

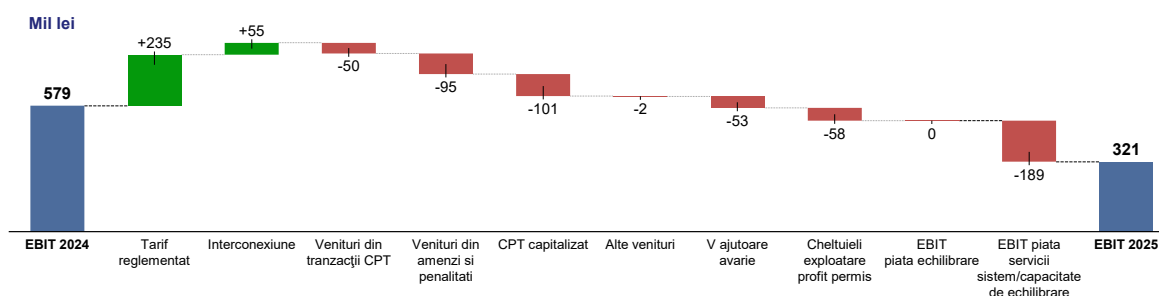
Întrebări de clarificare privind situația companiei CNTEE Transelectrica SA

1. Situația financiară a anului 2025 reflectă un profit net în scădere, datorat, conform explicațiilor conducerii societății, reducerii consumului de energie electrică, tendință așteptată să continue să se manifeste și în anii viitori. Profitul net scade de la 585,9 mil. lei (2024) la 359,8 mil. lei (2025), o reducere de 38,6%, în condițiile în care BAR a crescut iar perioada V de reglementare a debutat cu RRR de 6,94%.

Care este descompunerea cantitativă a acestei deteriorări pe componente: efect tarif TG/TL, efect cantitate (-94.284 MWh), efect SS, efect CPT capitalizat, efect ajutoare de avarie, efect dividende filiale? Solicităm o punte EBIT 2024 -> EBIT 2025.

Răspuns:

Prezentăm mai jos dinamica EBIT structurată pe componente:



EBIT nu include veniturile financiare, nici cheltuielile financiare și măsoară profitul generat direct din operațiunile curente.

Impactul Veniturilor financiare din dividend aferente acțiunilor deținute la alte societati a fost:

	2024	2025	Impact/Efect in Rezultatul net
	Mil lei	Mil lei	
Venituri dividende	16	23	+7mil lei

Veniturile din capitalizarea CPT scad de la 102,0 mil. lei la 0,9 mil. lei (Trim. I 2025 — ultimul trimestru de aplicabilitate a OUG 119/2022). Concomitent, cheltuiala cu amortizarea CPT suplimentar crește la 90,9 mil. lei.

Răspuns:

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Transelectrica aplică prevederile OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, prin care **costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial**. Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Cheltuiala cu amortizarea CPT-ului suplimentar (calculată conform prevederilor legale menționate mai sus) este recunoscută în tariful de transport al energiei pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării CPT-ului suplimentar.

Cum gestionează Directoratul tranziția către recuperarea acestor costuri prin tariful standard din perioada V, având în vedere că pentru următorii ~4 ani amortizarea continuă fără un venit corespondent direct?

Legislația secundară ANRE stabilește reguli clare pentru recuperarea costurilor aferente CPT, prin intermediul corecțiilor/regularizarilor ex-post.

Mecanismul standard de recuperare a surplusului costului CPT este prin includerea diferenței sub forma unei compensații în tariful de transport în anul Y+2 (cadența generală a regularizării tarifului este la doi ani și cuprinde deviațiile de la prognoza ex-ante pe mai multe elemente componente ale tarifului inclusiv costul CPT).

Capitalizarea CPT reprezintă o formă particulară a mecanismului de recuperare a costului suplimentar (diferența față de costul inclus anticipativ în tarif). Capitalizarea a fost introdusă în mod special pentru costul CPT, are o acțiune limitată în timp, suspendă și înlocuiește temporar mecanismul standard de recuperare a costului în Y+2.

Capitalizarea CPT stabilește o recuperare treptată în profil multianual, cu eșalonare pe cinci ani (până în anul Y+5).

Mecanismul special al capitalizării CPT a permis reglementatorului să eșaloneze pe o perioadă multianuală (5 ani) pentru a disipa pe mai mulți ani încărcarea tarifului de transport, cu scopul de a evita o creștere prea mare a tarifului de transport plătit de consumatori care s-ar fi produs în situația în care s-ar fi aplicat mecanismul standard de compensare integrală în anul Y+2.

Deși mecanismul capitalizării a fost sistat la finalul T1 2025, mecanismul în sine nu a fost dezafectat în totalitate. Astfel, momentul finalului T1 2025 marchează doar încetarea aplicării capitalizării pentru costurile CPT viitoare momentului respectiv însă componenta din cadrul mecanismului care asigură recuperarea eșalonată în timp a sumelor rezultate în perioada aplicării capitalizării până la finalul T1 2025 va continua să funcționeze până la recuperarea integrală prin tarif a sumelor capitalizate restante. Spre exemplu, sumele capitalizate în anul 2024 (Y) vor fi recuperate prin tariful de transport până în anul 2029 (Y+5).

Veniturile din ajutoare de avarii scad de la 62,2 mil. lei la 9,5 mil. lei (-84,7%).

Răspuns:

La solicitarea OTS vecini, în cursul anului 2025 au fost acordate ajutoare de avarie în sumă totală de 9.533.040, către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine etc.

Veniturile din ajutoare de avarii au înregistrat o scădere semnificativă în anul 2025 față de anul 2024, cu suma de 52.666.099 lei, determinată în exclusivitate de scăderea masivă a cantităților de energie de ajutor de avarie acordate către Ucraina (de la 68.178 MWh/2024 la 4.450 MWh/2025, respectiv - 93,5%).

Numărul solicitărilor de ajutor de avarie din partea Ukrenergo și a cantităților aferente se explică prin următoarele:

- condițiile și amplitudinea acțiunilor de război, care au fost mai rare pentru centralele electrice din Ucraina (maximul de distrugerii a fost în anii 2023 - 2024), cu protejarea mai eficientă a infrastructurii energetice (experiența de război);
- prețurile energiei electrice, mai mari în România (prețul ajutoarelor de avarie este Preț PZU + 100 euro), ceea ce a determinat Ukrenergo să solicite ajutor de avarie prioritar din alte țări vecine;
- creșterea nivelului de deconectări manuale prin rotație a consumului în Ucraina (suportabilitatea populației a crescut în condiții de război, nivelul industriei a fost în scădere);
- creșterea semnificativă a capacității de interconexiune dintre blocul Ucraina/Moldova și interconexiunea Europa Continentală, mai ales pe direcția Europa către Ucraina + Rep. Moldova, ceea ce a asigurat o mai mare procurare a energiei din piețele regulate/cuplate, asigurând, astfel, o creștere a acoperirii curbei de sarcină în condiții comerciale normale.

Cât din profitul 2024 a fost de natură nerepetabilă (one-off) generat de războiul din Ucraina și sincronizarea sistemelor UA/MD, și care este profitul „normalizat” care rămâne ca bază pentru bugetare 2026?

Răspuns:

Ajutoarele de avarie au caracter aleatoriu (neplanificat - "atunci când apar situații de urgență într-un sistem/OTS"). Prin urmare, veniturile din ajutoarele de avarie (care contribuie la profit) ar trebui să fie considerate nerepetabile. Dat fiind că situația din Ucraina și cea din rep. Moldova nu s-au terminat, pentru bugetare s-ar putea face doar o estimare foarte relativă (și precaută).

Ajutoarele de avarie se acordă în baza prevederilor/obligațiilor de asigurare a siguranței în funcționare în interconexiune prevăzute în Regulamentele UE nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (SOGL) și nr. 2196/2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic (NCER), respectiv Acordul Operațional cadru al Zonei Sincrone Europa Continentală (SAFA).

Decizia privind acordarea/solicitarea sau refuzul acordării este una exclusiv operațională, nu administrativă. Ajutorul de avarie nu se acordă dacă propriul sistem nu are suficiente rezerve sau situația operativă a propriului sistem nu permite (ceea ce accentuează caracterul imprevizibil/neplanificat al ajutoarelor de avarie).

Totodata avem mai multe one-offs, unele care țin de războiul din Ucraina și sincronizarea sistemelor UA/MD (veniturile provenite din ajutoarele de avarie acordate) și altele care au la bază alți factori, însă toate acestea au avut un impact semnificativ în dinamica (scăderea) profitului net de la 2024 la 2025:

- Ajutoarele de avarie (mult mai mici în 2025 vs. 2024)
- Venitul one-off din recuperarea în instanța de la ANAF a sumei din procesul din 2017 (venit în 2024, zero în 2025)
- Serviciile de sistem (pierdere mare 2025 vs. profit în 2024)

Profitul operational în anul 2025 (EBITDA, EBIT), ajustat cu aceste one-off, e de fapt mai bun decât în anul 2024.

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025
1 EBIT raportat	579	321
2 Ajustari elemente one- off	205	(132)
<i>Venituri din amenzi si penalitati</i>	95	0
<i>Venituri ajutoare avarie</i>	62	10
<i>Piata servicii sistem/capacitate de echilibrare</i>	47	(142)
3 EBIT ajustat/normalizat (1-2)	374	453

Profitul limitat al anului 2025 a condus la decizia ca acesta să fie în totalitate repartizat la rezerve, respectiv din cei 359.825.194 lei:

-235.389.155 lei – la Alte rezerve reprezentând facilități fiscale – scutirea de plată a impozitului pe profitul reinvestit

- 124.436.039 lei – la Alte repartizări prevăzute de lege – venituri realizate în anul 2025 din alocarea capacității de interconexiune (net de impozitul pe profit).

Facem mențiunea că nu a putut fi constituită din profitul anului 2025 în totalitate rezerva legală corespunzătoare veniturilor nete realizate în anul 2025 din alocarea capacității de interconexiune.

Răspuns:

Propunerea de repartizare a profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2025 s-a realizat în conformitate cu prevederile legislației în vigoare, respectiv:

- OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată cu modificări prin Legea nr. 769/2001, cu modificările și completările ulterioare;

- OMFP nr. 144/2005 – privind aprobarea precizărilor pentru determinarea sumelor care fac obiectul repartizării profitului conform OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată cu modificări prin Legea nr. 769/2001, cu modificările și completările ulterioare;

- OMFP nr. 128/2005 privind unele reglementări contabile aplicabile agenților economici;

- Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare;

- Regulamentul (UE) nr. 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;

- Ordinul ANRE nr. 68/2024 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare;

- Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Conform art. 1 din OG nr. 64/2001, profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit se repartizează pe următoarele destinații:

- a) rezerve legale;
- b) alte rezerve reprezentând facilități fiscale (în cazul Transelectrica – scutirea de plata a impozitului pe profitul reinvestit);
- c) acoperirea pierderilor contabile din anii precedenți, cu excepția pierderii contabile reportate provenite din ajustările cerute de aplicarea IAS 29 «Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste»;
- d) alte repartizări prevăzute de lege (în cazul Transelectrica – venituri nete realizate din alocarea capacității de interconexiune);
- e) participarea salariaților la profit;
- f) dividende cuvenite acționarilor din profitul rămas de repartizat;
- g) alte rezerve constituite ca surse proprii de finanțare.

În structura repartizării profitului net aferent anului 2025, în suma de 359.825.194 lei, sunt incluse următoarele destinații și în următoarea ordine:

- i. alte rezerve reprezentând facilități fiscale reprezentate de scutirea de la plata a impozitului pe profitul reinvestit, în conformitate cu prevederile art 22 din Legea nr. 227/2015 privind Codul Fiscal, în suma de 235.389.155 lei,
- ii. alte repartizări prevăzute de lege – suma de 124.436.039 lei (ramasa din profitul contabil curent) reprezentate de veniturile realizate în anul 2025 din alocarea capacității de interconexiune, repartizate conform prevederilor legale care prevăd utilizarea veniturilor din alocarea capacităților de interconexiune pentru realizarea de investiții în rețea pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine. Modul de determinare al acestora este după cum urmează:

	Suma lei
1. Venituri din interconexiune în anul 2025 conform situațiilor financiare separate	337.164.962
2. Cheltuieli cu mentenanța LEA care contribuie semnificativ la menținerea sau creșterea capacităților interzonale	(30.077.320)
3. Total activitate interconexiune (rd. 1 – 2)	307.087.642
4. Impozit pe profit 16%	49.134.023
Venituri nete realizate din alocarea capacității de interconexiune de repartizat (rd. 3-4), din care:	257.953.619

• Repartizare din profitul net	124.436.039
• Repartizare din rezultat reportat	133.517.580

Întrucât profitul net contabil pe anul 2025 nu a permis repartizarea integrală pe destinația la "Alte rezerve" a veniturilor realizate din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune, diferența de acoperit până la concurența sumei de 257.953.619 lei reprezentând Venituri nete realizate din alocarea capacității de interconexiune de repartizat, va constitui rezerva aferentă veniturilor realizate din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune prin repartizare din rezultatul reportat reprezentând surplusul realizat din rezerve din reevaluare neimpozabile la modificarea destinației în sumă de 133.517.580 lei (a constituit obiectul solicitării către AGA și care a fost aprobată în data de 29 Aprilie 2026).

În concluzie, repartizarea profitului net la data de 31 decembrie 2025 se supune aprobării conform celor două destinații de mai sus, respectiv: (i) alte rezerve reprezentând facilități fiscale în sumă de 235.389.155 lei și (ii) alte rezerve pentru acoperirea veniturilor realizate din alocarea capacității de interconexiune în sumă de 124.436.039 lei.

Aceste sume au caracter reglementat și nu pot fi utilizate pentru distribuirea de dividende, întrucât legislația europeană și reglementările ANRE impun utilizarea lor exclusivă pentru:

- ✓ investiții în rețea;
- ✓ menținerea capacităților de interconexiune;
- ✓ creșterea capacităților de interconectare transfrontalieră.

În consecință, includerea acestor sume în categoria „alte repartizări prevăzute de lege” reflectă obligația legală de utilizare dedicată și nu o opțiune discreționară a societății.

În ciuda venitului celui mai ridicat pe MWh transportat din companiile analizate, Transelectrica înregistrează cheltuieli atât de mari încât are cea mai mică rată a marjei de exploatare, de 3 ori mai mică decât media celorlalte companii similare.

În acest context se impune înțelegerea aprofundată a structurii costurilor de exploatare, motiv pentru care vă rugăm să ne transmiteți următoarele informații și documente:

- Defalcarea posturilor de Cheltuieli pentru operarea sistemului și Cheltuieli privind serviciile de sistem cu menționarea fiecărei destinații și în cadrul acestora cheltuielile totale pe fiecare furnizor în anul 2026.
- Defalcarea posturilor Alte cheltuieli cu serviciile executate de terti (141335189 lei) și alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal (7276990 lei) din categoria Alte cheltuieli de exploatare cu menționarea destinației și a cheltuielilor pe fiecare furnizor în 2025 și alte cheltuieli de exploatare din categoria Alte cheltuieli de exploatare (15027863 lei).

Răspuns:

Informațiile solicitate se regăsesc în Anexele atașate.

Marjele de profitabilitate, calculate ca raport între un indicator de profit (EBITDA, EBIT, Profit net) și nivelul veniturilor totale sau al cifrei de afaceri, sunt influențate în mod semnificativ în cazul Transelectrica de natura și modelul reglementat al activității sale.

În structura veniturilor operaționale totale a Transelectrica, există segmente de activitate care sunt reglementate pe principiul neutralității financiare a Companiei în calitate sa de Operator de Transport și Sistem pentru energia electrică din România.

Principiul neutralității financiare înseamnă, pe fond, rezultat financiar nul din aceste activități (venituri=costuri). Aceste segmente se referă la administrarea pieței de echilibrare și la serviciile de sistem.

Există anumite diferențe determinate de particularitățile mecanismelor de funcționare a acestor activități care sunt strict reglementate de ANRE, și anume: piața de echilibrare se închide financiar pe zero în cadrul unui exercițiu financiar anual în timp ce serviciile de sistem pot înregistra (temporar) rezultate financiare anuale nenule, care sunt însă regularizate în anii următori conform unor reguli clare stabilite de ANRE.

Aceste segmente din activitatea Transelectrica care sunt reglementate de legislația primară și de ANRE pe principiul neutralității financiare, au un efect de "balast" prin raportare la masa totală a veniturilor obținute de Transelectrica din activitățile sale, în sensul că încarcă veniturile totale și cifra de afaceri ale Companiei dar fără să aducă profit.

În economia de ansamblu a activității Transelectrica, aceste componente de tip "balast" afectează negativ indicatorii de profitabilitate din categoria marjelor de profitabilitate.

Cu cât ponderea "balastului" în totalul veniturilor Companiei este mai mare, cu atât efectul de erodare artificială a marjelor de profitabilitate calculate prin raportarea profitului la veniturile totale este mai accentuat.

În ultimii ani, ponderea componentei de "balast" în veniturile operaționale totale ale Transelectrica a fost majoritară (>50%), ceea ce a condus la o deteriorare drastică a indicatorilor de marjă de profitabilitate în situația în care acești indicatori nu sunt ajustați pentru a ține cont de efectul "balastului" în totalul veniturilor.

Precizăm că magnitudinea veniturilor anuale provenite din segmentele de activitate reglementate de ANRE pe principiul neutralității financiare (la care ne referim în mod plastic utilizând termenul "balast"), se află complet în afara controlului Transelectrica, depinzând în totalitate de factori exogeni Companiei, dintre care enumerăm factori structurali de piață cum ar fi nivelul și intensitatea (slabă) a concurenței în piețele de servicii de sistem și servicii de energie de echilibrare. De asemenea, acești factori exogeni sunt reprezentați și de politicile comerciale ale furnizorilor de servicii de sistem și servicii de echilibrare (atât companii deținute de stat cât și companii private) precum și de disponibilitatea și apetența acestora de a valorifica în interes comercial propriu situații de piață caracterizate de lipsa sau de insuficiența concurenței.

Venituri operatioanale - Segment activitate	u.m.	2025	2024
Principal (transport si operare sistem)	mil lei	2,333	2,343
Echilibrare si servicii de sistem, din care:	mil lei	3,240	5,537
Echilibrare	mil lei	2,676	4,966
Servicii de sistem	mil lei	564	571
Total (ambele segmente)	mil lei	5,573	7,879

Cheltuieli operationale - Segment activitate	u.m.	2025	2024
Principal (transport si operare sistem)	mil lei	1,481	1,455
Echilibrare si servicii de sistem, din care:	mil lei	3,382	5,489
Echilibrare	mil lei	2,676	4,966
Servicii de sistem	mil lei	706	524
Total (ambele segmente)	mil lei	4,863	6,944

Rezultat operational (EBITDA) - Segment activitate	u.m.	2025	2024
Principal (transport si operare sistem)	mil lei	852	888
Echilibrare si servicii de sistem, din care:	mil lei	-142	48
Echilibrare	mil lei	0	0
Servicii de sistem	mil lei	-142	47
Total (ambele segmente)	mil lei	710	935

Amortizare	u.m.	2025	2024
Principal (transport si operare sistem)	mil lei	389	356
Echilibrare si servicii de sistem, din care:	mil lei	0	0
Echilibrare	mil lei	0	0
Servicii de sistem	mil lei	0	0
Total (ambele segmente)	mil lei	389	356

Rezultat operational (EBIT) - Segment activitate	u.m.	2025	2024
Principal (transport si operare sistem)	mil lei	463	531
Echilibrare si servicii de sistem, din care:	mil lei	-142	48
Echilibrare	mil lei	0	0
Servicii de sistem	mil lei	-142	47
Total (ambele segmente)	mil lei	321	579

Marje operationale (EBITDA/Venituri) - Segment activitate	u.m.	2025	2024
Principal (transport si operare sistem)	%	37%	38%
Echilibrare si servicii de sistem, din care:	%	-4%	1%
Echilibrare	%	0%	0%
Servicii de sistem	%	-25%	8%
Total (ambele segmente)	%	13%	12%

Marje operationale (EBIT/Venituri) - Segment activitate	u.m.	2025	2024
Principal (transport si operare sistem)	%	20%	23%
Echilibrare si servicii de sistem, din care:	%	-4%	1%
Echilibrare	%	0%	0%
Servicii de sistem	%	-25%	8%
Total (ambele segmente)	%	6%	7%

Profit net	u.m.	2025	2024
Profit net raportat	mil lei	360	586
EBIT Echilibrare si servicii de sistem	mil lei	-142	48
Tax impact EBIT Echilibrare si servicii de sistem	%	16%	16%
Tax impact EBIT Echilibrare si servicii de sistem	mil lei	23	-8
Profit net ajustat cu Echilibrare si Servicii de sistem*	mil lei	479	546

Marja profitului net (Profit net/Venituri)	u.m.	2025	2024
Profit net ajustat (la Venituri din Segmentul Principal)	%	21%	23%
Profit net raportat (la Venituri totale)	%	6%	7%

2. Care este punctul de vedere al organelor de conducere ale Transelectrica asupra acestei situații de subperformanță, mult sub cea a celorlalte companii similare din Europa Centrală și de Est?

Conducerea Transelectrica nu consideră corectă calificarea situației drept „subperformanță” în sens operațional clasic, dacă analiza se bazează exclusiv pe rata marjei de exploatare sau pe comparații directe cu alți operatori de transport și sistem din Europa Centrală și de Est. În cazul Transelectrica, marja contabilă reflectă în primul rând modul specific de reglementare, structura activităților cu profit permis versus activități cu profit zero, nivelul costurilor reglementate și mecanismele de regularizare ex-post, nu doar eficiența managerială sau performanța economică liberă a companiei. În 2025, de exemplu, segmentul activităților cu profit permis a rămas profitabil, cu EBIT de 463 mil. lei, în timp ce segmentul activităților „profit zero” a avut un impact negativ semnificativ, de -142 mil. lei, ceea ce a afectat rezultatul consolidat și percepția asupra marjei totale.

Comparația directă cu alți OTS din regiune este limitată deoarece Transelectrica funcționează într-un cadru de tip **venit plafon**, stabilit de ANRE. Venitul permis este determinat pe baza costurilor recunoscute, a bazei activelor reglementate, a amortizării și a ratei reglementate a rentabilității, nu pe baza unei politici comerciale libere de prețuri. Pentru perioada a V-a de reglementare, 2025–2029, cadrul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 68/2024 menține principiile de „venit plafon”, iar rata reglementată de rentabilitate pentru activele de transport este stabilită la 6,94% în termeni reali înainte de impozitare.

Prin urmare, o marjă de exploatare mai mică nu indică automat o eficiență mai scăzută. Într-un model reglementat, multe venituri și cheltuieli sunt de tip pass-through sau de recuperare de costuri. Serviciile de sistem, energia pentru acoperirea consumului propriu tehnologic, costurile de echilibrare, mecanismul ITC, congestiile interne și anumite corecții tarifare pot crește semnificativ rulajul contabil, dar fără să genereze profit proporțional. Transelectrica precizează că veniturile aferente tarifului pentru servicii de sistem sunt destinate acoperirii costurilor cu achiziția și furnizarea serviciilor respective, iar diferențele față de costurile recunoscute se regularizează ulterior.

Un alt element esențial este faptul că Transelectrica are un perimetru de activitate mai restrâns decât unele companii comparabile din regiune. Activitatea principală a companiei este transportul energiei electrice, conducerea operațională a SEN și activitățile aferente pieței prin OPCOM, în baza licențelor și tarifelor reglementate. Chiar Transelectrica descrie aceste activități ca monopol natural, cu tarife reglementate care asigură accesul nediscriminatoriu la rețea, „fără a realiza venituri suplimentare din alte activități”.

În alte state din Europa Centrală și de Est, perimetrul grupurilor sau al activităților asociate OTS poate fi semnificativ diferit. De exemplu, ADEX este o bursă regională de energie pentru Europa Centrală și de Sud-Est, are ca acționari/parteneri ELES, EMS, MAVIR și EPEX SPOT și deține BSP, HUPX și SEEPEX, cu activități de tranzacționare, clearing și servicii de piață. În Slovacia, OKTE organizează și evaluează piața spot transfrontalieră, furnizează servicii de echilibrare, operează sisteme centrale de măsurare și facturare și administrează schema slovacă de sprijin pentru regenerabile și garanții de origine. În Cehia, ČEPS a achiziționat NET4GAS, operatorul exclusiv al sistemului de transport gaze din Cehia, ceea ce arată că unele grupuri comparabile au expuneri pe infrastructuri energetice mai largi decât transportul de energie electrică.

Aceste diferențe contează deoarece activitățile suplimentare pot genera venituri distincte, pot permite amortizarea unor costuri comune pe mai multe linii de business și pot modifica semnificativ indicatorii de marjă, EBITDA, profit operațional sau cost/MWh. O comparație care nu ajustează pentru perimetru, tipul activităților consolidate, tratamentul contabil și reglementar al costurilor, precum și pentru existența unor venituri comerciale adiacente, riscă să compare companii care, deși sunt toate OTS, nu sunt echivalente economic.

Această poziție este susținută și de organismele europene. CEER arată că sistemele de reglementare diferă între țări și că nu este adecvată compararea directă a sistemelor individuale fără a ține cont de contextul național. ENTSO-E precizează, de asemenea, că nu există o singură soluție corectă pentru recuperarea costurilor de transport și că orice concluzie comparativă trebuie să țină cont de specificitățile naționale.

Din perspectiva cheltuielilor, comparația directă este la fel de problematică. Cheltuielile Transelectrica includ costuri influențate de factori pe care compania nu îi controlează integral: prețul energiei pentru acoperirea pierderilor, volumul și sensul fluxurilor transfrontaliere, structura producției interne, volatilitatea pieței de echilibrare, condițiile meteo, necesarul de rezerve, fiscalitatea și deciziile tarifare. În 2025, Transelectrica a raportat că eliminarea mecanismelor excepționale de plafonare și evoluțiile piețelor pe termen scurt au influențat costurile, iar rezultatul activităților cu profit zero a fost afectat de scăderea veniturilor din piața de echilibrare și de nivelul tarifului aprobat de ANRE.

De asemenea, infrastructura gestionată de Transelectrica are caracteristici proprii: rețea de interes național și strategic peste 110 kV, stații și linii la 400 kV, 220 kV și 750 kV, interconexiuni internaționale și obligații de menținere a securității SEN. Costurile de mentenanță, teleconducere, dispecerizare, protecții, automatizări, SCADA, digitalizare și securitate cibernetică nu pot fi comparate simplist pe baza unei medii regionale, fără ajustare pentru topologia rețelei, vechimea activelor, nivelul investițiilor istorice, rolul de tranzit și integrarea surselor regenerabile.

Astfel, indicatorul relevant nu este marja contabilă brută comparată mecanic cu alte companii, ci performanța ajustată pe activitatea reglementată cu profit permis, calitatea serviciului, siguranța în funcționare a SEN, gradul de realizare a investițiilor, reducerea pierderilor, disponibilitatea rețelei și capacitatea de integrare a noilor capacități de producție. În 2025, Transelectrica a raportat un grad de realizare a programului anual de investiții de 104,9% față de Programul Anual de Investiții aprobat AGA și o reducere a CPT în RET cu 6,9% față de 2024, elemente care indică o preocupare reală pentru eficiență și modernizare, chiar dacă marja contabilă agregată a fost afectată de elemente reglementate și de activități cu profit zero.

În concluzie, Transelectrica consideră util benchmarking-ul cu alți OTS europeni, dar numai dacă este realizat pe baze normalizate: același perimetru de activitate, excluderea activităților zero-profit și a elementelor pass-through, ajustarea pentru diferențele de reglementare, tratament contabil, BAR, RRR, structură de active, mix energetic și obligații de sistem. În lipsa acestor ajustări, comparația directă a marjei de exploatare sau a cheltuielilor totale cu alte companii din

Europa Centrală și de Est nu reflectă performanța reală a Transelectrica și poate conduce la concluzii eronate.

3. Piața de echilibrare — anomalia iunie 2025

Nota 21 documentează o explozie a prețului RRT-reducere de putere în iunie 2025 (medie >108 lei/hMW, oferte 500-999 lei/hMW de la CE Oltenia, Electrocentrale Craiova, BEPCO, INGKA, True Energy) urmată de o cădere abruptă la 4,69 lei/hMW în decembrie. Directoratul caracterizează aceasta drept „o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți”.

Ce sesizări formale s-au transmis ANRE și Consiliului Concurenței? Ce documentație a fost arhivată pentru o eventuală investigație de abuz de poziție colectivă/coordonare tacită?

Răspuns:

Transelectrica a luat următoarele măsuri pentru a sesiza situația autorităților competente:

- A informat ANRE cu privire la tendința constatată de creștere semnificativă a prețurilor oferite de participanții la piața serviciilor de sistem, în special la produsul RRFm (Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare manuală) pe sensul de reducere de putere.
- A propus ANRE introducerea unor măsuri temporare de limitare a prețurilor oferite de participanții la piața serviciilor de sistem prin stabilirea unor prețuri-plafon (o măsură similară a fost aplicată de ANRE în vara anului 2024).
- A reiterat către ANRE expunerea situației evolutive fulminante a prețurilor pe piața serviciilor de sistem la produsul RRFm, în etapa revizuirii intermediare a tarifului pentru servicii de sistem la 1-Sep-2025.
- A solicitat explicații și justificări pentru prețurile ridicate din piață, prin adrese transmise în mod individual tuturor furnizorilor de servicii de sistem la care s-a constatat fie creșterea semnificativă a nivelului prețurilor oferite la licitațiile organizate pentru achiziția serviciului de sistem RRFm, fie practicarea unor prețuri considerate ridicate în cazul furnizorilor nou intrați în piață în cazul cărora nu există un istoric de ofertare pentru referință. ANRE a fost inclus "spre știință" în această corespondență. În cazul furnizorilor de servicii de sistem detinuți de stat, pe lângă ANRE a fost inclus "spre știință" și Ministerul Energiei în această corespondență.

Informații detaliate - context legislativ și demersuri efectuate

Legislație aplicabilă privind achiziția capacității de echilibrare pentru Rezerva de Stabilizare a Frecvenței, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare manuală, Rezerve de înlocuire:

- Regulamentul (UE) 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (numit în continuare Regulamentul (UE) 2195/2017);
- Legea Energiei nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare
- Ordinul Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale

Presedintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, publicat în Monitorul Oficial nr. 1196 din 17 decembrie 2021, cu modificările și completările ulterioare;

În conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 20195/2017 și a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare, CNTEE Transelectrica SA achiziționează prin licitații zilnice de la Furnizorii de capacitate de echilibrare, Rezerva de Stabilizare a Frecvenței, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare manuală, Rezerve de înlocuire, în scopul asigurării stabilității funcționării SEN.

Contractarea capacității de echilibrare pentru Rezerva de Stabilizare a Frecvenței, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare manuală, Rezerve de înlocuire

Serviciile de sistem Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare manuală, Rezerve de înlocuire sunt achiziționate de către Transelectrica de la producători de energie electrică calificați/ furnizori de servicii de echilibrare, în scopul asigurării menținerii nivelului de siguranță și de securitate în funcționarea sistemului electroenergetic național și a calității energiei transportate la parametri ceruți de normele în vigoare.

În conformitate cu prevederile Regulamentului UE 2195/2017, achiziția serviciilor de sistem se realizează atât la creștere, cât și la reducere: „Achiziția de capacitate pentru echilibrare de creștere sau reducere, cel puțin în cazul rezervelor de restabilire a frecvenței și al rezervelor de înlocuire, se efectuează separat.”, (art. 32, alin 3).

Serviciile de sistem Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată, Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare manuală, Rezerve de înlocuire sunt achiziționate de CNTEE Transelectrica SA concurențial prin licitație concurențială în baza Contractului de furnizare a capacității de echilibrare / Contractului de furnizare a rezervei de restabilire a frecvenței încheiate între [Furnizorul de capacitate de echilibrare/ RSF] și Operatorul de transport și de sistem, în conformitate cu prevederile Ordinului Presedintelui ANRE nr.127/08.12./2021, cu modificările și completările ulterioare.

Demersuri efectuate

Prin adresa nr. 29851/23.07.2025 CNTEE Transelectrica SA a solicitat ANRE aplicarea unei limite de pret temporare rezonabile pentru RRFm la reducere de putere, pentru o perioadă de 3 luni calendaristice, pentru acoperirea costurilor reale de furnizare a serviciului, și pentru prevenirea escaladării artificiale a preturilor și limitarea comportamentelor speculative.

Solicitarea CNTEE Transelectrica SA din adresa nr. 29851/23.07.2025, a avut în vedere următoarele aspecte :

- Ofertele pentru RRFm la reducere de putere transmise de anumiți producători în lunie 2025 au atins valori cuprinse între 100 și 999 lei/hMW, cu preturi repetate de 500, 700 și chiar 999 lei/hMW. Producători precum CE Oltenia, Electrocentrale Craiova, BEPCO, INGKA Investments Renewable Energy România și True Energy Management au avut un comportament complet divergent față de celelalte luni, în care aceiași ofertanți aveau preturi în jurul valorii de 15 lei/hMW;
- comportamentul participanților la piață, pentru RRFm la reducere de putere, indica o perturbare profundă a mecanismului concurențial;
- oferta pentru RRFm la reducere de putere este subdimensionată, ceea ce elimină presiunea concurențială, iar numărul mic de participanți dominanți accentuează acest dezechilibru.

ANRE prin adresa nr.87340/07.08.2025 a comunicat CNTEE Transelectrica SA că autoritatea nu a identificat un temei legal pe baza căruia poate modifica regulile de piață în sensul solicitat de CNTEE Transelectrica SA prin adesa nr.2985/23.07.2025

DEN a transmis participanților la piață solicitări pentru justificarea preturilor oferite de către aceștia la produsul RRFm la reducere de putere. Răspunsurile primite de la participanții la piață care au răspuns la această solicitare, au fost transmise la ANRE.

Adrese DEN: TEL 21209_DEN_30072025 INGKA, TEL 21210_DEN_30072025 BEPCO, TEL 21211_DEN_30072025 NOVA 110, TEL 21212_DEN_30072025 Electrocentrale Craiova, TEL 21213_DEN_30072025 CE Oltenia, TEL 21323_DEN_06082025 ElectroEnergySud, TEL 21324_DEN_06082025 Monsson, TEL 21325_DEN_06082025 GalicSud, TEL 21326_DEN_06082025 NOVAPowerGas, TEL 21327_DEN_06082025 NOVA PS 170.

Prin adresa CNTEE Transelectrica SA nr. 21357/DEN/19.08.2025, în continuarea demersului precizat în adresa nr.29851/23.07.2025, compania a informat ANRE cu privire la temeiul legal privind limitele de preț temporare rezonabile pentru RRFm la reducere de putere, pentru o perioadă de 3 luni calendaristice, cât și justificare agenților economici cu privire la comportamentul de piață.

ANRE nu a revenit cu răspuns către CNTEE Transelectrica SA.

Toate demersurile de mai sus au fost realizate în urma dezbaterilor Directoratului pe subiectele aferente.

Cheltuielile cu serviciile de sistem cresc cu 182,4 mil. lei (+34,8%), în timp ce veniturile din SS scad cu 6,8 mil. lei. Mecanismul de regularizare ex-post asigură compensarea, dar cu decalaj în anii tarifari următori.

Care este valoarea exactă a deficitului SS de regularizat în 2026-2027 și cum este reflectat acesta în creanțele de regularizare din situația poziției financiare?

Răspuns:

Deficitul financiar din activitatea de servicii sistem înregistrat la finalul anului 2025 (sold), este în cuantum de cca. 103 milioane lei (suma reprezintă un sold de deficit net, care include și o regularizare a unui excedent din anul 2024). **Acest deficit net a fost comunicat la ANRE în vederea includerii în tariful pentru servicii de sistem la revizia intermediară programată la 1 iunie 2026 în conformitate cu calendarul de revizuire tarifara aflat în vigoare în prezent.** Având în vedere însă că, ANRE a lansat în consultare publică un proiect de modificare a metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciile de sistem care modifică și calendarul revizuirilor tarifare, există o probabilitate însemnată ca următoarea revizuire a tarifului să fie amânata și să aibă loc la data de 1 octombrie 2026 în conformitate cu noul calendar propus de ANRE în proiectul de revizuire. Indiferent de menținerea sau de modificarea calendarului revizuirilor tarifare, în conformitate cu reglementările ANRE **deficitul financiar menționat va fi recuperat integral prin tariful reglementat pentru servicii de sistem**, singura incertitudine fiind timingul și recuperarea imediată sau în mod esalonat, respectiv dacă recuperarea va fi realizată într-o singură tranșă sau în mai multe tranșe cu aplicare succesivă în timp, în funcție de evaluarea pe care o va realiza ANRE cu privire la o eventuală necesitate de a amortiza impactul asupra tarifului de servicii de sistem plătit de consumatorii finali de energie electrică din România.

CNTEE Transelectrica SA întocmește situațiile financiare în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS). În acest context, recunoașterea în evidența contabilă a unor creanțe

de regularizare ce urmează a fi recuperate prin tarife viitoare se realizează în baza unui cadru contabil IFRS explicit și aplicabil.

La această dată, standardele IFRS aflate în vigoare nu prevăd un mecanism contabil care să permită recunoașterea unor active de regularizare aferente activităților cu tarif reglementat. Deși, International Accounting Standards Board (IASB) a elaborat un proiect intitulat "Activități cu tarife reglementate" (Rate-regulated Activities), destinat introducerii unui standard privind recunoașterea activelor și pasivelor de regularizare pentru companiile cu tarife reglementate, acest standard nu a fost încă emis și adoptat pentru aplicare obligatorie.

În consecință, societatea nu poate recunoaște în situația poziției financiare creanțe aferente unor venituri estimate a fi recuperate în tarifele viitoare, întrucât o astfel de recunoaștere nu are în prezent suport într-un standard de contabilitate aplicabil. Aplicarea unui tratament contabil în absența unui cadru de reglementare ar putea conduce la neconformitatea situațiilor financiare cu cerințele IFRS și cu principiile de recunoaștere și evaluare prevăzute de acestea.

Prin urmare, până la emiterea și adoptarea oficială a noului IFRS privind activitățile cu tarif reglementat, societatea va continua să reflecte în contabilitate și, implicit, în situațiile financiare acele active și pasive care îndeplinesc criteriile de recunoaștere prevăzute de IFRS/IAS aflate în vigoare.

Veniturile pieței de echilibrare scad cu 2.289 mil. lei (-46,1%), dar cheltuielile pieței de echilibrare scad cu 2.289 mil. lei — practic cu aceeași sumă (diferență 42.859 lei). Confirmă această simetrie aproape perfectă că Transelectrica acționează strict ca agent de decontare pe această piață, fără marjă proprie, și care este atunci justificarea economică a creșterii volumului absolut al activelor și pasivelor de bilanț generate de această activitate (impact asupra capitalului circulant)?

Răspuns:

Descrierea funcționării pieței de echilibrare a energiei electrice este prezentată în Nota explicativă 1 - **DESCRIEREA ACTIVITĂȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE (nota 1)** la paginile 13-15 din Situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

OMFP nr. 2844/2016 prevede la pct. 108, alin (1): *În baza contabilității de angajamente, entitățile trebuie să evidențieze în contabilitate toate veniturile și cheltuielile, respectiv creanțele și datorile rezultate ca urmare a unor prevederi legale sau contractuale.*

Pentru respectarea articolului de mai sus, înregistrarea în evidența contabilă a Companiei a tranzacțiilor comerciale desfășurate din piața de echilibrare se efectuează prin conturile de clienți (active de natura creanțelor pe termen scurt) pentru serviciile prestate de Companie și furnizori (pasive de natura datorilor pe termen scurt).

Scăderea volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV 2024 a determinat atât scăderea soldului creanțelor, cât și scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

4. BAR și perioada V de reglementare

BAR la 1 ianuarie 2025 este de cca. 3.397 mil. lei, iar volumul aprobat de investiții pentru perioada V este 2.973 mil. lei, din care ~1.454 mil. lei (49%) prognozat din fonduri europene nerambursabile + venituri din alocarea capacității de interconexiune.

Care este gradul actual de absorbție al fondurilor europene față de calendarul asumat și ce risc de nerealizare există asupra acestei prognoze, care ar transfera presiunea pe finanțarea proprie cu impact tarifar?

Stimulentul de +1 pp la RRR pentru investițiile din surse proprii peste valoarea minimă obligatorie anuală introduce un conflict potențial: maximizarea RRR vs. maximizarea absorbției de fonduri UE (pentru care se obține doar +0,5 pp).

Există o analiză formală a Directoratului privind costul de oportunitate al alegerii surselor de finanțare per proiect?

Răspuns:

Referitor la strategia de finanțare a Transelectrica în contextul sistemului de stimulente financiare stabilit de ANRE în zona investițională și de atragere a fondurilor europene nerambursabile

ANRE este instituția care coordonează și asigură coerența sistemului de stimulente pentru operatorii rețelelor electrice publice în vederea orientării operatorilor spre obiectivul general de maximizare a beneficiilor pentru toți consumatorii din România. Raportat la arhitectura sistemului de stimulente financiare stabilit de ANRE, Transelectrica adoptă o abordare orientată către maximizarea beneficiilor societale pentru România respectiv pentru consumatorii finali de energie electrică.

Transelectrica nu elaborează și nu urmărește strategii care prioritizează interesul financiar imediat al acționarilor Companiei (maximizarea RRR prin suplimentul +1pp) în mod izolat și fără a ține cont de eventuale efecte colaterale negative pentru consumatorii finali de energie electrică - populație și agenți economici.

Astfel, dacă o astfel de priorizare a interesului acționarilor ar conduce la implementarea unor strategii financiare care ar avea efecte colaterale negative materializate prin tarife de transport mai mari plătite de cetățenii și agenții economici români (ex. prin reducerea deliberată a absorbției de fonduri nerambursabile care aduce RRR +0.5pp pe cota de participare cu surse proprii, cu scopul de a majora nivelul de finanțare pe surse proprii care este remunerat prin tarif și de a obține în acest mod o rentabilitate superioară a capitalului investit prin suplimentarea RRR +1pp), o astfel de abordare nu este considerată adecvată, nu este urmarită și nu va fi implementată.

Conducerea Transelectrica are o orientare fermă către valorificarea maximă a oportunităților de a atrage fonduri europene nerambursabile pentru finanțarea investițiilor în dezvoltarea rețelei electrice de transport, prioritizând în acest fel externalitatea pozitivă a atragerii fondurilor europene respectiv beneficiul social care se materializează prin degrevarea parțială a tarifului de transport suportat de consumatorii finali din România.

Orice alte considerente sau strategii care intra în conflict cu acest obiectiv prioritar, nu fac parte din criteriile considerate la stabilirea strategiei de finanțare de către Companie.

Referitor la gradul actual de absorbție al fondurilor europene

Prognoza actuală de absorbție a fondurilor europene până la finalul perioadelor de implementare a proiectelor, conform calendarului asumat, este de 67%.

Calendarul asumat la contractarea fondurilor europene a fost estimat, în principal, pe premisele emiterii în termen a HG de expropriere și a disponibilizării amplasamentelor și derulării procedurilor de achiziții publice în termenele estimate raportate la procedurile similare finalizate,

premise care nu au fost realizate, afectând în mod direct ritmul lucrărilor și, pe cale de consecință, calendarul rambursărilor, generând impact negativ asupra prognozei gradului de absorbție până la finalul perioadelor de implementare a proiectelor.

Ca urmare, gradul de absorbție este influențat direct de factori externi administrativi și necontrolabili, respectiv întârzierile semnificative:

- în emiterea HG-urilor pentru aprobarea amplasamentelor și declanșarea procedurilor de expropriere, HG-urilor de scoatere din fondul forestier.
- în finalizarea procedurilor de achiziții publice.

Aceste proceduri administrative sunt în afara controlului companiei, fiind elemente critice asociate gradului de absorbție. Astfel, în lipsa accesului legal la amplasamente și a drepturilor reale necesare implementării investiției, Transelectrica nu poate angaja lucrări, nu poate confirma progres fizic, nu poate certifica situații de lucrări și, implicit, nu poate certifica cheltuieli care ar putea fi incluse în cereri de rambursare.

În prezent au fost obținute HG-urile pentru aprobarea amplasamentelor și declanșarea procedurilor de expropriere pentru toate proiectele finanțate din fonduri europene. Având în vedere faptul că elementul principal de risc - HG-urile pentru aprobarea amplasamentelor și declanșarea procedurilor de expropriere – a fost eliminat, riscul de nerealizare a prognozei de absorbție a fondurilor europene este redus. În același timp, Transelectrica vizează creșterea gradului prognozat de absorbție a fondurilor europene, prin prelungirea perioadelor de implementare a proiectelor, conform prevederilor contractelor de finanțare, astfel încât întârzierile înregistrate din cauza factorilor administrativi menționați anterior, să poată fi recuperate.

Referitor la impactul asupra tarifului de transport in situatia ipotetica in care gradul real de absorbție al fondurilor europene se va situa sub nivelul prognozat

Din perspectiva impactului asupra tarifului reglementat de transport al energiei electrice, eventuala nerealizare a atragerii fondurilor UE la nivelul prognozat nu generează un impact imediat și integral în tarif. Efectul se manifestă gradual, numai după punerea în funcțiune a activelor și recunoașterea acestora în baza reglementată a activelor, prin mecanismele de amortizare reglementată și rentabilitate reglementată a capitalului investit.

Astfel, presiunea suplimentară pe tariful reglementat generată de adiționarea finanțării din surse proprii sau împrumutate nu se transferă integral și punctual într-un singur an, ci se distribuie proporțional pe durata de viață reglementată a activului. Prin urmare, impactul asupra tarifelor este eșalonat și corelat cu durata economică de utilizare a investiției.

Chiar în ipoteza în care o parte din finanțarea nerambursabilă prognoată nu este atrasă sau este atrasă cu întârziere, efectul tarifar apare gradual, pe măsura recuperării costului activului prin amortizare și a remunerării capitalului recunoscut de ANRE, nu ca o presiune imediată asupra consumatorilor. Suplimentar, trebuie avut în vedere și faptul că până la transferul în tariful reglementat al unor eventuale sume neatrase din fonduri europene nerambursabile, există o sursă-tampon suplimentară care ar putea absorbi, cel puțin parțial, sumele respective neatrase din fonduri europene.

Este vorba despre veniturile obținute de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, aceste venituri fiind destinate finanțării investițiilor care au ca scop creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră a rețelei electrice de transport. Având în vedere că finanțările europene nerambursabile acoperă și investițiile care se situează în aria tematică finanțabilă din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, există

acest tampon între o potențială reducere a gradului de absorbție a fondurilor europene nerambursabile și tariful de transport. De menționat este faptul că sumele aferente veniturilor din capacitățile de interconexiune transfrontaliere pot fi utilizate și pentru proiecte de investiții care influențează indirect rețeaua electrică de transport destinată interconexiunii transfrontaliere.

Precizăm că, pe lângă fondurile europene nerambursabile, nici investițiile finanțate din venituri din alocarea capacității de interconexiune (partea aferentă acestei surse de finanțare) nu sunt recunoscute în Baza Activelor Reglementate deci utilizarea acestei surse nu impune o sarcină suplimentară în tariful de transport.

Mecanismul KPI ($\pm 0,5$ pp ajustare RRR) se aplică din perioada V.

Care sunt KPI-urile concrete asumate de Transelectrica pentru 2026 privind rețeaua inteligentă, eficiența energetică și integrarea regenerabilelor, și care este probabilitatea estimată de a obține bonusul de +0,5 pp vs. malusul de -0,5 pp?

Răspuns:

Metodologia KPI ANRE are ca instrument o baterie de indicatori care este structurată pe trei grupe: (A) Calitatea serviciului, (B) Integrarea centralelor RES și stocare, (C) Digitalizarea rețelei

În primii doi ani (2025 și 2026) evaluarea se va realiza exclusiv pe baza indicatorilor din grupele (A) Calitatea serviciului și (B) Integrarea centralelor RES și stocare. Cu privire la categoria (C) Digitalizarea rețelei, monitorizarea performanței va începe în anul 2027 - a se vedea explicațiile de mai jos.

Referitor la probabilitatea de a obține bonusul de +0,5 pp vs. malusul de -0,5 pp în anul 2026, în această etapă - cu date parțiale disponibile doar pentru primele trei luni - probabilitatea încadrării în situațiile de premiere (bonus), penalizare (malus) sau neutru, nu poate fi evaluată pentru întregul an 2026. Există factori care se pot manifesta în perioada ramasă din an și care pot avea un impact semnificativ asupra valorilor anuale finale ale indicatorilor monitorizați conform metodologiei ANRE.

Cu privire la construcția mecanismului KPI introdus de ANRE, menționăm că acesta are la bază o concepție care, structural, lăsa foarte puține șanse operatorilor de rețea pentru a obține bonusul și chiar foarte puține șanse pentru ca operatorul să se situeze în zona neutră (zona neutră semnifică un nivel de performanță normal situat în linie cu așteptările, situație care nu face necesară activarea stimulării prin premiere sau penalizare). Metodologia KPI ANRE la grupele de indicatori (A) și (B) nu utilizează repere/referințe/ținte fixe ci este construită pe principiul comparării anumitor indicatori măsurați în anul evaluat cu valorile istorice ale respectivelor indicatori pe un istoric total de cinci ani (anul evaluat și patru ani anteriori).

Pentru fiecare indicator în parte din cadrul fiecăreia dintre categoriile (A) și (B), benchmark-ul este stabilit ca cea mai bună performanță istorică din perioada analizată. Metodologia nu stabilește ca benchmark anul în care operatorul a înregistrat cea mai bună performanță medie evaluată prin prisma acestor indicatori priviți în ansamblu ca un set integrat de metrice pentru evaluarea performanței.

Metodologia urmărește să identifice cea mai bună performanță istorică pentru fiecare indicator în parte, în mod izolat de performanța înregistrată pe ceilalți indicatori. Metodologia mapează pe istoric fiecare indicator în mod individual și construiește un set "hibrid" de valori maxime care poate deriva din ani diferiți din cadrul istoricului, posibil chiar câte un an diferit pentru fiecare indicator în parte (benchmark-ul bateriei de indicatori poate fi compus din valori înregistrate în

diferiți ani din perioada istorică analizată). Spre exemplu, cea mai bună performanță pentru indicatorul X a fost înregistrată în anul A-2 în timp ce cea mai bună performanță pentru indicatorul Y a fost înregistrată în anul A-4. Anul evaluat (A) va fi comparat cu anul A-2 în ceea ce privește indicatorul X și va fi comparat cu anul A-4 în ceea ce privește indicatorul Y. Având în vedere cele prezentate și concepția metodologiei ANRE, este puțin probabil ca orice an evaluat pe această metodologie să se situeze măcar în zona neutră, cu atât mai puțin în zona de premiere.

Mențiuni referitoare la indicatorii din grupa (C) Digitalizarea rețelei.

Indicatorii din grupa (C) vor fi monitorizați începând cu anul 2027, în conformitate cu prevederile metodologiei ANRE. În consecință pentru anii 2025 și 2026 pentru Transelectrica nu au fost stabilite ținte de performanță de către ANRE pentru indicatorii din categoria (C).

Decalajul temporal față de procesul de monitorizare al indicatorilor din celelalte două grupe (A) și (B) se explică prin timpul necesar pentru realizarea de către Transelectrica a unor analize/studii în vederea stabilirii de către ANRE a unor ținte în domeniul digitalizării energetice a rețelei electrice de transport, pentru fiecare dintre indicatorii care intră în componenta grupei (C). Aceste analize vor fi realizate intern în cadrul Transelectrica, cu resurse proprii, și vor fi depuse la ANRE în anul 2027 conform calendarului stabilit în metodologie.

Indicatorii din categoria (C) Digitalizarea rețelei:

C.1. Numărul stațiilor care permit acționarea de la distanță fără personal de deservire în amplasament și monitorizate prin CTSI - centre de telecomandă și supraveghere instalatii (% raportat la numărul total al stațiilor rețelei electrice de transport Transelectrica)

C.2. Ponderea numărului de linii electrice de înaltă tensiune prevăzute cu sisteme de monitorizare în timp real a parametrilor, aflate în gestiunea Transelectrica (% raportat la numărul total al liniilor electrice aeriene din gestiunea Transelectrica)

C.3. Ponderea numărului de transformatoare prevăzute cu sisteme de monitorizare în timp real a parametrilor, aflate în gestiunea Transelectrica (% raportat la numărul total al transformatoarelor aflate în funcțiune din gestiunea Transelectrica)

Față de grupa (C) Digitalizarea rețelei, precizăm că sistemele moderne de monitorizare a rețelei electrice de transport au făcut parte din preocupările Transelectrica înainte de introducerea de către ANRE a mecanismului KPI. Aceste preocupări s-au concretizat în acțiuni și în rezultate concrete, conform celor prezentate mai jos:

- Pentru LEA de 400 kV au fost montate sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid) în perioada 2023 – 2025 pe 25 de linii existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuarea puterii din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea
- Pentru Transformatoare de putere, AT-uri și Bobine de Compensare au fost montate sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid) în perioada 2021 – 2024 pe 21 de echipamente. De asemenea toate transformatoarele de putere, AT-uri și Bobine de compensare achiziționate în ultimii ani au fost echipate cu astfel de sisteme de monitorizare în baza specificațiilor tehnice din Normele Tehnice Interne ale Companiei

5. În convocatorul AGA pentru ședința din 29.04.2026 se solicită la punctul 11 aprobarea constituirii rezervelor aferente veniturilor realizate din alocarea capacității de transport pe

liniile de interconexiune în anul 2025, din surplusul realizat din rezervele din reevaluare neimpozabile și impozabile la modificarea destinației. Menționăm că rezervele de reevaluare nu au acoperire monetară, această decizie conducând la creșterea dezechilibrului de numerar în condițiile în care linia de credit este utilizată aproape în totalitate, fiind în fapt solicitată mărirea limitei acesteia. Practic, cumulul acestor decizii conduce la reducerea numerarului disponibil pentru investițiile în interconexiune sau obligativitatea acoperirii acestora prin surse externe, cu atât mai mult cu cât se solicită aprobarea distribuirii de dividende.

Care este poziția conducerii referitoare la planul de investiții și acoperirea necesarului de finanțare a investițiilor planificate?

Răspuns:

- a) Conform BVC 2026-2028, Compania a previzionat pentru anul 2026 un buget, pentru acoperirea investițiilor proprii cuprinse în planul de investiții, în valoare de 2.096.095 mii lei. Acesta se compune din:
- Surse proprii în valoare de 498.494 mii lei din care:
 - ✓ Amortizare : 294.762 mii lei
 - ✓ alte repartizări prevăzute de lege (alocarea capacității de interconexiune): 113.732 mii lei
 - ✓ alte repartizări prevăzute de lege (scutirea la plată a impozitului pe profitul reinvestit): 90.000 mii lei
 - Alocații bugetare: 15.164 mii lei
 - Fonduri europene: 628.125 mii lei
 - Sume neutilizate din anii anteriori: 954.312 mii lei

Investițiile pe care Compania le va realiza în anul 2026 conform Planului Anual sunt în valoare de 788.374,67 mii lei la care se adaugă rambursarea creditelor aferente investițiilor în valoare de 7.146,12 mii lei, rezultând un total de 795.520,79 mii lei.

- b) Tot în planul de investiții, Compania a previzionat și un buget, pentru acoperirea investițiilor ce se vor realiza din tariful de racordare conform Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Acesta are prevăzut un buget de 221.956 mii lei

Investițiile din tariful de racordare prevăzute a se realiza în anul 2026 sunt în valoare de 125.791 mii lei.

Din cele prezentate mai sus, rezultă că la această dată, Compania dispune de resursele necesare pentru realizarea în totalitate a Planului de Investiții aferent anului 2026.

6. Sustenabilitatea politicii de dividend în condiții de profit în scădere și lichiditate sub presiune

Context: Distribuția de dividende crește de la 0,28 lei/acțiune (2024) la 3,81 lei/acțiune (2025), un multiplu de 13,6x, în timp ce rezultatul net scade cu 38,6% (de la 585,9 mil. lei la 359,8 mil. lei). Rata de distribuție depășește 77% din profitul anului. La data de 31 decembrie 2025, linia de credit BCR (descoperit de cont) este utilizată în proporție de 99%

(172,4 mil. lei trasă din 175 mil. lei plafon). Programul CAPEX aprobat pentru perioada V de reglementare (2025-2029) este de 2.973 mil. lei.

Care a fost analiza Directoratului asupra sustenabilității ratei de distribuție de 77%, în condițiile în care: (a) profitul scade structural prin pierderea veniturilor din ajutoare de avarii și terminarea capitalizării CPT, (b) lichiditatea operațională la final de an depinde de descoperit de cont, (c) finanțarea CAPEX presupune componentă proprie semnificativă peste cota cofinanțată din fonduri UE? Există un scenariu cu rambursare graduală a acestei rate către media istorică (~5%) și care este impactul asupra ratingului Baa3 perspectivă negativă reconfirmat de Moody's pe 16 martie 2026?

Răspuns:

Analiza Directoratului asupra sustenabilității ratei de distribuție de 77% a fost structurată pe trei dimensiuni convergente:

- (i) capacitatea de generare a fluxului de numerar operațional după acoperirea CAPEX-ului propriu și a serviciului datoriei (FFO/FCFE),
- (ii) mecanismul de recuperare a investițiilor prin tariful reglementat (RAB – Regulated Asset Base) în noua perioadă tarifară ANRE, și (iii) profilul de lichiditate intra-anual și instrumentele de finanțare a capitalului de lucru. Cele trei elemente semnalate de acționar au fost integrate explicit ca ipoteze adverse în analiză: erodarea structurală a profitului prin dispariția veniturilor din ajutoare de avarii și terminarea capitalizării CPT a fost cuantificată ca impact direct pe baza distribuibilă proiectată pentru orizontul 2026–2028; dependența temporară de descoperitul de cont la final de exercițiu a fost evaluată ca de aliniere al decalajului dintre încasări și plățile de dividende, nu ca vulnerabilitate structurală; iar componenta proprie din finanțarea CAPEX a fost dimensionată în corelație cu calendarul de absorbție al fondurilor UE și cu capacitatea de îndatorare pe termen mediu (Transelectrica prin comparatie cu alte TSO din ENTSO-e are cel mai mic grad de indatorare fapt care ii permite sa atraga datorie suplimentara pentru sustinerea programului de investitii si a capitalului de lucru necesar).

Concluzia Directoratului, în baza dezbaterilor și analizelor realizate, a fost că rata de 77% rămâne sustenabilă în orizontul curent de planificare, în condițiile menținerii ipotezelor de calibrare tarifară ANRE și ale graficului de absorbție al fondurilor europene, fiind susținută de un mix de instrumente:

- (a) contractarea unor linii de credit pe termen scurt pentru substituirea progresivă a descoperitului de cont și consolidarea poziției de lichiditate la final de exercițiu,
- (b) optimizarea structurii de finanțare CAPEX prin combinarea fondurilor proprii cu granturi CEF/Modernization Fund, și
- (c) mecanismul anual de revizuire a politicii de dividend, care permite recalibrarea ratei de distribuție în funcție de evoluția efectivă a profitului net, de noile angajamente de tip equity contribution în proiecte strategice și de eventualele modificări ale cadrului regulatoriu. Această abordare păstrează echilibrul între obligația de remunerare a acționariatului pentru capitalul investit și prezervarea capacității de investiție necesare pentru îndeplinirea misiunii Transelectrica de operator de transport și de sistem.

7. Raportul Curții de Conturi

Context: În urma misiunii de audit conformitate desfășurate sept. 2023 - ian. 2025 pentru perioada 2020-2022, Curtea de Conturi a emis Raportul nr. 6000/23.01.2025 cu 17 recomandări (termen implementare 30 aprilie 2025). Compania a contestat 7 dintre acestea (5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15, 5.16) prin plângere prealabilă respinsă, iar ulterior prin acțiune în contencios administrativ (dosar 5244/2/2025 la CAB). Cererea de suspendare a efectelor Hotărârii plenului a fost respinsă pe 14.10.2025. Termen pe fond: 31 martie 2026. În situațiile financiare nu s-a constituit provizion pentru această expunere.

7.1. Care este stadiul implementării recomandărilor Curții de conturi pe fiecare dintre cele 16 neconformități identificate expunând modalitatea de implementare considerate de conducerea Transelectrica, măsurile și etapele implementate, respective cele ce se vor implementa, cu calendarul propus, având în vedere că termenul de 30.04.2025 furnizat de Curtea de Conturi a trecut?

Răspuns:

Detalii referitoare la implementarea recomandărilor solicitate se regăsesc în Anexa.

7.2. 5.2. Care este conținutul concret al celor șapte recomandări contestate și care este expunerea financiară maximă cuantificabilă în cazul în care toate sunt confirmate definitiv de instanță?

Prin acțiunea ce face obiectul dosarului nr. 5244/2/2025 aflat pe rolul Curții de Apel București au fost contestate următoarele recomandări/ măsuri ale Curții de conturi aprobate prin HP nr. 47/30.01.2025:

1. Recomandarea de la punctul 5.1 proiectului Raportului de audit (*pct. 1.1 din Scrisoarea de management*): „Acordarea de prime cu caracter special și de adaosuri salariale, fără a fi prevăzute în mod distinct în bugetul de venituri și cheltuieli, precum și în alte condiții decât cele stabilite prin Contractul colectiv de muncă (punctul 5.1 din Raportul de audit)”.
2. Recomandarea de la punctul 5.6 din proiectul Raportului de audit (*pct. 1.6 din Scrisoarea de management*): „Stabilirea și acordarea indemnizației fixe brute lunare pentru membrii Directoratului (numiți pe mandate provizorii în anul 2022), în alte condiții decât cele legale. (...)” și „Acordarea de avantaje unor membri provizorii ai Directoratului reprezentând cheltuieli cu chiria și transportul, în alte condiții decât cele legale”.
3. Recomandarea de la punctul 5.12 din proiectul Raportului de audit (*pct. 1.12 din Scrisoarea de management*): „Neurmărirea clauzelor contractuale în cazul unui contract de lucrări al cărui obiect nu a fost realizat în termenul stabilit în contract, fiind denunțat de executant urmare intrării în insolvență”, indicând Contractul de lucrări nr. C145/09.07.2018.
4. Recomandarea de la punctul 5.13 din proiectul Raportului de audit (*pct. 1.13 din Scrisoarea de management*): „Majorarea prețului unui contract de lucrări în alte condiții, respectiv fără a lua în considerare diferența de curs valutar cu care a fost majorat prețul contractului, executantul facturând valoarea lucrărilor executate în moneda euro, la cursul de schimb de la data facturării”.
5. Recomandarea de la punctul 5.14 din proiectul Raportului de audit (*pct. 1.14 din Scrisoarea de management*): „Neurmărirea clauzelor contractuale în cazul unui contract de lucrări, fiind prelungită durata de execuție a unor etape în afara termenului stabilit în contract pentru realizarea acestora, necalcularea de penalități pentru nerealizarea la termen a etapelor contractuale și efectuarea de plăți pentru bunuri și servicii care nu au fost integral prestate de către executant”.

6. Recomandarea de la punctul 5.15 (pct. 1.15 din Scrisoarea de management): „prelungirea nejustificată a duratei de execuție a contractelor de investiții ce a condus la majorarea valorii contractelor de investiții prin ajustări/necalcularea de penalități pentru neîndeplinirea obligațiilor contractuale în termenele stabilite prin contract”.

7. Recomandarea de la punctul 5.16 (pct. 1.16 din Scrisoarea de management): „Acceptarea ajustării nejustificate a prețului în cazul contractelor de achiziție sectorială, în ceea ce privește profitul executantului”.

Cererea de chemare în judecată și cererea de suspendare provizorie ce fac obiectul dosarului nr. 5244/2/2025 au fost introduse la data de 07.08.2026.

Stadiul procesual pentru cererea de suspendare:

- La data de 14.10.2025 Curtea de Apel București a respins cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Document: Hotărâre nr. 1342/2025 14.10.2025.

- Impotriva Sentinței civile nr.1342/14.10.2025 pronunțată de Curtea de Apel București compania a formulat recurs, acesta fiind soluționat de către Înalta Curte de Casație și Justiție la data de 29.04.2026 prin respingerea recursului ca nefondat.

Stadiul procesual pentru cererea de chemare în judecată:

Contestația împotriva Hotărârii Plenului Curții de Conturi a României nr. 47/30.01.2025 a avut ca termen de judecată fixat la data de 31.03.2026 când instanța a dat cuvântul partilor pentru propunere și încuviințare a probelor.

Instanța a amanat dezbaterile cauzei pentru precizarea obiectivelor de expertiză ce vor fi încuviințate la cererea reclamantei Transelectrica, fixând ca termen de judecată la data de 09.06.2026.

Pentru recomandările 5.12, 5.13, 5.14, 5.15 și 5.16, valoarea cuantificabilă, în cazul în care toate sunt confirmate definitiv de instanța, ar putea fi de 25.601.750 lei. La acestea, se pot adăuga cheltuielile suplimentare constând în cheltuielile de judecată (onorariu avocat, taxa timbru, expertize etc.).

Compania și-a luat toate măsurile necesare pentru a mitiga riscurile aferente potențialelor decizii ale instanțelor de judecată pe temele de mai sus.

7.3. Ce raționament a stat la baza deciziei de a NU constitui provizion, având în vedere că suspendarea a fost respinsă (un indicator timpuriu nefavorabil) și că există precedent de acțiuni de regres ulterioare CCR pentru recuperare de la persoane fizice?

Răspuns:

La înregistrarea în evidența contabilă a unui provizion, CNTEE Transelectrica SA aplică Standardul Internațional de Contabilitate (IAS) 37 - Provizioane, datorii contingente și active contingente.

Conform IAS 37, un provizion este recunoscut atunci, și numai atunci, când:

- a) Transelectrica are o obligație actuală (legală sau implicită) ca urmare a unui eveniment trecut;
- b) este probabil să fie necesară o ieșire de resurse care încorporează beneficii economice pentru a stinge obligația; și
- c) se poate face o estimare credibilă a valorii obligației.

Dacă aceste condiții nu sunt îndeplinite, nu poate fi recunoscut niciun provizion.

Compania nu a înregistrat provizion pentru cele 17 recomandări ale CCR, întrucât acestea nu reprezintă ieșiri viitoare de resurse pentru Transelectrica, și astfel, nu sunt îndeplinite cele trei condiții cumulative prezentate mai sus.

7.4. Care sunt eventualiile membri actuali ai Directoratului sau Consiliului de Supraveghere expuși personal prin acte semnate în perioada auditată?

Răspuns:

Societatea nu a identificat, la acest moment, elemente care să indice o expunere personală individualizată a vreunui dintre membrii actuali ai Directoratului sau ai Consiliului de Supraveghere ca urmare a actelor semnate ori a deciziilor adoptate în perioada auditată.

Societatea este organizată potrivit sistemului dualist de administrare, în care conducerea executivă revine Directoratului, iar activitatea acestuia este exercitată sub controlul Consiliului de Supraveghere. Potrivit cadrului legal aplicabil societăților pe acțiuni administrate în sistem dualist, Directoratul conduce societatea și îndeplinește actele necesare și utile realizării obiectului de activitate, cu excepția atribuțiilor rezervate prin lege Consiliului de Supraveghere sau Adunării Generale a Acționarilor. În același timp, Consiliul de Supraveghere exercită controlul permanent asupra conducerii societății, verifică legalitatea și conformitatea operațiunilor de conducere și nu preia atribuții executive de conducere.

Prin urmare, în acest model de guvernanță, deciziile de administrare și conducere nu sunt, ca regulă, expresia unei voințe individuale izolate, ci rezultatul funcționării unor organe statutare colegiale. Directoratul acționează ca organ colectiv de conducere executivă, iar Consiliul de Supraveghere ca organ colectiv de supraveghere și control. Deciziile acestor organe se adoptă în condiții de cворum și majoritate, ceea ce confirmă caracterul colegial al procesului decizional.

În acest context, simpla semnare a unor documente de către un membru al Directoratului sau al Consiliului de Supraveghere nu poate fi interpretată, în mod automat, ca o asumare personală separată de cadrul statutar în care respectiva persoană a acționat. Semnătura aplicată pe documente societare are, de regulă, semnificația exercitării mandatului în limitele competențelor conferite de lege, de actul constitutiv, de hotărârile organelor societare și de regulile interne aplicabile.

Răspunderea membrilor organelor de conducere trebuie analizată în raport cu natura colectivă a deciziilor, cu competențele organului din care aceștia fac parte și cu existența unor eventuale fapte personale distincte. În lipsa unor indicii concrete și dovedite privind încălcarea atribuțiilor legale sau statutare, depășirea mandatului, exercitarea abuzivă a atribuțiilor ori asumarea unor acte în afara cadrului decizional colectiv, nu se poate reține o expunere personală individualizată a unui membru anume.

De asemenea, eventualele situații constatate de Curtea de Conturi sau rezultate din perioada auditată sau din perioade anterioare trebuie analizate în raport cu documentele decizionale aferente și cu măsurile adoptate ulterior de conducerea societății.

În plus, regimul răspunderii în materia administrării societare are în vedere îndeplinirea obligațiilor mandatului și a îndatoririlor prevăzute de lege și de actul constitutiv. Legea consacră, în anumite situații, răspunderea solidară pentru îndeplinirea atribuțiilor societare, însă această răspundere trebuie analizată prin raportare la fapta concretă, la culpa eventuală și la conduita membrilor organului decizional. Totodată, cadrul legal distinge situațiile în care un membru s-a opus unei

decizii și a făcut consemnările corespunzătoare, ceea ce confirmă că răspunderea nu poate fi individualizată automat doar pe baza apartenenței la organul de conducere sau supraveghere.

Având în vedere aceste considerente, poziția societății este că nu există, în prezent, temeiuri pentru a considera că vreun membru actual al Directoratului sau al Consiliului de Supraveghere este expus personal prin acte semnate în perioada auditată. Deciziile relevante au fost adoptate și asumate la nivelul organelor statutare competente, în cadrul unui proces decizional colectiv, cu respectarea competențelor prevăzute de lege, de actul constitutiv și de regulile interne aplicabile.

În concluzie, conducerea societății apreciază că actele și deciziile analizate au fost asumate instituțional, în exercitarea mandatului legal și statutar al organelor de conducere și supraveghere, și au fost fundamentate managerial și juridic. În lipsa identificării unei conduite personale distincte, culpabile sau contrare interesului societății, nu se poate reține o expunere personală individualizată a vreunui dintre membrii actuali ai conducerii.

8. Tranziția post-CPT capitalizat: amortizare fără venit corespondent direct

Context: Mecanismul OUG 119/2022 (capitalizarea costurilor suplimentare CPT pentru perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, cu amortizare 5 ani) se încheie. Veniturile din capitalizare scad de la 102,0 mil. lei (2024) la 0,9 mil. lei (Trim. I 2025). Concomitent, cheltuiala cu amortizarea CPT suplimentar crește la 90,9 mil. lei în 2025, față de 74,5 mil. lei în 2024, și va continua la nivel similar până în 2030. Valoarea contabilă netă a imobilizării necorporale CPT suplimentar este de 207,7 mil. lei la 31.12.2025.

Cum este reflectat fluxul de recuperare a celor 207,7 mil. lei prin tariful de transport în perioada 2026-2030, în condițiile metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE 68/2024? Care este garanția contractuală/regulamentară că această recuperare se va materializa în tariful aprobat anual și ce risc există ca o regularizare ex-post sau o decizie politică viitoare să afecteze recuperarea? Care este impactul net pe profit estimat pentru 2026-2027, izolat de alte efecte, având în vedere că amortizarea continuă fără venitul de capitalizare oferit de OUG 119/2022?

Răspuns:

Legislația secundară emisă de ANRE stabilește reguli clare pentru recuperarea costurilor aferente CPT, prin intermediul corecțiilor/regularizărilor ex-post. Mecanismul standard de recuperare a surplusului costului CPT este prin includerea diferenței sub forma unei compensații în tariful de transport în anul Y+2 (cadenta generală a regularizării tarifului este la doi ani și cuprinde deviațiile de la prognoza ex-ante pe mai multe elemente componente ale tarifului inclusiv costul CPT). Capitalizarea CPT reprezintă o formă particulară a mecanismului de recuperare a costului suplimentar (diferența față de costul inclus anticipativ în tarif). Capitalizarea a fost introdusă în mod special pentru costul CPT, are o acțiune limitată în timp, suspendă și înlocuiește temporar mecanismul standard de recuperare a costului în Y+2.

Capitalizarea CPT stabilește o recuperare treptată în profil multianual, cu eșalonare pe cinci ani (până în anul Y+5). Mecanismul special al capitalizării CPT a permis reglementatorului să esaloneze pe o perioadă multianuală (5 ani) pentru a disipa pe mai mulți ani încărcarea tarifului de transport, cu scopul de a evita o creștere prea mare a tarifului de transport plătit de consumatori care s-ar fi produs în situația în care s-ar fi aplicat mecanismul standard de compensare integrală în anul Y+2. Deși mecanismul capitalizării a fost sistat la finalul T1 2025, mecanismul în sine nu a fost dezafectat în totalitate.

Astfel, momentul finalului T1 2025 marchează doar încetarea aplicării capitalizării pentru costurile CPT viitoare momentului respectiv însă componenta din cadrul mecanismului care asigura recuperarea eşalonată în timp a sumelor rezultate în perioada aplicării capitalizării până la finalul T1 2025 va continua să funcţioneze până la recuperarea integrală prin tarif a sumelor capitalizate restante. Spre exemplu, sumele capitalizate în anul 2024 (Y) vor fi recuperate prin tariful de transport până în anul 2029 (Y+5).

Mentionăm că există particularități ale abordării ANRE care diferă față de abordarea contabilă a capitalizării CPT.

(i) Abordarea metodologiei ANRE este de a asigura recuperarea integrală a costurilor cu CPT care sunt considerate justificate (în abordarea ANRE CPT este considerat cost controlabil și eficientizabil), în acest sens fiind aplicate anumite limitări metodologice specifice care se referă la impunerea unui plafon maxim pentru coeficientul mediu anual al pierderilor (exprimat ca % din cantitatea de energie electrică vehiculată anual în rețeaua electrică de transport) precum și la impunerea unei limitări în ceea ce privește pretul la care este achiziționată energia electrică din piața angro de energie pentru scopul acoperirii CPT. Aceste limitări sunt aplicabile pentru scopul recunoașterii și recuperării prin tarif a costului CPT. Abordarea contabilă nu ține cont de aceste considerente limitative care sunt prevăzute în metodologia ANRE, abordarea contabilă judecând strict prin prisma costurilor realizate indiferent dacă acestea au rezultat prin depășirea limitărilor impuse de ANRE.

(ii) Metodologia ANRE privește și tratează în mod unitar un exercițiu tarifar anual adică în ansamblul acestuia, nu tratează în mod izolat fracțiuni de an (trimestre). Abordarea contabilă a capitalizării tratează în mod izolat fiecare trimestru și nu prevede compensări între trimestre. Limitele abordării contabile sunt date de faptul că nu există astfel de compensări între trimestrele aceluiași an, în sensul că nu este realizat un netting la nivelul întregului an între trimestrele în care costul real cu CPT depășește suma existentă în tariful de transport pentru CPT (caz în care se capitalizează diferența) și trimestrele în care costul real cu CPT se situează sub suma existentă în tariful de transport pentru CPT (caz în care nu se face netting). Astfel, în contabilitate este posibil ca în anumite trimestre să fie înregistrate capitalizări (costul CPT real > costul CPT inclus în tarif) în ciuda faptului că pe ansamblul întregului an costul real cu achiziția CPT se încadrează sau este chiar mai mic față de costul inclus de ANRE în tariful anului respectiv. În contabilitate, activele care sunt capitalizate trimestrial nu se ajustează/nettuiesc cu diferențele de semn opus din alte trimestre ale aceluiași an. Abordarea ANRE este la nivelul unui an întreg, capitalizarea fiind limitată la diferența reală existentă între costul CPT realizat recunoscut ex-post pentru întregul an și costul CPT inclus ex-ante în tariful de transport pentru întregul an, indiferent de situația reflectată în contabilitate în profil trimestrial (fără netting între trimestre).

Cu privire la garanția că această recuperare se va materializa în tariful aprobat anual, aceasta constă în însuși cadrul de reglementare emis de ANRE care este o instituție publică a statului român. Evaluăm cadrul de reglementare ANRE ca fiind predictibil și stabil. Cu privire la eventuale decizii politice viitoare (înțelegând prin aceasta decizii luate în afara sferei ANRE) care ar putea afecta recuperarea sumelor restante, nu ne aflăm în poziția de a aprecia plauzibilitatea sau probabilitatea unui astfel de scenariu. Referindu-ne strict la cadrul de reglementare emis de ANRE, putem aprecia că probabilitatea nerecuperării costurilor capitalizate CPT este foarte redusă, având în vedere că sistemul de reglementare ANRE are un istoric de stabilitate în ceea ce privește aplicarea consecventă a regulilor în domeniul recuperării costurilor justificate de către operatorii rețelelor electrice publice.

9. Care este modul în care s-a tratat problema raportului Curții de Conturi la nivelul Consiliului de Supraveghere, având în vedere că nu am găsit referiri consistente la acesta nici în raportul Comitetului de audit și Comitetului de gestionare a riscurilor și nici în Raportul consiliului de supraveghere? Care este stadiul realizării și implementării procedurilor solicitate de Curtea de Conturi?

Consiliul de Supraveghere al Companiei a tratat cu maximă responsabilitate aspectele rezultate din concluziile raportului Curții de Conturi, acest subiect regăsindu-se pe agenda a 13 dintre cele 24 de ședințe care au avut loc în anul 2025.

În exercitarea atribuțiilor sale de supraveghere și verificare, Consiliul a urmărit în mod constant stadiul implementării măsurilor și recomandărilor formulate, solicitând informări periodice din partea conducerii executive și dispunând, ori de câte ori a fost necesar, măsuri suplimentare pentru conformare și diminuare a riscurilor.

Totodată, subiectul concluziilor și al recomandărilor rezultate din raportul Curții de Conturi a fost analizat în cadrul ședințelor Consiliului de Supraveghere inclusiv din perspectiva impactului și riscurilor asupra activității Companiei, Consiliul monitorizând permanent atât progresul înregistrat în implementarea recomandărilor, cât și măsurile luate de către conducerea executivă pentru remediarea problemelor semnalate în raportul auditorilor Curții de Conturi.

10. Care este poziția conducerii întreprinderii – Directorat, respectiv Consiliu de supraveghere - referitor la întârzierea sistematică a procedurilor de recuperare a plăților rezultate din litigii sau neîndeplinirea contractelor?

Premisa conform căreia ar exista o “întarziere sistematică” a procedurilor de recuperare nu este confirmată de realitatea procedurală și trebuie clarificată în mod obiectiv.

Toate procedurile de recuperare a creanțelor rezultate din litigii sau din neîndeplinirea obligațiilor contractuale sunt în curs de derulare pe calea acțiunilor judiciare, în deplină conformitate cu prevederile legale aplicabile. Niciunul dintre dosarele aflate pe rolul instanțelor nu a fost respins pe excepții procesuale, ceea ce atestă că demersurile juridice au fost inițiate și instrumentate corect, cu respectarea tuturor condițiilor de admisibilitate.

Termenele de soluționare sunt stabilite exclusiv de instanțele judecătorești competente, în baza normelor procedurale în vigoare, și nu pot fi accelerate sau influențate unilateral de către societate. Durata procedurilor judiciare reprezintă o caracteristică inerentă a sistemului judiciar, iar nu o consecință a conduitei sau a poziției conducerii societății.

Atat Directoratul, cât și Consiliul de Supraveghere urmăresc cu atenție evoluția acestor dosare, în limitele atribuțiilor ce le revin conform actului constitutiv, regulilor de funcționare și cadrului legal aplicabil societăților pe acțiuni cu specific reglementat. Directoratul Companiei nu are competența și nici posibilitatea legală de a interveni în desfășurarea actului de justiție, iar orice ingerință de această natură ar fi contrară principiilor statului de drept, însă există regulat dezbateri atât în afara cât și în interiorul ședințelor de Directorat pe aceste teme pentru a asigura abordarea corespunzătoare a problemelor apărute.

În momentul existenței unor hotărâri judecătorești favorabile Companiei, s-a procedat la trecerea la executare silită, nu au existat proceduri întârziate sau nerespectate sau alte situații de tergiversare a recuperării unor sume conform acțiunilor finalizate, pentru care există hotărâri definitive. Situațiile de insolvență, faliment care pot conduce la nerecuperarea sumelor implicate în litigii nu pot fi imputate CNTEE Transelectrica SA.

In concluzie, nu exista o intarziere sistematica imputabila conducerii societatii. Procedurile sunt active, corect initiate si se afla in curs de solutionare in cadrul sistemului judiciar, in termenele stabilite de instante.

11. Inspecție fiscală ANAF în curs pentru 2019-2023 — fără provizion

Context: Începând cu 22 decembrie 2025, Compania face obiectul unei inspecții fiscale efectuate de DRFP Iași — AJFP Neamț pentru perioada 1 ianuarie 2019 - 31 decembrie 2023, vizând impozit pe profit și TVA. Perioada acoperă operațiuni complexe: mecanism cuplare piețe regionale, schema cogenerare (Compania ca agent al statului), capitalizarea CPT prin OUG 119/2022, aporturi în natură la capitalul filialelor (OPCOM, SMART), vânzări/cumpărări intra-grup cu OPCOM la volume foarte mari. În situațiile financiare nu este constituit provizion.

Care este analiza preliminară a punctelor de risc identificate intern și expunerea potențială (scenariu de bază + scenariu pesimist) pentru această inspecție? Există în special o evaluare a riscului de recalificare TVA pe operațiunile de tip agent (schema cogenerare, mecanism cuplare piețe) sau de contestare a capitalizării CPT ca tratament fiscal? Care este calendarul estimat al finalizării inspecției și momentul probabil al unei eventuale decizii de impunere care ar deveni „certă și cuantificabilă” conform politicii contabile a Companiei?

Răspuns:

La data prezentei, inspecția fiscală este în desfășurare nefiind emis un raport de inspecție fiscală și nici o decizie de impunere.

Conducerea Companiei consideră că obligațiile fiscale au fost calculate și declarate în conformitate cu prevederile legislației fiscale în vigoare. Pe baza informațiilor disponibile la data prezentei, nu au fost identificate ajustări care să conducă la înregistrarea unui provizion pentru riscuri și cheltuieli, în conformitate cu IAS 37.

În eventualitatea în care, în urma finalizării inspecției fiscale, autoritățile fiscale vor stabili diferențe suplimentare de plată, acestea vor fi recunoscute în situațiile financiare ale exercițiului în care vor deveni certe și cuantificabile.

Cu privire la *calendarul estimat al finalizării inspecției și momentul probabil al unei eventuale decizii de impunere care ar deveni „certă și cuantificabilă”*, durata unei inspecții fiscale este reglementată în Codul de procedură fiscală, nu în politica contabilă a Companiei.

Astfel, în conformitate cu art. 126, alin (1) din Codul de procedură fiscală, durata efectuării inspecției fiscale este stabilită de organul de inspecție fiscală, în funcție de obiectivele inspecției, și nu poate fi mai mare de 180 de zile pentru contribuabilii mari.

Totodată, conducătorul inspecției fiscale competent poate decide suspendarea unei inspecții fiscale, astfel cum este prevăzut la art. 127 - *Suspendarea inspecției fiscale* din Codul de procedură fiscală, nu mai mult de 6 luni de la data suspendării.

11b. Investiții — devieri și transferuri

Soldul imobilizărilor corporale în curs crește la 1.149,5 mil. lei. Două proiecte concentrează circa 458 mil. lei: LEA 400 kV Gutinaș-Smârdan (318,6 mil. lei), Compensare reactivă Sibiu Sud + Bradu (207 mil. lei).

Care este calendarul actualizat de PIF și abaterea față de calendarul inițial aprobat în BAR? Există risc de neeligibilitate a unor componente la includere în BAR dacă PIF se decalează după 2029?

Răspuns:

Soldul imobilizărilor corporale în curs a înregistrat creștere ca urmare a apropierii de finalizare a unor proiecte investiții majore (ex. Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – iunie 2026, Retehnologizarea stației 400kV Isaccea-Etapa II – iulie 2026, Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu – august 2026, LEA Gutinaș-Smârdan – noiembrie 2026).

În ceea ce privește calendarul actualizat de PIF și abaterea față de calendarul inițial aprobat în BAR, având în vedere gradul ridicat de complexitate și durata îndelungată de implementare a proiectelor de investiții majore ale Companiei, acesta se actualizează anual prin elaborarea Planului anual de Investiții, cu respectarea condiției de îndeplinire a valorii aprobate în Planul de investiții pentru perioada de reglementare.

Cu excepția investiției LEA Gutinaș-Smârdan, al cărei termen de PIF a fost decalat din 2024 în 2026 ca urmare a întârzierilor semnificative în obținerea HG de scoatere din Fondul Forestier și necesității de actualizare a HG de expropriere pentru suprafețele de teren destinate realizării coexistențelor cu rețeaua de distribuție, pentru care a fost transmisă solicitarea de decalare către ANRE prin adresa 53907/11.11.2024, nu sunt înregistrate alte întârzieri ale proiectelor de investiții care să conducă la nerealizarea Planului de Investiții aprobat de ANRE.

În cazul decalării PIF a unor obiective de investiții după 2029, nu există risc de neeligibilitate, acestea urmând a fi recunoscute în tarif la momentul finalizării lor.

Menționăm faptul că Directoratul a dezbătut în cadrul ședințelor statutare toate situațiile punctuale care s-au referit la realizarea investițiilor și a intervenit ori de câte ori a fost necesar pentru corectarea eventualelor riscuri de întârzieri.

În 2025 s-au înregistrat ieșiri din imobilizări corporale în curs prin recunoaștere pe costurile operaționale de 9,9 mil. lei (racordare CEE Platonești, sistem securitate stații etapele III-IV).

Care este criteriul tehnic care a determinat recunoașterea pe cheltuieli a acestor costuri capitalizate anterior și ce investigație internă s-a făcut asupra deciziilor inițiale de capitalizare?

Răspuns:

Recunoașterea pe cheltuieli operaționale s-a efectuat în baza documentelor justificative, respectiv a *Notelor privind aprobarea clasării cheltuielilor aferente obiectivelor de investiții*, astfel:

- pentru obiectivul de investiții **”Racordare CEE Platonești”**, Nota nr. 15261/22.05.2025, având în vedere rezilierea contractului de execuție C206/2014, în

data de 18.07.2017 și încetarea contractului de racordare C433/2011 în data de 01.07.2018, fără a fi încheiat un act de prelungire a duratei contractului de racordare. Resursele financiare pentru realizarea acestui obiectiv de investiții au fost primite de la utilizatorul solicitant pentru racordarea la rețeaua publică a energiei electrice (conform Ordinului ANRE nr. 59/2013).

- pentru obiectivul de investiții ”**Sistem securitate stații etapa III**” (suma de **2.781.635 lei**), Nota nr. 29595/ 22.07.2025, având în vedere rezilierea contractului în data de 24.07.2017.
- pentru obiectivul de investiții ”**Sistem securitate stații etapa IV**”, Nota nr. 29596/ 22.07.2025, având în vedere că nu s-a încheiat act adițional pentru prelungirea duratei de execuție a contractului.

Referitor la deciziile inițiale de capitalizare, vă facem cunoscut faptul că, la înregistrarea în evidența contabilă a costurilor unei imobilizări corporale și/sau necorporale (capitalizare), Compania aplică IAS 16 – *Imobilizări corporale* și IAS 38 – *Imobilizări necorporale*.

IAS 16, prevede la pct. 16 și 17 următoarele:

Costul unei imobilizări corporale este format din:

a) prețul său de cumpărare, inclusiv taxele vamale de import și taxele de cumpărare nerambursabile, după deducerea reducerilor comerciale și a rabaturilor;

b) orice costuri care se pot atribui direct aducerii activului la locul și starea necesară pentru ca acesta să poată funcționa în modul dorit de către conducere;

c) estimarea inițială a costurilor de dezasamblare și de înlăturare a activului achiziționat și de restaurare a amplasamentului unde este situat, obligație pe care o suportă entitatea la dobândirea activului achiziționat.

Exemple de costuri direct atribuibile sunt:

a) costurile de amenajare a amplasamentului;

b) costurile inițiale de livrare și manipulare;

c) costurile de instalare și asamblare;

d) costurile de testare a funcționării corecte a activului, după deducerea încasărilor nete provenite din vânzarea elementelor produse în timpul aducerii activului la amplasament și la starea de funcționare (cum ar fi eșantioanele produse la testarea echipamentului);

e) onorarii profesionale (ex: arhitecți, ingineri).

Recunoașterea costurilor în valoarea contabilă a unei imobilizări corporale încetează atunci când imobilizarea se află la amplasamentul și în starea necesară funcționării în maniera dorită de conducere. Prin urmare, costurile suportate pentru utilizarea și repunerea în funcțiune a unei imobilizări corporale nu sunt incluse în valoarea contabilă a elementului respectiv.

Reluarea ajustărilor de depreciere asupra imobilizărilor corporale în curs de 7,2 mil. lei (din 11,5 mil. lei sold inițial). Pe baza căror evidențe tehnice s-a concluzionat că deprecierea anterioară a fost excesivă?

Răspuns:

Valoarea de 7,2 milioane lei reprezentând venituri din ajustări pentru deprecierea imobilizărilor corporale nu a fost excesivă și este formată din:

- 2.781.635 lei – reluarea la venit a ajustării de depreciere pentru obiectivul de investiții "Sistem securitate stații etapa III" concomitent cu înregistrarea pe cheltuieli operaționale a declarării obiectivului de investiții, cf. notei menționate mai sus.
- 45.000 lei – reluarea la venit a ajustării de depreciere pentru obiectivul de investiții "Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica" datorită continuării execuției lucrării.
- 4.400.349 lei - reluarea la venit a ajustării de depreciere pentru obiectivul de investiții "LEA 400 kV Suceava - Balti, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României" datorită continuării execuției lucrării.

12. Risc geopolitic — proiectul Green Energy Corridor

Aportul de 25% în GECO Power Company (3,75 mil. lei capital social) pentru cablul submarin RO-GE 1.200 km, cu Georgia (GSE), Azerbaidjan (Azerenerji) și Ungaria (MVM). Care este expunerea totală angajată de Transelectrica pe orizont 5-10 ani (CAPEX, garanții, eventuale aporturi suplimentare)? Care este analiza de risc geopolitic/securitate, ținând cont de traversarea Mării Negre în context de conflict activ în zonă?

Există un acord de drept de retragere/clauze de exit pentru Transelectrica în cazul în care unul dintre ceilalți trei parteneri (în special partea azeră) se retrage sau este sancționat? Cine suportă pierderea în caz de eșec al proiectului?

Răspuns:

Cadru contractual actual: Acordul Acționarilor (SHA) în vigoare are caracter limitat la faza de dezvoltare și studiu de fezabilitate (Art. 2.1 SHA). Structura ulterioară de finanțare, sponsorii proiectului, pachetul de garanții și configurația de proiect finance vor fi stabilite ulterior, după finalizarea studiului CESI, printr-un nou Acord al Acționarilor sau o modificare substanțială a celui existent (Considerentul E SHA), supus aprobării acționariale distincte.

1. Expunerea financiară

Angajată juridic în prezent: 3.750.000 RON (aport vărsat, Art. 3.3 SHA) — plafon al răspunderii limitate conform Legii 31/1990.

Potențială 8–12 ani: ordinul de mărime 400–800 milioane EUR în această fază ca equity contribution, în formula extinsă (3 HVDC + 1 FOC), strict orientativ și condiționat de FID, structură proiect finance și pachet garanții IFI.

Protecție esențială: dreptul de veto absolut prin cerința de unanimitate (Art. 8.7 SHA) pe toate deciziile financiare majore — majorare capital, CAPEX, garanții, emiteri valori mobiliare, strategie investițională.

2. Riscul geopolitic și de securitate — perspectivă sistemică europeană

Riscurile asociate infrastructurii de cablu submarin nu sunt specifice GECO/BSSC, ci reprezintă o realitate sectorială europeană. Aproximativ 200 de cabluri submarine sunt afectate anual la nivel mondial (date JRC). Incidentele recente — Balticconnector (2023), Estlink 2 (decembrie 2024), perturbările multiple din Marea Baltică (noiembrie 2024) — au determinat Comisia

Europeană să adopte Recomandarea 2024/779 și EU Action Plan on Cable Security (21 februarie 2025), urmate de publicarea Cable Security Toolbox (februarie 2026). Peste 70% dintre cablurile HVDC submarine globale se află în apele europene.

Măsuri de mitigare ce vor fi integrate în proiectarea și operațiunile GECO/BSSC pe care le avem în vedere:

- **Hardening fizic** — armare consolidată, îngropare adâncă, protecție cu stânci/salte, conform standardului TM01 din EU Toolbox și ICPC Recommendation No. 2;
- **Monitorizare în timp real** prin Distributed Acoustic Sensing (DAS) integrat în cablul de fibră optică (FOC) al proiectului, plus radar costier și sisteme AIS;
- **Asigurări specializate** — war risk insurance prin piața Lloyd's, political risk insurance MIGA (Grupul Băncii Mondiale), business interruption cover;
- **Calificare CPEI** (Cable Project of European Interest) pentru acoperire UE/NATO coordonată și acces la fonduri CEF;
- **Conformitate normativă** cu Directiva CER (reziliența entităților critice), Directiva NIS2 (cibersecuritate) și Critical Infrastructure Blueprint UE;
- **Coridor de protecție** cu restricții de pescuit și ancorare, securizare instalații terestre (Dry Plant Resilience TM02);
- **Coordonare interinstituțională** Transelectrica–ANRE–Ministerul Energiei–MAE–Comisia Europeană–NATO pentru integrare în arhitectura de securitate regională.

3. Mecanisme de exit, sancționarea unui partener, suportarea pierderii

Cadru actual: Art. 24 SHA permite încetarea prin consimțământ mutual sau prin pierderea calității de acționar; Art. 4/5 cere unanimitate pentru orice transfer în faza de dezvoltare. Pierdere maximă Transelectrica: 3,75 mil. RON (răspundere limitată, principiul SRL Legea 31/1990).

Gap-uri ce vor fi remediate în SHA-ul de construcție/operare (sha nou sau actualizat cele existent): clauză sancțiuni cu forced buyout, MAC clause, force majeure operațional, put/call options, change of control, metodologie evaluare părți sociale, regim default, mecanism deadlock, capital calls cu prag de dilution, obligație statutară asigurări specializate.

4. Concluzie și pași următori

Transelectrica este protejată cumulativ prin răspunderea limitată, dreptul de veto pe deciziile majore și limitarea actuală a scopului Societății la faza de fezabilitate. Riscul geopolitic este o problemă sectorială europeană, abordată prin instrumente UE și NATO active, iar măsurile de mitigare standard vor fi integrate în proiectarea GECO/BSSC. Pași următori: (i) constituirea grupului de lucru juridic-financiar-strategic; (ii) opinie juridică independentă privind SHA-ul viitor; (iii) implicarea timpurie a ANRE; (iv) raportare trimestrială către acționarul principal până la FID.

13. Litigii materiale — RAAN, OPCOM etc.

Dosarul 9089/101/2013 RAAN — creanță 19,1 mil. lei, ajustare 8,5 mil. lei. RAAN este în faliment de 12+ ani.

Care este probabilitatea de recuperare reală raportată de administratorul judiciar și de ce nu s-a constituit ajustare 100%?

Răspuns:

Valoarea de 19,1 milioane lei reprezintă creanțe acceptate la masa credală. Suma admisă este compusa din:

- suma de 13.380.432,63 lei, reprezentand parte din valoarea facturii de supracompensare nr. 8115/08.04.2014 (activitatea de cogenerare de înaltă eficiență),

- suma de 2.963.735,46 lei, reprezentand parte din penalitati de intarziere calculate pentru neplata la termen a facturii nr. 8115/08.04.2014 (activitatea de cogenerare de înaltă eficiență),

- suma totala de 605.949,04 lei, compusa din suma de 228.040, 14 lei, penalitati de intarziere aferente facturii nr. 9619/25.03.2015 (din suma de 250.069,03 lei, penalitati de intarziere contravaloare creante aferente facturilor emise in temeiul altor contracte si sentintei civile nr. 63/01.03.2016 pronuntata in dosarul cu indicativul a138, prin care compania a fost obligata sa presteze debitoarei servicii de transport energie electrica si servicii tehnologice de sistem pe toata durata reorganizarii RAAN, suma de 127.839,87 lei, contravaloare facturi pentru servicii prestate in temeiul contractelor mentionate in cererile conexate si al hotararii civile nr.63/01.03.2016.

Avand in vedere neutralitatea economica si calitatea de administrator al schemei de sprijin pentru promovarea cogenerarii de inalta eficienta, conform atributiilor conferite prin cadrul de reglementare emis de Guvern și de ANRE, Transelectrica nu inregistreaza ajustari de depreciere pentru creantele neincasate aferente activitatii schemei de sprijin. In conformitate cu 14 alin. (5) din HG nr. 1215/2009, cu modificările și completările ulterioare "supracompensarea sau bonusul necuvenit rămas neachitat de către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare care accesează schema de sprijin către administratorul acesteia, pentru care s-au întreprins toate demersurile legale, se va recupera prin includerea acestuia în contribuția pentru cogenerare, conform metodologiei emise de către ANRE."

Ajustarea in suma de 8,5 milioane lei este aferentă crețelor neincasate de la RAAN din activitatea operațională.

RAAN a intrat in insolventa inca din noiembrie 2013. Toate sumele necesar a fi recuperate au izvorat, in mare parte dintr-o Decizie a ANRE ulterioara deschiderii procedurii insolventei, in 2014, pentru schema de sprijin anterioara deschiderii procedurii.

In dosarul nr. 9089/101/2013 RAAN se afla in procedura falimentului din luna iunie 2016, In prezent se acorda termene de judecata pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare. Urmatorul termen de judecata este la data de 10.06.2026.

Dosarul OPCOM 24242/3/2021 (acțiune nulitate aport capital) — ICCJ a respins definitiv recursul OPCOM pe 17.02.2026. Aportul de 22,587 mil. lei rămâne valid, dar dosarul 22567/3/2019 (TVA aferent aportului 4,517 mil. lei + dobândă) a fost pierdut definitiv pe 24.02.2026.

Care este expunerea contabilă rămasă (debit principal + penalități) și ce ajustări se reflectă în 2026?

Răspuns:

1) **Dosarul nr. 24242/3/2021**

Prin cererea de chemare in judecata OPCOM SA a solicitat instantei sa se constate nulitatea partiala a aportului in natura adus de catre Transelectrica, de la suma de 22.587.305 lei la - suma de 2.316.143 lei, respectiv micșorarea numarului de actiuni detinute de Transelectrica la OPCOM.

La fond prin Sentinta civila nr. 2600/07.11.2023 Tribunalul Bucuresti a respins cererea de chemare in judecata ca nefondata. OPCOM a declarat apel.

La termenul de judecata din data de 13.03.2025 Curtea de Apel Bucuresti a respins apelul formulat de catre OPCOM ca nefondat si a obligat apelanta reclamanta la plata catre stat a sumei de 179.550 lei reprezentand taxa judiciara de timbru.

OPCOM a declarat recurs.

La termenul din 17.02.2026, Inalta Curte de Casatie si Justitie prin Decizia civila nr. 197/2026 a respins ca nefondat recursul declarat de OPCOM S.A. impotriva Deciziei civile nr. 423/13.03.2025 pronuntata de Curtea de Apel Bucuresti.

Avand in vedere faptul ca hotararea pronuntata de catre Inalta Curte de Casatie si Justitie in acest dosar are caracter definitiv, apreciem ca aportul adus de Transelectrica la capitalul OPCOM ramane valid.

2) Dosarul nr. 22567/3/2019

In urma solutionarii recursurilor declarate atat de CNTEE Transelectrica SA cat si de OPCOM SA, la termenul din 24.02.2026 prin Decizia civila nr.254/2026, Inalta Curte de Casatie si Justitie a pronuntat urmatoarea solutie: “Respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamanta Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. impotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronuntata de Curtea de Apel Bucuresti – Sectia a V-a civila. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-parata Operatorul Pietei de Energie Electrica si Gaze Naturale - OPCOM S.A. impotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronuntata de Curtea de Apel Bucuresti – Sectia a V-a civila. Respinge cererile partilor de acordare a cheltuielilor de judecata in recurs. Definitiva”.

Anterior in faza apelului (rejudecare) la data de 18.02.2025 Curtea de Apel Bucuresti a pronuntat prin Decizia civila nr. 235/18.02.2025, urmatoarea solutie:“Respinge apelul ca nefondat. Obliga apelanta-reclamanta CNTEE Transelectrica SA la plata catre intimata-parata OPCOM SA a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecata. Cu drept de a formula recurs in termen de 30 de zile de la comunicare, care se va depune la Curtea de Apel Bucuresti, sectia a V-a civila”.

In motivarea Deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, Curtea de Apel Bucuresti constata ca:....“intrucat cheltuielile efectuate de catre apelanta Transelectrica pentru proiectul Electricity trebuiau a fi convertite in crestere de capital social al OPCOM SA, iar OPCOM SA, in schimbul acestor active sa emita un numar corespunzator de actiuni, Curtea retine ca reclamanta primea in schimbul cheltuielilor efectuate parti sociale. **Prin urmare, reclamanta nu putea primi un alt pret prestabilit de parti in contract si nici nu putea sa ceara de la parata sa ii fie achitat TVA, cum in mod neintemeiat solicita prin prezenta cerere. ...[...]** In acest sens, retine Curtea ca **daca aceasta a achitat TVA aferent bunurilor care au fost aduse ca aport, anterior momentului adoptarii hotararii AGEA nr.6/15.06.2016, respectiv la momentul livrarii produselor catre parata, aceasta taxa in raport de dispozitiile contractuale reprezinta tot cheltuieli efectuate in legatura cu activele imobiliare, prin urmare, apelanta putea sa obtina in schimbul acestor cheltuieli de la parata nu plata TVA achitata de catre aceasta incepand cu anul 2007, ci un numar echivalent de actiuni la OPCOM,** intrucat intre parti sunt aplicabile dispozitiile contractului de imprumut nr.7181RO/17.07.2003 si nu cele de drept fiscal, parata solicitand plata TVA de la parata in baza raspunderii contractuale. Mai mult, cuantumul debitului pretins nu rezulta nici din Hotararea AGEA a OPCOM S.A. nr. 6/15.06.2016. ...In raport de cele expuse, **Curtea constata caracterul neintemeiat al cererii privind plata TVA, stabilit conform facturii fiscale nr. 19533/29.07.2016.**

Pentru dosarul nr. 22567/3/2019 având ca obiect obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul

social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project + penalitățile aferente, Transelectrica are înregistrate ajustări pentru deprecierea creanțelor neincasate (debit principal + penalitati) de 100%.

Conaid Company (dosar 36755/3/2018) — ICCJ a respins definitiv recursul Transelectrica pe 26.02.2026, cauza se rejudecă pe fond la TMB.

Provizionul existent de 17,2 mil. lei + 100.000 EUR beneficiu nerealizat — este suficient acoperitor pentru o eventuală pierdere completă pe fond?

Răspuns:

Prin cererea de chemare în judecată reclamanta Conaid Company SRL a solicitat obligarea Transelectrica SA la plata sumei de 17.216.093,43 lei, constând în paguba efectiv suferită și a beneficiului nerealizat, evaluat prin acțiunea modificatoare la 28.672.000 de euro, echivalentul în lei fiind 136.192.000 lei, la care s-ar adăuga și dobanda legală. La data de 06.12.2023, Tribunalul București a rămas în pronunțare, amânând pronunțarea la data de 20.12.2023, apoi la data de 03.01.2024, când a dispus prin sentința nr.4/03.01.2024 următoarele: „Respinge cererea de majorare onorariu expert, formulată de către exp. Chirilă Adelaida Adriana, ca neîntemeiată. Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței, azi, 03.01.2024.”.

Conaid a declarat apel împotriva sentinței nr.4/03.01.2024, pronunțată de Tribunalul București – Secția a IV-a Civilă, în dosarul nr.36755/3/2018, care a fost înregistrat pe rolul Curții de Apel București. La data de 27.03.2025, Curtea de Apel București a rămas în pronunțare, dispunând prin decizia nr.529/2025 următoarele: „Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare; recursul se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată astăzi, 27.03.2025, în ședință publică..”, conform informației de pe portalul instanțelor de judecată.

Transelectrica SA a declarat recurs. Prin Decizia nr.310/26.02.2026 ICCJ a dispus: ”Respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. Definitivă.”

Decizia pronunțată de ICCJ nu a fost redactată.

Conducerea companiei este la curent cu toate aceste litigii și acordă atenție suplimentară situațiilor care au implicații financiare. De asemenea, Compania a realizat toate demersurile necesare pentru a mitiga riscurile reale referitoare la situațiile de mai sus, inclusiv prin dimensionarea corespunzătoare a provizioanelor, în conformitate cu obligațiile referitoare la provizionare menționate anterior.

14. Guvernanță — mandate revocate și răspundere patrimonială

Hotărârea AGOA nr. 1 din 8 ianuarie 2026 mandatează acțiunea pentru recuperarea sumelor achitate ca urmare a votului reprezentanților acționarului în AGA din 6 noiembrie 2013 și 28 septembrie 2020.

Care sunt sumele exacte ce urmează a fi recuperate, identitatea reprezentanților vizați și calendarul procesual estimat? Care sunt argumentele legate de reușita unui astfel de demers?

Provizionul pentru contracte mandat este de 8,4 mil. lei (componentă variabilă, neconcurență, indemnizații restante mandate 2020-2024 revocate).

Câți foști membri sunt vizați, care este suma deja plătită în 2025 în baza hotărârilor judecătorești executorii, și care este estimarea finală a expunerii reziduale după epuizarea cailor de atac?

Răspuns:

Referitor la acțiunile formulate de CNTEE Transelectrica SA conform Hotararii AGA nr. 1/2026, va comunicam urmatoarele:

1. Pentru recomandarea VI.I.4 dn Raportul CCPM si recomandarea 5.3 din Raportul CCR (pentru revocarea fără justă cauză a Directoratului) a fost inregistrat la 19.01.2026, pe rolul Tribunalului Bucuresti, dosarul nr.1356/3/2026, fara termen de judecata fixat.Reclamantă; Transelectrica SA, în contradictoriu cu pârâții foști membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Transelectrica SA:

- Dogaru-Tulică Adina-Loredana,
- Popescu Mihaela,
- Morariu Marius Vasile,
- Năstasă Claudiu Constantin,
- Blăjan Adrian Nicolae,

Și cu pârâta Societatea Asigurarea Românească - ASIROM VIENNA INSURANCE GROUP SA, B-dul Carol I, Nr. 31 - 33, Sector 2, București, in calitate de asigurător,

Prin cererea de chemare in judecată am solicitat instantei ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună obligarea in solidar a pârâților foști membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Transelectrica SA si a pârâtei Societatea Asigurarea Românească - ASIROM VIENNA INSURANCE GROUP SA, la următoarele:

1. plata in solidar către Transelectrica SA a sumei totale de 10.427.146,01 lei, actualizată cu rata inflației, sumă cu care suntem prejudiciați, ca urmare a plății de către Transelectrica SA a acestei sume către Membrii Directoratului care au fost revocați prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 25/25.06.2021 și care au formulat cereri de arbitrare, soluționate prin hotărâri arbitrale prin care s-a constatat culpa CNTEE Transelectrica SA in privința celor stabilite prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 25/25.06.2021,

2. la plata de către pârâții foști membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Transelectrica SA a dobânzii legale penalizatoare aplicată asupra sumei totale de 10.427.146,01 lei, de la data la care suma a fost achitată de Transelectrica SA si până la data restituirii acestei sume de acești pârâți.

3. la plata de către pârâta Societatea Asigurarea Românească - ASIROM VIENNA INSURANCE GROUP SA de daune-interese în condițiile art.22.1 și 22.2 din Contractul de servicii nr.C128/1950/2020.

Prin **Hotărârea Directoratului nr. 343/08.12.2025** s-a dispus inițierea de către entitățile organizatorice responsabile a demersurilor necesare pentru implementarea recomandărilor de remediere formulate prin Raportul CCPM.

2. Pentru recomandarea VI.I.1 și recomandarea VI.1.2 a CCPM a fost înregistrat la 26.01.2026, pe rolul Tribunalului București, dosarul nr.2180/3/2026, fără termen de judecată fixat.

Reclamantă; Transelectrica SA, Pârâți:ANTONEL TĂNASE și TIBERIU HORAȚIU GORUN

Prin cererea de chemare în judecată am solicitat instanței, ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

1. obligarea pârâtului ANTONEL TĂNASE la plata sumei de 1.304.688 lei, la care se adaugă sumele accesorii, constituite din dobânda legală și valoarea de actualizare cu inflația, precum și parte din cheltuielile arbitrale aferente, reprezentând prejudiciul produs Transelectrica ca urmare a faptului că, în perioada septembrie 2020 - decembrie 2020, a acceptat clauze în contractele de mandat încheiate cu membrii Consiliului de Supraveghere al Companiei, prin care s-a prevăzut plata compensației aferente obligației de neconcurență, conduită contrară celei prevăzută în actele normative prin care a fost reglementată în perioada respectivă guvernanta corporativă;

2. obligarea pârâtului TIBERIU HORAȚIU GORUN la plata sumei de 4.286.832 lei, la care se adaugă sumele accesorii, constituite din dobânda legală și valoarea de actualizare cu inflație, precum și parte din cheltuielile arbitrale aferente, reprezentând prejudiciul produs Transelectrica, prin faptul că, prin Hotărârea adunării generale ordinare a acționarilor nr. 4/22.06.2021, a votat revocarea mandatului membrilor Consiliului de supraveghere, în condițiile în care prin Hotărârea nr. 3 a aceleiași adunări s-a aprobat descărcarea de gestiune membrilor consiliului.

Prin **Hotărârea Directoratului nr. 343/08.12.2025** s-a dispus inițierea de către entitățile organizatorice responsabile a demersurilor necesare pentru implementarea recomandărilor de remediere formulate prin Raportul CCPM.

Ulterior Hotărârii AGA 1/08.01.2026, Directoratul a emis rezoluția nr. 1593/15.01.2026 prin care a dispus DJC continuarea demersurilor aprobate prin Hotărârea AGOA nr. 1/2026, respectiv punerea în aplicare a mandatelor acordate, în vederea atragerii răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, conform recomandărilor CCPM la punctele VI.I.1 și VI.I.5 din Raport.

În legătură cu demersurile legale pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de CNTEE Transelectrica SA, ca urmare a votului exprimat de acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor CNTEE Transelectrica SA din data de 06 noiembrie 2013, va comunicam următoarele:

- Prin Raportul privind verificările efectuate la CNTEE Transelectrica SA, înregistrat la Corpul de control al prim-ministrului (CCPM) cu nr. 7823/07.11.2025 și la Companie sub nr. 48919/12.11.2025, constatările și concluziile de la pct. IV.III.2, Corpul de control a constatat faptul că bonusul de performanță în funcție de rentabilitatea acțiunilor nu s-a raportat la indicatorii de performanță, conform art. 37 alin. 1 și 2 din OUG nr. 109/2011, forma în vigoare la data de 01.11.2013.

In acelasi timp, Corpul de control a retinut faptul ca modelul contractelor de mandat incheiate cu membrii Consiliului de Supraveghere/Directoratului si acordarea bonusului de performanta (OAVT) au fost aprobata de AGA prin Hotararile nr. 8/06.11.2013 si nr. 1/23.03.2015. Initial, remuneratia membrilor Directoratului a fost stabilita prin deciziile CS nr. 39/08.10.2013 si nr. 94/12.11.2013.

In privinta persoanelor responsabile care au aprobat modelele de contract de mandat si clauza privind acordarea bonusului de performanta in functie de rentabilitatea actiunilor contrar prevederilor legale, precum si a posibilitatilor de recuperare a sumei de 27.968.134,58 lei, Corpul de control nu s-a pronuntat, dar a mentionat termenul general de prescriptie de 3 ani si faptul ca acesta ar curge de la data la care Transelectrica a avut sau trebuia sa aiba, in mod rezonabil, cunostinta despre existenta prejudiciului si despre identitatea persoanelor responsabile.

Prin Hotararea AGA nr. 8/06.11.2013 s-au aprobat remuneratiile (inclusiv bonusul de performanta in functie de rentabilitatea actiunilor) si modelul de contract de mandat propus de Ministerul Finantelor Publice prin adresele nr. 731369/16.10.2013, cu indreptarea erorii materiale prin adresa nr. 73170/01.11.2013, in calitate de reprezentant al actionarului majoritar, Statul Roman.

- Prin Hotararea Adunarii Generale Ordinare a Actionarilor CNTEE Transelectrica SA nr. 1/08.01.2026, s-a aprobat efectuarea demersurilor legale, respectiv mandatarea reprezentantilor legali ai CNTEE Transelectrica SA in vederea efectuarii demersurilor legale necesare, pentru atragerea raspunderii patrimoniale a reprezentantului actionarului, in vederea recuperarii sumelor achitate de CNTEE Transelectrica SA, ca urmare a votului exprimat de acesta in sedinta Adunarii Generale a Actionarilor din data de 06 noiembrie 2013.
- Drept urmare, CNTEE Transelectrica SA a transmis la data de 23.02.2026 catre Ministerul Finantelor Publice o adresa prin care a solicitat informatii si documente, necesare ducerii la indeplinire a Hotararii Adunarii Generale a Actionarilor nr. 1/2026.
- Prin adresa inregistrata la MFP sub nr. 47453/11.02.2026/47791/30.04.2026 si la CNTEE Transelectrica SA sub nr. 24227/06.05.2026, Ministerul Finantelor Publice ne comunica faptul ca au fost efectuate cercetari arhivistice, nefiind identificate documente aferente sedintei din data de 06.11.2013. Singurele documente pe care MFP le-a identificat si pe care ni le-a comunicat sunt OMF nr. 673/21.05.2013 pentru aprobarea Regulamentului de organizare si functionare a structurilor organizatorice din aparatul propriu si un Extras din Anexa OMF nr. 673/2013, pct. 4.25 – Directia generala management al domeniilor reglementate specific, in vigoare in perioada octombrie – noiembrie 2013.

Numirea Directoratului actual s-a făcut prin Decizia CS nr. 39/30.09.2024 cu mandat până la 29.02.2028. Ce criterii de performanță (ICP) sunt prevăzute sau se vor negocia în contractele de mandat, în special legate de absorbția fondurilor UE, finalizarea proiectelor majore (Gutinaș-Smârdan), și gestionarea procesului Curtea de Conturi?

Răspuns:

CNTEE Transelectrica SA intră sub incidența OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice și a normelor metodologice pentru stabilirea indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari și a componentei variabile a remunerației membrilor consiliilor de administrație/supraveghere ale întreprinderilor publice, precum și a directorilor, respectiv a membrilor directoratului, aprobate prin HG nr. 639/2023.

În acest cadru, criteriile/indicatorii-cheie de performanță nu sunt stabiliți unilateral de Directorat, ci se fundamentează pe Planul de Administrare, care include atât componenta de administrare, cât și componenta de management. Potrivit art. 30 din OUG nr. 109/2011, indicatorii-cheie de performanță rezultați din Planul de Administrare **sunt supuși negocierii și aprobării Adunării Generale a Acționarilor, după avizarea prealabilă de către AMEPIP**. Indicatorii aprobați de AGA și avizați final de AMEPIP constituie baza pentru determinarea componentei variabile a remunerației administratorilor și directorilor întreprinderii publice .

Normele metodologice prevăd că obiectivele întreprinderii publice se stabilesc prin raportare la cadrul legal aplicabil, obiectivele de politică publică și economică ale Guvernului, obiectivele autorității publice tutelare, precum și la specificul sectorului și al companiei. În acest cadru, indicatorii-cheie de performanță pot fi financiari, nefinanciari și necomerțiali, incluzând atât categorii obligatorii, cât și indicatori suplimentari adaptați specificului și complexității întreprinderii publice.

La nivelul Companiei, indicatorii-cheie de performanță **au parcurs deja procedura legală aplicabilă**. Astfel, **Consiliul de Supraveghere a aprobat Planul de Administrare, inclusiv componenta de management, iar AMEPIP a emis avizul prealabil pentru indicatorii-cheie de performanță rezultați din acest plan**. Ulterior, prin Hotărârea AGOA nr. 1/15.01.2025, **Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a aprobat indicatorii-cheie de performanță rezultați din Planul de Administrare, potrivit Notei nr. 59708/11.12.2024**. Ca urmare a modificărilor legislative aduse OUG nr. 109/2011 prin Legea nr. 158/2025, **indicatorii-cheie de performanță au fost modificați și aprobați de Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor** prin Hotărârea AGOA din 22.12.2025, **cu împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului** în AGA pentru semnarea actelor adiționale la contractele de mandat.

Pentru Directorat, arhitectura de performanță include, între altele, rata cheltuielilor de capital, realizarea Planului Anual de Investiții, rata de plată a dividendelor, rata lichidității curente, rata de rotație a activelor și rentabilitatea activelor, precum și indicatori nefinanciari privind mentenanța, formarea profesională, siguranța, reuniunile Directoratului, consumul intern de energie electrică și diferența de remunerare între femei și bărbați .

În acest context, aspectele menționate în întrebare — absorbția fondurilor europene, finalizarea proiectelor majore, inclusiv Gutinaș–Smârdan, și gestionarea măsurilor aferente constatărilor Curții de Conturi — se analizează în cadrul arhitecturii ICP deja aprobate, în special prin indicatorii privind politica de investiții, realizarea Planului Anual de Investiții, disciplina financiară, managementul riscurilor și execuția Planului de Administrare.

Prin urmare, indicatorii-cheie de performanță aplicabili Directoratului nu reprezintă o opțiune unilaterală a conducerii executive, ci rezultatul unei proceduri legale deja parcurse la nivelul Companiei, cu aprobarea Adunării Generale a Acționarilor. **Secretariatul General al Guvernului, în calitate de acționar majoritar, a participat și participă direct la acest proces decizional prin reprezentantul său în AGA, inclusiv în ceea ce privește aprobarea, modificarea sau, după caz, completarea indicatorilor-cheie de performanță care stau la baza contractelor de mandat**.

15. Capital de lucru și lichiditate

Soldul TVA de recuperat crește la 393,1 mil. lei (+44,6% YoY). Pentru deconturile sept.-nov. 2025 s-au încasat 267 mil. lei, dar rămân ~126 mil. lei neîncasate.

Care este cauza structurală a creșterii (investiții accelerate? mecanism cuplare piețe?) și care este vechimea medie de încasare a soldului TVA?

Linia de credit BCR (175 mil. lei pentru cogenerare + capital lucru, plafon majorat la 76,4 mil. lei pentru SGB) este utilizată în proporție de 99% la 31 decembrie 2025. Compania declanșează utilizarea masivă (172,4 mil. lei descoperit de cont) în condiții de profit pozitiv. Care este motivul real al acestei expuneri pe termen scurt — efect de calendar al schemei cogenerare, dividende plătite (279,3 mil. lei), sau presiune din piața de echilibrare?

Distribuția de dividende crește de la 0,28 lei/acțiune (2024) la 3,81 lei/acțiune (2025), un multiplu de 13,6x, în timp ce rezultatul net scade. Rata de distribuție depășește 77% din profit.

Care a fost analiza Directoratului asupra sustenabilității acestei rate de distribuție în contextul programului CAPEX 2,973 mld lei pentru perioada V și a faptului că la finalul anului linia de credit este utilizată 99%?

Răspuns:

CNTEE Transelectrica SA se confruntă în anumite perioade cu dificultăți temporare de lichidități bănești. Situația este cauzată în principal de:

- contextul actual de piață, istoricul arătând o dinamică a prețurilor energiei electrice, care crează dificultăți în lanț la toți participanții din sistemul energetic, respectiv impactează fluxurile de numerar ale Companiei, generând o necesitate de finanțare a capitalului de lucru.
- în cadrul mecanismului de cuplare prin preț, care prevede unirea piețelor de energie electrică PZU (piața zilei următoare) din România, Ungaria, Cehia și Slovacia, Compania în calitate de Agent de Transfer și Participant Implicit are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM, MAVIR și IBEX. În cadrul acestei decontări există un decalaj temporar de timp (24 - 72 ore) între plată și încasare (întâi se efectuează plata și apoi se încasează sumele scadente). În cadrul acestui mecanism de cuplare plățile către OPCOM sunt cu TVA, iar încasările sunt fără TVA. De asemenea, intervin și schimburile valutare lei-euro și euro-lei în timp real, care necesită existența lichidităților în conturile Companiei.

Suplimentar, în ultimii trei ani s-a constatat o creștere semnificativă a decalajului de timp (mai mult de 3-4 luni) în care Bugetul Statului rambursează TVA-ul de încasat. Sumele sunt reprezentative, respectiv un minim de 29.232.580 lei și un maxim de 152.646.784 lei, fapt care a pus presiune suplimentară pe fluxurile de numerar.

Spre exemplificare TVA de încasat aferent lunii ianuarie 2026, în valoare de 152.646.784 lei a fost încasat în data de 18.05.2026.

Lipsa numerarului, deși cu caracter temporar poate cauza plata de penalități și majorări de întârziere cu efecte negative asupra activității desfășurate de Companie, însă Compania s-a asigurat că a abordat aceste situații pentru a mitiga pe cât posibil riscul aferent.

Directoratul este în permanență în contact cu personalul de specialitate pe acest subiect și se asigură prin dezbateri în cadrul ședințelor statutare că sunt tratate rapid toate problemele care pot apărea în acest sens.

16. Clauzele financiare BEI 25709 (raport EBITDA/dobânzi $\geq 4,2$; obligații TL/CP $\leq 0,95$; datorie totală netă/EBITDA $\leq 3,5$) — împrumutul este rambursat integral, dar care este covenants-ul activ pentru BEI 25710 și care este nivelul actual al indicatorilor?

Răspuns:

Contractul de credit BEI 25710/2010 nu prevede clauze financiare de tipul covenantilor bancari, în schimb Compania are obligația garantării creditului. Această garantare este asigurată în prezent prin contractul nr. C997/20.12.2019 semnat între Transelectrica și BNP Paribas Paris Sucursala București.

Contractul asigură garantarea creditului (11.11.2028) până la rambursarea integrală a acestuia.

17. Aspecte ulterioare datei bilanțului

Tariful SS aprobat pentru 2026 este 14,70 lei/MWh (Ordin ANRE 73/2025), față de 12,79 lei/MWh în decembrie 2025 (+15%).

Această creștere reflectă regularizarea deficitului 2025 sau o creștere structurală a costurilor cu serviciile de sistem prognozate?

Răspuns:

Cresterea tarifului de servicii de sistem în anul 2026 reflectă creșterea structurală a costurilor cu serviciile de sistem, prognoza de costuri fiind bazată pe evoluția preturilor înregistrată pe piața serviciilor de sistem în anul 2025.

Cresterea costurilor anticipată pentru anul 2026, față de prognoza costurilor care a fost inclusă în tariful aflat în vigoare în decembrie 2025, este determinată de componenta de pret și nu de componenta volumetrică respectiv de cantitatea de servicii.

În tariful intrat în vigoare la începutul anului 2026 nu a fost inclusă regularizarea anului 2025. În conformitate cu regulile ANRE care guvernează stabilirea tarifului reglementat pentru achiziția serviciilor de sistem, aflate în vigoare la momentul aprobării tarifului pentru anul 2026, regularizarile (provenite din anul A-1) sunt aplicate cu o temporizare de doi ani (aplicarea are loc în anul A+1). Cu toate acestea, în anumite condiții prevăzute în metodologia tarifara ANRE este posibilă accelerarea aplicării regularizării și anume la revizuirile tarifare intermediare care au loc în interiorul anului curent (A).

Nu în ultimul rând, precizăm că în funcție de amploarea regularizării ANRE poate decide în sensul unei aplicări eșalonate a regularizării într-un profil multianual, cu scopul de a amortiza impactul regularizării asupra tarifului reglementat de servicii de sistem.

Reconfirmare Moody's Baa3 pe 16 martie 2026, perspectiva negativă menținută. BCA rămâne ba1.

Care este sensibilitatea ratingului la o eventuală retrogradare a ratingului suveran al României sub Baa3, având în vedere că în martie 2025 perspectiva a devenit negativă tocmai prin alinierea cu suverana?

Răspuns:

Ratingul final al Transelectrica (Baa3) este direct dependent și plafonat de ratingul de țară al României. Având în vedere corelația de risc clasificată de Moody's ca „Foarte Ridicată” (Very High), o retrogradare a suveranei sub pragul Baa3 (în zona speculativă/junk) va determina în mod automat o retrogradare similară a ratingului final al Companiei.

În prezent, ratingul final de Baa3 se bazează pe o îmbunătățire de o treaptă (one-notch uplift) adăugată peste profilul individual de credit (BCA - ba1), datorită probabilității „Ridicate” ca statul să ofere sprijin extraordinar. Coborârea calificativului țării sub Baa3 anulează capacitatea metodologică a acestui sprijin de a menține Transelectrica în zona Investment Grade.

În timp ce ratingul final va scădea instantaneu odată cu cel al țării, profilul de credit autonom (BCA - ba1) va manifesta o rezistență pe termen scurt, susținut de poziția solidă de monopol natural și de indicatorii excelenți de lichiditate din prezent. Totuși, pe termen lung, degradarea macroeconomică va exercita presiuni și asupra BCA-ului, prin creșterea costurilor de finanțare pentru proiectele CAPEX.

Conflictul din Orientul Mijlociu este tratat ca eveniment care nu necesită ajustare (IAS 10).

Care este impactul prognozat asupra prețului GN, care influențează direct prețul de pe PZU și deci CPT 2026?

Răspuns:

Din perspectiva Transelectrica, impactul prognozat al conflictului din Orientul Mijlociu asupra prețului gazelor naturale, și implicit asupra prețului energiei electrice tranzacționate pe PZU și asupra CPT 2026, nu poate fi determinat în mod rezonabil printr-o estimare punctuală sau printr-o sumă bugetară distinctă și nici nu este necesar a fi realizat acest lucru pentru acest indicator în mod particular.

Deși prețul gazelor naturale influențează prețul energiei electrice pe PZU, această variabilă nu este una independentă și nu poate fi analizată izolat. Formarea prețului energiei electrice depinde de un ansamblu larg de factori, între care: producția europeană de energie electrică prognozată, mixul de producție disponibil, nivelul producției din surse regenerabile, hidraulicitate, disponibilitatea centralelor convenționale, cererea de energie, situația economică generală, cadrul de reglementare, măsurile guvernamentale care pot genera dezechilibre în piețe, precum și evoluțiile regionale și globale cu impact asupra piețelor de energie.

În acest context, prețul gazelor naturale influențat de conflictul din Orientul Mijlociu prezintă un nivel extrem de ridicat de volatilitate. Evoluțiile din regiune pot modifica rapid percepția pieței, inclusiv prin declarații contradictorii ale participanților la conflict, schimbări bruște de poziționare geopolitică, riscuri privind blocarea sau deblocarea Strâmtoării Hormuz esențială pentru asigurarea transportului atât a petrolului cât și a gazului natural, modificări ale rutelor comerciale, precum și reacții imediate ale piețelor internaționale la evenimente care se pot schimba de la o zi la alta. Din acest motiv, orice prognoză privind impactul asupra prețului gazelor naturale ar presupune o marjă de eroare foarte ridicată.

Prin urmare, având în vedere caracterul imprevizibil al situației din Orientul Mijlociu, nu există în prezent o bază suficient de robustă pentru a cuantifica un impact bugetar distinct asupra prețului gazelor naturale, asupra PZU sau asupra CPT 2026. O astfel de estimare ar necesita ipoteze de probabilitate credibile și stabile, scenariu cu grad rezonabil de predictibilitate și indicatori econometrici suficient de consistenți. În absența acestor elemente, includerea unei sume bugetare punctuale pentru materializarea unui risc ipotetic de creștere a prețului gazelor naturale

nu ar reflecta o analiză economică solidă, ci mai degrabă o presupunere speculativă. Conducerea Companiei tratează cu deosebită seriozitate analiza aferentă deciziilor bugetar și nu poate include în această analiză elemente speculative.

Bugetul realizat și propus de Transelectrica a avut la bază analize și dezbateri substanțiale în cadrul ședințelor Directoratului, la care au participat reprezentanții direcțiilor de specialitate. În cadrul acestor dezbateri au fost avute în vedere riscurile reale, cuantificabile și cu un grad rezonabil de predictibilitate, inclusiv riscurile generate de instabilitatea regională și mondială. Aceste elemente au fost reflectate în marjele și ipotezele utilizate la fundamentarea liniilor bugetare.

În concluzie, deși conflictul din Orientul Mijlociu este tratat ca eveniment care nu necesită ajustare conform IAS 10, Transelectrica recunoaște că acesta poate influența indirect prețul gazelor naturale, prețul energiei electrice pe PZU și, implicit, nivelul CPT 2026. Totuși, din cauza volatilității extreme și a numărului ridicat de necunoscute, impactul nu poate fi prognozat credibil printr-o valoare bugetară distinctă. Riscul aferent a fost analizat în cadrul procesului bugetar și avut în vedere în mod prudent în marjele generale de fundamentare a bugetului, fără a fi justificată o ajustare punctuală a bugetului pe baza unor ipoteze imposibil de validat în mod rezonabil.

18. Potrivit raportului Curții de Conturi, este necesară realizarea și implementarea de proceduri stricte în activitatea de gestiune a resurselor umane – angajare, evaluare a personalului, acordare de prime și avantaje salariale -, în direcția juridică – urmărire a rău-platnicilor, gestionarea neîndeplinirii contractelor, recuperarea sumelor plătite din culpa altor persoane, în direcția de investiții – urmărirea respectării graficului contractual, procedura de renegociere a prețului contractului, urmărirea prin executare silită sau participarea în procesul de insolvență.

Care este stadiul realizării și implementării acestor proceduri?

Răspuns:

În raport cu recomandările formulate de Curtea de Conturi conform Raportului de audit de conformitate nr. 6000/23.01.2025 și Scrisorii către management nr. 6001/23.01.2025 și a Hotărârii Plenului CCR nr. 47/23.01.2025, CNTEE Transelectrica SA aduce la cunoștință că măsurile organizatorice și procedurale vizate, raportat la punctul 18 de mai sus, sunt deja implementate și operationale, nefiind vorba despre un demers viitor, ci despre o realitate funcțională prezentă.

În mod concret, la nivelul CNTEE Transelectrica SA sunt în vigoare și se aplică întocmai următoarele proceduri operationale:

- Procedura Operatională TEL 13.01 – Urmărirea încasării clienților și a penalităților contractuale pentru serviciile prestate, care reglementează în mod unitar și sistematic monitorizarea creanțelor comerciale, identificarea debitorilor restanțieri și inițierea demersurilor de recuperare, inclusiv prin aplicarea clauzelor penale prevăzute în contracte.
- Procedura Operatională nr. 10.07 a Direcției Juridice și Contencios – care stabilește cadrul procedural intern pentru gestionarea litigiilor, urmărirea executării silită, participarea în procedurile de insolvență și recuperarea sumelor plătite din culpa terților.

Ambele proceduri sunt respectate întocmai și la timp de personalul de specialitate implicat, din toate entitățile organizatorice implicate, asigurând trasabilitatea acțiunilor întreprinse, alocarea clară a responsabilităților și conformitatea cu cerințele de control intern managerial.

Prin urmare, CNTEE Transelectrica SA nu se afla in situatia de a implementa proceduri absente, ci de a continua aplicarea unui cadru procedural deja functional, aliniat recomandarilor Curtii de Conturi. Orice imbunatatire sau actualizare a acestor proceduri, in masura in care va fi identificata ca necesara, va fi realizata in cadrul procesului continuu de revizuire interna, conform cerintelor standardelor de control intern managerial aplicabile entitatilor publice.

În plus, în ceea ce privește recomandările CCR referitoare la activitatea de investiții, au fost actualizate și se implementează în prezent în derularea contractelor de investiții următoarele proceduri:

- Procedura Operațională Cod TEL 00.39, *Organizarea activității în cadrul proiectelor de investiții*, prin care se reglementează modul de gestionare a modificărilor legislative cu impact în modificarea prețului contractului sau a modalității de plată precum și cel de gestionare al apariției unei situații de forță majoră, cu scopul de a reduce la minim impactul asupra derulării contractelor de investiții;
- Procedura de Sistem Cod TEL 04.07, *privind regulile și metodele de determinare a valorii estimate a achiziției sectoriale în vederea încheierii contractelor/ acordurilor - cadru pentru lucrări, produse sau servicii*, prin care se implementează recomandarea CCR privind modul de determinare a valorii estimate a contractelor de investiții.

În contractele de investiții nu există clauză de renegociere a prețului contractului, prețul se modifică doar prin aplicarea clauzelor de ajustare obligatorii conform prevederilor legale în vigoare.

În ceea ce privește activitatea de resurse umane - angajare, evaluare a personalului, acordare de prime și avantaje salariale vă comunicăm următoarele:

- Procedura de Sistem Cod.TEL 10.05- Funcții Sensibile în CNTEE Transelectrica SA , ediția I, revizia 0, a fost avizată în CTES nr. 212/15877/25.04.2025, a fost aprobată de către Directoratul Companiei la data de 13.05.2025 având nr. 15877.
- Instrucțiunea privind întocmirea, completarea și actualizarea dosarelor de personal nr. 21275 a fost aprobată la data de 02.06.2025;
- Procedura de Sistem Cod.TEL 00.18 Avansarea și promovarea personalului Companiei, Ediția I, revizia 0 a fost avizată în CTES nr. 893/47712/12.11.2025 și aprobată de către Directoratul Companiei prin Hotărâre de Directorat nr. 24/2272/26.01.2026;
- Procedura de Sistem Cod.TEL 00.12 Recrutarea și selecția de personal în CNTEE Transelectrica SA, ediția II, revizia 0 a fost avizată în CTES nr. 505/28064/28.07.2025 și aprobată de către Directoratul Companiei la data de 23.10.2025 având nr. 31573.

19. Bugetul de venituri și cheltuieli

Pentru anul 2026 se estimeaza o crestere accentuate a veniturilor operationale, cu o crestere de la 2,6 mld lei la 4,2 mld lei a veniturilor din echilibrare și o creștere corespondentă a cheltuielilor de echilibrare.

În condițiile în care obiectivul este optimizarea echilibrării, care este fundamentarea teoretică a acestei creșteri?

Piața de echilibrare este reglementată atât de legislația primară cât și secundară de ANRE, pe principiul neutralității financiare.

Cadrul de reglementare, respectiv modul de funcționare a pieței de echilibrare este stipulat, în principal, în:

- Regulamentul (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică;
- Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021, pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ANRE, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Piața de echilibrare este o piața reglementată și obligatorie pentru toți participanții la piața de energie electrică. Estimarea creșterii accentuate a veniturilor operaționale respectiv a cheltuielilor operaționale aferente pieței de echilibrare pentru anul 2026, a avut vedere trendul de evoluție al acesteia ajustat cu principalii factori prezentați în Nota de fundamentare a BVC pentru anul 2026 la pag. 9 (*aspecte privind funcționarea pieței de echilibrare*).

În structura veniturilor operationale totale la nivelul Transelectrica există segmente de activitate care sunt reglementate pe principiul neutralității financiare a Companiei, în calitatea sa de OTS pentru energia electrică din România. *Principiul neutralității financiare înseamnă, pe fond, rezultat financiar nul din aceste activitati (venituri=costuri). Aceste segmente se referă la administrarea pieței de echilibrare și la serviciile de sistem.*

Veniturilor anuale provenite din segmentele de activitate reglementate de ANRE pe principiul neutralității financiare, se afla în afara controlului Transelectrica, depinzând în totalitate de factori exogeni Companiei, dintre care enumerăm factori structurali de piața cum ar fi nivelul și intensitatea (slabă) a concurenței în piețele de servicii de sistem și servicii de energie de echilibrare.

Multitudinea de factori implicați în evoluția pieței de echilibrare, impredictibilitatea comportamentului părților implicate, evoluția pieței de energie la nivel european cât și influența mediului economic intern și extern, au impact semnificativ asupra realizărilor pe piața de echilibrare.

Predictibilitatea evoluției pieței de echilibrare poate fie estimată pe baza trendului de evoluție, dar realizările sunt rezultatul exclusiv al tuturor factorilor implicați.

20. Programul de investiții pe anul 2026 și estimări 2027-2028

Vă rugăm să ne precizați care dintre proiectele de investiții propuse sau aflate în derulare se integrează în investițiile pentru creșterea capacității de interconexiune.

Vă rugăm să ne precizați dacă s-a realizat o analiză a riscului de nerealizare a parametrilor estimați pentru anul 2026 și/sau a probabilității de întârziere față de program și dacă s-a realizat și care este rezultatul analizei privind riscul de neîndeplinire a obligațiilor de către furnizori (insolvente, imposibilitate de aprovizionare etc.) și care sunt măsurile de limitare a acestor riscuri.

Răspuns:

Proiectele de investiții aflate în derulare sau în curs de inițiere achiziție execuție în anul 2026 destinate creșterii capacității de interconexiune sunt următoarele:

În derulare:

- Retehnologizare stația 220/110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV;
- LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz;
- Stația 400 kV Stâlp și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan;
- LEA 400 kV Timișoara - Arad (etapa III);
- Construirea unei noi Linii Electrice Aeriene (LEA) de 400 kV simplu circuit (s.c.) Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României.

În curs de demarare procedură de achiziție:

- Stația 400 kV Arad (etapa III).

La elaborarea propunerii PAI 2026, în cadrul ședințelor statutare ale Directoratului au fost luate în calcul toate riscurile care pot afecta realizarea cheltuielilor de investiții estimate pentru anul 2026.

Având în vedere această analiză, valoarea majoritară alocată pentru cheltuielile de investiții estimate a fi realizate în anul 2026 este aferentă unor proiecte de investiții care urmează să fie finalizate în anul 2026 (*Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice, destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE 'Transelectrica' SA, Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu, Retehnologizarea stației 400kV Isaccea-Etapa II, Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu, LEA Gutinaș-Smârdan*).

La momentul actual nu există un risc de nerealizare a acestor proiecte.

În ceea ce privește celelalte obiective de investiții incluse în PAI 2026, sumele aferente au fost alocate cu prudență, astfel încât materializarea riscurilor de neîndeplinire a obligațiilor de către executanți/furnizori să poată fi combătută prin realizarea în avans a unor lucrări neplanificate și revizuirea sumelor alocate pentru proiecte, astfel încât să nu fie afectat gradul de realizare al PAI.

La această dată nu sunt identificate riscuri de nerealizare până la finalul anului a cheltuielilor estimate în PAI 2026, în procent de minim 90%.

Defalcarea "Cheltuielilor pentru operarea sistemului cu servicii executate de terti" (in suma de 640.830.711 lei)

Detaliu tip cheltuiala	Valoare in LEI
604.12-Cheltuieli CPT tranzit RED	17,442,815
6051.02-Cheltuieli privind consumul de energie -consum serv. interne statii	38,508,276
604.01.01-Cheltuieli privind CPT	261,144,928
604.01.02.01-Dezechilibre POZITIVE privind CPT - preturi NEGATIVE	10,688,605
604.01.02.02-Dezechilibre NEGATIVE privind CPT - preturi POZITIVE	95,722,412
604.01.02.03-Dezechilibre privind CPT - Diferente	(31,414)
604.01.03-Cheltuieli privind CPT-PZU	151,853,964
604.01.04.01-Costuri cu tarife Operator Piete aferente CPT	149,987
604.01.04.03-Servicii de administrare RRM Operator Piete	2,600
604.01.04.04-Servicii de raportare a contractelor stabilite pe piata organizată Operator Piete	13,850
604.01.04.05-Servicii de raportare a contractelor stabilite în afara pieței organizate Operator Piete	1,500
604.01.05-Cheltuieli privind piata intrazilnica (PI)	21,542,646
604.01.07-Contravaloarea prestari servicii PRE	316,057
604.06.01-Cheltuieli privind utilizarea rețelei de transport pt.tranzit	43,474,485
Total	640,830,711

**Defalcarea "Altor cheltuieli cu servicii executate de terti"
(in suma de 141.335.189 lei)**

Detaliu tip cheltuiala	Valoare in LEI
615.01 - Cheltuieli cu pregatirea personalului in tara	673,774
618.01 - Cheltuieli de consultanta fiscala	19,170
628.01 - Cheltuieli cu cadastru	60
628.02.02 - Alte cheltuieli cu servicii executate de terti	11,673,780
628.02.04 - Cheltuieli cu protectia civila, paza	41,069,048
628.02.05 - Cheltuieli privind agentiile de rating	214,024
628.02.06 - Cheltuieli privind organizarea de simpozioane si conferinte	3,032,453
628.02.07 - Cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene	30,924,229
628.02.08 - Cheltuieli cu comercializare fibra optica	225,217
628.04 - Cheltuieli cu TELETRANS	53,403,155
628.05 - Alte cheltuieli nedeductibile fiscal	100,279
Total	141,335,189

Defalcarea "Alte cheltuieli de exploatare din categoria Alte cheltuieli de exploatare" (in suma de 7.276.990,50 lei)

Detaliu tip cheltuiala	Valoare in LEI
6588.12-Alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal	7,276,990

Defalcarea "Altora cheltuieli de exploatare" (in suma de 15.027.863 lei)

Detaliu tip cheltuiala	Valoare in LEI
6052-Cheltuieli privind consumul de apa	514,532
6053-Cheltuieli privind consumul de gaze naturale	1,522,904
613.01-Cheltuieli cu primele de asigurare de bunuri	154,569
613.02.01-Cheltuieli cu primele de raspundere civila auto - deductibile fiscal	1,252,856
613.02.02-Cheltuieli cu primele de raspundere civila auto - nedeductibile fiscal	293,261
613.03-Cheltuieli cu primele de raspundere civila personal	696,750
614-Cheltuieli cu studiile si cercetarile	179,129
622-Cheltuieli privind comisiunile si onorariile	30,703
6231.01-Cheltuieli de protocol - deductibile	2,111,919
6231.02-Cheltuieli de protocol - nedeductibile	7,888
6231.03-Cheltuieli cu TVA colectata pentru cadouri > 100 lei	122,359
6231.04-Cheltuieli de protocol - garantie ambalaje	9,986
624-Cheltuieli cu transportul de bunuri si personal	2,307,221
627-Cheltuieli cu serviciile bancare si asimilate	345,687
652-Cheltuieli cu protectia mediului inconjurator	690,007
6581.01.01.02-Chelt priv despag deduct fiscal prin hotarare judecatoreasca	2,225
6581.01.02-Despagubiri nedeductibile fiscal	15,095
6581.02.01-Amenzi si penalitati deductibile fiscal	(25,788)
6581.02.02-Amenzi si penalitati nedeductibile fiscal	133,854
6587.01.02-Alte cheltuieli privind calamitatile	2,540
6587.02.01-Chelt.privind alte evenimente similare deductibile fiscal	7,536
6588.09-Cheltuieli cu majorari de intirziere datorate bugetelor locale	1,081
6588.10.01-Cheltuieli cu protectia muncii, securitatea si sanatatea muncii - deductibile fiscal	547,811
6588.10.02-Cheltuieli cu protectia muncii, securitatea si sanatatea muncii - nedeductibile fiscal	22,200
6588.11.01-Alte cheltuieli de exploatare deductibile fiscal- chirie contracte de mandat	96,716
6588.11.02-Alte cheltuieli de exploatare deductibile fiscal- transport contracte de mandat	81,872
6588.11.03-Alte cheltuieli de exploatare deductibile fiscal- chirie si transport salariatii cu CIM	750,673
6588.11.04-Alte cheltuieli de exploatare deductibile fiscal- diverse	1,052,577
6588.18-Cheltuieli cu alte majorari de intarziere	1,928
6588.22-Cheltuieli privind piata de capital	131,348
6588.23.02-Cheltuieli privind cotizatiile nationale nedeductibile	121,198
6588.25.03-Alte cheltuieli generate de pandemia Covid-19	857
6863-Cheltuieli financiare privind ajustarile pentru pierderea de valoare a imobiliarilor financiare	1,844,370
Total	15,027,863



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
 Transelectrica SA - Sediul Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București,
 România, Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404,
 Cod Unic de Înregistrare 13328043, Telefon +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
 Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei

www.transelectrica.ro

7.1. Stadiul implementării recomandărilor CCR

1. Punctul 1.1 din Scrisoarea către management / 5.1 din Raportul de audit - *Acordarea de prime cu caracter special și de adaosuri salariale, fără a fi prevăzute în mod distinct în bugetul de venituri și cheltuieli, precum și în alte condiții decât cele stabilite prin Contractul colectiv de muncă*

Recomandare:

- *Fundamentarea cheltuielilor de natură salarială în bugetul de venituri și cheltuieli, pe fiecare categorie în parte în funcție de nevoile reale ale entității și cu respectarea prevederilor legale*
- *Elaborarea de proceduri privind modul de acordare a primelor cu caracter special și a adaosurilor salariale și monitorizarea aplicării acestora de către factorii implicați*
- *Stabilirea evenimentelor în cazul cărora sunt acordate adaosuri salariale, precum și cuantumul acestora*
- *Stabilirea criteriilor transparente și nediscriminatorii în baza cărora sunt acordate premiile la nivelul Companiei*
- *Evaluarea anuală a performanțelor individuale ale salariaților în condițiile legii*
- *Extinderea verificărilor asupra cheltuielilor de natură salarială efectuate în perioada 2020-2022, în vederea identificării și a altor sume acordate în alte condiții decât cele stabilite prin CCM, pentru cazurile identificate (inclusiv cele prezentate în Raportul de audit), stabilirea cuantumului prejudiciului ca urmare a plăților efectuate prin acordarea de prime cu caracter special și adaosuri salariale, nejustificate în condițiile din CCM, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea lor în condițiile legii*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandării formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.1 din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și realizate demersuri privind extinderea verificărilor asupra cheltuielilor de natură salarială efectuate în perioada 2020-2022, identificarea plăților realizate și centralizarea datelor privind beneficiarii acestora, fundamentarea BVC în conformitate cu prevederile legale în domeniu, evaluarea anuală a personalului, reglementarea modului de acordare a primelor și adaosurilor salariale, prin elaborarea și aprobarea PS TEL 00.60 privind acordarea de adaosuri și prime în cadrul Companiei.

Totodată, în baza hotărârilor Directoratului, au fost inițiate demersuri pentru recuperarea sumelor considerate de CCR ca fiind prejudiciu, fiind formulate și transmise către instanța de judecată acțiuni împotriva beneficiarilor sumelor, care au fost înregistrate pe rolul Tribunalului București - Secția a VIII-a Conflicte de Muncă.

Ulterior, în baza analizei stadiului acțiunilor, au fost emise HD prin care s-a decis renunțarea la calea de atac a apelului pentru pretențiile Companiei stabilite ca fiind prescrise prin hotărâri judecătorești, precum și pentru cele considerate prin hotărâri judecătorești ca fiind nefondate, respectiv încetarea demersurilor în instanță în ceea ce privește cererile având ca obiect acțiune în răspundere patrimonială împotriva persoanelor, foști salariați, care la data introducerii cererii erau

decedate, inclusiv renunțarea la demersurile de modificare a cererii de chemare în judecată prin introducerea în dosar a moștenitorilor acestora.

În curs de implementare / în așteptare:

- **soluționarea acțiunilor formulate împotriva beneficiarilor sumelor, aflate pe rolul Tribunalului București - Secția a VIII-a Conflicte de Muncă - 2212 dosare înregistrate, din care au fost finalizate aproximativ 1000, restul având termene de judecată până la sfârșitul anului iar câteva dosare s-au suspendat până la soluționarea pe fond a contestației împotriva Raportului CCR.**

2. Punctul 1.2 din Scrisoarea către management / 5.2 din Raportul de audit - *Stabilirea prin contractul de mandat a unor clauze fără bază legală*

Recomandare:

- *Extinderea verificărilor asupra contractelor de mandat derulate în perioada 2020-2022, în vederea identificării și a altor cazuri de contracte în care au fost incluse clauze care exced prevederilor legale, iar pentru cazurile constatate (inclusiv cel prezentat în Raportul de audit) prezentarea rezultatului analizei în Adunarea Generală a Acționarilor pentru luarea măsurilor în consecință, stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate pentru cheltuieli fără bază legală, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea acestora în condițiile legii, după caz, precum și stabilirea unui mecanism de control eficient*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandării formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.2 din Raportul de audit, au fost dispuse și realizate demersuri de extindere a verificărilor și analiză a situației contractelor de mandat derulate în perioada 2020 - 2022, precum și prezentarea rezultatului analizei acționarilor.

În urma analizelor efectuate, a fost întocmită Nota către AGA privind analiza unor situații evidențiate de către CCR și prezentarea rezultatelor analizei acționarilor pentru luarea de măsuri în consecință (afertentă constatărilor de la punctele 5.2, 5.3 și 5.4 din Raportul CCR), care a fost aprobată prin hotărâri ale Directoratului. Această Notă a fost inclusă pe ordinea de zi a AGEA din data de 08.12.2025, iar prin Hotărârea AGEA nr. 12/08.12.2025 acționarii au luat act de rezultatele analizei interne realizate la nivelul Companiei.

În curs de implementare / în așteptare:

- **demersuri în legătură cu Nota către CS nr. 23985/26.06.2025, întocmită de către DJC și DGCRIR ca urmare a rezoluțiilor nr. 23985/05.06.2025 și nr. 23985/19.06.2025 prin care Directoratul a solicitat prezentarea unei propuneri privind stabilirea, la nivelul Companiei, a unui mecanism de control eficient în ceea ce privește clauzele cuprinse în contractele de mandat ale membrilor organelor de conducere ale Companiei.**

3. Punctul 1.3 din Scrisoarea către management / 5.3 din Raportul de audit - *"Nerecuperarea plăților efectuate cu titlu de compensații/despăgubiri acordate membrilor Consiliului de Supraveghere/Direcatoratului, urmare a revocării fără justă cauză a acestora"*

Recomandare:

- *Analizarea cauzelor care au condus la efectuarea plăților cu titlu de compensații/despăgubiri urmare revocării fără justă cauză a membrilor Directoratului/Consiliului de Supraveghere (inclusiv cazul prezentat în Raportul de audit), prezentarea rezultatului analizei acționarilor pentru luarea de măsuri în consecință, stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea acestora în condițiile legii, după caz*
- *Elaborarea unei proceduri (norme interne) care să reglementeze un circuit eficient al informațiilor privind sentințele pronunțate de instanțele de judecată*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandării formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.3 din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și realizate demersuri de analiză a situațiilor semnalate de CCR și prezentarea rezultatului analizei acționarilor, precum și întocmirea, respectiv aprobarea PO Cod TEL 10.07 - Activitatea de avizare documente și activitatea contencios în cadrul DJC și Normelor interne privind circuitul documentelor între Departamentul Contencios al DJC și celelalte entități organizatorice ale CNTEE Transelectrica SA.

În urma analizelor efectuate, a fost întocmită Nota către AGA privind analiza unor situații evidențiate de către CCR și prezentarea rezultatelor analizei acționarilor pentru luarea de măsuri în consecință (afertentă constatărilor de la punctele 5.2, 5.3 și 5.4 din Raportul CCR), care a fost aprobată prin hotărâri ale Directoratului. Această Notă a fost inclusă pe ordinea de zi a AGEA din data de 08.12.2025, iar prin Hotărârea AGEA nr. 12/08.12.2025 acționarii au luat act de rezultatele analizei interne realizate la nivelul Companiei.

Totodată, a fost supusă spre aprobarea AGA formularea unei acțiuni în pretenții, în contradictoriu cu membrii CS care au emis Decizia nr. 25/25.06.2021, în vederea recuperării prejudiciului cauzat CNTEE Transelectrica SA ca urmare a revocării membrilor Directoratului, precum și împuternicirea Directoratului pentru exercitarea acțiunii în justiție, conform Notei nr. 29843/29.07.2025. Prin Hotărârea AGA nr. 8/13.10.2025 a fost aprobată formularea acțiunii în pretenții, iar ulterior, în aplicarea acesteia și a rezoluțiilor Directoratului, a fost formulată și transmisă către instanța de judecată cererea de chemare în judecată împotriva foștilor membri ai CS și a societății de asigurare (ASIROM VIENNA INSURANCE GROUP SA), aceasta fiind înregistrată pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă, în dosarul nr. 1356/3/2026. Prin această acțiune s-a solicitat obligarea pârâților la plata către CNTEE Transelectrica SA a sumei totale de 10.427.146,01 lei, actualizată cu rata inflației, dobânda legală penalizatoare, daune-interese și cheltuieli de judecată.

În curs de implementare / în așteptare:

- **stabilirea termenului de judecată și urmărirea stadiului dosarului nr. 1356/3/2026 înregistrat pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă.**

4. Punctul 1.4 din Scrisoarea către management / 5.4 din Raportul de audit - *Nerecuperarea plăților efectuate în baza unor decizii civile definitive emise de instanțele de judecată privind obligativitatea respectării unor clauze incluse în contractele de mandat*

Recomandare:

- *Analizarea cauzelor care au condus la efectuarea plăților stabilite de instanța de judecată pentru neplata unor bonusuri de performanță - remunerații valorificate OAVT prevăzute în contractele de mandat încheiate cu membrii Directoratului/Consiliului de Supraveghere în perioada 2013-2018 (inclusiv cazurile prezentate în Raportul de audit), prezentarea*

rezultatului analizei acționarului pentru luarea de măsuri în consecință, stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea acestora în condițiile legii, după caz

- *Elaborarea unei proceduri (norme interne) care să reglementeze un circuit eficient al informațiilor privind sentințele pronunțate de instanțele de judecată*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandării formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.4 din Raportul de audit, au fost dispuse și realizate demersuri de analiză a situațiilor semnalate de CCR și prezentarea rezultatului analizei acționarilor, precum și întocmirea, respectiv aprobarea PO Cod TEL 10.07 - Activitatea de avizare documente și activitatea contencios în cadrul DJC și Normelor interne privind circuitul documentelor între Departamentul Contencios al DJC și celelalte entități organizatorice ale CNTEE Transelectrica SA.

În urma analizelor efectuate, a fost întocmită Nota către AGA privind analiza unor situații evidențiate de către CCR și prezentarea rezultatelor analizei acționarilor pentru luarea de măsuri în consecință (afereantă constatărilor de la punctele 5.2, 5.3 și 5.4 din Raportul CCR), aprobată prin hotărâri ale Directoratului. Această Notă a fost inclusă pe ordinea de zi a AGEA din data de 08.12.2025, iar prin Hotărârea AGEA nr. 12/08.12.2025 acționarii au luat act de rezultatele analizei interne realizate la nivelul Companiei.

5. Punctul 1.5 din Scrisoarea către management / 5.5 din Raportul de audit - "Stabilirea și acordarea indemnizației fixe brute lunare pentru membrii Consiliului de Supraveghere"

Recomandare:

- *Extinderea verificărilor asupra contractelor de mandat ale membrilor Consiliului de Supraveghere derulate începând cu anul 2020 în vederea identificării și a altor remunerații acordate necuvenit, iar pentru cazurile constatate (inclusiv cel prezentat în Raportul de audit), stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate pentru remunerații acordate necuvenit, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite, recuperarea acestora în condițiile legii*
- *Includerea contractelor de mandat în lista proiectelor de operațiuni supuse vizei controlului financiar preventiv*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandării formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.5 din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și realizate demersuri de extindere a verificărilor privind contractele de mandat ale membrilor CS, precum și analize ale aspectelor/prevederilor legale privind acordarea vizei CFP pe contractele de mandat.

În urma verificărilor efectuate și a dispozițiilor adoptate la nivelul Companiei:

- Pentru **pct. a)** - *Stabilirea și acordarea indemnizației fixe brute lunare pentru membrii Consiliului de Supraveghere numiți în anul 2020:* - prin Nota DCTR nr. 56162/12.01.2026 au fost prezentate rezultatele verificărilor efectuate cu privire la stabilirea indemnizației fixe brute lunare pentru membrii CS, concluzionându-se că suma care poate fi considerată prejudiciu este de 10.500 lei brut, față de 66.598 lei brut, astfel cum a fost menționat în Raportul CCR. Prin rezoluția nr. 56162/14.01.2026 Directoratul a aprobat Nota DCTR menționată, iar documentația aferentă a fost transmisă către entitățile competente în vederea realizării și finalizării demersurilor necesare pentru informarea AGA. De asemenea, se va solicita un punct de vedere către AMEPIP cu privire la aspectele constatate.

- Pentru **pct. b)** - *Stabilirea și acordarea indemnizației fixe brute lunare pentru membrii provizorii ai Consiliului de Supraveghere* - prin Nota nr. 34578/26.08.2025, întocmită de DJC și semnată de Directorat, a fost supusă spre aprobarea AGA formularea unei acțiuni în pretenții împotriva membrilor CS în vederea restituirii sunelor încasate în cursul anului 2020 pentru participarea la Comitetul de Securitate Energetică, precum și împuternicirea Directoratului pentru exercitarea acțiunii în justiție. Prin Hotărârea AGA nr. 8/13.10.2025 a fost aprobată formularea acțiunii în pretenții, iar ulterior, în aplicarea acesteia și a rezoluțiilor Directoratului, a fost formulată și transmisă către instanța de judecată cererea de chemare în judecată împotriva foștilor membri ai CS, aceasta fiind înregistrată pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă, în dosarul nr. 39546/3/2025. La termenul de judecată din data de 08.04.2026, instanța a amânat pronunțarea la data de 23.04.2026, iar ulterior, la datele 23.04.2026 și 08.05.2026 pronunțarea a fost din nou amânată pentru data de 22.05.2026.

În curs de implementare / în așteptare:

- finalizarea demersurilor pentru solicitarea/obținerea punctului de vedere AMEPIP și informarea AGA cu privire la stabilirea/cuantumul indemnizației fixe brute lunare pentru membrii CS;
- urmărirea soluționării dosarul nr. 39546/3/2025 aflat pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă - termen amânat la data de 22.05.2026.

6. Punctul 1.6 din Scrisoarea către management / 5.6 din Raportul de audit - Stabilirea și acordarea indemnizației fixe brute lunare și a altor avantaje pentru membrii Directoratului, în alte condiții decât cele legale

Recomandare:

- *Extinderea verificărilor asupra contractelor de mandat ale membrilor Directoratului derulate începând cu anul 2020, în vederea identificării și a altor remunerații și avantaje (chirie, transport rutier, aerian, feroviar, etc) acordate necuvenit, iar pentru cazurile constatate (inclusiv cel prezentat în Raportul de audit), stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite, recuperarea acestora în condițiile legii*
- *Includerea contractelor de mandat în lista proiectelor de operațiuni supuse vizei controlului financiar preventiv*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandării formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.6 din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și realizate demersuri de extindere a verificărilor privind contractele de mandat ale membrilor Directoratului, precum și analize ale aspectelor/prevederilor legale privind acordarea vizei CFP pe contractele de mandat.

În urma verificărilor efectuate și a dispozițiilor adoptate la nivelul Companiei:

- Pentru **pct. a)** - *Stabilirea și acordarea indemnizației fixe brute lunare pentru membrii Directoratului (numiți pe mandate provizorii în anul 2022), în alte condiții decât cele legale:* - a fost recuperată suma de 8.400 lei care a fost achitată voluntar de 4 membri ai Directoratului, precum și suma de 2.100 lei aferentă unui fost membru al Directoratului, conform convenției de eşalonare la plată în 6 rate lunare egale (350 lei), în perioada 10.12.2025 - 10.05.2026.

- Pentru **pct. b)** - *Acordarea de avantaje unor membrii provizorii ai Directoratului reprezentând cheltuieli cu chiria și transportul, în alte condiții decât cele legale* - prin Raportul de control DCTR - CFG nr. 25041/16.06.2025, echipa de control a extins verificările și a stabilit

întinderea prejudiciului, conform raționamentului auditorilor CCR, la suma de 148.283 lei brut, propunând înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea acestora în condițiile legii. Prin rezoluția nr. 24188/18.06.2025 Directoratul a fost de acord cu măsura propusă. Prin Nota nr. 7315/10.02.2026 întocmită de DJC și semnată de Directorat, s-a solicitat AGOA convocată în data de 29.04.2026, să dispună cu privire la acționarea în justiție a unor foști membri ai CS. Prin Hotărârea AGOA nr. 2/29.04.2026 s-a aprobat formularea unei cereri de chemare în judecată, a persoanelor responsabile menționate la punctul II. lit. a, b, c, d, e, f, g, h, i al Notei nr. 7315/10 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului pentru exercitarea acțiunii în justiție, respectiv de a promova și semna cererile de chemare în judecată.

În curs de implementare / în așteptare următoarele:

- **efectuarea demersurilor ca urmare a Hotărârii AGOA nr. 2/29.04.2026 prin care s-a aprobat formularea unei cereri de chemare în judecată, a persoanelor responsabile menționate la punctul II. lit. a, b, c, d, e, f, g, h, i al Notei nr. 7315/10 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului pentru exercitarea acțiunii în justiție, respectiv de a promova și semna cererile de chemare în judecată.**

7. Punctul 1.7 din Scrisoarea către management / 5.7 din Raportul de audit - *Procesul de recrutare/promovare a personalului nu a îndeplinit în totalitate condițiile stabilite prin cadrul legal aplicabil, norme/reglementări proprii*

Recomandare:

- *Actualizarea procedurii de sistem privind recrutarea personalului, respectiv a procedurii de sistem privind avansarea și promovarea personalului Companiei, astfel încât să fie eliminate abaterile constatate*
- *Organizarea procesului de recrutare și selecție a personalului entității în condițiile legii, cu respectarea criteriilor de transparență și obiectivitate*
- *Exercitarea controlului financiar preventiv asupra tuturor contractelor individuale de muncă*
- *Extinderea verificărilor asupra proceselor de recrutare desfășurate în perioada 2020-2022, precum și asupra persoanelor promovate în funcții de conducere, în vederea identificării și a altor cazuri de angajări de personal în condiții de netransparență și /sau care nu îndeplineau condițiile de studii și experiență, precum și a unor persoane promovate care nu îndeplinesc cerințele din fișa postului, pentru cazurile identificate (inclusiv cele prezentate în Raportul de audit), stabilirea eventualelor consecințe economice/juridice și, după caz, și luarea măsurilor ce se impun*
- *Analiza posturilor a căror ocupare temporară prin promovare depășește perioada stabilită prin reglementările în vigoare și luarea măsurilor ce se impun*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandărilor formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.7 din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și realizate demersuri privind extinderea verificărilor și analize asupra proceselor de recrutare desfășurate în perioada 2020-2022, precum și revizuirea/actualizarea cadrului procedural aplicabil proceselor de recrutare, selecție, detașare, promovare, avansare și ocupare a posturilor în cadrul Companiei. De asemenea, sunt prezentate la controlul financiar preventiv contractele individuale de muncă și actele adiționale.

În urma analizelor efectuate și a dispozițiilor adoptate la nivelul Companiei:

- Au fost actualizate și aprobate procedurile interne privind recrutarea și avansarea/promovarea personalului, respectiv PS TEL 00.12 - *Recrutarea și selecția de*

personal în cadrul CNTEE Transelectrica SA, PS TEL 00.18 - Avansarea și promovarea personalului Companiei, Proceduri Operaționale TEL 00.10 - Elaborarea, încheierea și modificarea Contractului individual de muncă (CIM) și a Actului adițional (AA);

- Prin Raportul de control DCTR - CG nr. 19868/09.05.2025, privind verificarea fișelor de post aferente funcțiilor de conducere din cadrul Executivului și a STT - urilor, s-a propus elaborarea unui cadru intern care să stabilească nivelurile minime de experiență profesională și managerială, în funcție de complexitatea și responsabilitatea postului (pct. 2.1.5 din fișa postului). Prin rezoluția nr. 19868/23.05.2025, Directoratul a fost de acord cu măsurile propuse, fiind inițiate acțiuni pentru uniformizarea fișelor de post aferente funcțiilor de conducere.

În curs **de implementare / în așteptare:**

- **finalizarea demersurilor necesare pentru actualizarea fișelor de post aferente funcțiilor de conducere, conform rezoluțiilor Directoratului.**

8. Punctul 1.8 din Scrisoarea către management / 5.8 din Raportul de audit - *Ocuparea unor posturi pe durată determinată, înființate în afara celor aprobate prin Organigramă și/sau a unor posturi vacante*

Recomandare:

- *Analiza ocupării posturilor vacante prin detașare în raport cu cerințele postului (inclusiv pentru cazurile prezentate), stabilirea eventualelor consecințe economice/juridice, după caz, și luarea măsurilor legale ce se impun*
- *Analiza Statelor de funcții la nivelul fiecărei entități organizatorice în vederea identificării posturilor înființate în afara celor prevăzute în Organigrama aprobată de conducerea Companiei și luarea măsurilor legale ce se impun*
- *Ocuparea posturilor cu persoane detașate de la alte entități, în condițiile respectării prevederilor legale, astfel încât aceasta să reprezinte o situație de excepție*
- *Scoaterea la concurs a posturilor vacante, organizarea și derularea procesului de selecție în conformitate cu actele normative aplicabile*
- *Actualizarea procedurii de sistem privind recrutarea personalului, inclusiv prin detașarea de la alte entități*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandărilor formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.8 din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și realizate demersuri privind verificarea situațiilor evidențiate în raportul CCR, revizuirea și actualizarea PS TEL 00.12 - Recrutarea și selecția de personal în cadrul CNTEE Transelectrica SA, prin includerea cadrului procedural aplicabil proceselor de detașare în cadrul Companiei.

9. Punctul 1.9 din Scrisoarea către management / 5.9 din Raportul de audit - *Ocuparea unui post pe durată nedeterminată, fără organizarea unui concurs/examen care să asigure condiții de deplină egalitate cu alți candidați din interiorul sau exteriorul entității*

Recomandare:

- *Extinderea verificărilor în vederea identificării și a altor cazuri, iar pentru cazurile constatate (inclusiv cazul prezentat în Raportul de audit) dispunerea de măsuri privind ocuparea posturilor în condițiile legii*
- *Corelarea prevederilor CCM al CNTEE Transelectrica SA cu prevederile Codului Muncii*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru implementarea recomandărilor formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul 5.9 din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și realizate demersuri privind verificarea situațiilor evidențiate în raportul CCR iar în urma extinderilor efectuate de către comisia constituită conform HD 62/2025, nu a fost constatată nicio altă situație similară celui din Raportul CCR. De asemenea, Contractul Colectiv de Muncă a fost completat cu prevederile art. 86 din Codul Muncii.

10. Punctul 1.10 din Scrisoarea către management / 5.10 din Raportul de audit - Nerecuperarea sumelor cu care a fost majorat prețul unui contract de lucrări (valoarea manoperei și profitul) în alte condiții decât cele legale

Recomandare:

a) Extinderea verificărilor asupra tuturor contractelor de investiții derulate în perioada 2020 - 2022, în vederea identificării și a altor cazuri în care ajustarea prețului contractului în baza OUG nr. 114/2018 s-a efectuat în alte condiții decât cele legale, pentru cazurile constatate (inclusiv cel prezentat în Raportul de audit), stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite, recuperarea acestora în condițiile legii și corectarea rezultatelor contabile înregistrate

b) Pentru cazul prezentat în Raportul de audit, numirea unei comisii care să se pronunțe asupra realității și legalității formularelor F 3 întocmite la data de 07.05.2018, precum și a celor prezentate în instanță, asupra cauzelor care au condus la acceptarea de către entitate a ajustării prețului efectuat de către Executant în alte condiții decât cele legale, rezultatul analizei va fi prezentat Conducetorii care va hotărî în consecință;

c) Stabilirea unor mecanisme de control eficiente și asigurarea unui circuit eficient al informațiilor între entitățile organizatorice cu atribuții în gestionarea contractelor de investiții și cele cu atribuții în apărarea intereselor CNTEE Transelectrica SA în fața instanțelor de judecată.

Stadiu: Implementată

a) În urma extinderii verificărilor, comisia a identificat 3 contracte pentru care s-a stabilit valoarea totală de recuperat de 1.159.726,01 lei, sumă recuperată integral de la Executanți, astfel:

Nr. crt.	Denumire contract	Detalii	Stadiu
1	C 18/2017 Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești - Energobit S.A.	<u>Valoare recuperată integral:</u> 924.470,06 TVA inclus (extras de cont din 17.06.2025)	✓ Recuperat integral
2	C 199/2016 Retehnologizare Stația 220/110 kV Turnu Severin - Energobit S.A.	<u>Valoare recuperată integral:</u> 215.556,00 lei (extras de cont din 10.07.2025)	✓ Recuperat integral
3	C4/2019 Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetis - Echipament primar ELM Electromontaj Cluj S.A.	<u>Valoare recuperată integral:</u> 19.699,95 lei (extras de cont din 24.06.2025)	✓ Recuperat integral

b) În urma analizei comisiei constituite s-a constatat că singurele formulare F3 care pot fi luate în considerare sunt cele ștampilate și semnate, transmise de către executant Companiei ca parte a documentației de proiectare. Suma achitată este cea stabilită prin instanță sau calculată ulterior de către executant urmând același mod de calcul cu cel utilizat în Instanță, solicitarea în Instanță a Companiei de a fi aprobată expertiza specializată fiind respinsă. **În ceea ce privește cazul prezentat în Raportul de audit**, comisia a calculat suma de **924.470,06 TVA inclus** de recuperat

din diferențele de ajustare de la Executant (Energobit S.A.) - sumă recuperată integral în data de 17.06.2025.

c) Direcția Juridică și Contencios a elaborat documentul „Norme Interne privind circuitul documentelor între Departamentul Contencios al DJC și celelalte entități organizatorice ale CNTEE Transelectrica SA”, în care au fost introduse prevederi referitoare la circuitul eficient al documentelor între DJC și entitățile responsabile cu derularea contractelor aflate în litigiu, conform recomandării CCR. Documentul a fost aprobat de Directorat în data de 16.07.2025.

11. Punctul 1.11 din Scrisoarea către management / 5.11 din Raportul de audit - Neurmărirea aplicării clauzelor contractuale și neîntreprinderea măsurilor de recuperare a penalităților de întârziere în cazul unui contract de lucrări al cărui obiect nu a fost realizat în termenul stabilit în contract, fiind reziliat de beneficiar.

Recomandare:

- Extinderea verificărilor asupra contractelor de investiții derulate în perioada 2020 - 2022, în vederea identificării și a altor cazuri de contracte, pentru care, nu au fost calculate și facturate penalități de întârziere datorate de executant pentru nerealizarea lucrărilor la termenele stabilite, iar pentru cazurile constatate (inclusiv pentru cazul prezentat în Raportul de audit), întreprinderea măsurilor pentru stabilirea și recuperarea acestora în condițiile legii și înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite.

Stadiu: Parțial implementată

În urma extinderii verificărilor, comisia a identificat 2 contracte, aflate în prezent în următorul stadiu:

<u>Nr. crt.</u>	<u>Denumire contract</u>	<u>Detalii</u>	<u>Stadiu</u>
<u>1</u>	C 244/2021 „Înlocuirea componentelor hardware (...) - II DAMAS” Unicorn Systems AS	Valoare recuperată: 125.574,26 euro (629.707,48 lei) . Contractantul a efectuat plata integrală a penalizărilor de întârziere, în valoare totală de 125.574,26 euro (629.707,48 lei).	✓Recuperat integral
<u>2</u>	C 920/2019 „Stația electrică 400 kV Stâlp și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp” Romelectro S.A.	Valoarea de recuperat: 10.195.849,56 lei . Compania a solicitat plata sumei de 10.195.849,56 lei (penalități de întârziere) de la administratorul judiciar al Romelectro S.A., însă cererea a fost respinsă ca urmare a nerespectării procedurii contractuale obligatorii. Contestațiile ulterioare la Tribunalul București și Curtea de Apel București au fost de asemenea respinse (dosar nr. 909/3/2022/a59, acțiune respinsă ca nefondată la termenul din 12.05.2026).	X Finalizat (litigiu pierdut)

12. Punctul 1.12 din Scrisoarea către management / 5.12 din Raportul de audit - Neurmărirea clauzelor contractuale în cazul unui contract de lucrări al cărui obiect nu a fost realizat în termenul stabilit în contract, fiind denunțat de executant ca urmare a intrării în insolvență.

Recomandare:

- Extinderea verificărilor asupra contractelor de investiții derulate în perioada 2020 - 2022, în vederea identificării și a altor cazuri de contracte la care nu s-au aplicat clauzele

contractuale privind justificarea avansului acordat, respectiv realizarea lucrărilor la termenul stabilit, iar pentru cazurile identificate (inclusiv cel prezentat în Raportul de audit), stabilirea cauzelor și a consecințelor neaplicării clauzelor contractuale, stabilirea pe fiecare caz în parte, a avansurilor nejustificate precum și a penalităților de întârziere datorate de executant, înregistrarea sumelor stabilite în contabilitate, facturarea acestora după caz, precum și recuperarea lor în condițiile legii.

Stadiu: Parțial implementată

În urma extinderii verificărilor, comisia a identificat 4 contracte, aflate în prezent în următorul stadiu:

Nr. crt.	Denumire contract	Detalii	Stadiu
1	C 110/2018 „Retehnologizarea stației Smârdan” Asocierea Romelectro S.A. și Electromontaj S.A.	Valoare recuperată: 15.316.630,78 lei Întrucât Romelectro S.A. a intrat în insolvență pe parcursul derulării contractului, valoarea a fost recunoscută de Electromontaj S.A. (liderul Asocierii) și recuperată pe parcursul contractului, al cărui termen a fost prelungit prin act adițional până la 30.12.2026. Suma a fost recuperată integral până la data de 30.03.2026.	✓ Recuperat integral
2	C 264/2017 „Modernizarea stațiilor Bacău Sud și Roman Nord” Romelectro S.A.	Sumă înscrisă la masa credală: 4.192.111,68 lei Compania este înscrisă la masa credală cu această sumă, recuperarea fiind condiționată de evoluția procedurii de insolvență a Romelectro S.A.	⌚ În așteptare – masă credală
3	C 920/2019 „Stația electrică 400 kV Stâlpu și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația Stâlpu” - Romelectro S.A.	Sumă de recuperat: 10.195.849,56 lei (penalități de întârziere – factura nr. 512/29.11.2023) Cererea de plată a fost respinsă atât de Tribunalul București, cât și la Curtea de Apel București (dosar nr. 909/3/2022/a59). La termenul din 12.05.2026, instanța a respins apelul ca nefondat. (detalii la rec. 5.11)	✗ Finalizat (litigiu pierdut)
4	C 145/2018 Retehnologizare Medgidia Sud 110 Kv - Romelectro S.A.	Pentru cazul menționat în Raportul de audit al CCR privind etapa a II-a a activităților montaj și PIF Trafo 1 250 MVA, s-a depus cerere de chemare în judecată prin care s-a solicitat anularea Hotărârii Plenului CCR nr. 47/2025 și anularea în parte a Raportului de audit de Conformitate și a Scrisorii de Management, inclusiv cu privire la 5.12 (1.12) parțial. Termen de judecată litigiu Transelectrica - CCR: 09.06.2026, dosar nr. 5244/2/2025.	⌚ Litigiu în curs

13. Punctul 1.13 din Scrisoarea către management / 5.13 din Raportul de audit - Majorarea prețului unui contract de lucrări în alte condiții, respectiv fără a lua în considerare diferența de curs valutar cu care a fost majorat prețul contractului, executantul facturând valoarea lucrărilor executate în moneda euro, la cursul de schimb de la data facturării.

Recomandare:

a) Extinderea verificărilor asupra tuturor contractelor de investiții în derulare în perioada 2020 - 2022, în vederea identificării și a altor cazuri de contracte la care ajustarea prețului s-a efectuat în alte condiții decât cele legale și/sau nu au fost calculate și recuperate penalități contractuale, iar pentru cazurile constatate (inclusiv cel prezentat în Raportul de audit), stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea acestuia în condițiile legii, precum și stabilirea penalităților de întârziere conform clauzelor contractuale, după caz, și facturarea și recuperarea lor în condițiile legii

b) Pentru contractele de investiții în care ajustarea prețului s-a realizat în baza OUG nr. 47/2022, în situația în care executanții nu au declarat la momentul ofertei cota de profit, se vor solicita documente care să probeze cota de profit realizată de executant, urmând ca ajustarea să fie realizată în baza acestor documente justificative

c) *Întocmirea actelor adiționale în termenele și condițiile prevăzute de reglementările legale și contractuale*

d) *Stabilirea prin contract a valorii activităților aferente fiecărei etape prevăzute în contract*

Stadiu: Parțial implementată

a) În urma extinderii verificărilor, comisia a identificat 4 contracte, aflate în prezent în următorul stadiu:

Nr. crt.	Denumire contract	Detalii	Stadiu
1	C 100/2018 „Trecerea la tensiunea de 400 kV (...) stația Reșița” Dacom Impex SRL	Valoare recuperată: 1.011.230,17 lei Suma a fost achitată integral prin tranzacție extrajudiciară, în 6 tranșe, ultima achitată în data de 19.11.2025.	✓ Recuperat integral
2	C 8/2019 „Retehnologizare Stația 220/110 kV IAZ” Asocierea Electrogrou S.A. & Siemens Energy SRL	Valoare recuperată: 1.242.177,14 lei Tranzacție extrajudiciară aprobată de Directorat la 14.10.2025, suma fiind achitată în 6 tranșe, astfel: • Electrogrou S.A.: 910.389,19 lei; • Siemens Energy SRL: 331.787,95 lei.	✓ Recuperat integral
3	C 185/2018 „Înlocuire AT și TRAFU în stații electrice - etapa 2, faza 2 - LOT 1” Asocierea Retrasib S.A. Sibiu & Electromontaj S.A.	Valoare totală de recuperat: 510.966,14 lei TVA inclus, din care: • Electromontaj S.A. a achitat integral 47.822,30 lei; • Retrasib S.A. Sibiu a refuzat restituirea amiabilă a sumei de 463.143,85 lei TVA inclus, iar în data de 05.08.2025 a fost depusă în instanță cererea de chemare în judecată. Dosar nr. 26918/3/2025 - suspendat până la soluționarea dosarului nr. 5244/2/2025 (acțiunea Companiei împotriva CCR), având termen de judecată 09.06.2026.	⌚ Litigiu în curs (parțial recuperat)
4	C 277/2017 „Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Ungheni” Asocierea Siemens Energy SRL (lider) & Emsens Prod SRL	Valoare totală de recuperat: 1.736.832,80 lei TVA inclus • Siemens Energy SRL (352.324,17 lei): tranzacție judiciară aprobată prin HD nr. 119/2026; suma totală de 359.370,65 lei (debit + taxă judiciară) achitată la 15.04.2026. • Emsens Prod SRL (1.384.508,63 lei): litigiu în curs, dosar nr. 33587/3/2025, termen de judecată: 24.06.2026.	⌚ Litigiu în curs (parțial recuperat)

b) În urma solicitărilor adresate executanților pentru documentarea cotei de profit, conform cerințelor CCR, aceștia au refuzat furnizarea informațiilor suplimentare, invocând fie lipsa unei baze legale, fie protecția confidențialității și principiului concurenței. Prin urmare, nu au fost primite documente care să genereze necesitatea recalculării valorii aferente ajustărilor acordate.

c) Conform raportului comisiei de extindere a verificărilor, actele adiționale cu întârzieri vizau în majoritate modificări legislative și nu au generat consecințe economico - financiare pentru Companie.

Pentru reglementarea procedurii de întocmire a Actelor Adiționale, s-a stabilit revizuirea Procedurii Operaționale TEL 00.39 „Organizarea activității în cadrul proiectelor de investiții”. Directoratul a aprobat prin HD nr. 259/2025 forma procedurii avizată inițial cu avizul CTES nr. 416/2025.

d) Conform comunicării Direcției Investiții prin adresa 25483/18.06.2025 „*Recomandarea a fost implementată pentru contractele aflate în derulare și se va ține cont de această recomandare pentru contractele care vor fi încheiate. În acest sens va fi modificat conținutul cadrului al contractelor de execuție lucrări în vederea determinării valorice a etapelor contractuale.*”

14. Punctul 1.14 din Scrisoarea către management / 5.14 din Raportul de audit - Neurmărirea clauzelor contractuale în cazul unui contract de lucrări fiind prelungită durata de execuție a unor etape în afara termenului stabilit în contract pentru realizarea acestora, necalcularea de penalități pentru nerealizarea la termen a etapelor contractuale și efectuarea de plăți pentru bunuri și servicii care nu au fost integral prestate de către executant.



Recomandare:

- a) *Extinderea verificărilor asupra tuturor contractelor de investiții derulate în perioada 2020 - 2022, în vederea identificării și a altor cazuri în care nu s-au realizat lucrările la termenele stabilite prin contract și s-au efectuat plăți pentru bunuri/servicii/lucrări care nu au fost integral asigurate/prestate de către executant, iar pentru cazurile constatate, stabilirea penalităților contractuale pentru nerealizarea lucrărilor în termenele stabilite prin contract, facturarea și recuperarea în condițiile legii, stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate pentru astfel de bunuri/serviciulucrări (inclusiv dobânzi), înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea lor în condițiile legii*
- b) *Estimarea valorii lucrărilor de investiții în funcție de prețurile practicate pentru aceleași categorii de lucrări în cazul altor obiective de investiții similare/cele existente pe piață*
- c) *Numirea unei comisii care să analizeze modul de stabilire al valorii estimate a lucrărilor de investiții derulate în perioada 2020-2022, pe capitole de lucrări (articole de lucrări), în raport cu prețul contractat pe fiecare categorie de lucrări în vederea identificării și a altor obiective de investiții similare în a căror valoare au fost incluse categorii de lucrări la prețuri mult diferite, stabilirea consecințelor economico-financiare și prezentarea analizei rezultate conducerii companiei în vederea luării măsurilor care se impun*
- d) *Întocmirea actelor adiționale în termenele și condițiile prevăzute de reglementările legale și contractuale*
- e) *Stabilirea prin contract a valorii activităților aferente fiecărei etape prevăzute.*

Stadiu: Parțial implementată

- a) În urma extinderii verificărilor, comisia a identificat 5 contracte, aflate în prezent în următorul stadiu:

Nr. crt.	Denumire contract	Detalii	Stadiu
----------	-------------------	---------	--------

1	C 110/2018 „Retehnologizarea stației Smârdan” Asocierea Romelectro S.A. și Electromontaj S.A.	Valoare totală de recuperat: 24.528.140,81 lei • 9.211.510,03 lei (penalizări) - înscrisă la masa credală „sub condiție” (Romelectro S.A. în insolvență). • 15.316.630,78 lei - recunoscută de Electromontaj S.A. (liderul Asocierii) și recuperată integral până la 30.03.2026, în baza actului adițional cu termen prelungit până la 30.12.2026.	 Masă credală (parțial recuperat)
2	C 264/2017 „Modernizarea stațiilor Bacău Sud și Roman Nord” - Romelectro S.A.	Sumă înscrisă la masa credală: 4.192.111,68 lei Recuperarea este condiționată de procedura de insolvență a Romelectro S.A.	 Masă credală
3	C 54/2018 „Retehnologizare (...) Craiova Nord, etapa 3” - Electromontaj S.A.	Obligațiile au fost stinse prin acordul EM nr. 612/2022.	✓ Finalizat
4	C 920/2019 „Stația electrică 400 kV Stâlp” Romelectro S.A.	<u>Sumă de recuperat: 10.195.849,56 lei</u> (penalizări de întârziere - factura nr. 512/29.11.2023) Cererea de plată a fost respinsă atât de Tribunalul București, cât și la Curtea de Apel București (dosar nr. 909/3/2022/a59). La termenul din 12.05.2026, instanța a respins apelul ca nefondat. (detalii la rec. 5.11)	X Finalizat (litigiu pierdut)
5	C 05/2021 „Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu” Asocierea Siemens S.A. - Electrogrup S.A.	Facturile de penalități din acest contract nu au legătură cu verificările CCR.	-

De asemenea, au fost efectuate verificările de către responsabilii cu derularea contractelor și nu s-a constatat existența bunurilor/ lucrărilor nelivrate/ neefectuate integral, dar plătite. În acest sens, au fost primite declarații pe proprie răspundere de la toți responsabilii contractelor de investiții derulate în perioada menționată.

b) Prin Hotărârea nr. 160/2025, modificată prin Hotărârea nr. 194/2025, Directoratul a dispus entității responsabile **actualizarea Procedurii Operaționale TEL 04.07 privind regulile și metodele de determinare a valorii estimate a achiziției sectoriale în vederea încheierii contractelor/acordurilor – cadru pentru lucrări, produse sau servicii prin introducerea modului de determinare a valorii estimate pentru contractele/a.c. pentru care a fost elaborată anterior prezentei achiziții, documentația de proiectare Caiet de sarcini și care include documentația economică - liste cu cantități sau documentația de proiectare Proiect Tehnic pe baza prețurilor unitare stabilite în contractele încheiate în ultimii 5 ani**. Varianta revizuită a Procedurii Operaționale TEL 04.07 a fost aprobată de Directorat în data de 23.09.2025 și postată pe site-ul SMI Calitate, Mediu, Securitate și Sănătate în Muncă al CNTEE "Transelectrica" S.A.

c) Prin Hotărârea nr. 163/2025 și modificată prin Hotărârea nr. 194/2025, Directoratul a dispus entității responsabile crearea unei baze de date cu prețurile practicate în cadrul proiectelor de investiții derulate în ultimii 5 ani, pentru sprijinirea entităților în determinarea valorii estimate a proiectelor viitoare *pentru care a fost elaborată anterior achiziției sectoriale în vederea încheierii*

contractelor/a.c. - documentația de proiectare Proiect Tehnic.” Aceasta a fost creată și utilizată pentru actualizarea Procedurii Operaționale TEL 04.07 privind regulile și metodele de determinare a valorii estimate a achiziției sectoriale în vederea încheierii contractelor/acordurilor – cadru pentru lucrări, produse sau servicii prin introducerea modului de determinare a valorii estimate pentru contractele/a.c. pentru care a fost elaborată anterior prezentei achiziții, documentația de proiectare Caiet de sarcini și care include documentația economică - liste cu cantități sau documentația de proiectare Proiect Tehnic pe baza prețurilor unitare stabilite în contractele încheiate în ultimii 5 ani”. Varianta revizuită a Procedurii Operaționale TEL 04.07 a fost aprobată de Directorat în data de 23.09.2025 și postată pe site-ul SMI Calitate, Mediu, Securitate și Sănătate în Muncă al CNTEE "Transelectrica" S.A.

d) Conform raportului comisiei, actele adiționale cu întârzieri vizau în majoritate modificări legislative și nu au generat consecințe economico - financiare pentru Companie. Pentru reglementarea procedurii de întocmire a Actelor Adiționale, s-a stabilit revizuirea Procedurii Operaționale TEL 00.39 „Organizarea activității în cadrul proiectelor de investiții”. Forma revizuită conform recomandării CCR a fost aprobată de Directorat prin HD nr. 259/02.10.2025 și postată pe site-ul SMI Calitate, Mediu, Securitate și Sănătate în Muncă al CNTEE "Transelectrica" S.A.

e) Conform comunicării entității responsabile prin adresa 25843/18.06.2025 „*Recomandarea a fost implementată pentru contractele aflate în derulare și se va ține cont de această recomandare pentru contractele care vor fi încheiate. În acest sens, va fi modificat conținutul cadrului al contractelor de execuție lucrări în vederea determinării valorice a etapelor contractuale.*

15. Punctul 1.15 din Scrisoarea către management / 5.15 din Raportul de audit - Prelungirea nejustificată a perioadei de execuție în cazul unor contracte de investiții.

Recomandare:

- *Extinderea verificărilor asupra contractelor de investiții derulate în perioada 2020 - 2022 a căror durate de execuție au fost prelungite pe motiv de forță majoră, în vederea identificării tuturor situațiilor în care prelungirea duratei de execuție a contractelor s-a efectuat pe întreaga perioadă prevăzută în avizele de forță majoră fără a fi sistată execuția contractului, iar cazurile identificate (inclusiv pentru cele consemnate în Raportul de audit), se vor analiza de o comisie tehnico - economică în drept să se pronunțe asupra stadiului realizării lucrărilor pe perioada în cauză, stabilirea consecințelor economice prin prelungirea nejustificată a duratei de execuție a lucrărilor, după caz, a răspunderii contractuale pentru nerespectarea obligațiilor de către executant, în ceea ce privește termenul de realizare a lucrărilor, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea acestora în condițiile legii.*

Stadiu: Implementată

Comisia de extindere a verificărilor a identificat și analizat 24 de contracte cu prelungiri bazate pe certificate de forță majoră în perioada 2020-2022, aferentă ciclului de reglementare 2020-2024 al tarifului de transport al energiei electrice (aprobat ANRE).

Conform raportului comisiei, prelungirea duratei contractelor a fost justificată și materializată prin încheierea unor acte adiționale la contracte.

Prin adresa nr. 1598/22.04.2021, MIPE a confirmat că formula de ajustare se aplică pentru întreaga durată de execuție, stabilită prin contract și ulterior prin acte adiționale de prelungire, cu respectarea prevederilor legale incidente, inclusiv pentru prelungirile justificate pe motiv de forță majoră (pandemia

SARS-CoV-2). **Comisia nu a identificat consecințe economice rezultate din prelungirea perioadei de execuție a lucrărilor și nici persoane responsabile conform recomandării CCR.**

Pentru reglementarea modului de analiză și soluționare a solicitărilor privind prelungirile în baza unui Certificat de Forță Majoră, s-a stabilit revizuirea Procedurii Operaționale TEL 00.39 „Organizarea activității în cadrul proiectelor de investiții”.

16. Punctul 1.16 din Scrisoarea către management / 5.16 din Raportul de audit - Acceptarea ajustării nejustificate a prețului în cazul contractelor de achiziție sectorială, în ceea ce privește profitul executantului.

Recomandare:

- *Extinderea verificărilor asupra contractelor de investiții încheiate după modelul cadru din HG nr. 1/2018, derulate în perioada 2020 - 2022, în vederea identificării tuturor situațiilor în care, la aplicarea formulei de ajustare a prețului contractului s-a luat în calcul valoarea lucrărilor executate din situațiile de lucrări ce includeau și profitul executantului, iar pentru cazurile identificate (inclusiv pentru cel consemnat în Raportul de audit), recalcularea situațiilor de lucrări și stabilirea diferențelor aferente pe fiecare contract, stabilirea întinderii prejudiciului ca urmare a plăților efectuate, înregistrarea în contabilitate a sumelor stabilite și recuperarea acestora în condițiile legii, efectuarea corecțiilor în contabilitate*

Stadiu: Implementată

În urma extinderii verificărilor, comisia a identificat 4 contracte, aflate în prezent în următorul stadiu:

Nr. crt.	Denumire contract	Detalii	Stadiu
1	C 168/2019 „Extindere stația 400 kV Cernavodă Etapa a II-a, Racordare linii noi” - TIAB S.A.	Suma de 8.680,87 lei a fost recuperată integral în data de 01.07.2025.	✓ Recuperat integral
2	C 920/2019 „Stația 400 kV Stâlp și Modernizare celule” - Romelectro S.A.	Suma de 524,84 lei a fost recuperată integral în data de 30.09.2025.	✓ Recuperat integral
3	C 156/2021 „LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan”- Asocieria Electromontaj S.A. & ELM Electromontaj Cluj S.A.	Suma de 475.397,45 lei a fost recuperată integral în 6 tranșe, ultima achitată în data de 18.11.2025.	✓ Recuperat integral
4	C 919/2019 „LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței” - Asocieria Electromontaj S.A. & Romelectro S.A.	Suma de 603.705,53 lei a fost recuperată integral în 6 tranșe, ultima achitată în data de 18.11.2025.	✓ Recuperat integral

17. Punctul 1.17 din Scrisoarea către management / 5.17 din Raportul de audit - Nerespectarea prevederilor legale privind înregistrarea operațiunilor economice în contabilitate

Recomandare:

- *Respectarea prevederilor legale privind înregistrarea în contabilitate a documentelor, extinderea verificărilor asupra tuturor contractelor de investiții derulare în perioada 2020 –*

2022, în vederea identificării și a altor cazuri de lucrări de investiții, certificate de plată și recepționate care nu au fost evidențiate în contabilitate, iar pentru cazurile constatate se vor dispune măsuri de înregistrare în contabilitate conform Planului de conturi

Stadiu: Implementată

Conform stadiului transmis de entitatea controlată (Direcția Investiții) prin adresa nr. 25483/18.06.2025, „fiecare document a fost înregistrat în contabilitate”.

18. Alte aspecte din Scrisoarea către management

- *Inexistența Registrului riscurilor de corupție*
- *Inexistența unei proceduri de sistem privind semnalarea neregularităților, lipsa unui consilier de etică*
- *Nerevizuirea și neactualizarea procedurii privind funcțiile sensibile, neîntocmirea listei funcțiilor sensibile*
- *Nu există corelări între Organigramele aprobate, ROF-urile Companiei, ROF-urile de detaliu ale entităților organizatorice și Statele de funcții*
- *Neevaluarea performanțelor profesionale ale salariaților pentru anii 2020-2021*
- *Neactualizarea Programului de dezvoltarea a SCIM*
- *Nu sunt identificate toate activitățile procedurabile, nu sunt elaborate proceduri pentru activități importante în domeniul subiectelor auditate (acordarea de bonusuri și prime; întocmirea și gestionarea dosarelor profesionale ale salariaților, derulare contracte, gestionare garanții), nu sunt revizuite/actualizate procedurile existente în concordanță cu modificările legislative intervenite (ex elaborare CIM și acte adiționale la CIM, - procedură elaborată în anul 2008 și revizuită în anul 2011)*
- *Neidentificarea Proiectelor de operațiuni supuse vizei CFP pentru fiecare persoană desemnată să acorde viza CFP, neaplicarea vizei CFP pentru toate proiectele de operațiuni supuse vizei și nedesemnarea unei persoane cu responsabilități în coordonarea CFP din cadrul Executivului*
- *Neactualizarea Planului de continuitate a activității entității*
- *Subdimensionarea structurii de audit intern*

Recomandare:

- *Luarea măsurilor necesare în vederea eliminării vulnerabilităților identificate în cadrul SCIM*

Stadiu: Parțial implementată

Pentru punerea în aplicare a recomandărilor formulate de CCR ca urmare a constatărilor de la punctul Alte aspecte din Raportul de audit CCR, au fost dispuse și întreprinse demersuri privind completarea, revizuirea și actualizarea documentelor interne, respectiv proceduri, ROF-uri, evidențe/registre și alte documente specifice sistemului de control intern managerial, în acord cu cerințele aplicabile.

În curs de implementare / în așteptare:

- **Constituirea unei structuri organizatorice distincte având ca obiect de activitate acordarea vizei CFP, conform rezoluției Directoratului nr. 8757/11.02.2026.**