung					
Împrumuturi bancare	22	390.491	483.919	3.395	26.446
Datorii aferente contractelor de leasing		7.567	8.914	14.630	14.530
Venituri în avans	25	181.522	187.170	190.229	195.414
Datorii privind impozitul amânat	15	1.315.946	1.017.223	350.386	350.349
Beneficiile angajaților	14	121.840	122.949	117.137	101.207
Provizioane	26	817.089	728.638	660.520	599.360
Datorii comerciale	23	428	2.506	5.643	13.738
Alte datorii	24	5.765	18.882	30.850	14.096
Total datorii pe termen lung		**2.840.648**	**2.570.201**	**1.372.790**	**1.315.140**
Datorii curente					
Împrumuturi bancare	22	94.001	93.877	28.528	43.561
Datorii aferente contractelor de leasing		7.834	3.592	6.384	5.065
Datorii comerciale	23	282.996	171.421	172.746	161.426
Datorii aferente contractelor cu clienții	9	84.684	93.331	73.660	31.460
Datorii privind impozitul pe profit curent		171.978	123.394	81.406	181.676
Venituri în avans	25	5.696	5.724	5.528	5.538
Beneficiile angajaților	14	105.845	94.398	111.378	69.060
Provizioane	26	121.760	116.531	196.317	183.300
Taxa pentru producătorii de energie electrică	11 D	91.370	133.415	—	—
Alte datorii	24	38.571	172.303	34.820	20.194
Total datorii curente		**1.004.735**	**1.007.986**	**710.767**	**701.280**
Total datorii		**3.845.383**	**3.578.187**	**2.083.557**	**2.016.420**
Total capitaluri proprii și datorii		**25.432.233**	**22.761.704**	**16.593.869**	**17.002.181**

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan BADEA Preşedinte Directorat	**Marian BRATU** Membru Directorat	**Andrei GEREA** Membru Directorat	**Cristian VLADOIANU** Membru Directorat	**Răzvan PATALIU** Membru Directorat

Marian FETITA Manager Departament Contabilitate	**Gabriela VASILESCU** Şef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUAŢIILE CONSOLIDATE ALE PROFITULUI SAU PIERDERII ŞI ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL
PENTRU ANII ÎNCHEIAŢI LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ŞI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	2022	2021	2020
Venituri	9	9.451.955	6.489.297	3.841.443
Alte venituri	10	46.249	175.347	68.836
Apă uzinată	11 A	(450.963)	(540.145)	(307.077)
Cheltuieli cu beneficiile angajaţilor	14	(630.723)	(589.838)	(490.267)
Transport şi distribuţie de energie electrică	11 C	(498.055)	(110.416)	(72.778)
Energie electrică achiziţionată	11 B	(697.142)	(90.121)	(15.383)
Cheltuieli cu certificatele verzi		(183.171)	(53.690)	(13.951)
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	20	(772.150)	(760.503)	(720.531)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	20	(23.869)	(359.329)	(105.966)
Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale	18	(43.461)	(11.348)	(79)
Reparaţii, întreţinere, materiale şi consumabile		(82.337)	(70.684)	(104.562)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	11 D	(671.739)	(133.417)	—
Alte cheltuieli de exploatare	11 E	(236.243)	(189.496)	(205.702)
Profit din exploatare		**5.208.351**	**3.755.657**	**1.873.983**
Venituri financiare	12	247.196	73.150	61.995
Cheltuieli financiare	12	(38.111)	(44.056)	(29.386)
Rezultat financiar net		**209.085**	**29.094**	**32.609**
Profit înainte de impozitare		**5.417.436**	**3.784.751**	**1.906.592**
Cheltuiala cu impozitul pe profit	15	(953.436)	(668.602)	(348.580)
Profitul net		**4.464.000**	**3.116.149**	**1.558.012**
Rezultat pe acţiune				
Rezultatul pe acţiune de bază şi diluat (RON)	13	**9,95**	**6,95**	**3,48**
Alte elemente ale rezultatului global				
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	20	1.777.815	3.856.576	—
Modificari ale obligaţiilor privind beneficiile determinate ale angajaţilor, net de impozit	14	(7.536)	(13.269)	(7.904)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale recunoscute în rezerva din reevaluare, net de impozit		—	—	(24.357)
Total alte elemente ale rezultatului global		**1.770.279**	**3.843.307**	**(32.261)**
Rezultat global		**6.234.279**	**6.959.456**	**1.525.751**

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situaţii financiare consolidate.

Bogdan BADEA Preşedinte Directorat	**Marian BRATU** Membru Directorat	**Andrei GEREA** Membru Directorat	**Cristian VLADOIANU** Membru Directorat	**Răzvan PATALIU** Membru Directorat

Marian FETITA Manager Departament Contabilitate	**Gabriela VASILESCU** Şef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUAŢIILE CONSOLIDATE ALE MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII
PENTRU ANII ÎNCHEIAŢI LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ŞI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

	Notă	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2020		**5.511.265**	**6.458.436**	**687.947**	**2.328.113**	**14.985.761**
Rezultat global						
Profit net		—	—	—	1.558.012	**1.558.012**
Alte elemente ale rezultatului global						
Deprecierea imobilizărilor corporale recunoscută în rezerva din reevaluare, net de impozit	**20**	—	(24.357)	—	—	**(24.357)**
Modificari ale obligaţiilor privind beneficiile determinate ale angajaţilor, net de impozit		—	—	—	(7.904)	**(7.904)**
Total alte elemente ale rezultatului global		—	**(24.357)**	—	**(7.904)**	**(32.261)**
Total rezultat global		—	**(24.357)**	—	**1.550.108**	**1.525.751**
Tranzacţii cu actionarii Societăţii						
Contribuţii şi distribuiri						
Dividende		—	—	—	(2.003.281)	**(2.003.281)**
Emisiunea de acţiuni ordinare	**21**	2.081	—	—	—	**2.081**
Total tranzacţii cu actionarii Societăţii		**2.081**	—	—	**(2.003.281)**	**(2.001.200)**
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale		—	—	92.555	(92.555)	—
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării şi ieşirilor de imobilizări corporale	**21**	—	(339.201)	—	339.201	—
Sold la 31 decembrie 2020		**5.513.346**	**6.094.878**	**780.502**	**2.121.586**	**14.510.312**
Sold la 1 ianuarie 2021		**5.513.346**	**6.094.878**	**780.502**	**2.121.586**	**14.510.312**
Rezultat global						
Profit net		—	—	—	3.116.149	**3.116.149**
Alte elemente ale rezultatului global						
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	**20, 21**	—	3.856.576	—	—	**3.856.576**
Modificari ale obligaţiilor privind beneficiile determinate ale angajaţilor, net de impozit	**14**	—	—	—	(13.269)	**(13.269)**
Total alte elemente ale rezultatului global		—	**3.856.576**	—	**(13.269)**	**3.843.307**
Total rezultat global		—	**3.856.576**	—	**3.102.880**	**6.959.456**
Tranzacţii cu actionarii Societăţii						
Contribuţii şi distribuiri						
Dividende	**21**	—	—	—	(2.286.371)	**(2.286.371)**
Emisiunea de acţiuni ordinare	**21**	120	—	—	—	**120**
Total tranzacţii cu actionarii Societăţii		**120**	—	—	**(2.286.371)**	**(2.286.251)**
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale		—	—	181.572	(181.572)	—
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării şi ieşirilor de imobilizări corporale	**21**	—	(338.549)	—	338.549	—
Sold la 31 decembrie 2021		**5.513.466**	**9.612.905**	**962.074**	**3.095.072**	**19.183.517**

	Notă	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2022		**5.513.466**	**9.612.905**	**962.074**	**3.095.072**	**19.183.517**
Total rezultat global						
Profit net		—	—	—	4.464.000	**4.464.000**
Alte elemente ale rezultatului global						
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	**20,21**	—	1.777.815	—	—	**1.777.815**
Modificari ale obligaţiilor privind beneficiile determinate ale angajaţilor, net de impozit	**14**	—	—	—	(7.536)	**(7.536)**
Total alte elemente ale rezultatului global		—	**1.777.815**	—	**(7.536)**	**1.770.279**
Total rezultat global		—	**1.777.815**	—	**4.456.464**	**6.234.279**
Tranzacţii cu actionarii Societăţii						
Contribuţii şi distribuiri						
Dividende	**21**	—	—	—	(3.830.946)	**(3.830.946)**
Total tranzacţii cu actionarii Societăţii		—	—	—	**(3.830.946)**	**(3.830.946)**
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale		—	—	61.114	(61.114)	—
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării şi ieşirilor de imobilizări corporale	**21**	—	(369.385)	—	369.385	—
Sold la 31 decembrie 2022		**5.513.466**	**11.021.335**	**1.023.188**	**4.028.861**	**21.586.850**

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situaţii financiare consolidate.

Bogdan BADEA
Preşedinte Directorat

Marian BRATU
Membru Directorat

Andrei GEREA
Membru Directorat

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Răzvan PATALIU
Membru Directorat

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

Gabriela VASILESCU
Şef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUAŢIILE CONSOLIDATE ALE FLUXURILOR DE NUMERAR
PENTRU ANII ÎNCHEIAŢI LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ŞI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	2022	2021	2020
Fluxuri de numerar din activităţi de exploatare:				
Profit net		4.464.000	3.116.149	1.558.012
Ajustări pentru:				
Amortizarea imobilizărilor corporale	20	769.968	758.138	719.297
Amortizarea imobilizărilor necorporale		2.182	2.365	1.234
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale, net	20	23.869	359.329	105.966
Pierderi din deprecierea creanţelor comerciale, net	18	43.461	11.348	79
Reducerea valorii stocurilor		638	5.053	751
Castig in urma combinarilor de intreprinderi	28	—	(31.530)	(26.274)
Pierderi din cedari de imobilizări corporale	11 E	2.051	3.605	6.505
Pierderi din diferenţe de curs valutar	12	574	8.792	1.836
Venituri din dobânzi	12	(243.708)	(72.066)	(61.987)
Cheltuieli cu dobânzile	12	10.637	15.893	10.998
Cheltuiala cu impozitul pe profit	15	953.436	668.602	348.580
		6.027.108	**4.845.678**	**2.664.997**
Modificări în:				
Creanţe comerciale		(730.610)	(332.316)	(9.644)
Stocuri		(7.766)	(2.045)	(3.785)
Numerar restricţionat		(90.800)	—	—
Alte active		14.348	(14.129)	(18.565)
Datorii comerciale		91.041	30.400	(12.729)
Venituri în avans		(5.676)	(2.863)	(5.491)
Beneficiile angajaţilor		(4.830)	(27.143)	13.206
Provizioane		88.383	(37.158)	69.642
Alte datorii		(214.973)	264.579	33.830
Numerar generat din activităţi de exploatare		**5.166.225**	**4.725.003**	**2.731.461**
Dobânzi plătite		(2.658)	(1.631)	(1.496)
Impozit pe profit plătit		(928.247)	(675.889)	(453.295)
Numerar net din activitatea de exploatare		**4.235.320**	**4.047.483**	**2.276.670**
Fluxuri de numerar din activitatea de investiţii:				
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări corporale		(169.005)	(176.805)	(167.319)
Plăţi pentru achiziţia de imobilizări necorporale		(1.240)	(2.385)	(2.390)
Incasari din vânzarea de imobilizări corporale		203	—	494
Plăţi pentru achiziţia de obligaţiuni corporative		(351.265)	—	—
Plăţi pentru depozite detinute in scop investitional		(8.575.000)	(5.013.000)	(3.210.000)
Încasări din depozite detinute in scop investitional		7.898.000	4.430.000	3.215.000
Plăţi pentru achiziţia de obligaţiuni guvernamentale		—	(235.410)	—
Încasări din obligaţiuni guvernamentale ajunse la scadenţă		235.410	—	—
Dobânzi încasate		212.038	53.917	63.771
Plăţi pentru achiziţia de filiale, net de numerarul dobândit	28	—	(598.255)	9.426
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii		**(750.859)**	**(1.541.938)**	**(91.018)**
Fluxuri de numerar din activitatea de finanţare:				
Încasări din emisiunea de acţiuni	21	—	24	415
Trageri din împrumuturi	22	—	635.219	—
Rambursări de împrumuturi	22	(93.307)	(97.580)	(44.303)
Plăţi aferente contractelor de leasing	22	(4.364)	(6.792)	(6.614)
Dividende plătite	21	(3.830.946)	(2.286.371)	(2.003.281)
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare		**(3.928.617)**	**(1.755.500)**	**(2.053.783)**
Creşterea/(descresterea) netă a numerarului şi echivalentelor de numerar		**(444.156)**	**750.045**	**131.869**
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	16	1.104.890	354.845	222.976
Numerar şi echivalente de numerar la 31 decembrie	16	**660.734**	**1.104.890**	**354.845**

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situaţii financiare consolidate.

Bogdan BADEA Preşedinte Directorat	**Marian BRATU** Membru Directorat	**Andrei GEREA** Membru Directorat	**Cristian VLADOIANU** Membru Directorat	**Răzvan PATALIU** Membru Directorat

Marian FETITA Manager Departament Contabilitate	**Gabriela VASILESCU** Şef Serviciu Raportari Financiare, Buget

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ŞI INFORMAŢII GENERALE

(a) Informaţii generale despre Grup

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea" sau „Hidrolectrica") este înregistrată în România. Sediul social al Societăţii este Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, Clădirea Tower Center, etajele 10-15, Sector 1, Bucureşti. Societatea este inregistrata la Oficiul Registrului Comertului sub nr. J40/7426/2000 si are cod unic de inregistrare 13267213. Aceste situaţii financiare consolidate includ Societatea şi filialele sale (denumite împreună „Grupul").

Grupul are ca principale obiecte de activitate producerea de energie electrică (hidro şi eoliană) şi furnizarea de energie electrică consumatorilor finali.

Acţionarii Societăţii sunt Statul român, reprezentat de Ministerul Energiei, care deţine 80,06% din actiuni şi Fondul Proprietatea, care deţine 19,94% din actiuni.

Societatea este administrată în sistem dualist, de către Consiliul de Supraveghere şi Directorat.

Ofertă publică iniţială ("IPO")

Prin Hotărârea Adunării Generale a Acţionarilor din data de 31 martie 2022, a fost aprobată oferta publică iniţială a Societăţii. Până la 19,94% din acţiuni vor fi oferite spre vânzare (acţiuni deţinute de Fondul Proprietatea, acţionarul minoritar) atât către investitori persoane fizice, cât şi către investitori instituţionali de pe bursa românească, precum şi către investitorii calificaţi din Statele Unite. Procesul IPO este în prezent planificat pentru anul 2023.

Lista filialelor

La 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021 şi 31 decembrie 2020 Hidroelectrica are următoarele filiale:

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participaţie la 31 decembrie 2022	% participaţie la 31 decembrie 2021	% participaţie la 31 decembrie 2020
Hidroserv S.A. (societate în insolvenţă)	Servicii în sectorul energetic (întreţinere, reparaţii, construcţii)	Bucureşti, România	100%	100%	100%
Crucea Wind Farm S.A.	Producerea energiei electrice din surse regenerabile eoliene	Constanţa, România	—	100%	—
Hidroelectrica Wind Services S.R.L.	Servicii de inginerie şi consultanţă tehnică	Constanţa, România	—	100%	—

La 31 decembrie 2022, Crucea Wind Farm S.A. şi Hidroelectrica Wind Services S.R.L. au fuzionat cu Hidroelectrica. Toate sumele sunt înregistrate la valoarea contabilă din anul precendent în situaţiile financiare consolidate şi, in consecinta, fuziunea nu a avut niciun impact asupra situaţiilor financiare consolidate la 31 decembrie 2022.

Hidroserv S.A. a intrat în procedura de insolvenţă în octombrie 2016. Hidroelectrica SA a pierdut controlul asupra Hidroserv SA în februarie 2018, ca urmare a deciziei judecătorului sindic de a anula dreptul de administrare al Societăţii şi de a acorda acest drept unui administrator judiciar. În 2020, a fost aprobat un plan de reorganizare a filialei de către Adunarea Creditorilor. Potrivit legii, planul a fost confirmat de judecătorul sindic. În urma confirmării planului de reorganizare de către judecătorul sindic, administratorul special al Hidroserv S.A. a fost numit de Hidroelectrica S.A. în Adunarea Generală Ordinară a Acţionarilor din data de 8 septembrie 2020, în urma căreia Societatea a redobândit controlul asupra filialei.

În data de 23 decembrie 2020, Societatea a încheiat un contract de cumpărare de acţiuni cu STEAG GmbH pentru achiziţionarea a 100% din Crucea Wind Farm S.A. şi Hidroelectrica Wind Services S.R.L. (fosta STEAG Energie Romania S.R.L.). Societatea a obţinut controlul asupra acestor entităţi în martie 2021.

Activitatea principală a Crucea Wind Farm S.A. este producerea de energie eoliană. Parcul eolian Crucea, situat în localitatea Crucea, judeţul Constanţa, şi-a început activitatea la 1 octombrie 2014 şi are o capacitate instalată de 108 MW, constând din 36 de turbine Vestas de 3 MW.

Hidroelectrica Wind Services S.R.L. este o societate de exploatare, întreţinere (O&M) si administrare, care oferă servicii exclusiv către Crucea Wind Farm S.A.

Informaţiile despre combinările de întreprinderi sunt prezentate în Nota 28.

(b) Cadrul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Naţională de Reglementare în Domeniul Energiei ("ANRE").

Principalele responsabilităţi ale ANRE includ: licenţierea entităţilor care activează în sectorul energetic, emiterea reglementărilor aplicabile pieţei energiei electrice, aprobarea preţurilor şi tarifelor reglementate şi emiterea metodologiilor pentru stabilirea preţurilor şi tarifelor reglementate.

(c) Principalele activităţi ale Grupului

Producerea de energie electrică şi servicii de sistem

Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 187 de hidrocentrale şi microhidrocentrale (principala capacitate de producţie fiind Porţile de Fier I, care reprezintă aproximativ 30% din totalul energiei electrice produse) şi 36 de turbine eoliene de câte 3 MW fiecare.

Energia electrică produsă este vândută atât pe piaţa angro, cât şi pe piaţa cu amănuntul (furnizare către consumatorii finali).

În conformitate cu unele hotărâri ale Guvernului, în perioada 1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2020, Grupul a livrat 3,1 TWh de energie electrică furnizorilor de ultimă instanţă la un preţ angro reglementat de 108,15 RON/MWh, reprezentând aproximativ 21% din totalul energiei electrice produse de Grup în cursul anului respectiv. Nu au existat reglementări privind preţurile angro între 1 ianuarie 2021 şi 31 decembrie 2022.

La 1 ianuarie 2023 a fost implementat de către Guvern un mecanism de achiziţie centralizata a energiei electrice prin care producătorii de energie electrică vor vinde cantitatea de energie electrică disponibilă (necontractată la nivelul lunii octombrie 2022) către operatorul pietei, OPCOM, la preţul fix de 450 LEI/ MWh. OPCOM va revinde energia electrică furnizorilor de energie electrică şi anumitor consumatori mari (ex: operatorii de distribuţie a energiei electrice) la acelaşi preţ de 450 LEI pe MWh. Acest mecanism de fixare a preţului se aplică între 1 ianuarie 2023 şi 31 martie 2025.

Hidroelectrica S.A. furnizează, de asemenea, servicii de sistem către operatorul sistemului energetic naţional, Transelectrica. Serviciile de sistem presupun punerea la dispoziţia Transelectrica a unei capacităţi 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

Piaţa energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată şi toţi consumatorii sunt liberi să îşi aleagă furnizorul de energie electrică de la care pot achiziţiona energie electrică la preţuri negociate.

Grupul furnizează energie electrică la tarife negociate atât consumatorilor industriali, cât şi consumatorilor casnici. Tariful de furnizare include, pe lângă preţul energiei electrice, costurile de transport şi distribuţie a energiei electrice (a se vedea politica contabilă 6 c)), contribuţia la schema de sprijin pentru cogenerarea de inalta eficienta şi costul certificatelor verzi (a se vedea secţiunea privind *certificatele verzi*).

Începând cu 1 noiembrie 2021, din cauza creşterii semnificative a preţurilor energiei pe pieţele internaţionale şi naţionale şi a impactului acestora asupra consumatorilor din România, Guvernul a implementat scheme de sprijin pentru consumatori, după cum urmează:

- Compensarea de către Stat a unei părţi din factura de energie electrică pentru consumatorii casnici până la 31 martie 2022 – acest mecanism nu a avut niciun impact asupra performanţei financiare a Grupului în 2021 şi 2022;

- plafonarea tarifelor de furnizare a energiei electrice pentru consumatorii casnici (până la 31 martie 2025) şi non-casnici (până la 31 ianuarie 2022 pentru anumite tipuri de consumatori non-casnici şi în perioada 1 februarie 2022 – 31 martie 2025 pentru toţi consumatorii non-casnici); şi primirea unei subvenţii din partea statului pentru a compensa impactul mecanismului de plafonare; impactul acestui mecanism asupra performanţei financiare a Grupului în 2022 a fost diminuarea veniturilor ca urmare a plafonării preţurilor cu 551 milioane RON şi recuperarea prin subvenţii de la stat estimate la 23 milioane RON, subventii care vor fi recunoscute de Grup dupa emiterea facturilor catre consumatorii finali (2021: nu au existat reduceri ale veniturilor, respectiv subventii).

Certificate verzi („CV")

În calitate de producător de energie electrică din surse regenerabile (energie hidroelectrică în microhidrocentrale retehnologizate cu o capacitate instalată de cel mult 10 MW şi cu o durată de viaţă de cel puţin 15 ani de la data punerii în funcţiune şi energie eoliană), Grupul primeşte certificate verzi prin schema de sprijin a certificatelor verzi.

Grupul primeşte 0,34 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de microhidrocentralele eligibile (8 în 2022; 14 în 2021, 17 în 2020) şi 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian. La sfârşitul anului 2022, 7 microhidrocentrale si parcul eolian au rămas în schema de sprijin.

Certificatele verzi pot fi vândute pe pieţele spot şi forward. Preţul de vânzare trebuie să se încadreze între valorile minime şi maxime stabilite de lege:

(a) o valoare minimă de tranzacţionare de 29,4 EUR/CV şi

(b) o valoare maximă de tranzacţionare de 35 EUR/CV.

Filiala de productie de energie eoliană a Grupului a vândut certificate verzi în 2022, 2021 şi 2020 la preţul minim pe toate pieţele, ca urmare a excesului de certificate verzi oferite spre vânzare în comparaţie cu obligaţiile de cumpărare ale furnizorilor.

În calitate de furnizor de energie electrică, Grupul este obligat să achiziţioneze un numar de certificate verzi calculat prin înmulţirea cotei anuale obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi cu cantitatea (în MWh) de energie electrică furnizată consumatorilor finali. ANRE stabileşte nivelul anual al obligaţiilor de cumpărare (cote) a certificatelor verzi. Cota anuală aplicabilă pentru 2022 este de 0,5014313 certificate verzi pe MWh (2021: 0,4505 certificate verzi pe MWh şi 2020: 0,45074 certificate verzi pe MWh).

Taxa pentru producatorii de energie electrica

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) şi 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre preţul mediu net lunar de vânzare si pretul de 450 RON pe MWh.

Preţul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza veniturilor lunare ale segmentului de producere de energie electrica, ce include vanzarea pe piata angro a energiei electrice produse si valoarea energiei electrice transferate in cadrul aceleiasi entitati din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) catre portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice), minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziţionata, tarifele de administrare a pieţei şi tarifele de tranzacţionare. Cheltuielile de productie a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

2. BAZELE CONTABILITĂŢII

Aceste situaţii financiare consolidate au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaţionale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-UE"). Acestea sunt primele situaţii financiare consolidate ale Grupului întocmite în conformitate cu IFRS-UE şi a fost aplicat IFRS 1 *Adoptarea pentru prima dată a Standardelor Internaţionale de Raportare Financiară.*

Grupul prezintă situaţii financiare IFRS-EU pe 3 ani în scopul includerii în Prospectul pregătit pentru oferta publică iniţială.

Data tranzitiei Grupului la IFRS-UE a fost aleasă la 1 ianuarie 2020. O explicaţie a modului în care tranzitia la IFRS-UE a afectat poziţia financiară, performanţa financiară şi fluxurile de numerar raportate ale Grupului este prezentată în Nota 32. Grupul a întocmit anterior situaţii financiare în conformitate cu IFRS, dar a încetat să le întocmească în 2018. La momentul tranziţiei, Grupul nu a aplicat nicio derogare prevăzută de IFRS 1.

Situațiile financiare consolidate au fost autorizate pentru emitere de către Directoratul Societății la data de 24.04.2023

Societatea emite de asemenea o versiune originală a acestor situații financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-UE în limba engleza, in scopurile utilizarii in procesul de listare la bursa.

Aceste situații financiare consolidate au fost întocmite pe baza continuității activității. Informatii despre politicile contabile ale Grupului sunt incluse în Nota 6.

Grupul a publicat de asemenea situații financiare consolidate la data și pentru exercițiile financiare încheiate la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020 întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 cu modificarile ulterioare.

3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE

Aceste situații financiare consolidate sunt prezentate în lei românești (RON), aceasta fiind si moneda funcțională a Grupului. Toate sumele au fost rotunjite la cea mai apropiată mie, cu excepția cazului în care este indicat altfel.

4. 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:

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) si Societate (concesionar) pentru activele hidroenergetice aflate în patrimoniul public la 31 decembrie 2003.

Principalele clauze ale contractului de concesiune si 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, retehnologizării, 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;
- La încetarea contractului, anumite active care au fost utilizate de concesionar în derularea concesiunii vor fi restituite concedentului, dupa 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 aparţin concedentului şi care sunt restituite concedentului cu titlu deplin, gratuit şi 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 şi cele rezultate din investiţii/modernizari ale acestor active efectuate de Societate în perioada contractului de concesiune. Societatea amortizează aceste active pe durata minima dintre perioada rămasă a contractului de concesiune şi durata de viaţă utilă a acestor active.
- Bunuri de preluare – activele care aparţin concesionarului şi sunt utilizate de concesionar în perioada concesiunii şi care sunt similare ca natură cu activele din domeniul public de mai sus (amenajari de terenuri, construcţii, instalaţii speciale şi echipamente tehnologice), asupra cărora, la încetarea contractului de concesiune, concedentul are opţiunea de preluare în schimbul unei plăţi egale cu „valoarea contabilă actualizata" la data preluării. În interpretarea Societăţii, „valoarea contabilă actualizata" este valoarea contabilă netă la data preluării şi, având în vedere că Societatea utilizează modelul reevaluarii, această valoare va fi valoarea reevaluată la acea dată. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viaţă utilă estimată.
- Bunuri proprii – active care, la încetarea contractului de concesiune, rămân în proprietatea concesionarului. Bunurile proprii sunt activele (construcţii, instalaţii speciale, echipamente tehnologice, aparate de măsură şi control, mijloace de transport, mobilier, echipamente de birou, echipamente de protecţie şi alte imobilizări corporale) care aparţin concesionarului şi sunt utilizate de acesta în perioada concesiunii, cu excepţia bunurilor de preluare. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viaţă utilă estimată.

In 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 in cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze şi la ce preţ; şi

b) Concedentul controlează – prin dreptul de proprietate, dreptul la beneficiu sau in alt mod – orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfarsitul termenului acordului.

Grupul a concluzionat că nu se încadrează în aria de aplicare a IFRIC 12 deoarece nu îndeplineşte caracteristica a) de mai sus, concedentul nu reglementează cui trebuie să presteze concesionarul serviciul şi la ce preţ. Grupul a considerat că mecanismul de fixare a preţurilor introdus de Guvern începând cu 1 ianuarie 2023 nu afectează această concluzie, deoarece acest mecanism este temporar şi se aplică numai unei părţi din producţie.

Grupul recunoaşte redevenţa aferenta contractului de concesiune în Alte cheltuieli de exploatare.

a2) Leasing şi modernizari ale bunurilor de retur

In 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 conţine un contract de leasing:

a) locatarul are dreptul de a obţine în esenţă 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 şi, în consecinţă, contractul de concesiune conţine 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 redevenţe. Conform IFRS 16, Grupul a determinat valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare şi valoarea datoriei de leasing aferente acestui contract ca fiind zero, deoarece plăţile viitoare de leasing sunt variabile şi depind de veniturile Societăţii, redevenţa fiind calculată ca procent din venituri.

În ceea ce priveşte modernizarile efectuate in legatura cu bunurile de retur, Grupul a concluzionat că acestea reprezintă modernizari ale unui activ in sistem de leasing pentru care Grupul este „proprietar contabil", în sensul că aceste modernizari servesc interesului Grupului, în calitate de locatar, de a utiliza activele in sistem leasing. În consecinţă, 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 şi durata de viaţă 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 Societății, 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 modernizari 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 modificari modernizarilor de active închiriate, fără consimțământul locatorului sau fără a compensa locatorul;

d) Modernizarile sunt efectuate pe riscul și responsabilitatea Grupului (Grupul isi asuma riscul depășirii costurilor) și nu sunt disponibile concedentului până la incetarea contractului de concesiune.

a3) Unități generatoare de numerar ("CGU")

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 exceptia celor mentionate mai jos, în principal pe baza următoarelor considerente:

- Societatea detine 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.

De asemenea, Grupul a concluzionat că parcul eolian este o singură unitate generatoare de numerar distincta și că fiecare obiectiv de investiții legat de activele hidroenergetice cu funcții complexe/multiple reprezintă unități generatoare de numerar separate.

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.

Detinarorii 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 si-au indeplinit durata normala de functionare și care pot fi utilizate în alte scopuri decât cele pentru care au fost construite inițial. Post-utilizarea necesită punerea in aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări care sa asigure noua funcționalitate a barajului în condiții de siguranță pentru protectia 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 in subordinea, coordonarea sau autoritatea caruia se afla entitatea care deține barajul, pe baza avizului Ministerului Apelor și Mediului.

După executarea lucrărilor prevazute in 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 normala de viață depasita, 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 in aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări pentru dezafectarea barajului, reconstrucția ecologică a zonei și asigurarea corespunzatoare 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.

Evenimentele declanșatoare ale operațiunilor de abandonare a barajelor includ:

- solicitarea deținătorilor barajelor, atunci când acestia constată că nu se pot indeplini 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 si 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 (31 ani ramasi la 31 decembrie 2022).

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 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, irigatii 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 autoritatii de gospodarire 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 in post-utilizare sau abandonare, în funcție de starea fizica a fiecărui baraj la momentul intrării în post-utilizare sau al abandonarii, de împărțirea costurilor între detinator și post-utilizator, precum și de perioada foarte indelungata 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 rezistenta construcției.

În plus, Grupul estimează că până la incetarea contractului de concesiune (perioada rămasă fiind de 31 de ani la 31 decembrie 2022) apariția situațiilor care sa necesite post-utilizarea sau abandonarea activelor din domeniul public sau a activelor proprii – diguri, hidrocentrale și ecluze (altele decât imobilizarile în curs de executie descrise în Nota 20) este improbabilă, având în vedere durata de viață indelungata a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanta și modernizari.

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 alternativa realista decat 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 fara dificultati în numerar, acestea intră în aria de aplicare al IFRS 9. Standardul prevede o exceptie de la aplicarea IFRS 9 pentru contractele care sunt initiate și continuă să fie deținute în scopul primirii sau livrării unui element nefinanciar în conformitate cu cerințele preconizate de cumpărare, vânzare sau utilizare ale entității („exceptia aferenta utilizarii proprii").

Energia electrică este un activ care se poate converti fara dificultati în numerar și, prin urmare, conducerea a efectuat o analiză pentru a determina dacă exceptia aferenta utilizarii 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 exclusiva 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-zilnica și piața de echilibrare) sunt încheiate numai pentru îndeplinirea necesitatilor si 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 relatii 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 exceptia aferenta utilizarii proprii se aplică tuturor contractelor sale de vânzare și cumpărare de energie electrică în 2022, 2021 și 2020 și, prin urmare, nu intră în aria de aplicare a IFRS 9.

a6) Taxa pentru producătorii de energie electrică

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre prețul mediu net lunar de vânzare si pretul de 450 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza veniturilor lunare ale segmentului de producere de energie electrica, care includ vanzarea pe piata angro a energiei electrice produse si valoarea energiei electrice transferate in cadrul aceleiasi entitati din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) catre portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice), minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziționata, tarifele de administrare a pieței și tarifele de tranzacționare. Cheltuielile de productie a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

Grupul a analizat natura taxei pentru a evalua dacă acesta intră sub incidența IAS 12 *Impozitul pe profit* sau a IFRC 21 *Cotizații*, principalele considerente fiind:

- taxa este generată de venituri, deoarece principalele costuri suportate de producători, respectiv costurile de productie a energiei electrice, nu sunt luate în considerare în cadrul venitului net lunar impozitat;
- costurile deduse în calcul (costul energiei electrice achiziționate și costurile de tranzacționare) sunt marginale față de venituri, deoarece Grupul are achiziții limitate de energie electrică ca parte a activității de producere a energiei electrice, iar acestea sunt efectuate doar în scopul echilibrării producției cu angajamentele contractuale de vânzare a energiei electrice pe piața angro;
- limita de 450 RON pe MWh pentru calculul taxei nu este legata de costurile producatorilor, ci reprezinta mai mult un plafon al pretului de vanzare.

Grupul a concluzionat că taxa pentru producătorii de energie electrică este o cotizatie care intră sub incidența dispozițiilor IFRC 21 *Cotizații*, și nu impozit pe profit.

b) Ipoteze și incertitudini asociate estimarilor

Informații cu privire la ipotezele și incertitudinile asociate estimarilor 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 20 – ipoteze cu privire la reevaluarea imobilizărilor corporale;
- Nota 20 – ipoteze cu privire la determinarea valorii recuperabile a imobilizarilor în curs de executie;
- Nota 6 h) și i) – estimări ale duratelor de viață utilă ale imobilizărilor corporale și necorporale;
- Nota 11 D – estimări în legatura cu prețul de transfer al energiei electrice între activitatea de producție și activitatea de furnizare utilizate in calculul taxei pentru producătorii de energie electrică;
- Notele 26 și 30 – recunoașterea și evaluarea provizioanelor și a datoriilor contingente;
- Notele 6 l), 18 și 27 b) – determinarea pierderilor din credit preconizate pentru creanțele comerciale;
- Nota 14 – evaluarea obligațiilor privind planurile de beneficii determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților: principalele ipoteze actuariale;
- Nota 26 – estimari aferente provizioanelor de dezafectare.

Determinarea valorilor juste

Un numar de politici contabile și prezentări de informatii 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 in masura in 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 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 20: imobilizări corporale;
- Nota 27: instrumente financiare; și
- Nota 28: achiziția de filiale.

5. BAZELE EVALUARII

Situațiile financiare consolidate au fost întocmite pe baza costului istoric, cu excepția terenurilor, constructiilor, echipamentelor și altor elemente de imobilizări corporale, care sunt evaluate utilizând modelul reevaluării.

6. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE

Grupul a aplicat în mod consecvent următoarele politici contabile pentru toate perioadele prezentate în aceste situaţii financiare consolidate şi în pregătirea situaţiei de deschidere a poziţiei financiare la 1 ianuarie 2020 în scopul tranziţiei la politicile contabile în conformitate cu IFRS-UE.

(a) Bazele consolidării

(i) Combinări de întreprinderi

Grupul contabilizează combinările de întreprinderi utilizând metoda achiziţiei atunci când ansamblul integrat de activităţi şi active achiziţionate corespunde definiţiei unei întreprinderi şi controlul este transferat Grupului (a se vedea 6 (a) (ii)). Pentru a determina dacă un anumit ansamblu integrat de activităţi şi active constituie o întreprindere, Grupul evaluează dacă ansamblul integrat de active şi activităţi achiziţionate include cel puţin o intrare şi un proces aplicat intrarii şi dacă ansamblul achiziţionat contribuie la capacitatea de a genera iesiri.

Grupul are opţiunea de a aplica un „test al concentrarii" care permite o evaluare simplificată prin care se poate determina dacă un ansamblu de activităţi şi active achiziţionate nu constituie o întreprindere. Criteriile testului opţional al concentrarii sunt îndeplinite dacă, in mod substantial toata valoarea justa a activelor brute dobandite este concentrată într-un singur activ identificabil sau intr-un grup de active identificabile similare.

Contravaloarea transferată în cadrul achiziţiei este, în general, evaluată la valoarea justă, similar activelor nete identificabile dobandite. Orice fond comercial rezultat este testat anual pentru depreciere. Orice castig in urma unei achizitii in conditii avantajoase a unei intreprinderi este recunoscut imediat în profit sau pierdere. Costurile de tranzacţie sunt recunoscute pe cheltuieli atunci cand au loc, cu excepţia cazului în care sunt legate de emisiunea de titluri de creanţă sau de capital.

Contravaloarea transferată nu include sumele utilizate pentru stingerea relaţiilor contractuale anterioare achizitiei. Astfel de sume sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere.

Orice contravaloare contingentă este evaluată la valoarea justă la data achiziţiei. Dacă o obligaţie de a plăti o contravaloare contingentă care indeplineste definiţia unui instrument financiar este clasificată in capitaluri proprii, atunci aceasta nu este reevaluată, iar decontarea ei este recunoscuta de asemenea în capitaluri proprii. În caz contrar, contravaloarea contingenta este reevaluata la valoarea justă la fiecare dată de raportare, iar modificările ulterioare de valoare justa a contravalorii contingente sunt recunoscute în profit sau pierdere.

(ii) Filiale

Filialele sunt entităţi controlate de Grup. Grupul „controlează" o entitate atunci când este expus sau are drepturi asupra rezultatelor variabile pe baza participarii sale în entitate şi are capacitatea de a influenta acele rezultate prin autoritatea sa asupra entităţii. Situaţiile financiare ale filialelor sunt incluse în situaţiile financiare consolidate de la data la care Grupul a obtinut controlul până la data la care Grupul pierde controlul.

(iii) Interese care nu controlează ("NCI")

NCI sunt evaluate iniţial la cota lor proporţională din activele nete identificabile ale entităţii dobândite la data achiziţiei.

Modificările participatiei Grupului în capitalurile proprii ale unei filiale care nu au drept rezultat pierderea controlului sunt contabilizate ca tranzacţii cu capitaluri proprii.

(iv) Pierderea controlului

Atunci când Grupul pierde controlul asupra unei filiale, Grupul derecunoaşte activele şi datoriile filialei, precum şi orice NCI aferent şi alte componente ale capitalurilor proprii. Orice câştig sau pierdere asociate cu pierderea controlului este recunoscut(ă) în profit sau pierdere. Orice investitie retinuta în fosta filială este evaluata la valoarea justă atunci când Grupul a pierdut controlul.

(v) Tranzacţii eliminate la consolidare

Soldurile şi tranzacţiile in cadrul Grupului, precum şi orice câştiguri sau pierderi nerealizate (cu excepţia câştigurilor sau pierderilor din tranzacţiile in valuta) sunt eliminate.

(b) Tranzacţii în valută

Tranzacţiile în valută sunt convertite în moneda funcţională a societăţilor din Grup la cursurile de schimb de la datele tranzacţiilor.

Activele şi datoriile monetare exprimate în valuta sunt convertite în moneda funcţională la cursul de schimb de la data de raportare. Activele şi datoriile nemonetare evaluate la valoarea justă într-o valuta sunt convertite în moneda funcţională la cursul de schimb de la data la care a fost determinată valoarea justă. Elementele nemonetare evaluate pe baza costului istoric in valuta sunt convertite la cursul de schimb de la data tranzacţiei. Diferenţele de curs valutar sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere şi prezentate în cheltuieli financiare.

(c) Venituri din contractele cu clienţii

Veniturile sunt evaluate pe baza contravalorii specificate în contractele cu clientii. Grupul recunoaste veniturile atunci când transferă controlul asupra unui bun sau serviciu catre client.

Următorul tabel oferă informaţii despre natura şi momentul îndeplinirii obligaţiilor de executare din contractele cu clienţii, inclusiv termenii de plată semnificativi, precum şi politicile de recunoaştere a veniturilor aferente.

	Natura şi îndeplinirea obligaţiilor contractuale	Recunoaşterea venitului
Vânzarea angro de energie electrică	Grupul vinde majoritatea energiei electrice produse pe baza contractelor forward cu furnizorii şi traderii de energie electrică, pe piaţa spot (piaţa pentru ziua următoare) către operatorul pieţei (OPCOM) şi pe piaţa de echilibrare către operatorul de sistem (Transelectrica). Facturile sunt emise la sfârşitul lunii sau la începutul lunii următoare pentru energia electrică livrată în luna curentă. Termenul de plata este 30 de zile de la data facturii.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primeşte si consuma simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică – producerea şi consumarea energiei electrice sunt simultane deoarece energia electrică nu se stocheaza. Plăţile în avans încasate de la clienţi pentru vânzările viitoare de energie electrică sunt recunoscute ca datorii aferente contractelor cu clientii.
Furnizarea de energie electrică către consumatori finali (vanzarea cu amanuntul)	Obligaţia de executare este reprezentată de livrarea energiei electrice la locaţia clientului, care include transportul şi distribuţia, efectuate prin intermediul activelor unor terţi. Clienţii obţin controlul asupra energiei electrice pe măsură ce aceasta este consumată. Veniturile sunt recunoscute pe baza volumelor comunicate Grupului de către operatorii de distribuţie, care au la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distribuţie, 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 sfarsitul perioadei. Facturile sunt emise in general lunar, în luna următoare consumului. Totusi, în 2022, Grupul a înregistrat întârzieri semnificative în facturarea consumatorilor finali, din cauza implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare şi din cauza creşterii semnificative a numărului de clienţi noi.	Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primeşte si consuma simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică. Veniturile din furnizarea de energie electrică includ tarifele de transport şi distribuţie, care sunt facturate de Grup consumatorilor finali. Serviciile de transport şi distribuţie sunt furnizate de către operatorul de transport şi operatorii de distribuţie, iar costurile aferente sunt facturate de către operatorul de transport şi operatorii de distribuţie către Grup. Grupul a analizat dacă este responsabil principal sau intermediar în ceea ce priveşte serviciile de transport şi distribuţie transferate clientului şi a concluzionat că acţionează în calitate de responsabil principal. Considerentele care susţin această concluzie includ: Grupul are o singură obligaţie de executare, şi anume livrarea de energie electrică către locaţia consumatorului final, care include transportul şi distribuţia; consumul de energie electrică are loc instantaneu,

	Natura şi îndeplinirea obligaţiilor contractuale	Recunoaşterea venitului
	Termenul de plata este 45 de zile de la data facturii.	deoarece energia electrică este produsă în centralele Grupului şi livrată prin reţelele de transport şi distribuţie către locaţia consumatorului final.
Servicii de sistem	Serviciile de sistem constau in punerea la dispoziţie de către Grup a unei capacităţi de producţie 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 dispoziţie o capacitate de producţie măsurată în MWh şi nu active specifice, Grupul a concluzionat că acest tip de contract nu conţine un contract de leasing şi, prin urmare, este in aria de aplicare a IFRS 15. Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primeşte şi consumă simultan beneficiile oferite de executarea de catre Grup pe măsură 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 (pentru 2021 si 2020: licitatii lunare) 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 *Vanzarea angro de energie electrica* de mai sus).
Vânzari de certificate verzi	Grupul vinde pe piaţa spot o parte din certificatele verzi obtinute prin schema de suport de catre centrala eoliana pentru propria producţie verde. Clienţii obţin controlul asupra certificatelor verzi atunci când tranzacţia este înregistrată de operatorul de piaţă în registrul său electronic. Facturile sunt emise la data tranzacţiei. Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.	Veniturile sunt recunoscute la un moment specific, adică atunci când este transferat controlul asupra certificatelor verzi.

(d) Beneficiile angajaţilor

(i) Beneficii pe termen scurt ale angajaţilor

Beneficiile pe termen scurt ale angajaţilor sunt recunoscute ca o cheltuiala pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. O datorie este recunoscută la valoarea preconizată a fi plătită dacă Grupul are o obligaţie curenta legală sau implicită de a plăti această sumă pentru serviciile trecute furnizate de angajat, iar obligaţia poate fi estimată în mod credibil.

(ii) Planuri de contribuţii determinate

Obligaţiile privind contribuţii la planurile de contribuţii determinate sunt recunoscute ca o cheltuiala pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. Contribuţiile plătite în avans sunt recunoscute ca activ în măsura în care este disponibila o rambursare în numerar sau o reducere a plăţilor viitoare.

(iii) Planuri de beneficii determinate

Obligaţia netă a Grupului în ceea ce priveşte planurile de beneficii determinate este calculată separat pentru fiecare plan prin estimarea valorii beneficiilor viitoare pe care angajaţii le-au câştigat în perioada curenta şi în perioadele anterioare, prin actualizarea acestei sume. Nu există active ale planului.

Planurile de beneficii determinate includ beneficii în numerar la pensionare şi beneficii în natură constând din energie electrică acordată gratuit angajaţilor după pensionare.

Calculul obligaţiilor 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 câştiguri şi 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 obligaţiei 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 in cursul perioadei ca urmare a contribuţiilor şi plăţilor de beneficii. Cheltuiala neta cu dobânda şi 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, modificarile de beneficii rezultate care se referă la serviciile trecute sau câştigul sau pierderea ca urmare a reducerii sunt recunoscute imediat în profit sau pierdere. Grupul recunoaşte câştigurile şi pierderile din decontarea unui plan de beneficii determinate atunci când are loc decontarea.

(iv) Alte beneficii pe termen lung ale angajaţilor

Obligaţia netă a Grupului cu privire la beneficiile pe termen lung ale angajaţilor reprezinta valoarea beneficiilor viitoare pe care angajaţii le-au câştigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă şi în perioadele anterioare. Aceste beneficii sunt evaluate la valoarea actualizata. Reevaluările sunt recunoscute în profit sau pierdere în perioada în care apar.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaţilor includ beneficii în numerar plătite angajaţilor atunci cand indeplinesc anumite praguri de vechime in munca.

(v) Beneficii la încetarea contractului de muncă

Beneficiile la încetarea contractului de muncă sunt recunoscute drept cheltuiala la data cea mai apropiata dintre data la care Grupul nu mai are nicio posibilitate reala de a renunta la oferta de acordare a acestor beneficii si data la care Grupul recunoaşte costurile de restructurare. Dacă nu se aşteaptă decontarea integrala a beneficiilor în mai putin de 12 luni de la data de raportare, atunci acestea sunt evaluate la valoarea actualizata.

(e) Profitul din exploatare

Profitul din exploatare este rezultatul generat din activităţile continue principale generatoare de venituri ale Grupului, precum şi din alte venituri şi cheltuieli legate de activităţile de exploatare. Profitul din exploatare nu include rezultatul financiar şi impozitul pe profit.

(f) Venituri şi cheltuieli financiare

Veniturile şi cheltuielile financiare ale Grupului includ:

- venituri din dobânzi;
- cheltuielile cu dobânzile;
- câştiguri sau pierderi din diferente de curs valutar aferente activelor şi datoriilor financiare;
- pierderi (şi reluări ale pierderilor) din depreciere recunoscute cu privire la active financiare (altele decât creanţele comerciale);

- actualizarea provizioanelor pe termen lung.

Veniturile sau cheltuielile cu dobânda sunt recunoscute utilizând metoda dobânzii efective.

„Rata dobânzii efective" este rata care actualizează exact plăţile sau încasările viitoare de numerar estimate pe durata de viaţă preconizată a instrumentului financiar la:

- valoarea contabilă brută a activului financiar; sau
- costul amortizat al datoriei financiare.

La calcularea veniturilor şi 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 recunoaşterii iniţiale, 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 contabila brută.

(g) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent şi impozitul amânat. Aceasta este recunoscuta în profit sau pierdere, cu excepţia cazului în care se referă la o combinare de întreprinderi sau la elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale regulatului global.

Grupul a determinat că dobânzile şi penalităţile legate de impozitul pe profit, inclusiv tratamentele fiscale incerte, nu îndeplinesc definiţia impozitului pe profit şi, prin urmare, sunt contabilizate în conformitate cu IAS 37 *Provizioane, datorii contingente şi active contingente.*

(i) Impozit curent

Impozitul curent cuprinde impozitul preconizat de plăta sau de recuperat aferent profitului sau pierderii impozabil(e) a anului curent curent precum şi orice ajustare a impozitului de plătit sau de recuperat aferent anilor precedenti. Suma impozitul curent de plătit sau de recuperat este cea mai bună estimare a sumei preconizate a fi plătita sau recuperata care reflectă incertitudinea legată de impozitul pe profit, dacă este cazul. Acesta este determinat utilizând ratele de impozitare care au fost adoptate sau in mare masura adoptate la data de raportare.

Creanţele şi datoriile privind impozitul curent sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

(ii) Impozit amânat

Impozitul amânat este recunoscut în legatura cu diferenţele temporare dintre valorile contabile ale activelor şi datoriilor în scopul raportării financiare şi baza fiscala a acestora. Impozitul amânat nu este recunoscut pentru:

- diferenţele temporare care rezulta la recunoaşterea iniţială a activelor şi datoriilor într-o tranzacţie care nu reprezinta o combinare de întreprinderi şi care nu afectează nici profitul sau pierderea contabil(ă), nici profitul impozabil sau pierderea fiscala;
- diferenţele temporare asociate investiţiilor în filiale, entităţi asociate şi intereselor in participatie, în măsura în care Grupul este capabil să controleze momentul reluarii diferenţelor temporare şi este probabil ca acestea să nu fie reluate în viitorul previzibil; şi
- diferenţele temporare impozabile care rezulta din recunoaşterea iniţială a fondului comercial.

Creanţele privind impozitul amânat sunt recunoscute pentru pierderi fiscale neutilizate, credite fiscale neutilizate şi diferenţe temporare deductibile, în limita probabilitatii ca va exista profit impozabil viitor fata de care acestea pot fi utilizate. Profiturile impozabile viitoare sunt determinate pe baza reluării diferenţelor temporare impozabile relevante. Dacă suma diferenţelor temporare impozabile este insuficientă pentru a recunoaşte integral o creanţă privind impozitul amânat, atunci sunt luate în considerare profiturile impozabile viitoare, ajustate cu reluarea diferenţelor temporare existente, pe baza planurilor de afaceri ale filialelor Grupului considerate individual. Creanţele privind impozitul amânat sunt revizuite la fiecare dată de raportare şi 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 îmbunătăţeşte.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecinţele fiscale care ar rezulta din modul în care Grupul se aşteaptă, la data de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor şi datoriilor sale.

Creanţele şi datoriile privind impozitul amânat sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

(h) Imobilizări corporale

(i) Recunoaştere şi evaluare

Elementele de imobilizări corporale sunt recunoscute iniţial la cost, care include costul indatorarii capitalizat.

Dacă părţi semnificative ale unui element de imobilizări corporale au durate de viaţă utilă diferite, atunci acestea sunt contabilizate ca elemente separate (componente majore) de imobilizări corporale.

Orice câştig sau pierdere care rezulta din cedarea unui element de imobilizări corporale este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Ulterior recunoaşterii iniţiale:

- terenurile, constructiile, echipamentele şi alte elemente de imobilizări corporale sunt evaluate la valoarea reevaluată; şi
- imobilizarile corporale în curs de execuţie 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 sfârşitul 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 majorata ca urmare a unei reevaluări, majorarea este recunoscută şi acumulată în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în profit sau pierdere în măsura în care aceasta compenseaza o descrestere din reevaluarea aceluiaşi activ recunoscuta anterior în profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este diminuata 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.

Rezerva din reevaluare este transferată in rezultatul reportat într-o sumă corespunzătoare utilizării activului (pe măsură ce activul este amortizat) şi la scoaterea din functiune sau cedarea activului.

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabil ca beneficii economice viitoare aferente acestor costuri intra in cadrul Grupului.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată utilizând metoda liniară pe durata de viaţă utilă estimată a activelor şi este recunoscută în profit sau pierdere. Terenurile şi imobilizarile în curs de executie nu sunt amortizate.

Duratele de viaţă utilă estimate ale imobilizărilor corporale pentru perioada curenta şi perioadele comparative sunt următoarele:

Categorie	Durata de viaţă utilă (ani)
Constructii şi instalaţii speciale	65-97
Constructii şi instalaţii speciale reprezentând bunuri de retur, conform contractului de concesiune (a se vedea Nota 4 a1)	Minimul dintre durata de viaţă economică utilă şi perioada rămasă din contractul de concesiune
Echipamente tehnologice	25-47
Aparate şi instalaţii de măsură şi control	15 – 23
Mijloace de transport	16 – 24
Mobilier, echipamente de birou	12

Metodele de amortizare şi duratele de viaţă utilă sunt revizuite la fiecare dată de raportare şi ajustate, dacă este cazul.

(i) Imobilizări necorporale

(i) Recunoaştere şi evaluare

Imobilizările necorporale care sunt achiziţionate de Grup şi au durate de viaţă utila determinate sunt evaluate la cost minus amortizarea acumulată şi orice pierderi din depreciere acumulate. Imobilizările necorporale includ în principal programe informatice şi licenţe.

(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 şi mărcile, sunt recunoscute în profit sau pierdere atunci cand sunt efectuate.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată pentru a diminua costul imobilizărilor necorporale mai putin valorea reziduala estimata a acestora utilizând metoda liniară pe durata de viaţă utilă estimată şi este recunoscută în general în profit sau pierdere.

Duratele de viaţă utilă estimate ale programelor informatice şi ale licenţelor pentru perioada curenta şi perioadele comparative sunt 3-5 ani.

Metodele de amortizare, duratele de viaţă utilă şi valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare şi ajustate, dacă este cazul.

(j) Certificate verzi

Grupul recunoaşte certificatele verzi primite în baza schemei de sprijin pentru producătorii de energie din surse regenerabile la cost (care este 0) la momentul obţinerii dreptului de a le primi (atunci când energia electrică este produsă).

Grupul recunoaşte certificatele verzi achiziţionate la cost.

Grupul, în calitate de furnizor de energie electrică, are obligatia legala să achiziţioneze un numar de certificate verzi (a se vedea Nota 1 c)), al căror cost este ulterior transferat consumatorilor finali pe baza cantităţilor de energie electrică consumate. Pentru a îndeplini obligaţia legală anuală de achizitie (ţintă sau cotă anuală), Grupul utilizează atât certificate verzi primite în cadrul schemei de sprijin, cât şi certificate verzi achiziţionate.

Certificatele verzi achiziţionate pentru a îndeplini obligaţia de achizitie (cotă) sunt recunoscute în profit sau pierdere in momentul achiziţiei. Certificatele verzi achiziţionate in plus fata de cota obligatorie la sfârşitul perioadei de raportare sunt recunoscute în situaţia consolidată a poziţiei financiare. În cazul în care cota obligatorie nu este îndeplinită la sfârşitul perioadei de raportare, atunci Grupul recunoaşte o datorie în situaţia consolidată a poziţiei financiare.

Costul certificatelor verzi transferate consumatorilor finali este recunoscut în profit sau pierdere ca parte a Veniturilor din contractele cu clienţii.

(k) Instrumente financiare

(i) Recunoaşterea şi evaluarea iniţială

Creanţele comerciale sunt recunoscute iniţial atunci când sunt constituite. Toate celelalte active financiare şi datorii financiare sunt recunoscute iniţial atunci când Grupul devine parte a conditiilor contractuale ale instrumentului.

Numerarul şi echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitele la vedere şi depozitele cu maturitate de până la trei luni de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste şi sunt utilizate de Grup pentru gestionarea angajamentelor pe termen scurt.

Un activ financiar (cu excepţia creanţelor comerciale care nu au o componentă de finanţare semnificativă) sau o datorie financiară este evaluat(ă) iniţial la valoarea justă plus sau minus costurile tranzacţiei care sunt direct atribuibile achiziţiei sau emisiunii sale. O creanţă comercială care nu contine o componentă de finanţare semnificativă este evaluată iniţial la preţul tranzacţiei.

(ii) Clasificarea şi evaluarea ulterioara

Active financiare

La recunoaşterea iniţială, un activ financiar este clasificat într-unul dintre urmatoarele modele de afaceri: deţinut in scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale, deţinut in scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale şi in scopul vanzarii sau altele.

Activele financiare nu sunt reclasificate după recunoaşterea lor iniţială, cu excepţia cazului în care Grupul îşi 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 urmatoare modificarii modelului de afaceri.

Un activ financiar este clasificat ca fiind deţinut in scopul colectarii fluxurilor de numerar contractuale şi evaluat la cost amortizat dacă îndeplineşte următoarele doua condiţii:

- este deţinut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deţine active in scopul colectarii fluxurilor de numerar contractuale; şi
- termenii sai contractuali dau naştere, la anumite date, fluxurilor de numerar care sunt exclusiv plăţi ale principalului şi ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Toate activele financiare ale Grupului sunt clasificate ca deţinute in vederea colectarii fluxurilor de numerar contractuale.

Active financiare – Evaluare ulterioara şi câştiguri şi pierderi

Activele financiare evaluate la cost amortizat sunt evaluate ulterior la cost amortizat utilizand metoda dobânzii efective. Costul amortizat este diminuat cu pierderi din depreciere. Veniturile din dobânzi, câştigurile şi pierderile din diferente de curs valutar şi pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câştig sau pierdere care rezulta din derecunoaştere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Datorii financiare – Clasificare, evaluare ulterioară şi câştiguri sau pierderi

Datoriile financiare sunt clasificate ca datorii financiare evaluate la costul amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Cheltuielile cu dobânzi şi câştigurile sau pierderile din diferente de curs valutar sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câştig sau pierdere care rezulta din derecunoaştere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

(iii) Derecunoaştere

Active financiare

Grupul derecunoaşte 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 tranzacţie în care:
  - sunt transferate majoritatea riscurilor şi beneficiilor aferente dreptului de proprietate asupra activului financiar; sau
  - Grupul nu transferă şi nici nu păstrează majoritatea riscurilor şi beneficiilor aferente dreptului de proprietate şi nu păstrează controlul asupra activului financiar.

Datorii financiare

Grupul derecunoaşte o datorie financiară atunci când obligaţiile specificate in contract sunt stinse sau anulate sau expiră. De asemenea, Grupul derecunoaşte o datorie financiară atunci când termenii contractului sunt modificaţi şi fluxurile de numerar ale datoriei modificate difera in mod semnificativ, caz în care o nouă datorie financiară este recunoscută la valoarea justă pe baza termenilor contractuali modificaţi.

La derecunoaşterea unei datorii financiare, diferenţa dintre valoarea contabilă stinsă şi contravaloarea plătită (inclusiv orice active nemonetare transferate sau datorii asumate) este recunoscută în profit sau pierdere.

(iv) Compensare

Activele financiare şi datoriile financiare sunt compensate şi valoarea netă prezentată în situaţia poziţiei financiare atunci şi numai atunci când Grupul are un drept legal curent de a compensa sumele şi intenţionează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să realizeze activul şi să deconteze datoria simultan.

(l) Depreciere

(i) Active financiare nederivate

Grupul recunoaşte o ajustare de depreciere pentru pierderile de credit preconizate („ECL") in legatura cu activele financiare evaluate la costul amortizat şi activele aferente contractelor cu clientii.

Grupul evalueaza ajustarile de depreciere la o valoare egală cu ECL pe durata de viaţă.

Atunci când analizeaza dacă riscul de credit al unui activ financiar a crescut semnificativ dupa recunoaşterea iniţială şi atunci când estimeaza ECL, Grupul considera informaţii rezonabile şi justificabile care sunt relevante şi disponibile fără costuri sau eforturi nejustificate. Acestea includ informaţii şi analize cantitative şi calitative, pe baza experienţei Grupului privind evenimentele trecute şi a analizei informate a riscului de credit, care includ previziuni ale conditiilor viitoare.

Grupul considera că riscul de credit aferent unui activ financiar a crescut semnificativ dacă este restant de mai mult de 90 de zile.

Grupul consideră că un activ financiar prezinta riscul de neindeplinire a obligatiilor atunci când:

- este improbabil ca debitorul să îşi plătească integral obligaţiile faţă de Grup, fără a recurge la acţiuni precum executarea garanţiei (dacă există); sau
- activul financiar este restant de mai mult de 180 de zile.

ECL pe durata de viaţă sunt ECL care rezultă din toate evenimentele posibile de neindeplinire pe durata de viaţă preconizată a unui instrument financiar.

Perioada maximă luată în considerare la estimarea ECL este perioada contractuală maximă in care Grupul este expus la riscul de credit.

Evaluarea ECL

ECL reprezinta o estimare a pierderilor din credit ponderata cu probabilitatile. Pierderile din credit sunt evaluate la valoarea actualizată a tuturor deficitelor de numerar (adică diferenţa dintre fluxurile de numerar datorate Grupului în conformitate cu contractul şi fluxurile de numerar pe care Grupul se aşteaptă să le primească).

Active financiare depreciate ca urmare a riscului de credit

La fiecare dată de raportare, Grupul analizeaza 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 financiara semnificativa a debitorului;
- o încălcare a contractului, de exemplu neîndeplinirea obligaţiilor sau o întârziere a platii cu mai mult de 180 de zile;
- restructurarea unui împrumut sau a unui avans de către Grup în condiţii pe care altfel Grupul nu le-ar lua în considerare; sau
- este probabil ca debitorul să intre în faliment sau în altă forma de reorganizare financiară.

Prezentarea ajustarilor pentru ECL în situaţia poziţiei financiare

Ajustarile pentru pierdere aferente activelor financiare evaluate la costul amortizat sunt deduse din valoarea contabilă brută a activelor.

Reducere integrala in urma deprecierii

Valoarea contabilă brută a unui activ financiar este redusa integral in urma deprecierii atunci când Grupul nu are aşteptări rezonabile de recuperare integrala sau partiala a unui activ financiar.

(ii) Active nefinanciare

La fiecare dată de raportare, Grupul revizuieşte valorile contabile ale activelor sale nefinanciare (altele decât stocurile, activele aferente contractelor cu clientii şi creantele privind impozitul amânat) pentru a determina

dacă există vreun indiciu de depreciere. Dacă există un astfel de indiciu, atunci se estimeaza 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 raţionamentul descris în Nota 4 a3).

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei CGU reprezinta cea mai mare valoare dintre valoarea sa de utilizare şi valoarea sa justă mai putin costurile asociate cedarii. 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 piaţa cu privire la valoarea în timp a banilor şi riscurile specifice activului sau CGU.

O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei CGU depăşeşte valoarea sa recuperabilă.

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere, cu excepţia imobilizărilor corporale contabilizate la valoarea reevaluată, în cazul carora pierderea din depreciere este recunoscută în alte elemente ale rezultatului global şi reduce rezerva din reevaluare în cadrul capitalurilor proprii în măsura în care aceasta reia o crestere din reevaluare anterioara aferenta aceluiaşi activ.

O pierdere din depreciere este reluată numai în măsura în care valoarea contabilă a activului nu depăşeşte valoarea contabilă, neta de amortizare, care ar fi fost determinată in cazul in care nu ar fi fost recunoscută nicio pierdere din depreciere.

Reluarea unei pierderi din depreciere, alta decât cele aferente activelor reevaluate, este recunoscuta in profit sau pierdere. O reluare a unei pierderi din deprecierea unui activ reevaluat este recunoscută în profit sau pierdere în măsura în care aceasta reia o pierdere din deprecierea aceluiaşi activ care a fost recunoscuta anterior ca o cheltuială în profit sau pierdere.

(m) Capitalul social

Grupul recunoaşte modificările in capitalul social în conformitate cu legislaţia aplicabilă şi după aprobarea lor de catre Adunarea Generala a Acţionarilor şi înregistrarea la Registrul Comerţului.

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social statutar în termeni nominali a fost retratat în conformitate cu IAS 29 *„Raportarea financiară în economiile hiperinflaţioniste"*, printr-o ajustare corespunzătoare a rezultatului reportat.

Acţiuni ordinare

Costurile incrementale direct atribuibile emisiunii de actiuni ordinare sunt recunoscute ca o diminuare a capitalurilor proprii. Impozitul pe profit aferent costurilor de tranzacţie ale unei tranzacţii cu capitaluri proprii este contabilizat în conformitate cu IAS 12 (a se vedea Nota 6 (g)).

(n) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca o deducere din capitalurile proprii în perioada în care distribuirea lor este aprobată şi sunt recunoscute ca datorie în măsura în care sunt neplătite la data de raportare. Dividendele sunt prezentate în notele la situaţiile financiare atunci când distribuirea lor este propusă după data de raportare şi înainte de data emiterii situaţiilor financiare.

(o) Provizioane

Un provizion este recunoscut in cazul in care, ca urmare a unui eveniment anterior, Grupul are o obligatie curenta, legala sau implicita, care poate fi estimata in mod credibil si este probabil ca pentru decontarea obligatiei sa fie necesara o iesire de resurse incorporand beneficii economice. Provizioanele sunt determinate prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare preconizate utilizand o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piaţa cu privire la valoarea în timp a banilor şi la riscurile specifice datoriei. Reluarea actualizarii este recunoscută in cheltuieli financiare.

Provizioane de dezafectare

Un provizion de dezafectare în legatura cu activele hidroenergetice abandonate sau trecute in post-utilizare şi cheltuielile aferente sunt recunoscute atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a trece un activ in post-utilizare sau când Grupul nu are o alternativă realistă, cu excepţia abandonării sau trecerii in post-utilizare a unui activ înainte de sfârşitul perioadei de concesiune (a se vedea Nota 4 (a4)).

Ulterior evaluării inițiale, obligația este evaluata 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 in cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute in cheltuieli de exploatare.

Grupul recunoaște un provizion de dezafectare in corespondenta 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 in 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 curenta apăruta 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 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 in note, cu excepția cazului în care posibilitatea unei ieșiri de resurse care încorporează beneficii economice este îndepărtată.

Un activ contingent este un activ potential 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 improbabil) 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.

(r) Leasing

La initierea 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 anumita perioadă de timp în schimbul unei contraprestații.

În calitate de locatar

La data inceperii derularii 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 derularii 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 derularii, plus orice costuri directe inițiale suportate, minus orice stimulente primite in cadul 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 derularii contractului, actualizate utilizând rata dobânzii implicită în contractul de leasing sau, dacă această rată nu poate fi determinată imediat, rata marginala de împrumut a Grupului. În general, Grupul utilizează rata de marginala împrumut ca rată de actualizare.

Grupul își determină rata marginala 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 derularii contractului;
- sumele preconizate a fi plătite în baza unor garanții aferente valorii reziduale; și

- preţul de exercitare al unei opţiuni de cumpărare daca Grupul are certitudinea rezonabila că o va exercita, plăţi de leasing aferente unei perioade de prelungire opţională dacă Grupul are certitudinea rezonabila că va exercita opţiunea de prelungire şi penalităţi de reziliere a contractului de leasing, cu excepţia cazului în care Grupul are certitudinea rezonabila 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 reevaluata atunci când are loc o modificare a plăţilor de leasing viitoare care rezultă dintr-o schimbare a unui indice sau a unei rate, dacă are loc o modificare a estimarii Grupului cu privire la sumele care se preconizeaza ca vor fi datorate în conformitate cu garanţia aferenta valorii reziduale, dacă Grupul îşi modifică evaluarea privind probabilitatea exercitarii unei opţiuni de cumpărare, extindere sau reziliere sau dacă are loc o revizuire a unei plăti 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 situaţia consolidata a poziţiei financiare.

Contracte de leasing pe termen scurt şi contracte de leasing in care activul suport are o valoare mica

Grupul a ales să nu recunoască activele aferente dreptului de utilizare şi datoriile care decurg din contractul de leasing pentru contractele de leasing pe termen scurt (cu o durată de leasing de cel mult 12 luni) şi contractele de leasing in care activul suport are o valoare mica (mai mica decat echivalentul a 5.000 USD). Grupul recunoaşte plăţile de leasing asociate acestor contracte de leasing in cheltuieli de exploatare utilizand o baza liniara pe durata contractului de leasing.

(s) Subvenţii guvernamentale

Subvenţiile guvernamentale aferente activelor sunt recunoscute iniţial ca venituri inregistrate in avans la valoarea justă atunci cand există siguranta rezonabilă că acestea vor fi primite şi că Grupul va respecta condiţiile atasate subvenţiei. Subventiile aferente activelor sunt recunoscute în profit sau pierdere in Alte venituri pe o baza sistematica pe durata de viaţă utilă a activelor.

Subvenţiile aferente veniturilor, care compensează Grupul pentru cheltuielile efectuate, sunt recunoscute în profit sau pierdere in Alte venituri pe o baza sistematica în perioadele în care sunt recunoscute cheltuielile, cu excepţia cazului în care condiţiile primirii subvenţiei sunt îndeplinite după recunoasterea cheltuielilor aferente. În acest caz, subventia este recunoscuta atunci când devine incasabila.

Pentru subventiile aferente certificatelor verzi, a se vedea Nota 6 (j).

(t) Evenimente ulterioare

Evenimentele care au loc după datele de raportare până la data la care aceste situaţii financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informaţii suplimentare despre condiţiile care existau la datele de raportare (evenimente care conduc la ajustarea situatiilor financiare) sunt reflectate în aceste situaţii financiare. Evenimentele care au loc după datele de raportare până la data la care aceste situaţii financiare au fost autorizate pentru emitere, care ofera informaţii despre evenimentele care au avut loc după datele de raportare (evenimente care nu conduc la ajustarea situatiilor financiare), atunci când sunt semnificative, sunt prezentate în notele explicative la situaţiile financiare.

(u) Estimarea valorii juste

„Valoarea justă" este preţul care ar fi incasat pentru vanzarea unui activ sau plătit pentru transferul unei datorii într-o tranzacţie normala între participanţii pe piaţă, la data evaluării, pe piata principala sau, în absenţa acesteia, pe piaţa cea mai avantajoasă la care Grupul are acces la acea dată. Valoarea justă a unei datorii reflectă riscul de neperformanţă al acesteia.

Un numar de politici contabile şi prezentări de informatii ale Grupului necesită evaluarea valorilor juste pentru active şi datorii financiare şi active nefinanciare (a se vedea Nota 4 (b)).

Grupul evalueaza valoarea justă a unui instrument utilizând preţul cotat pe o piaţă activă pentru acel instrument, atunci cand este disponibil. O piaţă este considerată „activă" dacă tranzacţiile cu activul sau datoria au loc cu o frecvenţă şi la un volum suficiente pentru a oferi informaţii de preţ în mod constant.

Dacă nu există niciun preț cotat pe o piață activă, atunci 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.

7. STANDARDE EMISE, CARE NU SUNT ÎNCĂ ÎN VIGOARE

Un numar de noi standarde intra în vigoare pentru perioade anuale care încep după 1 ianuarie 2023, iar aplicarea mai devreme este permisă; cu toate acestea, Grupul nu a adoptat mai devreme standardele noi sau modificate în intocmirea acestor situații financiare consolidate.

(i) Standarde și interpretări adoptate de UE

– *Amendamente la IAS 12 Impozitul pe profit: Impozitul amânat aferent activelor și datoriilor care rezulta dintr-o singură tranzacție*

Amendamentele restrâng domeniul de aplicare al exceptiei de la recunoaștere initiala pentru a exclude tranzacțiile care generează diferențe temporare egale și de sens contrar – de exemplu, contractele de leasing și datoriile de dezafectare. Pentru contractele de leasing și datoriile de dezafectare, creanțele și datoriile asociate privind impozitul amânat vor trebui recunoscute de la începutul primei perioade anterioare prezentate, orice efect cumulativ fiind recunoscut ca o ajustare a rezultatului reportat sau a altor componente ale capitalurilor proprii la acea dată. Pentru toate celelalte tranzacții, amendamentele se aplică tranzacțiilor care au loc după începutul celei mai recente perioade prezentate.

Amendamentele intră în vigoare de la 1 ianuarie 2023, dar pot fi aplicate mai devreme. Grupul nu a adoptat mai devreme amendamentele. Amendamentele nu ar avea un impact semnificativ asupra situatiilor financiare.

– *Amendamente la IAS 1 Prezentarea situațiilor financiare și Declarația 2 privind practica IFRS: Emiterea de raționamente privind pragul de semnificatie*

Principalele amendamente la standard includ:

- cerinta adresata societăților de a-și prezenta politicile contabile materiale, in locul politicilor contabile semnificative;
- clarificarea faptului că politicile contabile referitoare la tranzacții, alte evenimente sau condiții nesemnificative sunt ele însele nesemnificative și, ca atare, nu este necesar să fie prezentate; și
- clarificarea faptului că nu toate politicile contabile care se referă la tranzacții, alte evenimente sau condiții semnificative sunt ele însele semnificative pentru situațiile financiare ale unei societati.

Amendamentele intră în vigoare de la 1 ianuarie 2023, dar pot fi aplicate mai devreme.

Grupul se așteaptă ca adoptarea amendamentelor să nu aibă un impact semnificativ asupra prezentarilor de informatii ale Grupului.

– *Amendamente la IAS 8 Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori*

Amendamentele introduc o definiție pentru estimările contabile: clarificarea faptului că acestea sunt valori monetare în situațiile financiare care sunt supuse incertitudinii in evaluare. Amendamentele clarifică, de asemenea, relația dintre politicile contabile și estimările contabile, specificând faptul că o societate efectueaza o estimare contabilă pentru a atinge obiectivul stabilit printr-o politică contabilă.

Elaborarea unei estimări contabile include:

- selectarea unei tehnici de evaluare (tehnică de estimare sau de evaluare) – de exemplu, o tehnică de estimare utilizată pentru a evalua o ajustare pentru pierdere aferenta pierderilor din credit preconizate atunci când se aplică IFRS 9 Instrumente financiare; și
- alegerea datelor de intrare care trebuie utilizate in aplicarea tehnicii de evaluare alese – de exemplu, ieșirile de numerar preconizate pentru determinarea unui provizion pentru obligațiile de garanție atunci când se aplică IAS 37 Provizioane, datorii contingente și active contingente.

Efectele modificărilor acestor date de intrare sau tehnici de evaluare sunt considerate modificări ale estimărilor contabile.

Amendamentele intră în vigoare pentru perioadele care încep la 1 ianuarie 2023 sau ulterior acestei date, aplicarea mai devreme fiind permisă, și se vor aplica prospectiv modificărilor estimărilor contabile și

modificărilor politicilor contabile care au loc la sau după începutul primei perioade anuale de raportare în care o societate aplică amendamentele.

Grupul se aşteaptă ca adoptarea amendamentelor să nu aibă un impact semnificativ asupra situaţiilor sale financiare.

- *IFRS 17 Contracte de asigurare (emis la 18 mai 2017); inclusiv amendamentele la IFRS 17* – în vigoare pentru perioadele care încep la sau după 1 ianuarie 2023 – Grupul se aşteaptă ca amendamentele să nu aibă un impact semnificativ asupra situaţiilor sale financiare.
- *Amendamente la IFRS 17 Contracte de asigurare: Aplicarea iniţială a IFRS 17 şi IFRS 9 – Informaţii comparative* – în vigoare pentru perioadele care încep la sau dupa 1 ianuarie 2023 – Grupul se aşteaptă ca amendamentele să nu aibă un impact semnificativ asupra situaţiilor sale financiare.

(ii) Standarde şi interpretări care nu au fost adoptate de UE

- *Amendamente la IAS 1 Prezentarea situaţiilor financiare – Clasificarea datoriilor in datorii curente sau datorii pe termen lung;*
- *Amendamente la IFRS 16 Contracte de leasing: Datoria de leasing intr-un contract de tip sale and leaseback;*
- *Amendamente la IFRS 10 şi IAS 28: Vânzări ale aportului de active între un investitor şi entitatea asociată sau asocierea în participaţie.*

8. SEGMENTE OPERATIONALE

A. Bazele segmentarii

Grupul a identificat două segmente raportabile pe baza licenţelor de operare deţinute – producerea de energie electrică şi furnizarea de energie electrică.

Tabelul urmator descrie activitatile fiecărui segment raportabil:

Segment raportabil	Activitati
Producerea de energie electrică	Producerea de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor şi turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem către operatorul de sistem (punerea la dispoziţie a unei capacităţi de producţie agreate pentru nevoile de echilibrare ale sistemului energetic). Energia electrică produsă este vândută în principal furnizorilor de energie electrică şi entităţilor care comercializează energie electrică pe piaţa angro de energie electrică, precum şi furnizată consumatorilor finali prin intermediul segmentului de furnizare a energiei electrice.
Furnizarea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali non-casnici şi 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 achiziţii de energie electrică spot sau forward.

Directoratul Societăţii revizuieşte rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanţa, deoarece conducerea consideră că aceasta informaţie este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor.

B. Informații despre segmentele operationale

Anul încheiat la 31 decembrie 2022	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe	7.302.972	2.148.983	9.451.955	—	9.451.955
Venituri între segmente	854.256	—	854.256	(854.256)	—
Venituri ale segmentului	**8.157.228**	**2.148.983**	**10.306.211**	**(854.256)**	**9.451.955**
Profit înainte de impozitare al segmentului	**4.911.266**	**506.170**	**5.417.436**	**—**	**5.417.436**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	204.718	4.367	209.085	—	209.085
Amortizarea imobilizarilor	(772.103)	(47)	(772.150)	—	(772.150)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(23.869)	—	(23.869)	—	(23.869)
Energie electrică achiziționată	(582.179)	(937.715)	(1.519.893)	822.751	(697.142)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(34.781)	(179.895)	(214.676)	31.505	(183.171)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(622.197)	(8.526)	(630.723)	—	(630.723)
Apă uzinată	(450.963)	—	(450.963)	—	(450.963)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(671.739)	—	(671.739)	—	(671.739)
Transport și distribuție de energie electrica	(43.292)	(454.763)	(498.055)	—	(498.055)
Alte cheltuieli	(295.806)	(66.235)	(362.041)		(362.041)

Anul încheiat la 31 decembrie 2021	Producția de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe	6.070.765	418.532	6.489.297	—	6.489.297
Venituri între segmente	229.623	—	229.623	(229.623)	—
Venituri ale segmentului	**6.300.388**	**418.532**	**6.718.920**	**(229.623)**	**6.489.297**
Profit înainte de impozitare al segmentului	**3.717.163**	**67.588**	**3.784.751**	**—**	**3.784.751**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	29.095	(1)	29.094	—	29.094
Amortizarea imobilizarilor	(760.287)	(216)	(760.503)	—	(760.503)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(359.329)	—	(359.329)	—	(359.329)
Energie electrică achiziționată	(90.121)	(222.460)	(312.581)	222.460	(90.121)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(19.833)	(41.020)	(60.853)	7.163	(53.690)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(585.554)	(4.284)	(589.838)	—	(589.838)
Apă uzinată	(540.145)	—	(540.145)	—	(540.145)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(133.417)	—	(133.417)	—	(133.417)
Transport și distribuție de energie electrica	(49.241)	(61.175)	(110.416)	—	(110.416)
Alte cheltuieli	(248.514)	(23.014)	(271.528)		(271.528)

Anul încheiat la 31 decembrie 2020	Producția de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe	3.619.067	222.376	3.841.443	—	3.841.443
Venituri între segmente	108.041	—	108.041	(108.041)	—
Venituri ale segmentului	**3.727.108**	**222.376**	**3.949.484**	**(108.041)**	**3.841.443**
Profit înainte de impozitare al segmentului	**1.851.099**	**55.493**	**1.906.592**	**—**	**1.906.592**
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	32,609	—	32,609	—	32,609
Amortizarea imobilizarilor	(720.510)	(21)	(720.531)	—	(720.531)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(105.966)	—	(105.966)	—	(105.966)
Energie electrică achiziționată	(15.383)	(104.469)	(119.853)	104.469	(15.383)
Cheltuieli cu certificatele verzi	—	(17.523)	(17.523)	3.572	(13.951)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților	(489.608)	(659)	(490.267)	—	(490.267)
Apă uzinată	(307.077)	—	(307.077)	—	(307.077)
Transport și distribuție de energie electrica	(31.866)	(40.912)	(72.778)	—	(72.778)
Alte cheltuieli	(310.180)	(163)	(310.343)	—	(310.343)

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 şi producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA (a se vedea detaliile in Nota 9).

Veniturile intre segmente includ valoarea energiei electrice produsa si transferata in cadrul aceleiasi entitati din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) catre portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice) in suma de 714.079 mii RON (2021: 166.592 mii RON; 2020: 104.469 mii RON). Veniturile intre segmente pentru 2022 si 2021 sunt calculate in baza unei metodologii aprobate de Directorat in 2021, iar pentru 2020 in baza unei metodologii aprobate de Directorat in 2018. Metodologia utilizata in 2022 si 2021 pentru calculul pretului de transfer intre segmente are la baza costul mediu de producere a energiei electrice in ultimele 12 luni incheiate cu 2 luni inaintea lunii de calcul, plus o marja interna. Metodologia utilizata in 2020 are la baza costul de producere a energiei electrice lunar obtinut cu 2 luni inaintea lunii de calcul, plus o marja interna.

Toate veniturile sunt obtinute în România.

Activele si datoriile totale pe segmente nu sunt incluse în rapoartele de management revizuite de către Directorat.

În 2021 şi 2020, veniturile si profitul inainte de impozitare ale segmentului de furnizare de energie electrică au reprezentat mai puţin de 10% din veniturile totale ale Grupului (a se vedea Nota 9). Grupul a prezentat informaţii despre segmente pentru 2022 şi comparative pentru 2021 si 2020.

9. VENITURI

A. Venituri din contractele cu clienţii

Grupul obtine venituri din:

	2022	2021	2020
Vânzarea angro a energiei electrice	6.960.753	5.629.044	3.269.701
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul)	2.148.983	418.532	222.366
Servicii de sistem	316.532	415.960	336.063
Vânzări de certificate verzi	24.632	23.218	—
Servicii de mentenanţă	1.055	2.543	13.313
Total	**9.451.955**	**6.489.297**	**3.841.443**

Veniturile din energia electrica furnizata consumatorilor finali reflecta valoarea volumului de energie furnizata, care are la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distributie, auto-citiri raportate de consumatori sau estimari privind energia electrica livrata pentru care citirile nu au fost inca efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri si sfarsitul perioadei.

Majoritatea vanzarilor de energie cu amanuntul este catre consumatori non-casnici (aproximativ 85% din volum), pentru care sunt efectuate citiri automate la sfarsitul fiecarei luni. De asemenea, aproximativ 35% din volumul furnizat consumatorilor casnici este determinat pe baza citirilor de contoare la sfarsitul anului, iar restul are la baza estimarea consumului. In consecinta, Grupul 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 foarte limitat asupra situatiilor financiare.

În 2022, Grupul a produs 13.549 GWh (2021: 16.712 GWh şi 2020: 14.583 GWh) şi a vândut 14.691 GWh (2021: 17.350 GWh şi 2020: 15.963 GWh). Din cantitatea totală vândută, 3.675 GWh au fost furnizati consumatorilor finali în 2022 (1.029 GWh în 2021 şi 626 GWh în 2020).

Grupul are contracte cu clienţii pe perioade de până la 12 luni.

Clienţii care reprezintă individual mai mult de 10% din veniturile Grupului sunt după cum urmează:

- Transelectrica SA, operatorul sistemului de energie electrică – servicii de sistem şi producţie de energie electrică pentru echilibrarea sistemului (ultima inclusă în Vânzarea energiei electrice produse) – 2.063.761 mii RON în 2022 (22%), 1.468.065 mii RON în 2021 (23%), 561.203 mii RON în 2020 (15%);

- OPCOM SA, operatorul pieței – vânzarea energiei electrice produse pe piața spot – 1.233.993 mii RON in 2022 (13%), 1.267.616 mii RON în 2021 (20%) și 392.862 mii RON în 2020 (10%);
- Electrica Furnizare SA – vânzarea energiei electrice produse pe piața angro în 2020 în suma de 453.485 mii RON (12%).

Momentul recunoașterii veniturilor:

	2022	2021	2020
Venituri recunoscute în timp	9.426.267	6.463.536	3.828.130
Venituri recunoscute la un moment specific	25.688	25.761	13.313
Total	**9.451.955**	**6.489.297**	**3.841.443**

B. Datorii aferente contractelor cu clientii

La 31 decembrie 2022, Grupul are datorii aferente contractelor cu clientii de 84.684 mii RON (31 decembrie 2021: 93.331 mii RON, 31 decembrie 2020: 73.660 mii RON și 1 ianuarie 2020: 31.460 mii 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 2021 în suma de 93.331 mii RON au fost recunoscute la venituri în cursul anului 2022 (2021: 73.660 mii RON; 2020: 31.460 mii RON).

10. ALTE VENITURI

	2022	2021	2020
Venituri din subvenții (Nota 25)	5.714	5.805	5.500
Castig din achizitii de intreprinderi in conditii avantajoase (Nota 28)	—	31.530	26.274
Despăgubiri, amenzi și penalități de la furnizori	26.582	118.784	20.245
Alte venituri	13.953	19.228	16.817
Total	**46.249**	**175.347**	**68.836**

Grupul a recunoscut un castig in suma de 31.530 mii RON (a se vedea Nota 28) ca urmare a achiziției in conditii avantajoase a Crucea Wind Farm S.A. și Hidroelectrica Wind Services S.R.L. în martie 2021.

În septembrie 2020, în urma confirmării planului de reorganizare de către judecătorul sindic in data de 24 iunie 2020, acționarii Hidroelectrica au numit administratorul special al filialei Hidroserv S.A. și, în consecință, Societatea a redobandit controlul asupra acestei filiale (a se vedea Nota 28).

În 2021 a fost pronunțată sentința în dosarul arbitral nr. ICC 20540/MHM, în urma căreia Hidroelectrica a câștigat dreptul de a primi despăgubiri în suma de 20.515 mii euro, echivalentul a 101.487 mii RON, pentru lucrări defectuoase executate de Andritz Hydro GMBH Ravensburg.

11. CHELTUIELI DE EXPLOATARE

A. Apă uzinată

Apa uzinată reprezintă apa utilizată de hidrocentrale pentru a produce energie electrică. Conform legislației românesti, o taxă pe metru cub de apă utilizată este stabilita anual de Agenția Națională Apele Romane. Pentru anul 2022 taxa a fost 1,23 RON pe metru cub (2021: 1,17 RON pe metru cub, 2020: 1,12 RON pe metru cub).

B. Energie electrică achiziționată

Grupul achiziționează energie electrică numai pentru echilibrarea deficitului dintre energia electrică contractată pentru vânzări și energia electrică efectiv produsă.

În 2022, Grupul a achiziționat 1.141 GWh (2021: 638 GWh, 2020: 1.380 GWh) pentru 697.142 mii RON (2021: 90.121 mii RON și 2020: 15.383 mii RON). Creșterile din 2022 și 2021 se datorează creșterii semnificative a prețurilor energiei electrice începând cu ultimul trimestru al anului 2021.

C. Transport şi distribuţie de energie electrica

	2022	2021	2020
Injecţia energiei electrice produse în sistemul naţional	30.868	21.772	14.080
Distribuţia energiei electrice furnizate	342.984	54.073	54.222
Transportul energiei electrice furnizate	124.203	34.571	4.476
Total	**498.055**	**110.416**	**72.778**

D. Taxa pentru producătorii de energie electrică

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) şi 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre preţul mediu net lunar de vânzare si pretul de 450 RON pe MWh.

Preţul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare de energie electrică ale segmentului de producere de energie electrica minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziţionata, tarifele de administrare a pieţei şi tarifele de tranzacţionare. Cheltuielile de producere a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

Venitul lunar al segmentului de producere de energie electrica include, conform legislaţiei, vânzarea angro a energiei electrice produse si/sau achizitionate şi valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiaşi entităţi din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) in portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice). Deoarece legislaţia nu defineste si nu include prevederi cu privire la modul în care trebuie calculată valoarea de transfer intre portofoliul de producere si portofoliul de furnizare, Grupul a utilizat metodologia interna de calcul al pretului de transfer intre activitatile licentiate (producere si furnizare) aprobată de Directorat in 8 iunie 2021, anetrior emiterii legislatiei privind taxa pentru producatorii de energie electrica. Aceasta metodologie are la baza costul mediu de producere a energiei electrice in ultimele 12 luni incheiate cu 2 luni inaintea lunii de calcul, plus o marja interna. Aceasta metodologie poate diferi fata de metodologiile utilizate de alte societati avand in vedere ca nu exista o lege care sa prevada o anumita definitie sau metodologie de calcul.

Taxa calculata de Grup pentru anul 2022 a fost in suma de 671.739 mii RON (2021: 133.417 mii RON, 2020: 0), din care 557.086 mii RON pentru Hidroelectrica SA si 114.653 mii RON pentru filiala Crucea Wind Farm (2021: 113.220 mii RON pentru Hidroelectrica SA si 20.197 mii RON pentru filiala Crucea Wind Farm). La 31 decembrie 2022, soldul de plata este in suma de 91.370 mii RON (31 decembrie 2021: 133.417 mii RON şi 31 decembrie 2020: 0).

Autoritatile fiscale romane, prin Directia Generala Antifrauda Fiscala, au efectuat trei controale in cadrul Grupului asupra taxei pentru producatorii de energie electrica, doua pentru perioada 1 septembrie–31 decembrie 2022 pentru Societatile Hidroelectrica si Crucea Wind Farm, care au fost finalizate prin procesele verbale intocmite in data de 11 aprilie 2023, respectiv 12 aprilie 2023 si unul pentru perioada 1 aprilie- 31 august 2022 care a fost finalizat prin procesul verbal intocmit in data de 19 aprilie 2023. Conform procesului verbal intocmit in data de 11 aprilie 2023, autoritatile nu au adus modificari asupra metodei de calcul al taxei sau asupra modalitatii de calcul al pretului de transfer din portofoliul de producere in portofoliul de furnizare, dar au identificat o problema cu privire la data incepand cu care a fost aplicata de catre Societate Legea 357/2023. De asemenea, autoritatile fiscale au mentionat faptul ca prevederile Codului Fiscal privind preturile de transfer nu se aplica in cazul pretului de transfer a energiei electrice intre portofolii/segmente, deoarece aceste prevederi reglementeaza tranzactiile intre parti afiliate, si nu tranzactiile efectuate in cadrul aceleiasi entitati.

Legea 357/2023 a fost publicata de autoritati la 16 decembrie 2022 si a modificat modul de calcul al pretului mediu net lunar de vanzare, prin limitarea veniturilor in scop doar la veniturile din energia electrica produsa si vanduta sau transferata intre segmente, si limitarea cheltuielilor doar la cheltuielile din echilibrare plafonate la 5% din veniturile din energia electrica produsa si valoarea de transfer a energiei electrice transferate intre segmente. Textul legii mentioneaza ca prevederile legii sunt aplicabile incepand cu 1 septembrie 2022, insa Societatea a aplicat legea incepand cu data publicarii, 16 decembrie 2022.

Conform procesului verbal intocmit in data de 11 aprilie 2023, organele fiscale au aplicat legea retroactiv de la 1 septembrie 2022, astfel au calculat taxa suplimentara in suma de 62.052 mii RON, care a fost

prezentata de Societate drept datorie contingenta. Analiza privind aplicarea retroactiva a legii este prezentata in Nota 30 c).

Conform procesului verbal intocmit in data de 19 aprilie 2023 pentru Societate pentru perioada 1 aprilie -31 august 2022, precum si conform procesului verbal intocmit in data de 12 aprilie 2022 pentru Crucea Wind Farm pentru perioada 1 septembrie- 31 decembrie 2022, autoritatile fiscale nu au calculat sume suplimentare de plata.

E. Alte cheltuieli de exploatare

	2022	2021	2020
Miscari in provizioane, net	73.503	36.177	57.624
Impozite si taxe locale	60.839	52.522	50.152
Paza	20.639	16.114	16.277
Sponsorizari	1.930	13.235	11.445
Servicii profesionale	10.928	10.068	11.381
Servicii in legatura cu construcţiile abandonate	7.647	8.176	8.378
Contribuţia la ANRE	6.496	3.299	7.090
Pierderi la cedarea imobilizărilor corporale	2.051	3.605	6.505
Alte cheltuieli	52.210	46.300	36.850
Total	**236.243**	**189.496**	**205.702**

12. REZULTATUL FINANCIAR

	2022	2021	2020
Venituri din dobânzi	243.708	72.066	61.987
Alte venituri financiare	3.488	1.084	8
Venituri financiare	**247.196**	**73.150**	**61.995**
Cheltuieli cu dobânzile	(10.637)	(15.893)	(10.998)
Actualizarea provizioanelor pe termen lung	(28.246)	(17.124)	(16.553)
Câştig sau (pierdere) din diferenţe de curs valutar	936	(8.792)	(1.835)
Alte cheltuieli financiare	(164)	(2.247)	—
Cheltuieli financiare	**(38.111)**	**(44.056)**	**(29.386)**
Rezultat financiar net	**209.085**	**29.094**	**32.609**

13. 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.

	2022	2021	2020
Profit atribuibil actionarilor Societății			
Profit net atribuibil actionarilor Societății	4.464.000	3.116.149	1.558.012
Profitul atribuibil acționarilor ordinari	**4.464.000**	**3.116.149**	**1.558.012**
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare (de bază și diluate)			
Acțiuni ordinare emise la 1 ianuarie	448.459.482	448.447.467	448.239.331
Efectul acțiunilor emise în septembrie 2020	—	—	52.034
Efectul acțiunilor emise în octombrie 2021	—	2.003	—
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare la 31 decembrie	**448.459.482**	**448.449.470**	**448.291.365**
Rezultat pe acțiune (de bază și diluat) RON/acțiune	**9,95**	**6,95**	**3,48**

14. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Planuri de beneficii determinate	89.410	87.256	82.687	74.506
Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	49.034	43.268	38.771	36.219
Salarii datorate	61.922	65.145	75.007	47.096
Contribuții la asigurările sociale	17.135	14.853	22.029	8.394
Impozit pe salarii	3.257	3.161	4.570	2.098
Altele	6.927	3.664	5.451	1.954
Total	**227.685**	**217.347**	**228.515**	**170.267**
– Curente	105.845	94.398	111.378	69.060
– Pe termen lung	121.840	122.949	117.137	101.207

Partea curentă a beneficiilor angajaților este după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Planuri de beneficii determinate	9.873	8.802	12.213	3.885
Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	7.284	4.286	4.101	5.943
Salarii datorate	61.369	60.037	63.279	47.096
Contribuții la asigurările sociale	17.135	14.853	22.029	8.394
Impozit pe salarii	3.257	3.161	4.570	2.098
Altele	6.927	3.259	5.186	1.644
Total	**105.845**	**94.398**	**111.378**	**69.060**

Salariile datorate includ salariile reeşalonate la plată conform planului de reorganizare al Hidroserv, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Porţiunea curentă	4.124	5.794	5.468	—
Porţiunea pe termen lung	—	5.108	11.727	—
Total	**4.124**	**10.902**	**17.195**	—

Beneficii post angajare (planuri de beneficii determinate)

În conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în numerar angajaţilor la pensionare în funcţie de vechimea in munca în cadrul Societăţii şi Hidroserv, după cum urmează:

Beneficii la pensionare

	Număr de salarii lunare de bază brute			
Vechime in munca	**31 decembrie 2022**	**31 decembrie 2021**	**31 decembrie 2020**	**1 ianuarie 2020**
Până la 10 ani	1	1	1	1
Intre 10 şi 25 ani	3	3	3	3
Peste 25 de ani	6	6	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) angajaţilor pensionaţi din cadrul Societatii şi filialei Hidroserv, sub rezerva îndeplinirii anumitor condiţii (cel puţin 15 ani vechime cumulata în cadrul Societatii, Hidroserv sau altor societati din sectorul energiei electrice sau cel puţin 10 ani consecutivi de vechime în astfel de societati înainte de pensionare). În cazul decesului pensionarului, soţul supravieţuitor / soţia supravieţuitoare are dreptul să primească acelaşi beneficiu până la momentul recăsătoriei sau decesului.

Până la 27 iunie 2022, Grupul a acordat beneficii în natură constând din energie electrică gratuită (în limita a 1.200 kWh anual) angajaţilor pensionaţi din cadrul entităţilor predecesoare ale Hidroelectrica SA în conformitate cu Hotărârea de Guvern nr. 1041/2003. La 27 iunie 2022, Înalta Curte de Casaţie şi Justiţie a României a anulat Hotărârea de Guvern nr. 1041/2003, în urma unei solicitări formulate de o altă entitate din sectorul energetic din România. In consecinta, la 31 decembrie 2022 Grupul nu are obligaţia de a oferi beneficii în natură angajaţilor pensionaţi din cadrul entităţilor predecesoare.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaţilor

În conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în numerar angajaţilor Societăţii şi Hidroserv în funcţie de vechimea in munca, după cum urmează:

Prime jubiliare

	Număr de salarii lunare de bază brute			
Vechime in munca	**31 decembrie 2022**	**31 decembrie 2021**	**31 decembrie 2020**	**1 ianuarie 2020**
20 ani	1	1	1	1
25 ani	2	2	2	2
30 ani	3	3	3	3
35 ani	4	4	4	4
40 ani	5	5	5	5
45 ani	6	6	6	6

(i) Modificarea datoriilor privind beneficiile determinate și altor beneficii pe termen lung ale angajaților

Tabelele următoare prezinta reconcilierea dintre soldul initial 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	**2022**	**2021**	**2020**
Sold la 1 ianuarie	**87.256**	**82.687**	**74.506**
Incluse în profit sau pierdere			
Costul vechimii curente	3.819	3.113	2.834
Costul vechimii trecute	(5.932)	—	—
Costul dobânzii	4.005	2.259	3.196
Beneficii plătite	(8.710)	(16.599)	(7.259)
Incluse în alte elemente ale rezultatului global			
Pierderi actuariale	8.972	15.796	9.410
Sold la 31 decembrie	**89.410**	**87.256**	**82.687**

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	**2022**	**2021**	**2020**
Sold la 1 ianuarie	**43.268**	**38.771**	**36.219**
Impactul preluării controlului asupra Hidroserv	—	—	3.893
Incluse în profit sau pierdere	—	—	—
Costul vechimii curente	3.680	1.480	1.649
Costul dobânzii	2.192	1.065	1.400
Pierderi actuariale	5.903	9.192	3.939
Beneficii plătite	(6.009)	(7.240)	(8.329)
Sold la 31 decembrie	**49.034**	**43.268**	**38.771**

ii) Ipoteze actuariale

Următoarele sunt principalele ipoteze actuariale la fiecare dată de raportare:

(a) Ipoteze macroeconomice:

- rata inflației utilizată la 31 decembrie 2022 are la bază prognoza de inflație pentru RON a Băncii Naționale a României (BNR) (31 decembrie 2021: prognoza BNR pentru următorii 10 ani începând cu 2022 și inflația pe termen lung a Zonei Euro pentru perioada rămasă; 31 decembrie 2020: prognoza BNR pentru următorii 4 ani începând cu 2021 și inflația pe termen lung a Zonei Euro pentru perioada rămasă; 31 decembrie 2019: prognoza BNR pentru următorii 5 ani începând cu 2020 și inflația pe termen lung a Zonei Euro pentru perioada rămasă), după cum urmează:

Anul	**Data evaluării 31 decembrie 2022**	**Data evaluării 31 decembrie 2021**	**Data evaluării 31 decembrie 2020**	**Data evaluării 1 ianuarie 2020**
2020	n/a	n/a	n/a	3%
2021	n/a	n/a	2,5%	3%
2022	n/a	7,2%	2,5%	3%
2023	12,4%	3,9%	2,5%	3%
2024	7,5%	2,5%	2,5%	3%
2025	4,2%	2,5%	2,5%	1,37%
2026 – 2032	4,2%	2,5%	1,7%	1,37%
2033+	2,3%	1,2%	1,7%	1,37%

- 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 2022	Data evaluării 31 decembrie 2021	Data evaluării 31 decembrie 2020	Data evaluării 1 ianuarie 2020
2020	n/a	n/a	n/a	3,446%
2021	n/a	n/a	2,285%	3,550%
2022	n/a	3,931%	2,361%	3,659%
2023	7,091%	4,342%	2,435%	3,866%
2024	7,246%	4,520%	2,511%	3,975%
2025	7,437%	4,608%	2,581%	4,092%
2026+	7.638% – 3.631% (în medie 5.647%)	4,680% – 3,631% (in medie 4,486%)	2,651% – 3,631% (media 3,386%)	4,191% – 4,809% (media de 4,452%)

- creșterea prețului energiei electrice pe kWh în linie cu rata inflației. Prețul energiei electrice utilizat în calculul actuarial este de 0,747 LEI/kWh la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 0,6600 LEI/kWh; 31 decembrie 2020: 0,547 LEI/kWh și 1 ianuarie 2020: 0,5570 LEI/kWh);
- rata mortalității utilizată este rata publicată de Institutul Național de Statistică pentru ultimii 10 ani de la data evaluării pentru 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021, 31 decembrie 2020 și rata publicată de Institutul Național de Statistică în 2018 pentru 1 ianuarie 2020.
- taxele și contribuțiile la asigurari sociale sunt cele în vigoare la datele de raportare.

(b) Ipoteze specifice Grupului:

- rata de creștere a salariilor brute utilizata la 31 decembrie 2022 este de 9,6% pentru 2023 și o rată egală cu rata inflației în anii următori (31 decembrie 2021: 7,2% pentru 2022, 3,9% pentru 2023, 2,5% pentru perioada 2024-2031 și o rată egală cu rata inflației în anii următori, 31 decembrie 2020: 5% în 2021 și o rată egală cu rata inflației în anii următori și 1 ianuarie 2020: 5% în 2020 și o rată egală cu rata inflației în anii următori);
- rata de fluctuatie a angajaților utilizată la 31 decembrie 2022 are la baza mediile anuale de fluctuatie a angajaților pentru ultimii 6 ani, diferențiate pe vârstă și sex (31 decembrie 2021: media ultimilor 5 ani, 31 decembrie 2020: media ultimilor 4 ani; 1 ianuarie 2020: media ultimilor 3 ani). Rata medie ponderată de fluctuatie a angajaților utilizată la 31 decembrie 2022 este 1,56% (31 decembrie 2021: 1,44%, 31 decembrie 2020: 2,17%;1 ianuarie 2020: 3,38%).

(iii) Analiza de senzitivitate

Ipotezele actuariale semnificative utilizate pentru determinarea obligatiilor privind beneficiile determinate și altor beneficii pe termen lung ale angajaților sunt rata de actualizare, creșterea salarială preconizată și rata de fluctuatie a angajaților. Analiza de senzitivitate de mai jos prezinta efectul asupra datoriilor 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 2022		31 decembrie 2021	
	Creștere	Diminuare	Creștere	Diminuare
Rata de actualizare (100 pb)	(9.546)	11.016	(9.685)	11.202
Rata de fluctuatie a angajaților (100 pb)	(7.002)	4.276	(7.159)	4.803
Rata anuală de creștere a salariului (100 pb)	6.066	(5.500)	6.190	(5.578)

	31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Creștere	Diminuare	Creștere	Diminuare
Rata de actualizare (100 pb)	(9.494)	11.023	(8.543)	9.874
Rata de fluctuatie a angajaților (100 pb)	(6.768)	4.562	(6.037)	1.814
Rata anuală de creștere a salariului (100 pb)	6.362	(5.714)	5.893	(5.308)

Analiza de senzitivitate prezentată mai sus poate să nu fie reprezentativă pentru modificarea efectivă a obligaţiei privind beneficiile, deoarece este puţin probabil ca modificările ipotezelor să se produca independent unele fata de altele, în timp ce anumite ipoteze pot fi corelate. În analiza de senzitivitate de mai sus, valoarea actualizată a obligaţiei privind beneficiile a fost calculată utilizând metoda unitatii de credit proiectate la sfârşitul perioadei de raportare, care este aceeaşi cu cea aplicată pentru calcularea obligaţiilor recunoscute în situaţia poziţiei financiare.

Cheltuieli privind beneficiile angajaţilor

	2022	2021	2020
Numărul mediu de angajaţi	4.494	4.398	3.719
Număr de angajati la 31 decembrie	4.621	4.518	4.551

	2022	2021	2020
Salarii şi alte remuneraţii	594.930	559.964	466.433
Contribuţii la asigurări sociale	15.196	12.497	11.220
Tichete de masă	20.597	17.378	12.614
Total	**630.723**	**589.838**	**490.267**

15. IMPOZITUL PE PROFIT

La determinarea impozitului curent şi amânat, societatea ia în considerare impactul poziţiilor fiscale incerte (a se vedea Nota 30). Această evaluare se bazează pe estimări şi ipoteze şi poate implica o serie de rationamente cu privire la evenimentele viitoare.

Grupul consideră că inregistarile contabile pentru impozitul pe profit datorat sunt adecvate pentru toţi anii fiscali deschisi, pe baza evaluării efectuate de conducere, luând în considerare diverşi factori, inclusiv interpretarea legislaţiei fiscale şi experienţa anterioară. Informatii noi care sa determine Grupul să-şi modifice rationamentele 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 efectuata o astfel de determinare.

(a) Sume recunoscute în profit sau pierdere

	2022	2021	2020
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	976.926	717.824	353.140
Beneficiu privind impozitul pe profit amânat	(23.490)	(49.222)	(4.560)
Total	**953.436**	**668.602**	**348.580**

(b) Sume recunoscute in alte elemente ale rezultatului global

	2022			2021			2020		
	Înainte de impozitare	(Cheltuială)/ beneficiu privind impozitul	Net	Înainte de impozitare	(Cheltuială)/ beneficiu privind impozitul	Net	Înainte de impozitare	(Cheltuială)/ beneficiu privind impozitul	Net
Elementele care nu vor fi reclasificate ulterior în profit sau pierdere									
Reevaluarea imobilizărilor corporale	2.116.546	(338.731)	1.777.815	4.591.569	(734.993)	3.856.576	(24.357)	—	(24.357)
Modificari ale obligatiilor privind beneficiile determinate	(8.972)	1.436	(7.536)	(15.796)	2.527	(13.269)	(9.410)	1.506	(7.904)
	2.107.574	**(337.295)**	**1.770.279**	**4.575.773**	**(732.466)**	**3.843.307**	**(33.767)**	**1.506**	**(32.261)**

(c) Reconcilierea ratei de impozitare efective

	2022		2021		2020	
Profit înainte de impozitare		**5.417.436**		**3.784.751**		**1.906.592**
Impozitul calculat prin utilizarea ratei de impozitare a Societății	16,0%	866.790	16,0%	605.560	16,0%	305.054
Efectul fiscal al:						
– Cheltuielilor nedeductibile	0,07%	3.614	0,2%	8.004	1,5%	29.329
– Veniturilor neimpozabile	0,2%	(10.471)	(0,2%)	(5.693)	(0,2%)	(4.601)
– Stimulentelor fiscale	(0,5%)	(26.968)	(0,9%)	(32.970)	(2,5%)	(47.676)
– Deducerii rezervelor legale	(0,6%)	(7.390)	(0,8%)	(29.052)	(0,8%)	(14.809)
– Distribuirii rezervelor din reevaluare deduse fiscal anterior	2,4%	127.861	3,2%	122.753	4,3%	81.283
Impozitul pe profit	**17,6%**	**953.436**	**17,7%**	**668.602**	**18,3%**	**348.580**

În 2022 şi 2021, stimulentele fiscale se referă la facilitatea fiscala pentru profitul reinvestit, stimulente fiscale pentru capitaluri proprii pozitive şi sponsorizări acordate. În 2020, stimulentele fiscale se referă la plata la timp a impozitului pe profit în primele trei trimestre ale anului 2020, facilitatea fiscala pentru profitul reinvestit şi 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) Mişcarea soldurilor impozitului amânat

	Sold net la 1 ianuarie 2022	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2022	Creanţe privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale şi necorporale	1.195.215	(21.104)	338.731	1.512.841	—	1.512.841
Provizioane	(121.377)	(14.275)	—	(135.652)	(135.652)	—
Beneficiile angajaţilor	(27.609)	1.326	(1.436)	(27.719)	(27.719)	—
Creanţe comerciale	(15.591)	(7.668)	—	(23.259)	(23.259)	—
Stocuri	(5.646)	(103)	—	(5.749)	(5.749)	—
Certificate verzi	5.565	(5.565)	—	—	—	—
Pierdere fiscală reportată	(28.415)	23.899	—	(4.516)	(4.516)	—
Total datorii (creante) privind impozitul amânat înainte de compensari	**1.002.142**	**(23.490)**	**337.295**	**1.315.946**	**(196.895)**	**1.512.841**
Impozit compensat					**196.895**	**(196.895)**
Datorii (creante) nete privind impozitul amânat					—	**1.315.946**

	Sold net la 1 ianuarie 2021	Dobândit în combinari de întreprinderi	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut ca alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2021	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale	518.378	3.293	(61.449)	734.993	1.195.215	—	1.195.215
Provizioane	(121.209)	(3.286)	3.118	—	(121.377)	(121.377)	—
Beneficiile angajaților	(25.696)	—	614	(2.527)	(27.609)	(27.609)	—
Creanțe comerciale	(16.250)	—	659	—	(15.591)	(15.591)	—
Stocuri	(4.838)	—	(808)	—	(5.646)	(5.646)	—
Certificate verzi	—	8.738	(3.173)	—	5.565	—	5.565
Pierdere fiscală reportată	(13.264)	(26.968)	11.817	—	(28.415)	(28.415)	—
Total datorii (creante) privind impozitul amânat înainte de compensari	**337.121**	**(18.223)**	**(49.222)**	**732.466**	**1.002.142**	**(198.638)**	**1.200.780**
Impozit compensat						183.557	(183.557)
Datorii (creante) nete privind impozitul amânat						**(15.081)**	**1.017.223**

	Sold net la 1 ianuarie 2020	Dobândit în combinari de întreprinderi	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2020	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozite amânate
Imobilizări corporale si necorporale	502.589	7.189	8.600	—	518.378	—	518.378
Provizioane	(109.764)	—	11 445	—	(121.209)	(121.209)	—
Beneficiile angajaților	(22.035)	623	(1.532)	(1.506)	(25.696)	(25.696)	—
Creanțe comerciale	(15.854)	358	(38)	—	(16.250)	(16.250)	—
Stocuri	(4.587)	106)	145	—	(4.838)	(4.838)	—
Pierdere fiscală reportată	—	(13.264)	—	—	(13.264)	(13.264)	—
Total datorii (creante) privind impozitul amânat înainte de compensari	**350.349**	**(7.162)**	**(4.560)**	**(1.506)**	**337.121**	**(181.257)**	**518.378**
Impozit compensat						167.992	(167.992)
Datorii (creante) nete privind impozitul amânat						**(13.265)**	**350.386**

(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 in 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 in rezultatul reportat la 31 decembrie 2022, care în urma distribuirii ar genera impozit pe profit suplimentar pentru Grup in suma de 21.499 mii RON (31 decembrie 2021: 135.799 mii RON, 31 decembrie 2020: 241.566 mii RON, 1 ianuarie 2020: 305.825 mii RON).

Efectul fiscal potential al rezervele 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 in suma de 371.761 mii RON la 31 decembrie 2022, 380.277 mii RON la 31 decembrie 2021 și 415.749 mii RON la 31 decembrie 2020).

16. NUMERAR ŞI ECHIVALENTE DE NUMERAR ŞI NUMERAR RESTRICŢIONAT

Numerar şi echivalente de numerar

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Conturi bancare	660.441	1.104.777	354.706	222.833
Casa	125	108	132	137
Echivalente de numerar	168	5	7	6
Total	**660.734**	**1.104.890**	**354.845**	**222.976**

Numerar restricţionat

La 31 decembrie 2022, numerarul restricţionat reprezintă un depozit colateral in suma de 101.057 mii RON la Banca Comerciala Romana pentru emiterea unei garanţii bancare. Scadenta colateralului este 30 aprilie 2024; în perioada de până la scadenta, Grupul nu are acces la acest depozit.

17. INVESTIŢII ÎN DEPOZITE ŞI OBLIGAŢIUNI

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
	Curente	Pe termen lung	Curente	Curente	Curente
Depozite bancare cu scadenta mai mică de 1 an detinute in scop investitional	3.034.745	—	2.320.325	1.730.071	1.736.855
Obligaţiuni guvernamentale cu scadenta mai mica de 1 an	—	—	241.142	—	—
Obligaţiuni corporative cu scadenta mai mare de 1 an	—	351.338	—	—	—
Total	**3.034.745**	**351.338**	**2.561.467**	**1.730.071**	**1.736.855**

Depozitele bancare sunt depozite pe termen scurt cu scadenta intre 3 si 12 luni detinute in scop investitional si nu in scopul acoperirii angajamentelor de plata pe termen scurt. Rata medie a dobânzii la depozitele la termen a fost 6,61% pe an în 2022 (2021: 2,06% pe an şi 2020: 2,91% pe an).

În 2022, Grupul a achiziţionat obligaţiuni corporative cu scadenţă la 30 decembrie 2025. Soldul la 31 decembrie 2022 reprezintă principal in suma de 351.265 mii RON şi dobânda aferentă in suma de 73 mii RON. Randamentul anual al obligaţiunilor corporative este de 7,5%.

În 2021, Grupul a achiziţionat obligaţiuni guvernamentale cu scadenţe în 2021 şi 2022. Soldul la 31 decembrie 2021 reprezintă obligaţiuni guvernamentale scadente in martie 2022 in suma de 235.410 mii RON şi dobânda aferenta in suma de 5.732 mii RON. Randamentul anual al titlurilor de stat este între 1,74% şi 2,25%.

18. CREANTE COMERCIALE

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Creanţe comerciale – segmentul de producere a energiei electrice (angro)	468.749	497.427	278.160	244.160
Creanţe comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul)	959.412	200.124	82.552	83.376
Ajustari pentru pierderi din depreciere	(77.484)	(34.023)	(22.675)	(21.500)
Total	**1.350.677**	**663.528**	**338.037**	**306.036**

Suma veniturilor nefacturate incluse in creantele comerciale este 1.116.046 mii RON valoare bruta la 31 decembrie 2022 (540.482 mii RON la 31 decembrie 2021, 264.784 mii RON la 31 decembrie 2020,

234.158 mii RON la 1 ianuarie 2020), din care 767.612 mii RON valoare bruta se refera la segmentul de furnizare a energiei electrice (68.945 mii RON la 31 decembrie 2021, 21.040 mii RON la 31 decembrie 2020, 19.245 mii RON la 1 ianuarie 2020). In 2022 Grupul a inceput implementarea unui nou sistem de facturare, aspect care, impreuna cu modificarile frecvente ale reglementarilor cu privire la preturile de furnizare catre consumatori finali si cresterea semnificativa a numarului de clienti din segmentul de furnizare, a condus la o intarziere semnificativa in procesul de facturare si la un sold semnificativ al veniturilor nefacturate la 31 decembrie 2022.

Mişcarea pierderilor din deprecierea creanţelor comerciale este următoarea:

	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	**34.023**	**22.675**	**21.500**
Intrari din combinări de întreprinderi	—	—	1.096
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	58.731	11.706	991
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate	(15.270)	358	912
Sold la 31 decembrie	**77.484**	**34.023**	**22.675**

Analiza pe vechimi a creanţelor comerciale este prezentata in Nota 27. Creanţele comerciale de incasat de la părţile afiliate sunt prezentate în Nota 31.

19. ALTE ACTIVE

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Plăţi efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte	—	214.385	—	214.385
Contribuţii la asigurări sociale de recuperat	—	—	9.871	—
Cheltuieli in avans	60.641	—	29.780	—
Taxa pe valoarea adăugată de recuperat	41.648	—	10.367	—
Alte active	22.502	3.851	39.325	5.535
Ajustari pentru pierderi din deprecierea altor active	(9.391)	—	(11.050)	—
Total	**115.400**	**218.236**	**78.293**	**219.920**

	31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Plăţi efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte	—	214.385	—	214.385
Contribuţii la asigurări sociale de recuperat	6.771	—	2.052	—
Cheltuieli in avans	7,455	—	2.543	—
Alte active	33.873	5.894	29.843	2.391
Ajustari pentru pierderi din deprecierea altor active	(11.364)	—	(8.624)	—
Total	**36.735**	**220.279**	**25.814**	**216.776**

Mişcarea ajustarilor pentru pierderi din deprecierea altor active este următoarea:

	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	**11.050**	**11.364**	**8.624**
Intrari din combinari de întreprinderi	—	—	938
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	143	—	1.857
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate	(1.802)	(314)	55
Sold la 31 decembrie	**9.391**	**11.050**	**11.364**

Plăţi efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte

214.385 mii RON reprezintă sume plătite de Grup ca urmare a executării silite de către ANAF in anul 2016 a garanţiei bancare emise de ING Bank in favoarea Societăţii pentru garantarea sumelor rezultate in urma unei inspecţii fiscale finalizate de ANAF in anul 2014. Societatea a deschis procese împotriva ING Bank şi ANAF pentru recuperarea acestei sume executate. Detalii privind litigiile sunt prezentate în Nota 30.

Grupul a recunoscut această plată ca un activ in baza IFRIC 23 *Incertitudini legate de tratamente fiscale*, deoarece suma fie va fi rambursată dacă Societatea castiga litigiul cu privire la existenta datoriei fiscale, fie va fi utilizată pentru a plăti datoria în cazul pierderii litigiului.

20. IMOBILIZĂRI CORPORALE

	Terenuri şi amenajări terenuri	Cladiri si constructii şi instalaţii speciale	Maşini, echipamente şi alte imobilizari corporale	Imobilizari corporale in curs de executie	TOTAL
VALOARE CONTABILĂ BRUTĂ					
Sold la 1 ianuarie 2020	**747.181**	**10.560.381**	**2.848.798**	**4.603.492**	**18.759.852**
Aditi prin combinări de întreprinderi	8.082	41.609	39.214	3.377	92.282
Aditii	1.666	1.455	22.865	155.034	181.020
Transferuri din imobilizari corporale in curs de executie	—	109.637	117.290	(226.928)	—
Pierderi din deprecierea imobilizărilorrecunoscuta în rezerva din reevaluare	—	(22.962)	(1.395)	—	(24.357)
Iesiri	372	(589)	(231)	(5.313)	(6.505)
Sold la 31 decembrie 2020	**756.557**	**10.689.531**	**3.026.541**	**4.529.664**	**19.002.293**
Sold la 1 ianuarie 2021	**756.557**	**10.689.531**	**3.026.541**	**4.529.664**	**19.002.293**
Aditii prin combinări de întreprinderi	5.982	215.263	364.655	—	585.900
Aditii	100	1.089	1.132	134.768	137.088
Transferuri din imobilizari corporale in curs de executie	—	332.365	68.695	(401.060)	—
Iesiri	(327)	(9.785)	(2.187)	(2.856)	(15.156)
Reevaluare înregistrată in alte elemente ale rezultatului global, net	(55.528)	3.928.290	718.806	—	4.591.568
Reevaluare înregistrată in profit sau pierdere, net	(74.767)	(109.236)	(71.632)	—	(255.636)
Amortizarea cumulata eliminata din valoarea contabila bruta la reevaluare	(31)	(1.219.087)	(1.032.615)	—	(2.251.734)
Pierderi din depreciere cumulate eliminate din valoarea contabilă brută la reevaluare	—	(332.906)	(69.657)	—	(402.564)
Sold la 31 decembrie 2021	**631.985**	**13.495.523**	**3.003.736**	**4.260.516**	**21.391.761**
Sold la 1 ianuarie	**631.985**	**13.495.523**	**3.003.736**	**4.260.516**	**21.391.761**
Aditii	1.477	1,026	338	204.966	207.807
Transferuri din imobilizari corporale in curs	—	55.771	63.247	(119.018)	—
Iesiri	(35)	(246)	(424)	(9.599)	(10.304)
Reevaluare înregistrată in alte elemente ale rezultatului global, net	(27.269)	1.812.847	330.968	—	2.116.546
Reevaluare înregistrată in profit sau pierdere, net	(9,007)	24.105	24.904	—	40.002
Amortizarea cumulata eliminata din valoarea contabila bruta la reevaluare	—	(334.771)	(441.176)	—	(775.947)
Sold la 31 decembrie 2022	**597.151**	**15.054.255**	**2.981.593**	**4.336.6865**	**22.969.865**

	Terenuri şi amenajări terenuri	Cladiri si constructii şi instalaţii speciale	Maşini, echipamente şi alte imobilizari corporale	Imobilizari corporale in curs de executie	TOTAL
AMORTIZARE CUMULATA					
Sold la 1 ianuarie 2020	**46**	**437.549**	**343.867**	**—**	**781.463**
Aditii prin combinări de întreprinderi	—	1.389	29.018	—	30.407
Cheltuiala cu amortizarea	—	391.018	328.279	—	719.297
Amortizarea cumulată a iesirilor	—	(8)	(225)	—	(233)
Soldul la 31 decembrie 2020	**46**	**829.948**	**700.940**	**—**	**1.530.934**
Sold la 1 ianuarie 2021	**46**	**829.948**	**700.940**	**—**	**1.530.934**
Cheltuiala cu amortizarea	339	409.965	347.835	—	758.138
Amortizarea cumulată a iesirilor	(15)	(35)	(1.479)	—	(1.529)
Amortizarea cumulata eliminata din valoarea contabila bruta la reevaluare	(31)	(1.219.087)	(1.032.615)	—	(2.251.734)
Sold la 31 decembrie 2021	**339**	**20.790**	**14.680**	**—**	**35.809**
Sold la 1 ianuarie	**339**	**20.790**	**14.680**	**—**	**35.809**
Cheltuiala cu amortizarea	520	331.941	437.507	—	769.968
Amortizarea cumulată a iesirilor	—	(79)	82	—	(161)
Amortizarea cumulata eliminata din valoarea contabila bruta la reevaluare	—	(334.771)	(441.176)	—	(775.947)
Sold la 31 decembrie 2022	**859**	**17.881**	**10.929**	**—**	**29.669**
PIERDERI DIN DEPRECIERE CUMULATE					
Sold la 1 ianuarie 2020	**47**	**23.390**	**67.686**	**3.455.253**	**3.546.376**
Aditii prin combinări de întreprinderi	—	—	—	1.492	1.492
Pierderi din depreciere recunoscute	—	6.181	4.136	250.023	260.340
Pierderi din depreciere reversate	(47)	(85)	(2.907)	(151.336)	(154.375)
Sold la 31 decembrie 2020	**—**	**29.486**	**68.915**	**3.555.432**	**3.653.833**
Sold la 1 ianuarie 2021	**—**	**29.486**	**68.915**	**3.555.432**	**3.653.833**
Pierderi din depreciere recunoscute	—	2	742	132.706	133.450
Pierderi din depreciere transferate din imobilizari corporale in curs de executie	—	303.418	—	(303.418)	—
Pierderi din depreciere reversate	—	—	—	(29.757)	(29.757)
Pierderi din depreciere cumulate eliminate din valoarea contabilă brută la reevaluare	—	(332.906)	(69.657)	—	(402.564)
Sold la 31 decembrie 2021	**—**	**—**	**—**	**3.354.962**	**3.354.962**
Sold la 1 ianuarie	**—**	**—**	**—**	**3.354.962**	**3.354.962**
Pierderi din depreciere recunoscute	—	—	—	142.080	142.080
Pierderi din depreciere reversate	—	—	—	(78.209)	(78.209)
Sold la 31 decembrie 2022	**—**	**—**	**—**	**3.418.833**	**3.418.833**
VALOARE CONTABILA NETA					
Sold la 1 ianuarie 2020	**747.088**	**10.099.442**	**2.437.246**	**1.148.239**	**14.432.015**
Sold la 31 decembrie 2020	**756.511**	**9.830.098**	**2.256.686**	**974.232**	**13.817.527**
Sold la 31 decembrie 2021	**631.647**	**13.474.733**	**2.989.056**	**905.554**	**18.000.990**
Sold la 31 decembrie 2022	**596.293**	**15.036.374**	**2.970.664**	**918.032**	**19.521.363**

Imobilizări corporale în funcţiune

Imobilizările corporale ale Grupului includ în principal construcţii speciale, respectiv hidrocentrale, staţii de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum şi hidroagregate, echipamente şi instalaţii şi turbine eoliene.

Grupul exploateaza 187 de hidrocentrale cu o capacitate instalată de 6.372,172 MW, 5 stații de pompare cu o capacitate instalată de 91,5 MW și 36 de turbine eoliene cu o capacitate instalată de 108 MW.

În anul 2021 a fost pusă în funcțiune o parte a centralei hidroelectrice („CHE") Racovița. În urma acestei puneri in functiune, pierderea din depreciere aferentă CHE Racovița în suma de 303.418 mii RON a fost transferată din pierderi din deprecierea imobilizarilor corporale in curs de executie în pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.

Conform legislației aplicabile, Grupul trebuie să obțină autorizații de mediu in vederea desfasurarii activitatii. Începând cu anul 2021 Grupul a obținut autorizații permanente, insa are obligația de a solicita vize anuale de la Agențiile pentru Protecția Mediului si Administratia Nationala Apele Romane. În 2022 si 2023 au fost obținute vize anuale pentru toate autorizațiile care intră sub incidența acestor reguli, cu excepția acelor facilitati care nu sunt în uz.

Condițiile prevazute de autorizațiile de mediu includ monitorizarea factorilor de mediu și respectarea legislației de mediu aplicabile obiectivelor hidroenergetice. Pentru a monitoriza factorii de mediu, Grupul efectuează măsurători ale indicatorilor de calitate fizica și chimica a apei din rezervoare, a apelor industriale și reziduale și măsurători ale nivelului de zgomot la limitele amplasamentelor. În anul 2022 au fost efectuate toate măsurătorile necesare și nu au fost depășite limitele legale ale indicatorilor. De asemenea, Grupul preconizeaza ca nici in 2023 nu vor fi depășite limitele legale ale indicatorilor.

Active aferente dreptului de utilizare

Imobilizările corporale includ active aferente dreptului de utilizare, în principal în legătură cu sediile Societății și parcul auto, in suma de 15.154 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 12.293 mii RON; 31 decembrie 2020: 20.689 mii RON; 1 ianuarie 2020: 19.444 mii RON) clasificate în Constructii și instalații speciale și Masini, echipamente și alte imobilizari corporale.

Reevaluarea imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale, cu exceptia imobilizarilor corporale in curs de executie si a activelor aferente dreptului de utilizare, au fost reevaluate de un evaluator independent la 31 decembrie 2022 (18.588.177 mii RON) și 31 decembrie 2021 (17.083.143 mii RON). Valorile contabile ale imobilizărilor corporale la 31 decembrie 2020 (12.822.606 mii RON) și la 1 ianuarie 2020 (13.271.483 mii RON) au avut la baza o reevaluare efectuată de un evaluator independent la 31 decembrie 2018. Grupul nu a efectuat un exercițiu de reevaluare la 31 decembrie 2020 și 1 ianuarie 2020, deoarece conducerea a determinat că valoarea contabilă a imobilizărilor corporale aproxima valoarea lor justă la acele date, având în vedere ratele scăzute ale inflației din anii respectivi.

Determinarea valorii juste

Următoarele paragrafe descriu tehnicile de evaluare utilizate în determinarea valorilor juste (Nivelul 3) pentru reevaluarea terenurilor, clădirilor și instalațiilor speciale, mașinilor, echipamentelor și altor mijloace fixe, precum și datele de intrare neobservabile semnificative utilizate.

În 2022, creșterea in urma reevaluării a fost determinată în principal de creșterea cu aproximativ 9% a preturilor materialelor de construcții (ex. beton, oțel, alte metale) din cauza mediului economic, precum și de cresterea cu aproximativ 12% a inflației în industria construcțiilor.

În 2021, creșterea in urma reevaluării a fost determinată în principal de creșterea cu aproximativ 35% a preturilor materialelor de construcții (ex. beton, oțel, alte metale) din cauza problemelor globale de aprovizionare, precum și de cresterea cu aproximativ 18% a inflației în industria construcțiilor.

Terenuri

Tehnica de evaluare – Abordarea prin comparația directa

Valoarea justă a fost estimată pe baza prețului pe metru pătrat pentru terenuri cu caracteristici similare (ex. drepturi de proprietate, localizare, caracteristici fizice, suprafață, cea mai bună utilizare). Prețul de piață are la baza cele mai recente tranzacții.

Date de intrari neobservabile semnificative

- ajustări pentru lichiditate (marja de negociere intre -25% si -10%), suprafață (intre -65% si 0%).

Corelaţia dintre datele principale de intrare neobservabile şi determinarea valorii juste

Valoarea justă estimată ar creşte (scădea) dacă:

- ajustările pentru lichiditate şi suprafaţă ar fi mai mici (mai mari).

Constructii şi instalaţii speciale

Tehnica de evaluare

(a) Abordarea prin cost – Costul de reconstrucţie net

Pentru elementele de construcţii pentru care nu au fost disponibile construcţii comparative recente pe piaţă (inclusiv facilitati hidroenergetice şi alte elemente foarte specializate, fără a exista astfel de lucrări în ultimele decenii în România), evaluatorul a determinat costul net de reconstrucţie (costul brut de reconstrucţie, minus uzura fizică, funcţională şi externă).

- *Costul brut de reconstrucţie*

Costul brut de reconstrucţie a fost determinat pe baza informaţiilor despre cost extrase din cataloagele de evaluare relevante pentru tipul fiecărei construcţie (Catalogul 125 Construcţii meteorologice, hidrotehnice, de alimentare cu apă şi canalizare şi Catalogul 128 Construcţii hidrotehnice şi clădiri anexe pentru dezvoltare energetica, ediţiile din 1964, republicate de Editura Matrix Rom). Aceste cataloage sunt utilizate în practica de evaluare din România de către corpul evaluatorilor autorizati în toate situatiile în care nu există informaţii recente privind costurile pentru construcţii similare şi sunt recunoscute de corpul evaluatorilor autorizati – Asociaţia Natioala a Evaluatorilor Autorizaţi din Romania (ANEVAR).

Pentru tipuri de construcţii specifice, cataloagele furnizează costul unitar pentru parametrii de construcţie relevanţi (ex. volum, suprafaţă, capacitatea de productie etc.). Evaluatorul a aplicat costul unitar parametrilor specifici ai fiecărei construcţii al Grupului. Deoarece cataloagele sunt invechite şi nu au fost disponibile alte surse recente, rezultatele au fost indexate până la data prezenta prin utilizarea indicilor de preţ corespunzători tipului de activ (ex. construcţii hidroenergetice, clădiri industriale) disponibili în Buletinul Tehnica de Expertiză Documentar nr. 162 (31 decembrie 2021: Buletinul Documentar de Expertiză Tehnică nr. 157), publicat de Corpul Experţi Tehnici din România în decembrie 2022 (31 decembrie 2021: septembrie 2021).

- *Uzura fizică*

Uzura fizică a fost determinată ca raportul dintre durata de viaţă utilă rămasă şi durata de viaţă utilă economică a fiecărui activ aplicat costului brut de înlocuire. Duratele de viata utila au fost discutate între Grup şi evaluator şi verificate de evaluator, pentru principalele elemente, cu informaţii publice legate de durata de viaţă a construcţiilor similare, la nivel mondial.

- *Uzura funcţională şi externă*

Uzura funcţională, specifică abordării prin costul de reconstrucţie net, este in general determinată prin compararea elementului supus evaluării cu un activ similar din punct de vedere functional existent pe piaţă. Uzura externă se datorează factorilor externi care afectează activul (ex. factori de piaţă, politici, de mediu). Evaluatorul nu a identificat active similare celor supuse evaluării pentru a determina uzura funcţională. În consecinţă, pentru a ţine cont atât de uzura funcţională, cât şi de cea externă, evaluatorul a determinat factorul de uzura al fiecărei facilitati hidroenergetice sub forma raportului dintre producţia de energie realizata (pe baza rapoartelor de producţie recente) şi capacitatea totală a activului. S-a considerat ca producţia realizata mai redusa a facilitatilor hidroelectrice ale Grupului s-a datorat atât factorilor funcţionali, cât şi externi.

(b) Abordarea prin cost – Cost net de înlocuire

Pentru construcţiile cu scop general, evaluatorul a determinat costul de înlocuire net (adică costul de înlocuire a unui activ cu un alt activ comparabil disponibil pe piaţă), calculat sub forma costului de înlocuire brut, minus uzura fizică şi externă (uzura funcţională este considerata in calculul costului de înlocuire brut – costul de înlocuire nu include costul anumitor funcţionalităţi care nu sunt specifice activului supus evaluării).

- *Cost de înlocuire brut*

Costul de înlocuire brut a fost determinat pe baza informaţiilor despre cost extrase din cel mai recent catalog de evaluare (Costuri de reconstrucţie – Costuri de înlocuire. Clădiri industriale, comerciale şi agricole. Construcţii speciale, publicat de Editura IROVAL – Cercetare in Evaluare, Bucureşti, 2016) relevant pentru fiecăre tipul de construcţii.

Pentru anumite tipuri de construcţii şi stadii de construcţie relevante (ex. fundaţie, acoperiş etc.) şi funcţionalităţi (ex. ascensoare, utilităţi), catalogul furnizează costul unitar al parametrilor relevanţi (ex. volum, suprafaţă etc.). Evaluatorul a aplicat costul unitar parametrilor specifici fiecărui element de construcţii al Grupului. Rezultatele au fost indexate până la data prezenta prin utilizarea indicilor de preţ publicaţi anual de IROVAL pentru aceleaşi cataloage, care sunt corelati cu preţurilor pe piaţa construcţiilor, pe categorii de construcţii şi lucrări de instalaţii şi utilizate în practica de evaluare din România.

- *Uzura fizică*

Uzura fizică a fost determinată ca raport intre durata de viaţă utilă rămasă şi durata de viaţă utilă economică a fiecărui activ, aplicată la costul de înlocuire brut.

- *Uzura externă*

Uzura externă a fost aplicată acelor elemente de construcţii cu scop general care fac parte dintr-un grup operaţional pentru care s-a identificat o depreciere externă datorată utilizării reduse a capacităţii, dupa cum este descris mai sus.

Date de intrare neobservabile semnificative

- costul de înlocuire / reconstrucţie brut determinat pe baza cataloagelor tehnice;
- indici de preţ;
- ajustări pentru uzura fizică (media de 35%);
- ajustări pentru utilizarea redusă a capacităţii (în medie 13,4%).

Corelaţia dintre datele de intrare principale neobservabile şi determinarea valorii juste

Valoarea justă estimată ar creşte (scădea) dacă:

- ar fi aplicat un raţionament diferit pentru determinarea costului de reconstrucţie/înlocuire brut; şi
- uzurile fizice, funcţionale şi externe ar fi mai mici (mai mari).

Maşini, echipamente şi alte imobilizari corporale

Tehnica de evaluare

(a) Abordare prin comparatie directă

Abordarea prin comparatie directă a fost utilizată pentru maşini, echipamente şi alte imobilizari corporale pentru care există preţuri de ofertă observabile pentru elemente similare (mijloace de transport, echipamente de birou etc.). În cadrul acestei abordări, preţul activelor similare obţinute din informatii publice de piaţa a fost ajustat pentru condiţiile de piaţă şi diferenţele dintre caracteristicile tehnice ale activului supus evaluării şi ale activului similar.

(b) Abordarea prin cost – Costul de înlocuire net

Pentru maşini şi echipamente pentru care nu există o piaţă activă, evaluatorul a determinat costul de înlocuire net, calculat ca diferenta intre costul de înlocuire brut si uzur fizică şi externă.

- *Cost de înlocuire brut*

Costul de înlocuire brut a fost determinat după cum urmează:

- metoda directă: pentru active pentru care au fost identificate active comparabile (ex. transformatoare), costul de înlocuire brut a fost obtinut din informaţii de preţ pentru active noi comparabile de pe piaţa internaţională (ex. informaţii de preţ de la furnizor);
- metoda indirectă: pentru activele foarte specializate pentru care nu a fost identificat niciun activ comparabil (ex. echipamente hidroenergetice), costul de înlocuire brut a fost obtinut din valoarea contabilă brută a activului supus evaluării, indexată cu indici specifici de preţ publicaţi de Institutul Român de Statistică (INSSE).

- *Uzura fizică*

Uzura fizică a fost determinată sub forma raportului dintre durata de viaţă utilă rămasă şi durata de viaţă utilă economică a fiecărui activ, aplicat la costul de înlocuire brut.

- *Uzura externă*

Uzura externă a fost aplicată acelor echipamente foarte specializate care fac parte dintr-o unitate de productie pentru care a fost identificată o depreciere externă datorată utilizării reduse a capacității, dupa cum este descris mai sus.

Date de intrare neobservabile semnificative

- active evaluate prin abordarea comparației directe: ajustări de preț în funcție de disponibilitatea negocierilor de tranzacționare și de condițiile curente ale pieței specifice (5% – 20%), comparabilitatea caracteristicilor tehnice la nivelul fiecărei comparabile identificate;
- active evaluate prin abordarea prin cost: ajustări pentru uzura fizică (3% – 100%, 37% în medie) și deprecierea externă – ajustări pentru utilizarea redusă a capacității (in medi 13,4%).

Corelația dintre datele de intrre principale neobservabile și determinarea valorii juste

Valoarea justă estimată ar crește (scădea) dacă:

- ajustările prețurilor de piață ar fi mai mici (mai mari);
- ajustările pentru uzura fizică și externă aplicate în cadrul abordării prin cost ar fi mai mici (mai mari).

Imobilizari corporale in curs de executie

La 31 decembrie 2022, Grupul are imobilizari corporale în curs de executie cu o valoare contabilă brută de 4.336.865 mii RON (31 decembrie 2021: 4.260.516 mii RON; 31 decembrie 2020: 4.529.664 mii RON; 1 ianuarie 2020: 4.603.492 mii RON) pentru care a recunoscut pierderi din depreciere cumulate in suma de 3.418.833 mii RON (31 decembrie 2021: 3.354.962 mii RON; 31 decembrie 2020: 3.555.432 mii RON; 1 ianuarie 2020: 3.455.253 mii RON).

Principalele imobilizari corporale în curs de executie 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.

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 gospodrirea rațională și sigură a alimentarii cu apă, inclusiv:

- Limitarea efectelor inundațiilor;
- Protecția populației, a comunităților și a terenurilor agricole;
- Alimentarea cu apă a comunităților riverane;
- Asigurarea rezervelor de apă pentru alimentarea populației si 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 guvernamentala 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 catre Hidroelectrica. Condițiile economice și energetice s-au schimbat substantial 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 insolvenţă în iunie 2012 şi în persepectiva viitoarei listari planificate a acţiunilor Societăţii, administratorii judiciari au acordat o prioritate deosebită orientarii catre profit a Societăţii şi gestionării raţionale a numerarului.

In anul 2017 Societatea a contractat un inginer specializat pentru estimarea costurilor de abandonare, conservare si securizare a lucrărilor executate cu privire la investiţiile cu funcţiuni complexe. În 2018, pe baza analizei costurilor şi beneficiilor, conducerea a decis să abandoneze anumite obiective de investiţii, dupa cum sunt prezentate mai jos şi în Nota 26.

Pentru obiectivele de investiţii 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 investiţiilor abandonate este 590.823 mii RON la sfârşitul tuturor perioadelor prezentate. Pentru aceste obiective de investiţii, Grupul a recunoscut provizioane de dezafectare şi refacere a amplasamentului (a se vedea Nota 26).

Proiect	Scop	Valoarea contabilă brută la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 şi 2019	Pierderi din depreciere cumulate la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 şi 2019	Valoarea contabilă netă la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 şi 2019
Borca-Poiana Teiului	Treapta Galu	9.022	(9.022)	—
Cosmeşti-Movileni	Treapta Cosmeşti	93.207	(93.207)	—
AHE SURDUC – SIRIU	Treapta Cireşu-Surduc	17.345	(17.345)	—
Făgăraş-Hoghiz	Făgăraş – Hoghiz	174.950	(174.950)	—
Runcu-Firiza	Runcu-Firiza	87.809	(87.809)	—
Dâmboviţa – Clăbucet	Dâmboviţa – Clăbucet	34.762	(34.762)	—
Valea Sadului-Vădeni	Valea Sadului-Vădeni	165.209	(165.209)	—
Altele		8.519	(8.519)	—
Total		**590.823**	**(590.823)**	**—**

In anii 2022, 2021 si 2020, au fost recunoscute pierderi din depreciere pentru imoibilizari corporale in curs de executie, altele decat activele abandonate mentionate mai sus, astfel:

Proiect	Valoarea contabilă brută 31 decembrie 2022	Pierderi din depreciere cumulate 31 dec 2022	Valoare contabilă netă 31 dec 2022	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2022
AHE Bumbeşti-Livezeni	770.520	(359.013)	411.507	48,201
CHE RACOVITA	70.557	(70.557)	—	5.065
AHE Rastolita	696.498	(631.039)	65.459	(43.217)
AHE Siriu-Surduc	743.895	(664.957)	78.938	85.053
AHE Paşcani	373.570	(373.570)	—	3.596
AHE Cerna-Belareca	318.248	(318.248)	—	165
AHE Cornetu-Avrig	106.944	(105.668)	1,276	(153)
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.943	(72.943)	—	—
Lac redresor Sebeş	56.138	(56.138)	—	—
Bistra	45.061	(45.061)	—	(6)
Retehnologizare Porţile de Fier II	45.265	(45.265)	—	—
Altele	91.349	(85.551)	5.799	(34.833)
Total	**3.390.989**	**(2.828.010)**	**562.979**	**63.871**

Proiect	Valoare contabilă brută 31 decembrie 2021	Pierderi din depreciere cumulate 31 dec 2021	Valoare contabilă netă 31 dec 2021	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2021
AHE Bumbeşti-Livezeni	770.212	(310.812)	459.400	94.980
CHE RACOVITA	65.492	(65.492)	—	8.329
AHE Rastolita	690.683	(674.256)	16.427	1,218
AHE Siriu-Surduc	739.470	(579.904)	159.566	(1.643)
AHE Paşcani	369.974	(369.974)	—	1.332
AHE Cerna-Belareca	318.083	(318.083)	—	193
AHE Cornetu-Avrig	106.929	(105.821)	1.108	—
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.943	(72.943)	—	5
Lac redresor Sebeş	56.138	(56.138)	—	—
Bistra	45.067	(45.067)	—	26.648
Retehnologizare Porţile de Fier II	45.265	(45.265)	—	—
Altele	121.694	(120.383)	1.311	(28.114)
Total	**3.401.950**	**(2.764.139)**	**637.811**	**102.949**

Proiect	Valoarea contabilă brută 31 decembrie 2020	Pierderi din depreciere cumulate 31 dec 2020	Valoare contabilă netă 31 dec 2020	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2020
AHE Bumbeşti-Livezeni	770.146	(215.832)	554.313	(87.795)
CHE RACOVITA	360.582	(360.582)	—	9 784
AHE Rastolita	685.061	(673.038)	12.022	9.332
AHE Siriu-Surduc	733.993	(581.547)	152.445	53.897
AHE Paşcani	368.642	(368.642)	—	45.052
AHE Cerna-Belareca	317.890	(317.890)	—	80.362
AHE Cornetu-Avrig	107.097	(105.821)	1,276	—
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.937	(72.937)	—	253
Lac redresor Sebeş	56.138	(56.138)	—	—
Bistra	45.056	(18.419)	26.637	18.419
Retehnologizare Porţile de Fier II	45.265	(45.265)	—	—
Altele	155.642	(148.497)	7.145	(30.616)
Total	**3.718.448**	**(2.964.609)**	**753.839**	**98.687**

Proiect	Valoarea contabilă brută 1 ianuarie 2020	Pierderi din depreciere cumulate 1 ian 2020	Valoare contabilă netă 1 ian 2020
AHE Bumbeşti-Livezeni	769.837	(303.628)	466.209
CHE RACOVITA	350.798	(350.798)	—
AHE Rastolita	681.522	(663.706)	17.816
AHE Siriu-Surduc	718.258	(527.651)	190.607
AHE Paşcani	367.925	(323.590)	44.334
AHE Cerna-Belareca	317.828	(237.528)	80-300
AHE Cornetu-Avrig	107.097	(105.821)	1,276
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.684	(72.684)	—
Lac redresor Sebeş	56.138	(56.138)	—
Bistra	43.952	—	43.952
Reabilitarea Porţile de Fier II	45.265	(45.265)	—
Altele	254.585	(177.621)	76.963
Total	**3.785.888**	**(2.864.430)**	**921.458**

Determinarea valorilor recuperabile

Determinarea valorilor recuperabile ale investiţiilor în curs de mai sus a avut la baza o serie de ipoteze privind fezabilitatea finalizării investiţiilor şi fluxurile de numerar previzionate.

Ipotezele semnificative utilizate pentru estimarea valorii recuperabile sunt prezentate mai jos. Estimările au avut la baza atât date istorice, cât şi evaluarea conducerii cu privire la tendinţele viitoare legate de preţurile energiei electrice, marje, costuri de finalizare:

	Metoda de elaborare a estimărilor			
Estimări	**31 decembrie 2022**	**31 decembrie 2021**	**31 decembrie 2020**	**1 ianuarie 2020**
Costri de finalizare a proiectelor, fluxurile de numerar anuale până la finalizare şi data punerii în funcţiune	In baza contractelor încheiate cu furnizorii pentru fiecare proiect sau a estimarilor făcute de conducere (a se vedea mai jos)			
Capacităţi instalate	pe baza datelor tehnice pentru fiecare proiect (a se vedea mai jos)			
Capacitate de producţie	In medie 85% din capacitatea medie de producţie (pe baza mediei istoricului productiei de energie electrică a Societăţii din ultimii 5 ani)			
Preţurile energiei electrice	Pe baza rapoartelor intocmite de consultanţi externi pentru perioada 2023 – 2035; creşterea anuală a preţurilor cu 2% (rata inflaţiei pe termen lung) pentru perioada 2036 – 2050	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanţi externi şi a estimărilor interne ale conduceriipentru perioada 2022 – 2050	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanţi externi pentru perioada 2021 – 2050	Pe baza estimărilor interne pentru perioada 2021 – 2050
Marja PPE EBITDA (*)	72%	72%	72%	72%
Durata de viaţă utilă	50 ani	50 ani	50 ani	50 ani
Rata de actualizare înainte de impozitare	10,5%	9,3%	8,9%	8,8%

(*) Marja PPE EBITDA reprezinta marja folosita de Grup pentru determinarea valorilor recuperabile ale investiţiilor in curs si este definita drept raportul dintre EBITDA ajustata asa cum e definita in Nota 21 plus taxa pentru producatorii de energie electrica, modificari in provizioane si pierderi deprecierea imobilizarilor corporale si necorporale, si Venituri.

Estimarile Grupului cu privire la costurile necesare finalizarii proiectelor in curs de executie, precum si capacitatile anuale de productie care vor fi instalate, sunt dupa cum urmeaza:

	Costuri de finalizare estimate				Capacitate instalata anuala (GW)			
An	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
2020	—	—	—	58.111	—	—	—	—
2021	—	—	61.967	90.901	—	—	—	—
2022	—	39.422	285.216	260.163	—	—	—	—
2023	132.321	250.162	236.684	165.195	—	—	—	—
2024	517.861	424.328	200.039	133.177	—	252	252	304
2025	608.731	243.133	134.801	106.478	299	238	66	66
2026	408.431	114.936	50.000	50.000	222	25	197	197
2027	14.585	70.200	50.000	50.000	20	—	—	—
2028	—	36.595	—	—	—	45	45	45
Total	**1.681.929**	**1.178.776**	**1.018.707**	**914.025**	**540**	**560**	**560**	**612**

Grupul estimează că aproximativ 90% din capacitatea suplimentară de producţie va fi instalată până la sfârşitul anului 2027.

Pierderile din depreciere recunoscute în 2022, 2021 şi 2020 au fost determinate în principal de actualizarea costurilor de finalizare estimate pentru anumite proiecte, precum şi de actualizarea programului de lucrari in timp şi diminuarea capacităţii instalate pentru anumite proiecte, aşa cum este detaliat mai jos.

Pierderile din depreciere reversate în 2022, 2021 şi 2020 au fost determinate în principal de modificarea ipotezelor utilizate cu privire la preţurile viitoare ale energiei electrice.

Principalele variaţii ale valorii recuperabile/pierderillor din depreciere se refera la următoarele proiecte de investiţii:

– Proiectul Bumbeşti-Livezeni, cu o valoare contabilă netă de 411.507 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 459.400 mii RON, 31 decembrie 2020: 554.313 mii RON şi 1 ianuarie 2020: 466.209 mii RON), pentru care lucrările au fost suspendate în 2017 din cauza faptului că autorizaţiile de construcţie şi de mediu au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizaţii non-profit. Proiectul a început în 2003, în timp ce în 2005 Parcul Naţional Defileul Jiului a fost declarat regiune protejată; in consecinta, Societatea trebuie să reevalueze impactul asupra mediului şi să obţină autorizaţii noi.

  Pierderea din depreciere in suma de 48.201 mii RON din 2022 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinata de cresterea costului estimat pentru finalizare cu 231.938 mii RON ca urmare a noilor pretentii ale constructorului si a litigiului deschis de constructor in 2022 (vezi Nota 26 (i)), compensata de cresterea preturilor previzionate ale energiei electrice.

  Pierderea din depreciere in suma de 94.980 mii RON din 2021 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinata in principal de diminuarea capacitatii de productie cu 20% ca urmare a modificarilor legislatiei de mediu, care au provocat diminuarea debitului de apa, afectand astfel capacitatea de productie a proiectului.

  Reversarea pierderilor din depreciere in suma de 87.795 mii RON din 2020 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinate de cresterea preturilor previzionate ale anergiei electrice.

  Grupul este în prezent în proces de obţinere a autorizaţiilor noi de construire şi de mediu în vederea continuării lucrărilor; demersurile întreprinse de Societate includ pregatirea documentaţiei necesare obţinerii autorizaţiei de mediu, întocmită de un consultant extern, inclusiv procedura de evaluare a impactului asupra mediului, obţinerea avizelor solicitate prin certificatele de urbanism. În 2022, autorităţile au comunicat Grupului că documentaţia prezentată nu respectă cerinţele legale şi trebuie revizuită. Grupul este în curs de contractare a unui nou consultant extern pentru a finaliza documentaţia pentru obţinerea autorizaţiei de mediu.

  De asemenea, în decembrie 2022, Guvernul a emis Ordonanţa de urgenţă nr. 175/2022 („OUG 175/2022"), prin care un numar de proiecte de investiţii dezvoltate de Grup, inclusiv Bumbeşti-Livezeni, sunt declarate proiecte de interes public şi sunt considerate situaţii excepţionale conform definiţiei

Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte asupra mediului. Conform Legii nr. 292/2018, în situații excepționale, autoritatea competentă poate excepta un proiect de la aplicarea parțială sau integrală a cerințelor pentru obținerea autorizației de mediu.

Deși documentația de mediu trebuie revizuită și retransmisă autorităților, 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 2025.

- Proiectul Siriu-Surduc cu o valoare contabilă netă de 78.938 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 159.566 mii RON, 31 decembrie 2020: 152.445 mii RON și 1 ianuarie 2020: 190.607 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.

  Pierderea din depreciere in suma de 85.053 mii RON din 2022 pentru proiectul Siriu – Surduc a fost determinata de cresterea costurilor de finalizare estimate cu 163.446 mii RON, ca urmare a cresterii accelerate a preturilor materialelor de constructii, coroborata cu ofertele primite de Grup pentru alte proiecte de reabilitare cu caracteristici similare celor ale proiectului mentionat mai sus.

  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 2026.

Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate de mai jos prezinta efectul asupra profitului inainte de impozitare si a fost determinata pe baza modificarilor rezonabile ale ipotezelor cheie la sfarsitul perioadelor de raportare, in timp ce alte ipoteze raman constante.

	Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
Rata de actualizare inainte de impozitare	**Crestere cu 100 puncte de baza**	**Descrestere cu 500 puncte de baza**
2022	(129.295)	162.003
2021	(118.232)	148.125
2020	(142.438)	182.095

	Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
Marja PPE EBITDA	**Crestere cu 100 puncte de baza**	**Descrestere cu 500 puncte de baza**
2022	84.120	(84.120)
2021	72.035	(72.035)
2020	74.234	(74.234)

Preturile energiei electrice	Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
	Crestere cu 5%	Descrestere cu 5%
2022	60.566	(60.566)
2021	51.865	(51.865)
2020	53.448	(53.448)

Capacitati instalate	Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
	Crestere cu 500 puncte de baza	Descrestere cu 500 puncte de baza
2022	30.589	(30.589)
2021	24.243	(24.243)
2020	21.841	(21.841)

21. CAPITAL ŞI REZERVE

(a) Capital social

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Capital social la valoare nominala..	4.484.595	4.484.595	4.484.475	4.482.394
Ajustarea la inflaţie în conformitate cu IAS 29	1.028.871	1.028.871	1.028.871	1.028.871
Total	**5.513.466**	**5.513.466**	**5.513.346**	**5.511.265**

La 31 decembrie 2022, capitalul social autorizat subscris al Societăţii este împărţit în 448.459.482 acţiuni ordinare (31 decembrie 2021: 448.459.482 acţiuni ordinare, 31 decembrie 2020: 448.447.467 acţiuni ordinare şi 1 ianuarie 2020: 448.239.331 acţiuni ordinare) cu o valoare nominală de 10 RON pe acţiune. Acţionarii au dreptul la dividende şi fiecare acţiune confera un drept de vot.

Acţionari	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021	
	Număr de acţiuni	%	Număr de acţiuni	%
Ministerul Energiei	359.019.169	80,0561%	359.019.169	80,0561%
Fondul Proprietatea	89.440.313	19,9439%	89.440.313	19,9439%
Total	**448.459.482**	**100%**	**448.459.482**	**100%**

Acţionari	31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Număr de acţiuni	%	Număr de acţiuni	%
Ministerul Energiei	359.009.551	80,0561%	358.842.926	80,0561%
Fondul Proprietatea	89.437.916	19,9439%	89.396.405	19,9439%
Total	**448.447.467**	**100%**	**448.239.331**	**100%**

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social în termeni nominali a fost retratat in conformitate cu IAS 29 *„Raportarea financiară in economiile hiperinflaționiste"*, ajustările aferente fiind recunoscute în rezultatul reportat.

(b) Rezerva din reevaluare

Reconcilierea dintre soldul initial și soldul final al rezervei din reevaluare este dupa cum urmeaza:

	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	**9.612.905**	**6.094.878**	**6.458.436**
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și iesirilor de imobilizări corporale, net de impozit	(369.385)	(338.549)	(339.201)
Ajustări ale rezervelor din reevaluare ca urmare a deprecierii imobilizărilor corporale	—	—	(24.357)
Reevaluarea imobilizărilor corporale	2.116.546	4.591.568	—
Impozit amânat aferent rezervei din reevaluare	(338.731)	(734.992)	—
Sold la 31 decembrie	**11.021.335**	**9.612.905**	**6.094.878**

(c) Alte rezerve

Alte rezerve includ:

- rezerva legală in suma de 926.188 mii RON (31 decembrie 2021: 865.074 mii RON, 31 decembrie 2020: 683.502 mii RON și 1 ianuarie 2020: 590.947 mii RON), constituită anual la nivelul fiecarei societati a Grupului in proportie 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 in suma de 97.000 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 și 2019, constituite în 2006 în baza Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 89/2004.

(d) Dividende

Societatea a declarat și a plătit dividende după cum urmează:

	2022	2021	2020
Dividende declarate și plătite	3.830.946	2.286.371	2.003.281
Dividend pe acțiune	8,54	5,10	4,47

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 Grup este influențată în mod semnificativ de reglementari. Distribuirea dividendelor este guvernata 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, daca alte legi speciale nu prevad altfel.

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.

	2022	2021	2020
Imprumuturi bancare	484.492	577.796	31.923
Datorii aferente contractelor de leasing	15.401	12.506	21.014
Minus: Numerar si echivalente de numerar	(660.734)	(1.104.890)	(354.845)
Minus: Investitii pe termen scurt	(3.034.745)	(2.561.467)	(1.730.071)
Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt, net) (A)	**(3.195.586)**	**(3.076.055)**	**(2.031.979)**
EBITDA AJUSTATA [1] (B)	**6.008.630**	**4.834.004**	**2.672.379**
Raportul dintre Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt, net) si EBITDA AJUSTATA (A/B)	**(0,53)**	**(0,64)**	**(0,76)**

(1) EBITDA (Profitul înainte de dobânzi, impozitare, amortizare şi 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 şi (ii) cheltuieli si venituri din dobanzi, AJUSTATA CU (a) deprecierea/reversarea deprecierii imobilizărilor corporale si necorporale si (b) castigul din achizitii de intreprinderi in conditii avantajoase. 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.

22. ÎMPRUMUTURI

Descriere	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Banca Internaţională pentru Reconstrucţie şi Dezvoltare („BIRD") din data de 13 iulie 2005, în suma de 66 de milioane EUR – împrumut contractat pentru reabilitarea unei hidrocentrale şi asistenţă în dezvoltarea instituţională a Societăţii (management tehnic, financiar şi de risc), în supervizarea lucrărilor de reabilitare şi în gestionarea contractelor. Rambursare: rate semestriale egale între 15 martie 2010 şi 15 septembrie 2021. Anul scadenţei: 2021.	—	—	26.944	53.123
BRD Groupe Societe Generale – ING Bank din data de 7 aprilie 2020 în suma de 50 de milioane EUR – împrumut contractat pentru finanţare generală. Rambursare: 20 de rate trimestriale egale până la 23 decembrie 2020. Dobânda este legată la EURIBOR 3 luni plus o marjă Anul scadenţei: 2020.	—	—	—	16.884
BRD Groupe Societe Generale din data de 4 martie 2021 în suma de 1.250 milioane RON – împrumut contractat pentru finanţarea achiziţiei Crucea Wind Farm SA şi Hidroelectrica Wind Services SRL. Încasări din împrumut: 130.000 mii EUR (reprezentând 635.219 mii LEI) Rambursare: rate trimestriale între 11 iunie 2021 şi 11 martie 2028. Dobânda este legată la EURIBOR 3 luni plus o marjă. Anul scadenţei: 2028.	438.013	574.400	—	—
Banca Transilvania – Linie de credit a filialei Hidroserv clasificată pe termen lung la 31 decembrie 2021 şi 31 decembrie 2020 conform planului de reorganizare; Rambursare: rate trimestriale până în al doilea trimestru al anului 2023. Anul scadenţei: 2023	1.479	3.396	4.979	—
Total imprumuturi	**484.492**	**577.796**	**31.923**	**70.007**
Porţiunea curentă	94.001	93.877	28.528	43.561
Porţiunea pe termen lung	390.491	483.919	3.395	26.446

Ratele nominale ale dobânzii aferente împrumuturilor se situeaza in intervalul 0,2% – 2,5%.

În 2022 Grupul a rambursat împrumuturi in suma de 93.307 mii RON (2021: 97.580 mii RON; 2020: 44.303 mii RON).

Contractul de împrumut cu BRD Groupe Societe Generale include următoarii indicatori financiari: Rata de acoperire a serviciului datoriei – minim 1,1 şi rata de îndatorare – maximum 3,0. La 31 decembrie 2022 şi 31 decembrie 2021, Grupul a îndeplinit indicatorii financiari menţionaţi. În cazul în care oricare dintre indicatorii financiari nu este îndeplinit, creditorul are dreptul, in baza unei notificari scrise, să solicite rambursarea anticipata integrală sau parţială a împrumutului.

Reconcilierea mişcării datoriilor cu fluxurile de numerar din activitatea de finanţare

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Soldul la 1 ianuarie	**577.795**	**12.506**	**590.301**
Modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finantare			
Rambursare a împrumuturilor bancare	(93.307)	—	(93.307)
Plăţi de leasing	—	(4.364)	(4.364)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finantare	**(93.307)**	**(4.364)**	**(97.671)**
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	**(575)**	**—**	**(575)**
Alte modificări			
Aferente datoriilor			
Modificări ale contractelor de leasing	—	7.259	7.259
Cheltuieli cu dobânzile	2.708	528	3.236
Dobânzi plătite	(2.130)	(528)	(2.658)
Total alte modificări aferente datoriilor	**578**	**7.259**	**7.837**
Sold la 31 decembrie 2022	**484.492**	**15.401**	**499.893**

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2021	**31.923**	**21.014**	**52.937**
Modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finantare			
Trageri din imprumuturi bancare	635.219	—	635.219
Rambursare a împrumuturilor bancare	(97.580)	—	(97.580)
Plăţi de leasing	—	(6.792)	(6.792)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finantare	**537.639**	**(6.792)**	**530.847**
Modificări din combinări de întreprinderi	**—**	**7.571**	**7.571**
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	**8.168**	**—**	**8.168**
Alte modificări			
Aferente datoriilor			
Contracte noi de leasing	—	448	448
Modificari ale contractelor de leasing	—	(9.735)	(9.735)
Cheltuieli cu dobânzile	1.009	688	1.697
Dobânzi plătite	(943)	(688)	(1.631)
Total alte modificări aferente datoriilor	**66**	**(9.287)**	**(9.221)**
Sold la 31 decembrie 2021	**577.796**	**12.506**	**590.302**

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2020	**70.007**	**19 594**	**89.601**
Modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finantare			
Rambursare a împrumuturilor bancare	(44.303)	—	(44.303)
Plăţi de leasing	—	(6.614)	(6.614)
Total modificari din fluxurilor de numerar din activitatea de finantare	**(44.303)**	**(6.614)**	**(50.917)**
Modificări din combinări de întreprinderi	**5.948**	—	**5.948**
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	**1.087**	—	**1.087**
Alte modificări			
Aferente datoriilor			
Contracte noi de leasing	—	8.034	8 034
Cheltuieli cu dobânzile	680	—	680
Dobânzi plătite	(1.496)	—	(1.496)
Total alte modificări aferente datoriilor	**(816)**	**8.034**	**7.218**
Sold la 31 decembrie 2020	**31.923**	**21.014**	**52.937**

23. DATORII COMERCIALE

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Furnizori de energie electrica	70.602	24.885	9.848	10.645
Furnizori de distribuţie a energiei electrice	45.065	2.250	90	—
Furnizori de imobilizări corporale	61.785	39.822	87.295	81.197
Furnizor de apă uzinata	79.810	73.374	55.433	45.287
Furnizori de întreţinere si reparaţii	6.415	9.246	3.855	29.198
Alţi furnizori	19.747	24.350	21.868	8.837
Total datorii comerciale	**283.424**	**173.927**	**178.389**	**175.164**
Porţiunea curentă	282.996	171.421	172.746	161.426
Porţiunea pe termen lung	428	2.506	5.643	13.738

Furnizorii de energie electrică, apă şi intretinere si reparaţii sunt în principal cei prezentaţi în Nota 31 Părţi afiliate.

Alţi furnizori includ furnizori de servicii, materiale şi consumabile.

Grupul are garanţii primite de la furnizori în suma de 235.775 mii RON la 31 decembrie 2022 (268.223 mii RON la 31 decembrie 2021; 86.626 mii RON la 31 decembrie 2020; 261.414 mii RON la 1 ianuarie 2020). Acestea sunt garanţii de bună execuţie sub formă de scrisori de garanţie bancara, poliţe de asigurare şi conturi escrow.

24. ALTE DATORII

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021		31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Datorii către stat	14.320	—	45.208	8.861	20.468	20.342	7.225	—
Depozite de garanție deschise de furnizori	12.114	5.719	9.948	9.768	12.363	10 449	10.670	14.051
Datorii în legătură cu sume pierdute în litigii	—	—	114.469	—	—	—	—	—
Altele	13.234	46	2.678	253	1 989	59	2.299	45
Total	**38.571**	**5.765**	**172.303**	**18.882**	**34.820**	**30.850**	**20.194**	**14.096**

Datoriile curente către stat reprezintă TVA de plata în suma de 3.098 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 29.774 mii RON, 31 decembrie 2020: 9.309 mii RON și 1 ianuarie 2020: 6.106 mii RON) și portiunea curentă a taxelor care au fost reesalonate la plată conform planului de reorganizare aprobat al Hidroserv SA, in suma de 8.752 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 11.281 mii RON, 31 decembrie 2020: 9.195 mii RON și 1 ianuarie 2020: 0).

Datoriile pe termen lung către stat reprezintă taxe reeșalonate la plată conform planului de reorganizare aprobat al Hidroserv SA.

La 31 decembrie 2021, datoriile în legătură cu sume pierdute în litigii reprezintă sume datorate catre Andritz Hydro GMBH Ravensburg, în suma de 114.469 mii RON, ca urmare a disputelor de arbitraj finalizate în 2021 (a se vedea Nota 26).

25. VENITURI INREGISTRATE ÎN AVANS

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021		31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Subvenții guvernamentale	5.685	181.517	5.710	187.156	5.514	190.205	5.527	195.383
Altele	11	5	14	14	14	24	11	31
Total	**5.696**	**181.522**	**5.724**	**187.170**	**5.528**	**190.229**	**5.538**	**195.414**

Subvențiile guvernamentale reprezintă sume primite de la stat pentru construcția anumitor proiecte de investiții.

Reconcilierea între soldul initial si soldul final al subvențiilor guvernamentale:

	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	**192.866**	**195.719**	**200.910**
Creșteri în cursul anului	50	2.952	309
Reluari la venituri	(5.714)	(5.805)	(5.500)
Sold la 31 decembrie	**187.202**	**192.866**	**195.719**

26. PROVIZIOANE

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021		31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Litigii si dispute	120.354	—	116.260	—	196.304	—	183.300	—
Dezafectare	—	723.968	—	642.078	—	561.239	—	502.728
Provizioane fiscale	—	93.121	—	86.560	—	99.281	—	96.632
Alte provizioane	1.406	—	271	—	13	—	—	—
Total	**121.760**	**817.089**	**116.531**	**728.638**	**196.317**	**660.520**	**183.300**	**599.360**

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Soldul la 1 ianuarie 2022	**116.260**	**642.078**	**86.560**	**271**	**845.169**
Provizioane recunoscute in corespondenta cu imobilizările corporale	—	(5.298)	—	—	(5.298)
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	7.359	62.558	2.945	1.135.	73.997
Provizioane utilizate	(2.771)	—	—	—	(2.771)
Provizioane reversate	494	—	—	—	494
Actualizarea provizioanelor (Nota 12)	—	24.630	3.616	—	28.246
Sold la 31 decembrie 2022	**120.354**	**723.968**	**93.121**	**1,406**	**938.849**

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Sold la 1 ianuarie 2021	**196.304**	**561.240**	**99.280**	**13**	**856.837**
Intrari prin combinări de întreprinderi	—	25.490	—	—	25.490
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	10.415	40.945	—	258	51.618
Provizioane utilizate	(90.459)	—	—	—	(90.459)
Provizioane reversate	—	—	(15.441)	—	(15.441)
Actualizarea provizioanelor (Nota 12)	—	14.403	2.721	—	17.124
Sold la 31 decembrie 2021	**116.260**	**642.078**	**86.560**	**271**	**845.169**

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Sold la 1 ianuarie 2020	**183.300**	**502.728**	**96.632**	—	**782.660**
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere	13.530	44.607	—	13	58.150
Provizioane utilizate	526	—	—	—	(526)
Actualizarea provizioanelor (Nota 12)	—	13.905	2.648	—	16.553
Sold la 31 decembrie 2020	**196.304**	**561.240**	**99.280**	**13**	**856.837**

I. Provizioane pentru litigii si dispute

La 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020, provizioanele pentru litigii includ 47.404 mii RON aferente unui litigiu început în decembrie 2022 de Hidroconstructia SA, unul dintre constructorii utilizaţi pentru proiectul de investiţii Bumbeşti-Livezeni. Hidroconstructia a pretins 47.404 mii RON reprezentând lucrări executate in anul 2017 si dobânzi si costuri aferente suportate in perioada in care proiectul a fost suspendat ca urmare a anularii autorizaţiilor de construire si de mediu necesare. Aceste costuri includ paza şi asigurarea siguranţei proiectului în perioada de suspendare.

Având în vedere probabilitatea unui rezultat nefavorabil, Grupul a recunoscut un provizion in suma de 47.404 mii RON.

La 31 decembrie 2022, 2021 si 2020 provizioanele pentru litigii includ 67.618 mii RON in legatura cu litigiul cu Asocierea Romelectro SA, Hidroconstructia SA si ISPH Project Development SA (Asocierea) început in 2013. Obiectul litigiului îl constituie disputele privind contractul semnat în 2004 pentru proiectul de investiţii Bumbeşti-Livezeni.

Asocierea a pretins 88.441 mii RON reprezentând lucrări suplimentare efectuate de Asociere începând cu anul 2010 până la data începerii litigiului.

În urma mai multor hotărâri şi apeluri în 2019, dosarul a fost trimis spre rejudecare. În 2020, Curtea a solicitat un raport de expertiză tehnică. Pe baza sentintelor anterioare, a raportului de expertiză emis la 17 februarie 2022 şi având în vedere probabilitatea unui rezultat nefavorabil, Grupul a recunoscut un provizion de 67.618 mii RON.

In anul 2021, Grupul a utilizat provizioane in suma de 88.721 mii RON in urma sentinţelor arbitrale emise in disputele de arbitraj nr. ICC 22482/MHM, nr. ICC 22047/MHM şi nr. 20540/MHM intre Andritz Hydro si Hidroelectrica. Conform acestor decizii, Hidroelectrica a trebuit să plătească 139.674 mii RON (din care suma de 88.721 mii RON a fost înregistrata anterior in provizioane şi suma de 50.953 mii RON a fost înregistrata in datorii comerciale). În anul 2021, Societatea a compensat cu sumele de incasat de la Andritz datorii de 25.205 mii RON, restul de 114.469 mii RON incluşi în alte datorii (Nota 24) fiind achitat în anul 2022.

II. Provizioane de dezafectare

În 2018 şi 2019, conducerea Societăţii a decis să abando
neze anumite proiecte de investiţii în curs de executie (Nota 20). Ca urmare, Societatea a recunoscut provizioane de dezafectare in 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, ajustate cu inflatia sau cu cresterile estimate de costuri in sectorul constructiilor si transporturilor.

Principalele costuri de abandonare incluse în provizion sunt:

- costul demolării construcţiilor existente, costul mediu de demolare: 195 RON pe metru cub;
- costul transportului deşeurilor la cel mai apropiat depozit ecologic, costul mediu de transport: 100 RON pe kilometru şi pe tonă transportată;
- taxa de mediu, in conformitate cu cerinţele legale de 120 RON pe tona de deşeuri;
- costul de depozitare a deşeurilor la un depozit ecologic de 100 RON pe tonă.

Costurile au fost actualizate utilizând o rata de actualizare de 4,12% (31 decembrie 2021: între 4% şi 4,9%, 31 decembrie 2020: între 2,6% şi 2,9% şi 1 ianuarie 2020: între 2,6% şi 2,8%), în funcţie de perioada de dezafectare preconizată.

În 2021, Grupul a preluat un provizion de dezafectare in suma de 25.490 mii RON aferent parcului eolian al filialei achiziţionate Crucea Wind Farm S.A. Efectele modificărilor ipotezelor care stau la baza costurilor de dezafectare pentru parcul eolian sunt recunoscute în corespondenta cu imobilizările corporale.

III. Provizioane fiscale

Provizioanele fiscale in suma de 93.121 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 92.810 mii RON, 31 decembrie 2020: 99.281 mii RON şi 1 ianuarie 2020: 96.632 mii RON) reprezintă valoarea actualizată a TVA preconizata fi plătita la scoterea din evidenta a proiectelor de investiţii abandonate (Nota 20).

27. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste şi gestionarea riscurilor

(a) Clasificări contabile şi valori juste

În conformitate cu IFRS 9, activele şi datoriile financiare ale Grupului sunt evaluate la cost amortizat. În conformitate cu modelul de afaceri al Grupului, activele şi datoriile financiare sunt deţinute in vederea colectarii fluxurile de numerar contractuale, iar aceste fluxuri de numerar sunt exclusiv plăţi de principal şi dobânzi. Grupul nu a inclus informatii privind valoarea justa pentru activele si datoriile financiare care nu sunt evaluate la valoarea justa daca valoarea contabila reprezinta 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 contrapartida la un instrument financiar nu îşi îndeplineşte obligaţiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanţe comerciale, numerar şi echivalente de numerar şi alte investiţii.

Numerarul şi depozitele bancare sunt plasate în instituţii financiare care sunt considerate ca având o bonitate ridicată.

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabila a activelor financiare reprezintă expunerea maxima la riscul de credit.

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Creanţe comerciale	1.350.677	663.528	338.037	306.036
Numerar şi echivalente de numerar	660.734	1.104.890	354.845	222.976
Numerar restricţionat	101.057	10.257	10.257	10.257
Investiţii în obligatiuni corporative, depozite şi obligaţiuni guvernamentale	3.386.083	2.561.467	1.730.071	1.736.855
Total	**5.498.551**	**4.340.142**	**2.433.210**	**2.276.124**

Creanţe comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este influenţată 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 bonităţii înainte de încheierea unui contract, astfel încât vânzarea să se realizeze catre clienţii cu o bonitate adecvată. Pentru clienţii casnici, o astfel de analiză a riscului de credit nu se efectuează din cauza naturii şi numarului clienţilor. Ajustările pentru pierderi din deprecierea creanţelor comerciale reflectă pierderile din credit preconizate, calculate pe baza ratelor de pierdere.

Creşterea creanţelor comerciale se datorează veniturilor nefacturate semnificative datorate întârzierilor in facturarea energiei electrice furnizate consumatorilor finali, ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare si ca urmare a creşterii semnificative a numarului de clienţi noi. Suma veniturilor nefacturate incluse în creanţele comerciale este 1.116.046 mii RON la 31 decembrie 2022 (540.482 mii RON la 31 decembrie 2021, 264.784 mii RON la 31 decembrie 2020, 234.158 mii RON la 1 ianuarie 2020).

Tabelul următor prezinta informaţii despre expunerea la riscul de credit şi pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanţele comerciale la 31 decembrie 2022:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanţe comerciale nete
Nerestante	2,45%	1.014.908	(24.896)	990.012
Restante – de la 0 la 3 luni	36,40%	39.459	(14.363)	25.096
Restante – de la 3 la 6 luni	62,86%	13.496	(8.483)	5.013
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	19.036	(19.036)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	10.706	(10.706)	—
Total		**1.097.605**	**(77.484)**	**1.020.121**
Clienţi analizaţi individual		**330.556**	—	**330.556**
Total creanţe comerciale		**1.428.161**	**(77.484)**	**1.350.677**

Tabelul următor prezinta informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2021:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante	1,95%	163.198	(3.181)	160.017
Restante – de la 0 la 3 luni	40,29%	7.886	(3.177)	4.709
Restante – de la 3 la 6 luni	88,77%	3.710	(3.293)	417
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	3.413	(3.413)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	20.959	(20.959)	—
Total		**199.166**	**(34.023)**	**165.143**
Clienți analizați individual		**498.385**	**—**	**498.385**
Total creanțe comerciale		**697.551**	**(34.023)**	**663.528**

Tabelul următor prezinta informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2020:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante	1,62%	176.557	(2.857)	173.700
Restante – de la 0 la 3 luni	50,12%	11.896	(5.963)	5.933
Restante – de la 3 la 6 luni	100,00%	6.199	(6.199)	—
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	3.383	(3.383)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	4.273	(4.273)	—
Total		**202.308**	**(22.675)**	**179.633**
Clienți analizați individual		**158.404**	**—**	**158.404**
Total creanțe comerciale		**360.712**	**(22.675)**	**338.037**

Tabelul următor prezinta informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit previzionate (ECL) pentru creanțele comerciale la 1 ianuarie 2020:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante	1,76%	133.257	(2.351)	130.906
Restante – de la 0 la 3 luni	62,16%	23.807	(14.799)	9.008
Restante – de la 3 la 6 luni	100,00%	2.921	(2.921)	—
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	1.253	(1.253)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	176	(176)	—
Total		**161.414**	**(21.500)**	**139.914**
Clienți analizați individual		**166.122**	**—**	**166.122**
Total creanțe comerciale		**327.536**	**(21.500)**	**306.036**

Clienții analizați individual reprezintă sume restante de la clienți pentru care Grupul consideră că există un risc de neincasare neglijabil.

Ratele pierderilor pentru 2022 se bazează pe pierderi din credit efective înregistrate în ultimii cinci ani (2021: patru ani şi 2020: trei ani).

Grupul are garanţii primite de la clienţi in suma de 907.555 mii RON la 31 decembrie 2022 (593.039 mii RON la 31 decembrie 2021; 432.851 mii RON la 31 decembrie 2020; 386.010 mii RON la 1 ianuarie 2020). Acestea sunt garanţii de plată sub formă de scrisori de garanţie bancara primite în legătură cu contractele de vânzare de energie electrică.

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate reprezintă riscul ca Grupul să aibă dificultăţi în onorarea obligaţiilor asociate datoriilor financiare decontate prin transferul numerarului sau altui activ financiar. Grupul are numerar şi echivalente de numerar şi investiţii pe termen scurt semnificative, prin urmare nu se confruntă cu un risc de lichiditate semnificativ.

Grupul monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din incasarea creanţelor comerciale, precum şi nivelul ieşirilor de numerar previzionate pentru plata împrumuturilor, datoriilor comerciale şi altor datorii. Grupul urmareste să menţină un nivel al conturilor bancare curente şi al depozitelor bancare care să depăşească ieşirile de numerar previzionate pentru plata datoriilor financiare.

Expunerea la riscul de lichiditate

Tabelul următor prezintă scadenţele contractuale rămase ale datoriilor financiare la data de raportare. Fluxurile de numerar contractuale sunt prezentate ca sume brute şi neactualizate şi includ plăţile contractuale de dobânzi estimate.

		Fluxuri de numerar contractuale			
31 decembrie 2022	**Valoare contabilă**	**Total**	**< 12 luni**	**1-5 ani**	**> 5 ani**
Datorii financiare					
Datorii comerciale	283.424	283.424	282.996	428	—
Împrumuturi bancare	484.492	513.201	103.302	386.803	23.096
Datorii aferente contractelor de leasing	15.401	17.881	8.301	4.677	4.903
Total	**783.317**	**814.506**	**394.599**	**391.908**	**27.999**

		Fluxuri de numerar contractuale			
31 decembrie 2021	**Valoare contabilă**	**Total**	**< 12 luni**	**1-5 ani**	**> 5 ani**
Datorii financiare					
Datorii comerciale	173.927	173.927	171.421	2.506	—
Împrumuturi bancare	577.796	581.514	95.251	371.222	115.041
Datorii aferente contractelor de leasing	12.506	15.536	4.500	5.243	5.793
Total	**764.229**	**770.977**	**271.172**	**378.971**	**120.834**

		Fluxuri de numerar contractuale			
31 decembrie 2020	**Valoare contabilă**	**Total**	**< 12 luni**	**1-5 ani**	**> 5 ani**
Datorii financiare					
Datorii comerciale	178.389	178.389	172.746	5.643	—
Împrumuturi bancare	31.923	32.044	29.057	2.987	—
Datorii aferente contractelor de leasing	21.014	21.637	8.583	13.054	—
Total	**231.326**	**232.070**	**210.386**	**21.684**	**—**

1 ianuarie 2020	Valoare contabilă	Fluxuri de numerar contractuale			
		Total	< 12 luni	1-5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale	175.164	175.164	161.426	13.738	—
Împrumuturi bancare	70.007	71.494	44.300	27.194	—
Datorii aferente contractelor de leasing	19.595	20.269	4.775	15.494	—
Total	**264.766**	**266.927**	**210.501**	**56.426**	—

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.

(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 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Instrumente cu rată fixă				
Active financiare				
Numerar restricționat	101.057	10.257	10.257	10.257
Investiții în obligatiuni corporative, depozite și obligațiuni guvernamentale	3.386.083	2.561.467	1.730.071	1.736.855
Total	**3.487.140**	**2.571.724**	**1.740.328**	**1.747.112**
Datorii financiare				
Datorii aferente contractelor de leasing	(15.401)	(12.506)	(21.014)	(19.595)
Total	**(15.401)**	**(12.506)**	**(21.014)**	**(19.595)**
Instrumente cu rata variabila				
Datorii financiare				
Împrumuturi bancare	(484.492)	(577.796)	(31.923)	(70.007)
Total	**(484.492)**	**(577.796)**	**(31.923)**	**(70.007)**

Analiza de senzitivitate a valoarii 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 rezonabila 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.

	Creştere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare	
	creştere cu 50 puncte de baza	**diminuare cu 50 puncte de baza**
2022		
Instrumente cu rata variabila	(2.422)	2.422
2021		
Instrumente cu rata variabila	(821)	17
2020		
Instrumente cu rata variabila	(160)	160

(ii) Riscul valutar

Grupul este expus riscului valutar de tranzacţionare în măsura în care există un dezechilibru între monedele în care sunt exprimate vânzările, achiziţiile, creanţele şi împrumuturile şi moneda funcţionala a societăţilor Grupului. Moneda funcţională a Grupului este Leul românesc (RON).

Moneda în care sunt exprimate aceste tranzacţii este in principal RON. Anumite datorii sunt exprimate în valute ca EUR şi USD. Politica Grupului de gestionare a riscului este de a utiliza în in principal moneda locală. Societatea nu utilizează instrumente derivate sau instrumente de hedging.

	31 decembrie 2022 – echivalentul in mii RON al valutei –			
	EUR	**USD**	**CHF**	**HUF**
Creanţe comerciale	221	—	—	—
Investiţii în obligatiuni corporative, depozite şi obligaţiuni guvernamentale	351.338	—	—	—
Numerar şi echivalente de numerar	4.020	228	2	—
Datorii comerciale	(3.971)	—	—	—
Împrumuturi bancare	(483.013)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing	(13.585)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situaţiei poziţiei financiare	**(144.990)**	**228**	**2**	**—**

	31 decembrie 2021 – echivalentul in mii RON al valutei –			
	EUR	**USD**	**CHF**	**HUF**
Creanţe comerciale	2.788	—	—	—
Numerarul şi echivalente de numerar	99.503	225	334	200
Datorii comerciale	(4.666)	175	—	—
Împrumuturi bancare	(574.400)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing	(8.668)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situaţiei poziţiei financiare	**(485.443)**	**50**	**334**	**200**

	31 decembrie 2020 – echivalentul în mii RON al valutei –			
	EUR	USD	CHF	HUF
Numerarul şi echivalente de numerar	1.046	131	314	200
Datorii comerciale	(69.930)	(159)	—	—
Împrumuturi bancare	(26.944)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing	(16.060)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situaţiei poziţiei financiare	**(111.888)**	**(28)**	**314**	**200**

	1 ianuarie 2020 – echivalentul în mii RON al valutei –			
	EUR	USD	CHF	HUF
Numerarul şi echivalente de numerar	347	174	307	218
Datorii comerciale	(53.254)	(176)	—	(1)
Împrumuturi bancare	(70.007)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing	(4.198)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situaţiei poziţiei financiare	**(127.112)**	**(2)**	**307**	**217**

Au fost aplicate următoarele cursuri de schimb:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
RON / EUR	4,9474	4,9481	4,8694	4,7793
RON / USD	4,6346	4,3707	3,966	4,2608
RON / CHF	5,0289	4,7884	4,4997	4,4033
RON / 100 HUF	1,2354	1,3391	1,3356	1,4459

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.

	Creştere /(diminuare) a profitului înainte de impozitare 2022 (mii RON)	Creştere /(diminuare) a profitului înainte de impozitare 2021 (mii RON)	Creştere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2020 (mii RON)
EUR	7.250	24.272	5.594
USD	(11)	(3)	1
CHF	—	(17)	(16)
100 HUF	—	(10)	(10)
Total	**7.239**	**24.242**	**5.569**

O depreciere cu 5% a leului românesc (RON) faţă 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.

	Creştere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2022 (mii RON)	Creştere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2021 (mii RON)	Creştere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2020 (mii RON)
EUR	(7.250)	(24.272)	(5.594)
USD	11	3	(1)
CHF	—	17	16
100 HUF	—	10	10
Total	**(7.239)**	**(24.242)**	**(5.569)**

28. ACHIZIŢIA DE FILIALE

În martie 2021 Hidroelectrica obţine controlul asupra Crucea Wind Farm S.A. şi Hidroelectrica Wind Services S.R.L. în urma unui acord de cumpărare de acţiuni încheiat cu STEAG GmbH pentru achiziţia a 100% din acţiunile societatilor menţionate mai sus.

Contravaloarea totală transferată a fost de 130 milioane EUR, din care 51,1 milioane EUR preţul acţiunilor şi 78,9 milioane EUR stingerea unui împrumut al fostului acţionar. Nu a existat contravaloare contingentă. Grupul a inregistrat costuri aferente achiziţiei in suma de 1.362 mii RON pentru servicii de due-diligence şi onorarii juridice. Aceste costuri sunt incluse în alte cheltuieli de exploatare.

Pentru perioada de 9 luni încheiată la 31 decembrie 2021, filialele au contribuit cu venituri de 164.579 mii RON şi profit in suma de 38.946 mii RON la rezultatele Grupului. Dacă achiziţia ar fi avut loc la 1 ianuarie 2021, conducerea estimează că veniturile consolidate ale anului 2021 ar fi fost 6.519.268 mii RON, iar profitul net consolidat ar fi fost de 3.145.893 mii RON. La determinarea acestor sume, conducerea a presupus că ajustările la valoarea justă care au rezultat la data achiziţiei ar fi fost aceleaşi dacă achiziţia ar fi avut loc la 1 ianuarie 2021.

Tabelul de mai jos sumarizeaza valorile activelor dobandite şi ale datoriilor asumate la data achiziţiei:

	mii RON
Imobilizări corporale	585.900
Imobilizări necorporale	2.573
Certificate verzi	54.614
Stocuri	58
Creanţe comerciale şi alte creanţe	4.523
Alte active circulante	8.729
Numerar şi echivalente de numerar	36.964
Creanţe privind impozitul amânat	18.223
Total valoare justă a activelor dobandite	**711.585**
Datorii aferente contractelor de leasing	7.571
Provizioane	25.490
Datorii comerciale şi alte datorii	4.790
Datorii privind impozitul pe profit curent	43
Beneficiile angajaţilor	179
Alte datorii curente	1.122
Total valoare justă a datoriilor asumate	**39.197**
Valoare justa a activelor nete identificabile achiziţionate	**672.388**

Rezultatul tranzacţiei este următorul:

	RON
Valoarea justa a activa nete identificabile achiziţionate	672.388
Contravaloarea transferată	640.858
Fond comercial negativ	**31.530**

Evaluarea activelor şi datoriilor a fost efectuată de un expert evaluator.

Tehnicile de evaluare utilizate in evaluarea la valoare justa a activelor semnificative dobândite au fost următoarele:

Active dobândite	**Tehnica de evaluare**
Imobilizări corporale	*Abordarea prin comparatie directa şi abordarea prin cost:* Modelul de evaluare prin cost are in vedere costul de înlocuire curent al activului, minus elemente de depreciere care conduc la pierderi de valoare a activului ca urmare a uzurii fizice, funcţionale sau externe. Abordarea prin comparatia directă a fost utilizată pentru echipamentele pentru care există o piaţă activă pentru active similare. Datele de intrare neobservabile semnificative au fost: – Costul de înlocuire determinat pe baza costului istoric, indexat cu indici de preţ conform cataloagelor publicate de instituţii specializate; – Uzură fizică (în medie 23%); – Uzură funcţională (18%); – Nu a fost identificată uzura externă.

În septembrie 2020, Societatea a redobandit controlul asupra filialei sale, Hidroserv S.A. (a se vedea Nota 1), fără plata unei contravalori. Valoarile juste ale activelor si datoriilor dobândite a fost dupa cum urmeaza:

	mii RON
Imobilizări corporale	60.383
Alte active	6.026
Stocuri	17.211
Creanţe comerciale	22.436
Alte active curente	4.289
Numerar şi echivalente de numerar	9.426
Creanţe privind impozitul amânat	7.277
Total active	**127.048**
Beneficiile angajaţilor	35.632
Imprumuturi bancare	5.948
Venituri înregistrate în avans	296
Datorii comerciale	10.700
Provizioane	4.535
Alte datorii	43.661
Total datorii	**100.772**
Castig in urma redobandirii controlului	**26.276**

Pentru perioada de 3 luni încheiată la 31 decembrie 2020, filiala a contribuit cu venituri in suma de 13.098 mii RON şi profit in suma de 21.090 mii RON la rezultatele Grupului. Dacă achiziţia ar fi avut loc

la 1 ianuarie 2020, conducerea estimează că veniturile consolidate pentru anul 2020 ar fi fost 3.841.443 mii RON, iar profitul net consolidat ar fi fost 1.539.442 mii RON. La determinarea acestor valori, conducerea a presupus că ajustările la valoarea justă care au apărut la data achiziției ar fi fost aceleași dacă achiziția ar fi avut loc la 1 ianuarie 2020.

29. ANGAJAMENTE

29.1 Angajamente contractuale

Grupul are următoarele angajamente contractuale:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	545.184	761.087	710.977

29.2 Garanții

Grupul a emis garanții de bună execuție în suma de 35.213 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 48.018 mii RON, 31 decembrie 2020: 86.626 mii RON; 1 ianuarie 2020: 142.140 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 piata pentru ziua următoare și pe piata intrazilnica.

30. DATORII CONTINGENTE

30.1 Litigii, dispute si incertitudini fiscale

Principalele litigii in care este implicat Grupul, cu o expunere potențială de 882.864 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 736.681 mii RON; 31 decembrie 2020: 692.800 mii RON), sunt prezentate ca datorii contingente:

a) Litigiu cu Ministerul Energiei

Expunere potențială: 373.050 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Ministerul Energiei

Dosar nr. 3200/2/2018

Ministerul Energiei pretinde următoarele:

1. obligarea Societății de a încheia un act adițional la contractul de concesiune, după cum urmează:
   a) Ministerul Energiei, în calitate de concedent, să poată modifica unilateral redevența; și
   b) redevența anuală să fie modificată la o suma egală cu amortizarea anuală a imobilizărilor corporale care fac obiectul redevenței, în conformitate cu contractul de concesiune.
2. Ministerul Energiei pretinde, de asemenea, suma de 373.050 mii RON reprezentând redevențe suplimentare pentru perioada 2013 – 2018 calculate conform punctului 1b) de mai sus.

Instanta a numit un expert pentru a determina suma potentiala datorata de Grup. Instanța a aprobat, de asemenea, un expert angajat de Grup. Ambii experți au concluzionat că redevența calculată și plătită de Grup pentru perioada 2013 – 2018 a fost în conformitate cu prevederile acordului de concesiune și este corecta și completă.

La 11 mai 2021, prima instanță a respins pretentiile Ministerului Energiei ca neîntemeiate. În cursul anului 2022, Ministerul Energiei a facut apel impotriva hotărârii instantei, dar nu a fost stabilită o dată pentru prima înfățișare.

Pe baza acestei prime hotărâri judecătorești, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

b) Litigii cu autoritățile fiscale in legatura cu tratamente fiscale din anii trecuti

Expunere potențială: 214.385 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Hidroelectrica

Societatea a facut obiectul unei inspecții fiscale generale care a acoperit perioada 01.01.2006-30.06.2012, finalizata cu mai multe decizii de impunere emise de ANAF în 2014, care au stabilit impozite suplimentare in suma de 214.385 mii RON, care includ in principal impozit pe profit in suma de 26.513 mii RON si dobanzi si penalitati de intarziere aferente de 119.448 mii RON, si taxa pe valoarea adaugata in suma de 37.677 mii RON si dobanzi si penalitati de intarziere aferente de 27.339 mii RON. Societatea a depus o plângere în instanță în 2015, solicitând anularea deciziilor de impunere.

În anul 2021 experții desemnați de instanta au emis un raport în care au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 511 mii RON plus dobânzi și penalități. ANAF a depus obiectii față de raportul experților. În februarie 2023, experții independenți au prezentat raportul actualizat care conține răspunsuri la obiecțiile ANAF. În raportul actualizat, experții au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 987 mii RON.

In 7 aprilie 2023, Curtea de Apel Bucuresti a pronuntat sentinta prin care a fost anulata decizia de impunere a ANAF privind obligatiile suplimentare de plata in suma de 214.395 mii RON. ANAF poate face apel impotriva hotararii instantei.

In baza hotararii finale a Curții de Apel București in dosarul de insolventa al Societății conform căreia ANAF este decazuta din dreptul de a solicita plata obligațiilor fiscale impuse prin deciziile de impunere, și în baza raportului experților, care este favorabil Grupului, precum si hotararea Curtii de Apel Bucuresti din 7 aprilie 2023, conducerea estimează ca litigiul va fi solutionat in favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabila o ieșire de resurse.

c) Disputa privind taxa suplimentara pentru producatorii de energie electrica solicitata de autoritati

Expunere potentiala: 62.052 mii RON la 31 decembrie 2022

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 11 D, 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, 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.

Aplicabilitatea Legii nr. 357/2022 din 1 septembrie 2022 ar putea fi atacata pe motiv de neconstitutionalitate avand in vedere ca articolul nr. 15 din Constitutia Romaniei prevede ca o lege dispune numai pentru viitor. Pe baza argumentului de neconstitutionalitate, Societatea va contesta in instanta taxa suplimentara stabilita de organele fiscale. Conducerea apreciaza ca exista argumente puternice pentru castigarea acestui litigiu.

d) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 98.762 mii RON la 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr. 12257/3/2022

Hidroconstructia SA a formulat pretentii în suma de 98.762 mii 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 instanței sa dispuna rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023, instanta a emis o hotarare în favoarea Societății, prin care a respins pretențiile Hidroconstructia. Hotararea poate fi atacata in apel. Pe baza primei hotărâri a primei instante, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

e) Arbitraj cu Romelectro S.A.

Expunere potențială: 29.250 mii RON la 31 decembrie 2022 și 43.881 mii RON la 31 decembrie 2021

Reclamant: Romelectro S.A.

Dosar nr. 8/2021, în prezent Dosar nr. 30/2022

Hidroelectrica a depus o cerere de arbitraj pentru suma de 78,7 milioane RON reprezentând penalităţi pentru lucrări întârziate şi dobânzi aferente, plus cheltuieli de judecată, în legătură cu proiectul de investiţii Retehnologizare Stejaru.

Romelectro a formulat cereri reconvenţionale pentru suma de EUR 8.868 mii EUR, echivalentul a 43.881 mii RON, plus dobânzi, TVA şi cheltuieli de judecată aferente. Pretentiile se referă în principal la costurile suportate şi la profitul nerealizat de Romelectro din cauza întârzierilor în executarea contractului generate de Hidroelectrica.

In anul 2022, din cauza insolvenţei Romelectro, pretentiile Hidroelectrica in suma de 78,7 milioane RON au devenit nule, Hidroelectrica avand dreptul de a solicita aceste sume în procedura insolvenţei.

În urma constatarii nulitatii pretentiilor Hidroelectrica, a fost deschis dosarul nr. 30/2022, care conţine doar pretenţiile Romelectro.

In anul 2022, Romelectro şi-a redus pretentiile iniţiale la suma de 5.827 mii EUR, echivalentul a 29.250 mii RON plus TVA şi cheltuieli de judecată. Pretentiile reprezinta în principal costuri suportate de Romelectro, generate de întârzierile atribuibile Hidroelectrica, precum costuri de organizare a santierului, de personal, financiare.

În decembrie 2022, Tribunalul de Arbitraj a solicitat efectuarea unei expertize financiar-contabile de către un expert independent. În prezent, raportul de expertiză este in curs de intocmire, următoarele termene fiind 27 şi 28 aprilie 2023.

In baza analizei juridice a contractului intre parti si a documentelor aferente proiectului, Grupul sustine ca intarzierile in executarea proiectului nu sunt atribuibile Hidroelectrica, ci Romelectro, care a propus in mod constant solutii tehnice care nu au fost in conformitate cu contractul.

Pe baza aspectelor prezentate mai sus, conducerea estimeaza ca litigiul va fi solutionat in favoarea Grupului si, in consecinta, nu este probabila o iesire de resurse.

f) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potenţială: 32.832 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosarele nr. 44443/3/2016 şi 11314/3/2021

Hidroconstructia SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcţii efectuate inaintea intrarii in insolventa a Hidroelectrica. Grupul susţine că astfel de pretentii nu au temei, având în vedere procesul de insolvenţă al Hidrolectrica şi faptul că reclamanta şi-a pierdut dreptul la pretentii, deoarece nu le-a înregistrat în tabelul creditorilor.

În martie 2018, prima instanţă 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 instanţe pentru rejudecare. Litigiul a fost redeschis de prima instanţă (dosarul nr. 11314/3/2021).

În aprilie 2022, instanţa a dispus intocmirea unui raport de expertiză în construcţii hidrotehnice şi a unui raport de expertiză contabilă de către experti independenti. În prezent, rapoartele de expertiză sunt in curs de intocmire, următorul termen fiind 13 iunie 2023.

Pe baza hotărârii initiale a primei instantei, conducerea estimează că litigiul va fi soluţionat în favoarea Grupului şi, în consecinţă, nu este probabilă o ieşire de resurse.

g) Litigiu cu Beny Alex S.R.L.

Expunere potenţială: 43.570 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 şi 2020

Reclamant: Beny Alex SRL

Dosar nr. 36646/3/2018*

Beny Alex SRL pretinde valoarea lucrărilor suplimentare executate in baza acordului de subcontractare încheiat cu Hidroserv (filiala Societăţii). Prima instanţă a respins pretentiile pe motiv de prescripţie a dreptului material de acţiune. În 2020, Beny Alex a făcut apel impotriva acestei hotărâri. Apelul a fost

admis de Curtea de control judiciar, care a anulat integral hotărârea inițială a instantei și a retrimis cauza primei instante pentru rejudecare.

În decembrie 2022, a fost finalizat un raport de expertiză independent. Pe baza raportului de expertiza, valoarea lucrărilor suplimentare executate este 40.115 mii RON. Hidroelectrica a depus obiecții la raport. În prezent, obiecțiile sunt redactate, următorul termen fiind 5 mai 2023.

Beny Alex a formulat aceleași pretenții împotriva Hidroserv în 2017, ca parte a procedurii de insolvență a Hidroserv. In acest litigiu separat, instanta a respins pretentiile Beny Alex împotriva Hidroserv în 2018, hotararea fiind definitivă.

În plus, Grupul susține că pretentiile Beny Alex se referă la costuri suportate de reclamant în timpul insolvenței Societății, pentru care Beny Alex nu a făcut nicio cerere de plată în timpul procedurii insolvenței și, în consecință, dreptul Beny Alex de a pretinte plata acestor sume după iesirea Societății din insolvența a expirat. În consecință, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

h) Litigii împotriva Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 28.963 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr. 31451/3/2020

Hidroconstructia SA a formulat pretenții in suma de 28.963 mii RON reprezentând reduceri comerciale acordate Grupului in perioada 2014 – 2019 pentru lucrari de construcții aferente proiectului AHE Siriu-Surduc, precum si indexarea prețului lucrărilor executate in perioada respectiva.

Conform contractului dintre părți, Hidroconstructia a acordat Hidroelectrica reduceri comerciale și au convenit să mențină prețurile fixe atât timp cât Hidroelectrica va asigura finanțarea proiectului.

Hidroconstructia pretinde ca Hidroelectrica nu a asigurat finanțarea proiectului si este îndreptățită sa recupereze reducerile comerciale acordate.

În septembrie 2022, expertul independent a emis un raport care a stabilit o datorie potențiala între 8.904 mii RON și 31.158 mii RON. Expertul independent nu a analizat dacă Grupul a asigurat sau nu finanțarea proiectului.

Având în vedere că Grupul nu are o datorie față de Hidroconstructia în legatura cu lucrările executate în 2014 – 2019 pentru proiectul AHE Siriu – Surduc, conducerea a evaluat că Hidroelectrica a indeplinit condițiile pentru asigurarea finanțării proiectului și estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

La data de 10 aprilie 2023, Curtea a respins cererea Hidroconstructia, aceasta decizie poate fi contestata.

30.2 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 legislatiei.

Declarațiile fiscale pot face obiectul revizuirii și corectiilor 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 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. Nu au fost efectuate controale fiscale la Crucea Wind Farm și Hidroelectrica Wind Services.

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 pozitii diferite.

30.3 Obligații de dezafectare

Dupa cum este descris în Nota 4 a4), Grupul a identificat obligații de dezafectare în legătură 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 20 şi 26), apariţia unor evenimente care ar necesita abandonarea sau trecerea în post-utilizare a altor active din domeniul public sau a hidrocentralor deţinute de Grup până la sfârşitul contractului de concesiune (31 de ani de la 31 decembrie 2022) este improbabilă, având în vedere durata de viaţă utilă indelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanta şi modernizari.

31. PĂRŢI AFILIATE

a) Entitatea care controlează în ultimă instanţă

Acţionarii Societatii sunt statul român, reprezentat de Ministerul Energiei, cu o participaţie de 80,0561%, şi Fondul Proprietatea SA cu o participaţie de 19,9439% la 31 decembrie 2022.

b) Tranzacţii cu personalul-cheie din conducere

Personalul-cheie din conducere include membrii Directoratului şi ai Consiliului de Supraveghere.

Remuneraţia Directoratului	**2022**	**2021**	**2020**
Cheltuieli recunoscute in cursul anului			
Componenta fixă	2.343	2.325	2.343
Componenta variabilă	8.201	8.201	8.201
Reversarea excedentului recunoscut in anul precedent	—	(3.053)	—
Total	**10.544**	**7.473**	**10.544**

Plăţi efectuate în cursul anului	**2022**	**2021**	**2020**
Componenta fixă	2.343	2.325	2.343
Componenta variabilă (pentru anul precedent)	8.201	5.148	4.167
Total	**10.544**	**7.473**	**6.510**

Directoratul include 5 directori numiţi pe o perioadă de 4 ani.

Remuneratia directorilor executivi constă in: o indemnizatie fixa lunara care nu poate depasi de şase ori media salariul mediu brut lunar pe ultimele 12 luni inainte de numire publicat de Institutul Naţional de Statistică (INS) pentru codul de activitate al Societăţii (CAEN) conform clasificării activităţilor din economia naţională, şi o componentă variabilă calculată pe baza indicatorilor de performanţă financiari şi nefinanciari, negociati şi aprobati de adunarea generală a acţionarilor.

Indicatorii de performanţă financiari şi nefinanciari pe baza cărora este determinată componenta variabilă includ:

- Indicatori financiari: cifra de afaceri, marja EBITDA ajustata, profitul brut, lichiditate curenta, rata de indatorare; plăţi restante la bugetul de stat;
- Indicatori operationali: gradul de realizare a planului de investiţii, gradul de realizare a planului de mentenanta, disponibilitatea hidroagregatelor;
- Indicatori privind serviciile prestate: gradul de realizare a serviciilor de sistem şi gradul de indeplinire a obligaţiilor de furnizare/vânzare a energiei electrice;
- Indicatori privind guvernanţa corporativa: elaborarea la timp a bugetului de venituri şi cheltuieli; stabilirea de politici pentru management şi monitorizre a riscurilor şi implementarea sistemului de control intern.

Componenta variabilă a remuneraţiei Directoratului aprobată prin hotărâre a acţionarilor în 2019 este limitată la de 3,5 ori indemnizatia fixă lunara. Suma maxima a componentei variabile pentru toti membrii Directoratului este 8.201 mii RON. Componenta variabilă nu este conditionata de serviciile viitoare.

Grupul a recunoscut o datorie estimata pentru componenta variabilă a remuneraţiei Directoratului in suma de 8.201 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 8.201 mii RON, 31 decembrie 2020: 8.201 mii RON; 1 ianuarie 2020: 4.101 mii RON).

Societatea nu are obligaţii contractuale privind pensii pentru foştii directori.

Remuneraţia Consiliului de Supraveghere

	2022	2021	2020
Cheltuieli recunoscute în cursul anului			
Componenta fixă	890	921	890
Componenta variabilă	1.038	1.038	1.038
Reversarea excedentului recunoscut in anul precedent	(148)	(148)	(233)
Total	**1.780**	**1.810**	**1.695**

Plăţi efectuate în cursul anului	2022	2021	2020
Componenta fixă	890	920	890
Componenta variabilă (pentru anul precedent)	890	890	805
Total	**1.780**	**1.810**	**1.695**

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri numiţi pe o perioadă de 4 ani.

Remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere a fost aprobata prin hotărârea acţionarilor in anul 2019. Conform acestei hotarari, remuneraţia membrilor Consiliului de Supraveghere constă dintr-o indemnizatie fixa lunara, limitata la de două ori media salariul mediu brut lunar pe ultimele 12 luni inainte de numire publicat de Institutul Naţional de Statistică pentru codul de activitate al Societăţii (CAEN) conform clasificării activităţilor din economia naţională. Componenta variabilă este limitată la de 12 ori indemnizatia fixa lunara. Indicatorii financiari si nefinanciari pe baza cărora se determina remuneraţia variabila pentru membrii Consiliului de Supraveghere sunt aceiaşi ca si pentru Directorat.

Grupul a recunoscut o datorie estimata pentru componenta variabilă a remuneraţiei Consiliului de Supraveghere in suma de 1.038 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 1.038 mii RON, 31 decembrie 2020: 1.038 mii RON; 1 ianuarie 2020: 1.635 mii RON).

Nu au fost acordate împrumuturi membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului în 2022, 2021 şi 2020. Nu au fost acordate / primite garanţii catre / de la membrii Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului.

c) Tranzacţii cu alte societăţi în care statul detine control sau influenţă semnificativă

În cursul normal al activităţii, Grupul are tranzacţii cu alte entităţi în care statul detine control sau influenţă semnificativă, referitoare în principal de taxa pe apa uzinata, achiziţia de energie electrică, servicii de transport şi de sistem şi vânzare de energie electrică, după cum urmează:

Furnizor	**Achiziţii (fără TVA) 2022**	**Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2022**
Administraţia Naţională Apele Romane	436.700	78.625
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	452.299	70.417
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	368.245	85
SN Nuclearelectrica SA	185.197	(41.256)
Distribuţie Energie Electrica România	111.807	14.902
Altii	17.442	1.529
Total	**1.571.690**	**124.302**

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2021	Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2021
Administrația Națională Apele Romane	524.275	71.671
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	128.822	24.931
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	10,410	572
Hidroconstructia	23.524	13.215
Altii	20.544	2.386
Total	**707.575**	**112.775**

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2020	Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2020
Administrația Națională Apele Romane	299.242	53.848
Transelectrica	68.680	9.516
Altele	21.829	1.388
Total	**389.751**	**64.752**

Furnizor	Datorii (cu TVA) 1 ianuarie 2020
Administrația Națională Apele Romane	43.369
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	7.181
Altii	837
Total	**51.387**

Client	Vânzări (fără TVA)	Creante, valoare brută (cu TVA)	Pierdere din depreciere	Creanțe, valoare netă (cu TVA)
	2022	31 decembrie 2022		
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	2.063.761	276.208	—	276.208
Electrica Furnizare	518.952	42.420	—	42.420
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.233.993	2.821	—	2.821
E.ON Energie Romania	305.686	27.343	—	27.343
Engie România	143.877	6.539	—	6.539
Distributie Energie Electrica Romania	78.198	73	(16)	57
Romaero	3.439	7.502	(7.502)	—
Metrorex	7.753	8.024	(7.819)	205
Altii	178.243	155.019	(15.671)	139.348
Total	**4.533.902**	**525.949**	**(31.008)**	**494.941**

Alti clienti includ in principal institutii publice, autoritati locale si institutii de invatamant publice catre care Societatea a furnizat energie electrica in anul 2022.

Client	Vânzări (fără TVA)	Creante, valoare brută (cu TVA)	Pierdere din depreciere	Creanțe, valoare netă (cu TVA)
	2021	31 decembrie 2021		
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	1.468.065	336.422	—	336.422
Electrica Furnizare	197.642	14.279	—	14.279
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.267.616	486	—	486
E.ON Energie Romania	151.198	10.412	—	10.412
STB București	53.489	10.684	—	10.684
Metrorex	43.531	16.723	—	16.723
Engie România	368.664	2.594	—	2.594
Altii	14.475	7.981	—	7.981
Total	**3.564.680**	**399.581**	**—**	**399.581**

Client	Vânzări (fără TVA)	Creante, valoare brută (cu TVA)	Pierdere din depreciere	Creanțe, valoare netă (cu TVA)
	2020	31 decembrie 2020		
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	561.203	73.621	—	73.621
Electrica Furnizare	453.485	34.424	—	34.424
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	392.862	8	—	8
E.ON Energie Romania	137.136	12.019	—	12.019
STB București	40.249	30.085	—	30.085
Metrorex	35.236	—	—	—
Altii	21.958	18.579	—	18.579
Total	**1.642.128**	**168.736**	—	**168.736**

Client	Creante, valoare brută (cu TVA)	Pierdere din depreciere	Creanțe, valoare netă (cu TVA)
	1 ianuarie 2020		
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	88.916	—	88.916
Electrica Furnizare	24.408	—	24.408
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	—	—	—
Engie România	15.374	—	15.374
E.ON Energie Romania	8.550	—	8.550
STB București	21.771	—	21.771
Metrorex	30.652	—	30.652
Altii	2.679	—	2.679
Total	**192.350**	—	**192.350**

32. TRANZIȚIA LA IFRS-UE

Politicile contabile descrise în Nota 6 au fost aplicate la întocmirea situațiilor financiare pentru anii încheiati la 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 și la întocmirea unei situații a poziției financiare IFRS de deschidere la 1 ianuarie 2020 (data tranziției).

La întocmirea situației poziției financiare de deschidere in conformitate cu IFRS-UE, Grupul a ajustat sumele raportate anterior în situațiile financiare întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 – principiile contabile generale („GAAP") anterioare. O explicare a modului în care tranziția de la GAAP anterioare la IFRS-UE a afectat poziția financiară si performanța financiară ale Grupului este prezentată în tabelele următoare și în notele care însoțesc tabelele.

Reconcilierea capitalurilor proprii

	Notă	GAAP anterioare	Efectele evenimentelor ulterioare și erorilor contabile	Efectul tranziției la IFRS-EU	IFRS-UE
		1 ianuarie 2020			
Active					
Active imobilizate					
Imobilizări corporale	A,B(i)	14.695.507	(263.492)	—	14.432.015
Imobilizări necorporale		3.442	—	—	3.442
Numerar restricționat		10.257	—	—	10.257
Alte active imobilizate		216.776	—	—	216.776
Total active imobilizate		**14.925.982**	**(263.492)**	—	**14.662.490**
Active circulante					
Stocuri	B (ii)	70.883	(22.873)	—	48.010
Creanțe comerciale	B(vi)	327.536	(21.500)	—	306.036
Investiții pe termen scurt		1.736.855	—	—	1.736.855
Numerar și echivalente de numerar		222.976	—	—	222.976
Alte active circulante	A	8.196	17.618	—	25.814
Total active circulante		**2.366.446**	**(26.755)**	—	**2.339.691**
Total active		**17.292.428**	**(290.247)**	—	**17.002.181**
Capitaluri proprii					
Capital social	C (ii)	4.482.394	—	1.028.871	5.511.265
Ajustarea la inflație a capitalului social	C (ii)	1.028.871	—	(1.028.871)	—
Patrimoniul public	C (iii)	39.619	—	(39.619)	—
Rezervă din reevaluare		6.458.436	—	—	6.458.436
Alte rezerve		687.947	—	—	687.947
Rezultat reportat	A,B(vii)	2.398.101	(69.987)	—	2.328.113
Total capitaluri proprii		**15.095.368**	**(69.987)**	**(39.619)**	**14.985.761**
Datorii					
Datorii pe termen lung					
Împrumuturi bancare		26.446	—	—	26.446
Datorii aferente contractelor de leasing		14.530	—	—	14.530
Venituri înregistrate în avans	C (iii)	155.795	—	39.619	195.414
Datorii privind impozitul amânat	A, B(i),(ii), (v),(vi)	708.992	(358.643)	—	350.349
Beneficiile angajaților		101.207	—	—	101.207
Provizioane	A(iii)	582.561	16.799	—	599.360
Datorii comerciale		13.738	—	—	13.738
Alte datorii		14.096	—	—	14.096
Total datorii pe termen lung		**1.617.365**	**(341.844)**	**39.619**	**1.315.140**
Datorii curente					
Împrumuturi bancare		43.561	—	—	43.561
Datorii aferente contractelor de leasing		5.065	—	—	5.065
Datorii comerciale		161.426	—	—	161.426
Datorii aferente contractelor cu clienții	A(iv)	—	31.460	—	31.460
Datorii privind impozitul pe profit curent		181.676	—	—	181.676
Venituri înregistrate în avans	A(iv)	36.998	(31.460)	—	5.538
Beneficiile angajaților	B,C(iv)	32.019	12.101	24.940	69.060
Provizioane	B,C(iv)	98.756	109.483	(24.940)	183.300
Alte datorii		20.194	—	—	20.194
Total datorii curente		**579.695**	**121.584**	—	**701.280**
Total datorii		**2.197.060**	**(220.260)**	**39.619**	**2.016.420**
Total capitaluri proprii și datorii		**17.292.428**	**(290.247)**	—	**17.002.181**

	GAAP anterioare	Efectele evenimentelor ulterioare și erorilor contabile	Efectul tranziției la IFRS-EU	IFRS-UE
	31 decembrie 2022			
Active				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	19.486.017	—	35.346	19.521.363
Imobilizări necorporale	41.596	—	(35.346)	6.250
Numerar restricționat	101.057	—	—	101.057
Alte investiții	351.338	—	—	351.338
Alte active imobilizate	218.236	—	—	218.236
Total active imobilizate	**20.198.244**	—	—	**20.198.244**
Active circulante				
Stocuri	72.433	—	—	72.433
Creanțe comerciale	1.350.677	—	—	1.350.677
Alte investiții	3.034.745	—	—	3.034.745
Numerar și echivalente de numerar	660.734	—	—	660.734
Alte active circulante	115.400	—	—	115.400
Total active circulante	**5.233.989**	—	—	**5.233.989**
Total active	**25,432.233**	—	—	**25.432.233**
Capitaluri proprii				
Capital social	4.484.594	—	1.028.872	5.513.466
Ajustarea la inflație a capitalului social	1.028.872	—	(1.028.872)	—
Patrimoniul public	45.324	—	(45.324)	—
Rezervă din reevaluare	11.084.018	(62.683)	—	11.021.335
Alte rezerve	1.023.188	—	—	1.023.188
Rezultat reportat	3.966.177	62.683	—	4.028.861
Total capitaluri proprii	**21.632.173**	—	**(45.324)**	**21.586.850**
Datorii				
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi bancare	390.491	—	—	390.491
Datorii aferente contractelor de leasing	7.567	—	—	7.567
Venituri înregistrate în avans	136.198	—	45.324	181.522
Datorii privind impozitul amânat	1.315.946	—	—	1.315.946
Beneficiile angajaților	121.840	—	—	121.840
Provizioane	817.089	—	—	817.089
Datorii comerciale	428	—	—	428
Alte datorii	5.765	—	—	5.765
Total datorii pe termen lung	**2.795.324**	—	**45.324**	**2.840.648**
Datorii curente				
Împrumuturi bancare	94.001	—	—	94.001
Datorii aferente contractelor de leasing	7.834	—	—	7.834
Datorii comerciale	282.996	—	—	282.996
Datorii aferente contractelor cu clientii	84.684	—	—	84.684
Datorii privind impozitul pe profit curent	171.978	—	—	171.978
Venituri înregistrate în avans	5.696	—	—	5.696
Beneficiile angajaților	71.047	—	34.798	105.845
Provizioane	156.558	—	(34.798)	121.760
Taxa pentru producătorii de energie electrică	91.370	—	—	91.370
Alte datorii curente	38.571	—	—	38.571
Total datorii curente	**1.004.735**	—	—	**1.004.735**
Total datorii	**3.800.059**	—	**45.324**	**3.845.383**
Total capitaluri proprii și datorii	**25.432.233**	—	—	**25.432.233**

Reconcilierea rezultatului global

	GAAP anterioare	Efectele evenimentelor ulterioare și erorilor contabile	Efectul tranziției la IFRS-EU	IFRS-UE
	Anul încheiat la 31 decembrie 2022			
Venituri	9.451.955	—	—	9.451.955
Alte venituri din exploatare	66.812	(20.563)	—	46.249
Apă uzinată	(450.963)	—	—	(450.963)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților	(626.049)	—	(4.674)	(630.723)
Transport și distribuți de energie electrica	(498.055)	—	—	(498.055)
Energie electrică achiziționată	(697.142)	—	—	(697.142)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(183.171)	—	—	(183.171)
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	(772.150)	—	—	(772.150)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(145.863)	121.994	—	(23.869)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale	(42.627)	(834)	—	(43.461)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	(82.337)	—	—	(82.337)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(671.739)	—	—	(671.739)
Alte cheltuieli de exploatare	(337.715)	96.798	4.674	(236.243)
Profit din exploatare	**5.010.956**	**197.395**	**—**	**5.208.351**
Venituri financiare	247.196	—	—	247.196
Cheltuieli financiare	(38.111)	—	—	(38.111)
Rezultat financiar net	**209.085**	**—**	**—**	**209.085**
Profit înainte de impozitare	**5.220.041**	**197.395**	**—**	**5.417.436**
Cheltuieli cu impozitul pe profit	(758.866)	(194.570)	—	(953.436)
Profit net	**4.461.175**	**2.825**	**—**	**4.464.000**
Alte elemente ale rezultatului global				
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	1.777.815	—	—	1.777.815
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile angajaților, net de impozit	(7.536)	—	—	(7.536)
Alte elemente ale rezultatului global	**1.770.279**	**—**	**—**	**1.770.279**
Rezultat global total	**6.231.453**	**2.825**	**—**	**6.234.279**

Note la reconciliere

(A) Efectul evenimentelor ulterioare

Efectul evenimentelor ulterioare care au avut loc până la data autorizării acestor situații financiare consolidate este sumarizat mai jos:

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a rezultatului global		
(e)Diminuarea / (Creșterea) altor cheltuieli de exploatare		40.813
(e)Diminuarea/ (Creșterea) cheltuielii cu impozitul pe profit		(6.530)
(Diminuarea) / Creșterea rezultatului global total		**34.283**
Situația consolidata a poziției financiare		
(b) Imobilizări corporale	56.367	—
(d) Alte active circulante	17.618	—
(a) Provizioane	111.540	—
Datorii privind impozitul amânat	(10.764)	—
(c)Beneficiile angajaților	10.043	—
Diminuarea rezultatului reportat	**(36.834)**	—

Principalele evenimente ulterioare și impactul aferent sunt sumarizate mai jos:

(a) Finalizarea litigiilor cu Andritz și Voith în 2021 pentru care au fost recunoscute provizioane in suma de 83.910 mii RON și efectul fiscal aferent la data tranziției, deoarece condițiile care au determinat pierderea litigiilor au existat și la 1 ianuarie 2020.

(b) Despăgubirile stabilite în cadrul litigiului și plătite de Grup au fost recunoscute în aceste situații financiare in corespondenta cu imobilizările corporale, deoarece acestea reprezintă costul lucrărilor prestate de furnizori și al echipamentelor livrate în legătură cu proiectele CAPEX. Despăgubirile reprezentând dobânzi de întârziere la plată au fost recunoscute in cheltuieli financiare.

(c) Finalizarea unei serii de litigii cu angajații Grupului în 2020 pentru plata orelor suplimentare suportate în 2019, pentru care datoriile privind beneficiile angajaților în suma de 10.043 mii RON și efectul fiscal aferent au fost recunoscute în GAAP anterioare în 2020, iar în aceste situații financiare au fost ajustate la 1 ianuarie 2020.

(d) Ajustarea de 17.618 mii RON înregistrată în anul 2020 în GAAP anterioare pentru contribuția datorată autorității de reglementare din sectorul energetic aferentă exercițiului financiar 2019, care a fost recunoscută în aceste situații financiare la 1 ianuarie 2020.

(e) În 2022, Romelectro a inițiat un nou litigiu împotriva Grupului, pretinzand despagubiri pentru costurile suportate în legătură cu proiectul de investiții Bumbești Livezeni începând cu 2018 până în prezent (în perioada în care lucrările la proiecte au fost suspendate din cauza anulării autorizațiilor). Grupul considera ca este probabila o iesire de numerar in legatura cu acest litigiu si, in consecinta, a fost recunoscut un provizion in suma de 27.630 mii RON si efectul fiscal aferent la data tranzitiei, deoarece conditiile pe baza carora a fost estimata iesirea de numerar existau de asemenea la 1 ianuarie 2020.

(B) Efectul erorilor contabile

(i) Deprecierea imobilizărilor corporale

În 2022, Grupul a identificat că, în testele sale de depreciere la 31 decembrie 2019, 2020 și 2021, costul de finalizare pentru investiția Siriu Surduc a fost subevaluat cu 121 milioane RON. Ca urmare, o depreciere suplimentară in suma de de 115.283 mii RON a fost înregistrată la 1 ianuarie 2020 (înregistrată ulterior în GAAP statutare).

În 2022, Grupul a identificat că în GAAP anterioare pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021 a înregistrat in cheltuieli de exploatare despagubiri plătite catre furnizorii de imobilizari în baza hotărârilor judecătorești finalizate în 2021 pentru lucrări efectuate in suma de 62.684 mii RON. În aceste situații financiare, Grupul a corectat aceste înregistrări pe seama imobilizarilor corporale de la 1 ianuarie 2020.

Grupul a identificat că, în testul de depreciere la 31 decembrie 2019, proiectul Rastolita a inclus două etape, fiecare cu capacitatea de producție proprie, deși conducerea Grupului a decis în 2019 că doar una dintre etape va fi finalizată. Ca urmare, o depreciere suplimentară in suma de 193.023 mii RON a fost înregistrată la 1 ianuarie 2020 (înregistrată ulterior în GAAP statutare).

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creșterea) pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale		121.994
(Diminuarea)/ Creșterea reevaluării imobilizărilor corporale, net de impozit		(62.684)
(Diminuare)/ Creșterea rezultatului global total		**59.310**
Situația consolidata a poziției financiare		
Imobilizări corporale	(316.203)	—
Rezervă din reevaluare	—	(62.684)
Diminuarea rezultatului reportat	**(316.203)**	**(62.684)**

(ii) Reducerea valorii stocurilor învechite

Grupul a efectuat analiza uzurii stocurilor la 1 ianuarie 2020 și a înregistrat reducerea valorii acestira dupa cum urmează:

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidata a poziției financiare		
Stocuri	(26.529)	—
Datorii privind impozitul amânat	(4.245)	—
Diminuarea rezultatului reportat	**(22.284)**	—

(iii) Provizioane de dezafectare

Grupul a identificat că la 31 decembrie 2019 nu a calculat și înregistrat corect provizionul de dezafectare.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creșterea) altor cheltuieli de exploatare		58.077
Diminuarea/ (Creșterea) cheltuielilor cu impozitul pe profit		(9.292)
(Diminuarea)/ Creșterea rezultatului global total		**48.785**
Situația consolidata a poziției financiare		
Provizioane	16.799	—
Datorii privind impozitul amânat	(2.688)	—
Diminuarea rezultatului reportat	**(14.111)**	—

(iv) Datorii aferente contractelor cu clientii

Conform GAAP anterioare, la 1 ianuarie 2020 Grupul a prezentat plăţile în avans de la clienţi pentru obligaţii contractuale viitoare pentru livrarea energiei electrice in Venituri in avans în loc de Datorii aferente contractelor cu clientii.

	1 ianuarie 2020
Situaţia consolidata a poziţiei financiare	
Datorii aferente contractelor cu clientii	31.460
Venituri în avans	(31.460)
Diminuarea rezultatului reportat	—

(v) Cheltuiala cu impozitul pe profit

Conform GAAP anterioare, la 1 ianuarie 2020 Grupul nu a recunoscut creanţe privind impozitul amânat in legatura cu pierderile fiscale reportate ale filialei Hidroserv la data combinării de întreprinderi, deşi, pe baza profitului impozabil viitor previzionat, Hidroserv ar fi putut utiliza pierderile fiscale reportate. De asemenea, Grupul a identificat că, la 1 ianuarie 2020 a omis anumite diferenţe temporare deductibile din calculul impozitului amânat.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situaţia consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creşterea) cheltuielii cu impozitul pe profit		(178.881)
(Diminuarea)/ Creşterea rezultatului global total		**(178.881)**
Situaţia consolidata a poziţiei financiare		
Datorii privind impozitul amânat	(337.507)	—
Creşterea rezultatului reportat	**337.507**	—

(vi) Pierderi din credit preconizate

Conform GAAP anterioare, la 31 decembrie 2019 Grupul nu a calculat şi înregistrat pierderile din credite preconizate pentru creanţele comerciale în conformitate cu IFRS 9.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situaţia consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creşterea) pierderii din deprecierea creanţelor comerciale şi a altor creanţe		(834)
Diminuarea/ (Creşterea) cheltuielii cu impozitul pe profit		133
(Diminuarea)/ Creşterea rezultatului global total		**(701)**
Situaţia consolidata a poziţiei financiare		
Creanţe comerciale	(21.500)	—
Datorii privind impozitul amânat	(3.440)	—
(Diminuarea)/ creşterea rezultatului reportat	**(18.060)**	—

(vii) Impactul total asupra rezultatului reportat

		1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situaţia consolidata a poziţiei financiare			
Deprecierea imobilizărilor corporale	B(i)	(316.203)	(62.683)
Ajustarea valorii stocurilor	B I(ii)	(22.284)	—
Provizioane de dezafectare	B(iii)	(14.111)	—
Cheltuieli cu impozitul pe profit	B(v)	337.507	—
Pierderi din credit preconizate	B(vi)	(18.060)	—
(Diminuarea)/ creşterea rezultatului reportat		**(33.152)**	**(62.683)**

(C) Efectul tranziţiei la IFRS-UE

(i) Clasificarea activelor reprezentând racordarea capacităţilor de producere a energiei electrice la reţeaua electrică

Conform GAAP anterioare, taxa plătită pentru racordarea capacităţilor de producere a energiei electrice la reţeaua electrică este clasificată la imobilizari necorporale. În situaţiile financiare IFRS-UE, aceste elemente sunt clasificate la imobilizări corporale.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situaţia consolidata a poziţiei financiare		
Imobilizări corporale	—	35.346
Imobilizări necorporale	—	(35.346)
Ajustări ale rezultatului reportat	—	—

(ii) Prezentarea ajustărilor conform IAS 29

Conform GAAP anterioare, ajustările care rezultă din adoptarea IAS 29 *Raportarea financiară în economiile hiperinflaţioniste* sunt prezentate în situaţia pozitiei financiare ca un element separat de capitaluri proprii. În situaţiile financiare IFRS-UE, ajustarile capitalului social conform IAS 29 sunt prezentate in capital social.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situaţia consolidata a poziţiei financiare		
Capital social	1.028.871	1.028.871
Ajustări rezultate din adoptarea IAS 29	(1.028.871)	(1.028.871)
Ajustări ale rezultatului reportat	—	—

(iii) Prezentarea aportului în numerar din partea statului pentru construcția de active

Conform GAAP anterioare, contribuția în numerar primită de la stat pentru construirea activelor din domeniul public (ex. anumite tipuri de active, cum ar fi barajele, care vor fi transferate statului la sfârșitul duratei lor de viata economica) sunt prezentate în situația poziției financiare ca un element de capitaluri proprii în „Patrimoniul public". În situațiile financiare IFRS-UE, astfel de contribuții în numerar primite de la stat sunt prezentate în situația poziției financiare in Venituri in avans.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidata a poziției financiare		
Patrimoniul public	(39.619)	(45.324)
Venituri în avans	39.619	45.324
Ajustări ale rezultatului reportat	—	—

(iv) Prezentarea obligatiilor privind bonusurile angajaților și concediile neefectuate

În cadrul GAAP anterioare, Grupul a prezentat obligatiile privind bonusurile angajaților și concediile neefectuate in provizioane. În situațiile financiare IFRS-UE, aceste obligatii sunt clasificate in datorii privind beneficiile angajaților.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidata a poziției financiare		
Provizioane	(26.996)	34.798
Beneficiile angajaților	26.996	(34.798)
Ajustarea rezultatului reportat	—	—

33. EVENIMENTE ULTERIOARE

Achizitia liniilor de business ale UCM Resita

In 22 februarie 2023, Grupul a fost declarat castigator al procedurii de vanzare a liniilor de business ABC si platforma Calnicel, care erau in proprietatea UCM Resita SA. Grupul si UCM Resita SA nu au semnat inca acordul de vanzare-cumparare. Valoarea tranzactiei este de 67.879 mii RON. Acesta este asteptat sa fie semnat in prima jumatate a anului 2023.

Asociere in participatie

In 15 martie 2023, Adunarea Generala a Actionarilor a aprobat acordul de asociere in participatie intre Societate si Abu Dhabi Future Energy Company PJSC Masdar. Scopul acestei asocieri in participatie este de a dezvolta, investiti, construi si exploata proiecte de energie din surse regenerabile in Romania.

Asocierea in participatie se va concentra pe proiecte si investitii exclusiv din urmatoarele categorii de tehnologie: proiecte fotovoltaice pe baza de panouri flotante si proiecte eoliene offshore – fixe si flotante.

Asocierea in participatie va fi infiintata in Bucuresti, Romania, in conformitate cu regulile si relementarile din Romania sub forma unei societati cu raspundere limitata sau societate pe actiuni. Fiecare parte va avea o detinere de 50% in asocierea in participatie.

Numirea unui nou Consiliu de Supraveghere

In 28 martie 2023, Adunarea Generala a Actionarilor a aprobat numirea unui nou Consiliu de Supraveghere incepand cu 29 martie 2023 pentru o perioada de 4 ani pana la 28 martie 2027. Noul Consiliu de Supraveghere include 4 membri din Consiliul de Supraveghere anterior.

Directoratul

Membri actuali ai Directoratului au fost numiti in iunie 2019 pentru o perioada care se incheie la 10 iunie 2023. In data de 6 aprilie 2023, Consiliul de Supraveghere a aprobat incetarea cu acordul partilor a contractelor de mandat ale membrilor Directoratului si a aprobat numirea acelorasi persoane ca membri

interimari ai Directoratului cu o durata a mandatului de 4 luni sau pana la desemnarea unor noi membri ai Directoratului selectati conform OUG 109/2011.

Majorarea capitalului social

In 27 martie 2023, Adunarea Generala a Actionarilor a aprobat majorarea capitalului social cu 13.431 mii RON, din care 10.752 mii RON aport in natura al Ministerului Energiei constand din terenuri si 2.679 mii RON in aport in numerar, pentru care Fondul Proprietatea are drept de subscriere.

Bogdan BADEA Preşedinte Directorat	**Marian BRATU** Membru Directorat	**Andrei GEREA** Membru Directorat	**Cristian VLADOIANU** Membru Directorat	**Răzvan PATALIU** Membru Directorat

Marian FETITA Manager Departament Contabilitate	**Gabriela VASILESCU** Şef Serviciu Raportari Financiare, Buget