



PLANUL DE DEZVOLTARE AL REȚELE ELECTRICE ROMANIA PENTRU PERIOADA 2026-2035

Prezentul document este proprietatea intelectuală a societății Rețele Electrice Romania S.A. reproducerea sau divulgarea acestuia se va face cu obținerea în prealabil a aprobării societății susmenționate care își va proteja drepturile civile și penale conform legii.

This document is intellectual property of Rețele Electrice Romania S.A; reproduction or distribution of its contents in any way or by any means whatsoever is subject to the prior approval of the above mentioned company which will safeguard its rights under the civil and penal codes.

Revizia	Elaborat	Verificat	Aprobat	Data
1	Analiza Rețea și Soluții de Optimizare	Director Dezvoltare Rețea	Director General	MAI 2025

Cuprins

1. Scopul și obiectivele Planului de dezvoltare a RED pe zece ani	4
1.1 Contextul politic, economic, social și de mediu	4
1.2 Contextul național	6
1.3 Viziunea noastră ca Operator de Distribuție	8
1.4 Cadrul de reglementare aplicabil pentru operatorii de rețea de distribuție	9
1.5 Scopul și Obiectivele Planului.....	12
1.5.1 Scopul Planului	12
1.6 Obiectivele Rețele Electrice Romania pentru perioada 2026-2035	15
2. Operatorul de distribuție Rețele Electrice Romania SA.....	16
2.1 Introducere	16
2.1.1 Regiunea Muntenia	16
2.1.2 Regiunea Banat.....	18
2.1.3 Regiunea Dobrogea	20
2.2 Analiza RED în funcție de vechime și starea tehnică în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție	22
2.2.1 Regiunea Muntenia	22
2.2.2 Regiunea Banat.....	34
2.2.3 Regiunea Dobrogea	47
2.3 Analiza CPT în RED.....	59
2.3.1 Regiunea Muntenia	59
2.3.2 Regiunea Banat.....	67
2.3.3 Regiunea Dobrogea	77
2.3.4 Soluții adoptate pentru reducerea CPT	87
2.4 Analiza potențialului de creștere a eficienței energetice	89
2.4.1 Regiunea Muntenia	90
2.4.2 Regiunea Banat.....	94
2.4.3 Regiunea Dobrogea	97
2.5 Analiza regimurilor de funcționare RED	101
2.6 Analize privind evoluția producției și a consumului de energie electrică în zona de licență, evaluarea necesarului de puncte de reîncărcare a vehiculelor, a potențialului de consum dispecerizabil	106
2.6.1 Analiza privind evoluția producției și a consumului	106
2.6.2 Analiza rețelei	10
2.6.3 Liniile de medie tensiune.....	48
2.6.4 Posturile de transformare și rețeaua de joasă tensiune.....	51
2.7 Analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitările de racordare la rețea pe baza planurilor generale/zonale de urbanism transmise de autoritățile locale	54
2.7.2 Racordarea producătorilor de energie regenerabilă.....	58

2.8 Studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung.....	62
Legea energiei 123/2012, modificată cu OUG 143/2021	72
2.9 Identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții.....	78
2.9.1 Regiunea Muntenia	78
2.9.2 Regiunea Banat.....	80
2.9.3 Regiunea Dobrogea	82
2.10 Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice	86
2.10.1 Investițiile prevăzute a fi realizate din Programe de Finanțare Ajutor de Stat/Fonduri Europene.....	87
Indicatori.....	91
Indicatori de realizare.....	91
2.11 Analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor	100
2.12 Prezentarea și argumentarea modului de corelare și conformare a planului cu Strategia energetică a României pe termen mediu și lung și cu PNIESC, edițiile în vigoare	101

Consultare publică DRAFT

1. Scopul și obiectivele Planului de dezvoltare a RED pe zece ani

1.1 Contextul politic, economic, social și de mediu

O problemă a tuturor timpurilor, resursele energetice, au depins deseori de strategia fiecărei țări. Societatea internațională e caracterizată de un grad de dinamism constant ce se manifestă în relațiile globale, fapt ce obligă statele să se adapteze și să găsească soluții aplicabile provocărilor ce intervin. Cu siguranță, în ultima perioada s-a discutat despre criza energetică care, acum, mai mult ca niciodată, este dezbătută și pusă pe ordinea de zi, devenind subiect principal care necesită soluții urgente, cu caracter durabil. Așa se face că, nu doar că s-au purtat discuții cu privire la această problemă ce s-a abătut la nivel macro, a căror efecte s-au resimțit și la nivel micro, dar s-au adoptat și strategii în acest sens.

Criza energetică cu care statele se confruntă pe plan mondial este o problemă de natură dreptului internațional, deci cu implicații juridice serioase.

Cu schimbările care se impun și devin tot mai accentuate, Comisia Europeană și-a asumat rolul de garant în vederea atingerii obiectivelor stabilite prin Pactul Ecologic European. Astfel, măsurile implementate de Uniunea Europeană s-au centrat pe cinci strategii pentru integrarea sistemelor energetice: dezvoltarea energiei din surse regenerabil, promovarea eficienței energetice, reducerea emisiilor, tranziția justă, dezvoltarea infrastructuri. În această măsură, securitatea energetică a fost disecată în două segmente care privesc, pe de-o parte, accesibilitatea, iar pe de altă parte, disponibilitatea. În această ordine de idei, Uniunea Europeană nu se identifică doar ca o uniune politică, ci și una energetică, constituind un segment indispensabil în această comunitate de state ce se află sub umbrela Uniunii Europene.

În urma aderării UE la Acordul de la Paris și odată cu publicarea Strategiei Uniunii Energetice, Uniunea și-a asumat un rol important în privința combaterii schimbărilor climatice, prin cele 5 dimensiuni principale: securitate energetică, decarbonare, eficiență energetică, piața internă a energiei și cercetare, inovare și competitivitate.

Astfel, Uniunea Europeană s-a angajat să conducă tranziția energetică la nivel global, prin îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice, care vizează furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană. Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% până în 2030 și de a ajunge la neutralitate climatică până în 2050, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 42,5 % în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 39-41% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

Abordarea celor cinci dimensiuni ale Uniunii Energetice a luat în considerare o multitudine de strategii, aflate în diverse stadii de elaborare sau aprobare, concepute de ministerele/părțile interesate, ținând cont de prioritățile de convergență și dezvoltare ale României ca membru al Uniunii Europene.

Prezentul Plan integrează cu prioritate obiectivele și direcțiile stabilite prin strategiile specifice în domeniul energetic, al schimbărilor climatice, bazându-se în același timp pe documentele pogramatice inițiate și de alte ministere/autorități.

Ca atare, abordarea și-a propus să identifice un set de priorități care să conducă la îndeplinirea obiectivelor asumate având în vedere resursele disponibile, necesitatea asigurării unei tranziții suportabile și similar cu perspectiva Uniunii de a construi în jurul a cinci piloni politica sa energetică și de mediu la orizontul anului 2030, prezentul Plan a fost construit pe o serie de elemente esențiale pentru definirea rolului și contribuției României, și în mod particular a Rețele Electrice România SA în calitate de operator de distribuție cu rol relevant în atingerea acestor obiective. În acest sens, elementele principale luate în considerare în abordarea strategică a Planului au fost următoarele:

- Identificarea și planificarea pe termen lung a necesarului de investiții în capacități de distribuție, în vederea acoperirii cererii de energie electrică a utilizatorilor, în condițiile legislației aplicabile;
- Analiza situației actuale a rețelelor electrice de distribuție - stare tehnică și performanță;;
- Necesarul de creștere de capacitate pentru creștere accesibilitate – având ca input dinamica racordărilor în special pentru instalații de producere și de stocare, dar și o așteptată creștere economică, reflectată mai evident în segmentul transporturilor; Securitatea energetică
- Digitalizarea și inovarea sistemului energetic
- Creșterea eficienței energetice.

1.2 Contextul național

„Strategia Energetică a României 2025-2035, cu perspectiva anului 2050” este un document programatic care definește viziunea și stabilește obiectivele fundamentale ale procesului de dezvoltare a sectorului energetic. De asemenea, documentul indică reperele naționale, europene și globale care influențează și determină politicile și deciziile din domeniul energetic.

Strategia Energetică are **șase obiective strategice fundamentale** care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2025-2035 și orizontul de timp al anului 2050.

1. Securitate energetică
2. Energie cu emisii scăzute de carbon
3. Eficiență energetică
4. Acces fizic la energie pentru toți consumatorii și accesibilitate financiară și competitivitate economică a energiei
5. Piețe de energie eficiente
6. Digitalizare, dezvoltarea rețelelor inteligente și securitate cibernetică

Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată a dezvoltării sectorului energetic național atât din perspectiva reglementărilor naționale și europene, cât și din cea a cheltuielilor de investiții.

Obiectivele strategiei sprijină realizarea Țintelor naționale asumate la nivelul anului 2035: 89% reducere a emisiilor de GES în sectorul energetic, respectiv de 99% la nivelul anului 2050 comparativ cu nivelul emisiilor GES înregistrat în anul 1990 și atingerea ponderii SRE în consumul final brut de energie de 41,1% în 2035, respectiv 86,1% în 2050.

RER înțelege ca aceste ținte vor fi îndeplinite, în principal, prin creșterea capacității instalate de producere a energiei din surse eoliene, solare, hidroenergetice și geotermale, utilizarea gazelor verzi (biometan, hidrogen, metan sintetic, etc.), precum și prin electrificarea parțială a sistemelor de încălzire și răcire.

Măsurile și politicile necesare pentru atingerea obiectivelor strategice sunt stabilite prin Planul Național Energie Schimbări Climatice (PNIESC).

Obiectivele Strategiei Energetice sunt:

1. Digitalizarea și automatizarea rețelelor

- Implementăm tehnologii **smart grid** pentru monitorizarea, coordonarea și optimizarea în timp real a rețelelor de distribuție
- Dezvoltăm soluții digitale care permit diagnosticarea și rezolvarea rapidă a problemelor din rețea.

2. Eficiență energetică, operațională și financiară

- Optimizăm procesele de distribuție pentru a minimiza pierderile de energie și a crește fiabilitatea rețelelor
- Eficientizăm procesele de mentenanță preventivă/ predictivă
- Eficientizăm procesele de business pentru a crește eficiența financiară.

3. Sustenabilitate

- Protejăm mediului și reducem amprenta de carbon
- Implementăm noi tehnologii cu impact redus asupra mediului
- Crestem rezilienta rețelei la schimbările climatice

4. Focalizarea pe client - Client Centricity

- Ascultăm, învățăm și facem ceea ce este mai bine pentru clienții noștri
- Suntem atenți și prezenți atunci când intrăm în contact cu clienții
- Ne respectăm promisiunile.

5. Oamenii noștri - Cooperare deschisă și de încredere

- Acționăm în mod transparent pentru a întări încrederea și respectul.
- Ne prețuim, respectăm și tratăm în mod egal unii pe alții, clienții noștri și părțile interesate.

Consultare publica-DRAFT

1.3 Viziunea noastră ca Operator de Distribuție

Lideri în tranziția către un sistem energetic sustenabil, asigurând servicii de rețea sigure și fiabile 24/7. Ne bazăm pe dezvoltarea unei infrastructuri reziliente adaptate pentru a susține nevoile actuale și viitoare ale clienților noștri. Digitalizarea infrastructurii reprezintă instrumentul principal pentru a oferi servicii de excelență și valoare pentru comunitățile locale. Promovăm accesul la rețeaua de distribuție și electrificarea prin eficiență energetică pentru toți și în beneficiul tuturor clienților noștri.

Cum vom realiza această viziune:

1. Dezvoltarea rețelei de distribuție și creșterea capacității de racordare
 - Maximizarea capacității rețelei existente și anticiparea creșterii gradului de acces la rețea în funcție de celelalte investiții prognozate în regiunile noastre.
2. Planificare strategică proactivă și pe termen lung
 - Colaborarea cu utilizatorii, comunitățile locale și regionale, precum și partenerii din sistemul energetic pentru a asigura că investițiile în infrastructura rețelei sunt realizate acolo și atunci când este necesar, eficientizând costurile pentru consumatori.
3. Îmbunătățirea continuă a sistemelor, tehnologiei și proceselor
 - Creșterea vizibilității informațiilor despre rețea și adoptarea celor mai recente soluții digitale, pentru a opera o rețea dinamică, capabilă să răspundă nevoilor clienților și partenerilor noștri.

Operatorul de Distribuție, Rețele Electrice Romania își propune menținerea unei rețele electrice moderne, sustenabile și reziliente, capabile să integreze eficient surse de energie regenerabilă, răspunzând dinamic la nevoile consumatorilor, facilitând astfel tranziția către o rețea cu emisii scăzute de carbon.

Excelența operațională și financiară rămân, de asemenea, în centrul atenției. Îmbunătățirea rentabilității companiei prin reducerea pierderilor tehnice și comerciale, maximizarea efectului alocării bugetare devin obiective asumate.

1.4 Cadrul de reglementare aplicabil pentru operatorii de rețea de distribuție

Cadrul legal în care se desfășoară activitățile aferente prestării serviciului de distribuție în conformitate cu prevederile licenței de distribuție este următorul:

- Legea 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare;
- Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033;
- Ordinul ANRE nr. 6/2025 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice;
- Ordinul ANRE nr. 73/2014 privind aprobarea Condițiilor Generale Asociate Licenței pentru Prestarea Serviciului de Distribuție a Energiei Electrice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 20/2004 pentru aprobarea Codului Tehnic al rețelelor electrice de transport, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție, revizia I, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 66/2023 aprobarea Regulamentului pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalațiilor electrice, respectiv a verificatorilor de proiecte și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 62/2013 pentru aprobarea Regulamentului de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniul energiei aplicabil activității de control desfășurate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei și a Regulamentului de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniul energiei aplicabil activității de investigații desfășurate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 59/2013 „Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public” („Regulamentul de racordare”), cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 11/2014 privind aprobarea „Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 36/2019 aprobare a Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 46/2021 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 25/2016 pentru aprobarea Metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 5/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al certificatelor de racordare, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 105/2022 pentru aprobarea contractelor-cadru de racordare la rețelele electrice de interes public, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul nr. 95/2018 privind aprobarea clauzelor obligatorii din contractele pentru prestarea serviciilor în vederea realizării lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 96/2017 de aprobarea Regulamentului de organizare a activității de mentenanță, cu modificările și completările ulterioare;

- Ordinul ANRE nr. 180/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețele electrice de interes public, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 134/2021 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice;
- Ordinul ANRE nr. 74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 30/2013 privind aprobarea Normei tehnice Condiții tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 51/2009 pentru aprobarea Normei tehnice Condiții tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice eoliene, cu modificările și completările;
- Decizia ANRE nr. 2741/2008 pentru aprobarea „Procedurii privind colaborarea operatorilor de distribuție, de transport și de sistem pentru avizarea racordării utilizatorilor la rețelele electrice, revizia I”;
- Ordinul ANRE nr. 128/2020 pentru aprobarea Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în sectorul energiei, cu modificările și completările;
- Ordinul ANRE nr. 102/2015 de aprobarea Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 177/2018 de aprobare a condițiilor cadru pentru realizarea calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național, cu modificările și completările ulterioare;
- Decizia ANRE nr. 778/2019 privind aprobarea Calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național pentru perioada 2019-2028, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 228/2018 pentru aprobarea Normei Tehnice Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea, cu modificările și completările ulterioare; Ordinul ANRE nr. 19/2022 pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul nr. ANRE nr. 18/2022 pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public de joasă tensiune a locurilor de consum aparținând utilizatorilor clienți casnici, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 98/2022 de aprobare a Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energie electrice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul nr. 67/2024 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice;
- Ordinul ANRE nr. 124/2022 privind aprobarea Regulilor pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață de către operatorii de rețea a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport, a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorii de transport și de sistem și a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorii de distribuție concesionari și pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 127/2021 pentru aprobarea Regulilor privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulilor privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, cu modificările și completările ulterioare;

- Ordinul ANRE nr. 3/2024 pentru aprobarea Procedurii privind aprobarea investițiilor operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție concesionari, ce constau în instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie amplasate în stațiile electrice de transformare proprii.

Consultare publica-DRAFT

1.5 Scopul și Obiectivele Planului

1.5.1 Scopul Planului

Scopul acestui plan este de a identifica, stabili și planifica inițiativele necesare pentru dezvoltarea și modernizarea rețelei de distribuție, pentru digitalizarea rețelei și a proceselor, pentru securitatea cibernetică, pentru dotarea personalului operatorului de distribuție, pentru respectarea prevederilor legale în vigoare, în vederea îndeplinirii obiectivelor fixate pentru perioada 2026-2035, și urmărind totodată prin inițiativele selectate să se aducă o contribuție la îndeplinirea obiectivelor strategiei energetice naționale.

Planul are o abordare globală intenționând să sublinieze viziunea privitoare la dezvoltarea și modernizarea operatorului de rețea Retele Electrice Romania S.A.

Prezentul document furnizează programele specifice de modernizare și dezvoltare optimă pe termen mediu, pentru perioada 2026-2030 și generale pentru perioada 2031-2035 privitoare la activitatea de investiții în rețea și în celelalte zone care definesc serviciul de distribuție și care vor permite optimizarea instalațiilor și resursele utilizate pentru desfășurarea acestuia.

Pentru atingerea obiectivelor propuse de către Retele Electrice Romania S.A. pentru perioada 2026 - 2035 planul se focalizează pe următoarele acțiuni:

- a. Asigurarea accesului liber la rețea a tuturor utilizatorilor cu respectarea legislației primare și secundare în acest domeniu (Legea 123/2012, Ordinul 59/2013 cu modificările și completările ulterioare, Ordinul 36/2019, Licența de distribuție pentru zona de concesiune, etc).
- b. Digitalizarea rețelei și digitalizarea proceselor prin:
 - i. creșterea nivelului de integrare în sistemul de comandă control de la distanță a stațiilor de transformare, punctelor de alimentare, posturilor de transformare și a echipamentelor telecontrolate din rețele (reclosere și separatoare telecontrolate);
 - ii. creșterea nivelului de penetrare a sistemelor de măsură inteligentă pentru a crește eficiența OD și pentru a putea optimiza o serie de procese de planificare (în contextul schimbării comportamentului tradițional al utilizatorilor, apariției, prosumatorilor, apariției stațiilor de încărcare vehicule electrice și pentru pregătirea rețelei pentru nivelul următor de servicii OD-client) – aliniindu-se la conceptul de tranziție energetică;
 - iii. creșterea nivelul actual de digitalizare a rețelei prin cartografierea acesteia (GIS/Stereo 70/Stereo 84, dar și reprezentarea în 3D pentru a identifica abateri de la normativele în vigoare, riscuri pentru populație și pentru personalul de exploatare);
 - iv. Interconectarea sistemelor EMS SCADA și DMS SCADA;
 - v. Digitalizarea proceselor prin dezvoltarea unei platforme unice care să înglobeze activitățile interne ale operatorului însă și activitățile de relaționare cu stakeholderi externi inclusiv pentru viitoarele servicii de flexibilitate/consum dispecerizabil(ex- ADMS/SCADA);
 - vi. Dezvoltarea de platforme unice împreună cu operatorul de transport pentru tranzacționare de servicii de piață/prognoză, servicii de flexibilitate;
 - vii. Retehnologizare și digitalizarea stațiilor de transformare, punctelor de alimentare și a posturilor de transformare în ceea ce privește echipamentele de comunicație pentru conducerea de la distanță a acestora având în vedere indisponibilitatea tehnologiei 2G și 3G în următoarea perioadă;

- viii. Creșterea nivelului de automatizare a rețelei de medie tensiune dar și a stațiilor de transformare și punctelor de alimentare;
 - ix. Digitalizarea proceselor de mentenanță și exploatare, prin dezvoltarea unei platforme unice care să înglobeze activitățile interne ale operatorului, integrată cu celelalte sisteme și aplicații informatizate (WFM);
-
- c. Îmbunătățirea indicatorilor de performanță privind calitatea serviciului de distribuție SAIDI și SAIFI.
 - d. Reducerea nivelului de pierderi de energie în RED, cu impact asupra reducerii emisiilor de CO₂.
 - e. Încadrarea nivelului de tensiune în plaja admisibilă prevăzută în standardul de performanță.
 - f. Reducerea/prevenirea riscurilor privind siguranța în funcționare care pot apărea corelat cu vechimea instalațiilor aflate în gestiunea Rețele Electrice România S.A.
 - g. Creșterea eficienței în activitatea de distribuție prin dotarea personalului operativ și TESA cu echipamente de lucru și utilaje, prin implementarea unor sisteme informatice care să corespundă cerințelor legislative.
 - h. Îndeplinirea solicitărilor pertinente ale altor OR și stabilirea lucrărilor necesare în RED pentru minimizarea impactului provocat de eventuale congestii în rețeaua OTS/altor OR.
 - i. Optimizarea funcționării rețelei de distribuție.
 - j. Reducerea OPEX.
 - k. Funcționarea RED în condiții de siguranță pentru personalul Rețele Electrice România, pentru clienți și mediul ambiant urmărind în principal:
 - i. Eliminarea riscurilor determinate de instalațiile de distribuție asupra personalului.
 - ii. Eliminarea riscurilor de accident care ar putea fi provocate de instalațiile electrice asupra persoanelor sau bunurilor.
 - iii. Asigurarea condițiilor tehnice de prevenire a incendiilor, sau împrăstierii în mediul ambiant a substanțelor toxice, sau altor categorii de substanțe sau materiale.
 - l. Ocuparea unor suprafețe minime de teren de componentele RED, în special în interiorul orașelor.
 - m. Asigurarea unui răspuns operativ la apariția unor oportunități de reabilitare, sau modernizare a unor elemente din RED simultan cu realizarea unor amenajări, sau rețele edilitare, în condițiile legislative actuale..
 - n. Dezvoltarea activității de telecomunicații prin extinderea rețelelor de fibră optică în zonele unde nu este disponibilă sau unde OD utilizează infrastructura de rețea de telecomunicații a altor operatori economici economici și acolo unde tehnologia *G* nu asigură eficiență..
 - o. Respectarea unor prevederi legale specifice, sau ale unor hotărâri judecătorești definitive și irevocabile.

În conținutul planului sunt prezentate în principal următoarele aspecte prin care vor fi stabilite acțiunile necesare îndeplinirii obiectivelor:

- a. analiza RED în funcție de vechimea și starea tehnică a elementelor acesteia, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune, categorii de instalații, în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a energiei electrice;
- b. analiza CPT în RED, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune, având ca referință țintele de CPT stabilite de ANRE și valorile realizate de către OR în ultimii 3 ani, anteriori anului de elaborare a planului de dezvoltare;
- c. evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RED, identificarea măsurilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acesteia, stabilirea calendarului de implementare a măsurilor;

- d. analize de regim de funcționare a RED în vederea identificării necesarului de lucrări de rețehnologizare/modernizare a instalațiilor RED care conduc la asigurarea/îmbunătățirea indicatorilor de continuitate și a calității tehnice a serviciului de distribuție, precum și la reducerea CPT și a OPEX;
- e. analize privind evoluția producției și a consumului de energie electrică în zona de licență, evaluarea necesarului de puncte de reîncărcare a vehiculelor, a potențialului de consum dispecerizabil din zonă pentru identificarea necesarului de dezvoltare optimă a RED;
- f. analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitări de racordare la rețea pe baza planurilor generale/ zonele de urbanism transmise de autoritățile locale la solicitarea OD;
- g. studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung;
- h. identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții;
- i. analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice;
- j. estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții, utilizând indicatori specifici, care pot fi actualizați la elaborarea documentațiilor în faza de proiectare și în urma adjudecării contractelor de execuție/furnizare materiale/echipamente fără a fi obligatorii la elaborarea programelor de investiții, precum și identificarea surselor de finanțare (fonduri proprii, surse împrumutate și contribuții financiare);
- k. analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor; pentru îndeplinirea obiectivelor propuse pe baza analizelor efectuate în acest plan vor trebui să rezulte pentru perioada 2026-2035:
 - Identificarea elementelor cu grad ridicat de uzură sau degradare, cu risc crescut de defect, cu cheltuieli mari de exploatare, cu acțiune directă asupra nivelului de calitate a serviciului.
 - Identificarea elementelor de rețea cu risc de congestie în regimurile de funcționare cu N și N-1 elemente față de schema normală de funcționare la fiecare nivel de tensiune în perioada studiată.

-Identificarea elementelor cu risc privitor la securitatea persoanelor și mediului.

Identificarea unor măsuri pentru eficiență energetică și pentru proiecte necesare în vederea alinierii la obiectivul pietei competitive; (Identificarea elementelor de rețea integrate în prezent în sistemul de telecontrol, dar care vor trebui adaptate tehnologic la sistemul de comunicații minim 4G, pe măsura ce generațiile 2G și 3G vor ieși din uz.

-Identificarea unor investiții care trebuie executate pe baza prevederilor legale (extinderi rețele pentru administrațiile locale, cote de eficiență pentru realizarea rețelelor de interes public în vederea alimentării dezvoltatorilor anasambluri, întăriri ale rețelei pentru racordarea consumatorilor, realizarea de lucrări de alimentare pentru consumatorii care își amplifică puterea sub 50% din puterea aprobată inițial, obligații rezultate drept urmare a unor hotărâri judecătorești).

- a. Identificarea lucrărilor necesare pentru reducerea nivelului de pierderi de energie.
- b. Identificarea necesităților de extindere/realizare a unor sisteme moderne de tipul TELECONTROL(SCADA), telecomunicații, cartografiere rețele, sisteme de măsură inteligente, etc.
- c. Identificarea necesităților de îmbunătățire a proceselor de exploatare și mentenanță.

și ca produse finale:

- i. programul de rețehnologizare/modernizare/dezvoltare instalații pentru perioada 2026-2030 respectiv 2031-2035 inclusiv acțiuni pentru digitalizarea rețelei și/sau a proceselor și securitatea cibernetică.
- ii. programul de modernizare grupuri de măsură (schimb periodic) și instalare grupuri de măsură inteligente specific pentru perioada 2026-2030 și pentru perioada 2031-2035;

1.6 Obiectivele Rețele Electrice Romania pentru perioada 2026-2035

Principalele obiective ale Rețele Electrice Romania pentru perioada 2026 – 2035 sunt următoarele:

- Asigurarea securității persoanelor și bunurilor - “0 accidente”.
- Îndeplinirea cerințelor legale impuse de reglementările specifice pentru operatorii de distribuție.
- Adaptarea capacității de distribuție a energiei electrice pentru asigurarea creșterii naturale a consumului și accesului garantat la rețea a noilor utilizatori.
- Îmbunătățirea continuă a calității serviciului de distribuție.
- Reducerea pierderilor în rețeaua de distribuție.
- Creșterea nivelului de digitalizare a rețelei;
- Protecția mediului conform prevederilor legale.
- Creșterea eficienței și eficacității activității de distribuție.
- Îndeplinirea cerințelor legale impuse de reglementările specifice pentru operatorii de distribuție.

2. Operatorul de distribuție Retele Electrice Romania SA

2.1 Introducere

Retele Electrice Romania SA asigură distribuția energiei electrice către un număr de 3.180.331 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent, începând cu 30 noiembrie 2024, licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a trei zone administrative, regiunile Muntenia, Dobrogea, Banat, urmare a fuziunii celor trei OD Muntenia, Banat și Dobrogea

Volumul de rețele prin care se realizează distribuția, defalcat pe regiuni, niveluri de tensiune și tipologii de instalații se regăsește detaliat în tabelele de mai jos pentru fiecare regiune.

Pentru a păstra o corespondență facilă între versiunile Planurilor de Dezvoltare, păstrăm analiza pe cele trei Regiuni.

2.1.1 Regiunea Muntenia

Asigură distribuția energiei electrice către un număr de 1.506.549 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a zonei administrative cu: Municipiul București, Județul Ilfov și Județul Giurgiu.

Serviciul de distribuție este asigurat prin utilizarea unei rețele de cca. 49.893 km (inclusiv bransamentele), a unui număr de 70 de stații de transformare cu o putere instalată de 5.179 MVA (inclusiv transformatoarele MT/MT și transformatoarele de servicii proprii) și a unui număr de cca. 10.038 de posturi de transformare (inclusiv puncte de alimentare și puncte de conexiune cu distribuție la medie tensiune) cu o putere instalată de cca. 4.380 MVA în transformatoarele MT/JT din proprietatea Retele Electrice Romania, regiunea Muntenia.

Volumul de rețele prin care se realizează distribuția, defalcat pe județe (zone de rețea), niveluri de tensiune și tipologii de instalații se regăsește detaliat în tabelul 2.1

Tabel 2.1 Indicatorii privind consistența rețelei la 31.12.2024

Indicator	Zona	Indicatori consistența rețea								Data actualizare
		București		Ilfov		Giurgiu		Muntenia		
	UM	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	
Suprafața	km ²	238	4%	1.583	30%	3.526	66%	5.347	100%	31/12/2024
Inclusiv zona muntoasă	km ²									31/12/2024
Populație	no	2.162.281	74%	488.410	17%	274.848	9%	2.925.539	100%	31/12/2022
Densitatea populației	no/km ²	9.085		309		78		547		31/12/2024
Clienți IT	no	8	40%	6	30%	6	30%	20	100%	31/12/2024
Clienți MT	no	1.364	43%	436	14%	1.382	43%	3.182	100%	31/12/2024
Clienți JT	no	1.060.009	71%	126.084	8%	317.254	21%	1.503.347	100%	31/12/2024
Clienți JT/Populație	no/no		49%		26%		115%		51%	31/12/2024
Linii IT	km	311	27%	384	33%	466	40%	1.161	100%	31/12/2024
Subterane	km	268	86%	-	-	18	0,04	286	25%	31/12/2024
Aeriane	km	43	0,14	384	100%	448	96%	875	75%	31/12/2024
Linii IT	no	68	50%	39	28%	30	22%	137	100%	31/12/2024
Subterane	no	67	97%	1	0,01	1	0,01	69	50%	31/12/2024
Aeriane	no	1	0,01	38	55%	29	42%	68	50%	31/12/2024
Linii MT	km	7.403	60%	2.833	23%	2.138	17%	12.374	100%	31/12/2024
Subterane	km	7.381	74%	2.015	20%	586	6%	9.982	81%	31/12/2024
20 kV	km	1.914	26%	1.826	91%	586	100%	4.327	43%	31/12/2024
10 kV	km	5.235	71%	110	5%	-	0%	5.345	54%	31/12/2024
6 kV	km	232	3%	79	4%	0	0,03%	311	3%	31/12/2024
Cablue aerian	km	7	4%	80	41%	110	56%	198	2%	31/12/2024
Conductor neizolat	km	15	1%	737	34%	1.442	66%	2.194	18%	31/12/2024
paratoare telecomandate	no	1		332		415		748		31/12/2024
Linii MT	no	2.047	82%	298	12%	151	6%	2.496	100%	31/12/2024
lungime medie linie MT	km	3,62		9,51		14,16		4,96		31/12/2024
nii JT (fara bransamente	km	17.816	75%	3.571	15%	2.318	10%	23.705	100%	31/12/2024
Conductor neizolat	km	465	3%	618	17%	808	35%	1.891	8%	31/12/2024
Cablue aerian	km	3.690	21%	1.670	47%	1.288	56%	6.648	28%	31/12/2024
Subterane	km	13.661	77%	1.283	36%	222	10%	15.166	64%	31/12/2024
Bransamente JT	km	5.220	41%	4.970	39%	2.462	19%	12.653	100%	31/12/2024
Aeriane	km	1.743	33%	1.731	35%	2.219	90%	5.693	45%	31/12/2024
Subterane	km	3.477	67%	3.239	65%	243	10%	6.959	55%	31/12/2024
Statii de transformare	no	36	51%	14	20%	20	29%	70	100%	31/12/2024
Putere instalata(IT/IT, IT/MT, MT/MT)	MVA	3.429	67%	1.040	20%	682	13%	5.150	100%	31/12/2024
Statii telecomandate	no	35	97%	14	100%	16	80%	65	93%	31/12/2024
transformatoare IT/MT	no	97	62%	30	19%	30	19%	157	100%	31/12/2024
Posturi de transformare/Puncte de alimentare	no	5.560	55%	3.192	32%	1.286	13%	10.038	100%	31/12/2024
Din care PTA	no	33	1%	844	26%	577	45%	1.454	14%	31/12/2024
Posturi de transformare/Puncte de alimentare telecomandate	no	3.456	62%	1.437	45%	514	40%	5.407	54%	31/12/2024
sformatoare MT/JT, MT/MT	no	5.585	59%	2.658	28%	1.163	12%	9.406	100%	31/12/2024
Putere instalata	MVA	3.005	69%	1.022	23%	353	8%	4.380	100%	31/12/2024
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Suprafata	no/km ²	23,36		2,02		0,36		1,88		31/12/2024
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Linii MT	no/km	0,75		1,13		0,60		0,81		31/12/2024
Linii JT / Posturi de transformare&Puncte de alimentare	km/no	3,20		1,12		1,80		2,36		31/12/2024
Clienți JT / Linii MT	no/no	517,84		423,10		2.101,02		602,30		31/12/2024
Linii MT / Suprafata	km/km ²	31,11		1,79		0,61		2,31		31/12/2024
Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate) / Linii MT	no/no	1,69		5,94		6,15		2,47		31/12/2024
Clienți (MT+JT)/ Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate)	no/no	307,02		71,52		342,99		244,77		31/12/2024
nti JT/Nr. Transformatoare	no/no	190,65		39,50		246,70		149,77		31/12/2024

2.1.2 Regiunea Banat

Asigură distribuția energiei electrice către un număr de 967.682 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a zonei administrative cu: județul Arad, județul Caraș-Severin, județul Hunedoara, județul Timiș.

Serviciul de distribuție este asigurat prin utilizarea unei rețele de cca. 51.794 km (inclusiv bransamentele), a unui număr de 97 de stații de transformare cu o putere instalată de 4.060 MVA (inclusiv transformatoarele MT/MT și transformatoarele de servicii proprii) și a unui număr de cca 9.102 de posturi de transformare (inclusiv puncte de alimentare și puncte de conexiune cu distribuție la medie tensiune) cu o putere instalată de cca 2.494 MVA în transformatoarele MT/JT din proprietatea Rețele Electrice Romania, regiunea Banat.

Volumul de rețele prin care se realizează distribuția, defalcat pe județe (zone de rețea), niveluri de tensiune și tipologii de instalații se regăsește detaliat în tabelul 2.2.

Tabel 2.2 Indicatorii privind consistența rețelei la 31.12.2024

Indicator	Indicatori consistenta retea											Data actualizare
	Zona	Timis		Caras		Arad		Hunedoara		Banat		
	UM	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	
Suprafata	km ²	8.703	27%	8.514	27%	7.754	24%	7.063	22%	32.034	100%	31/12/2024
Inclusiv zona muntoasa	km ²											31/12/2024
Populatie	no	758.380	39%	269.551	14%	462.935	24%	438.144	23%	1.929.010	100%	31/12/2022
Densitatea populatiei	no/km ²	87		32		60		62		60		31/12/2024
Clienti IT	no	6	19%	10	31%	4	13%	12	38%	32	100%	31/12/2024
Clienti MT	no	845	35%	388	16%	705	29%	508	21%	2.446	100%	31/12/2024
Clienti JT	no	370.455	38%	149.270	15%	222.573	23%	222.906	23%	965.204	100%	31/12/2024
Clienti JT/Populatie	no/no		49%		55%		48%		51%		50%	31/12/2024
Linii IT	km	549	20%	904	33%	820	30%	437	16%	2.710	100%	31/12/2024
Subterane	km	7	1%	-	-	3	0%	-	-	10	0%	31/12/2024
Aeriene	km	541	0,99	904	100%	818	100%	437	100%	2.700	100%	31/12/2024
Linii IT	no	43	23%	47	25%	29	16%	68	36%	187	100%	31/12/2024
Subterane	no	-	0%	-	0%	2	1%	-	0%	2	1%	31/12/2024
Aeriene	no	43	23%	47	25%	27	14%	68	36%	185	99%	31/12/2024
Linii MT	km	4.814	36%	2.341	18%	3.110	24%	2.948	22%	13.213	100%	31/12/2024
Subterane	km	1.440	46%	458	15%	571	18%	684	22%	3.154	24%	31/12/2024
20 kV	km	1.220	85%	266	58%	566	99%	442	65%	2.494	79%	31/12/2024
10 kV	km	213	15%	-	0%	-	0%	-	0%	213	7%	31/12/2024
6 kV	km	7	0%	192	42%	5	0,95%	242	35,38%	447	14%	31/12/2024
Cablue aerian	km	3	14%	11	59%	-	0%	5	27%	18	0%	31/12/2024
Conductor neizolat	km	3.371	34%	1.872	19%	2.539	25%	2.260	23%	10.041	76%	31/12/2024
Separatoare telecomandate	no	372		251		352		294		1.269		31/12/2024
Linii MT	no	324	31%	147	14%	171	17%	391	38%	1.033	100%	31/12/2024
Lungime medie linie MT	km	14,86		15,93		18,19		7,54		12,79		31/12/2024
Linii JT (fara bransamente)	km	5.213	27%	5.247	27%	3.982	21%	4.803	25%	19.244	100%	31/12/2024
Conductor neizolat	km	1.674	32%	1.641	31%	2.335	59%	2.525	53%	8.175	42%	31/12/2024
Cablue aerian	km	2.066	40%	2.128	41%	890	22%	1.308	27%	6.392	33%	31/12/2024
Subterane	km	1.472	28%	1.478	28%	756	19%	970	20%	4.676	24%	31/12/2024
Bransamente JT	km	5.453	33%	5.478	33%	3.250	20%	2.446	15%	16.628	100%	31/12/2024
Aeriene	km	3.787	69%	3.787	69%	2.967	91%	2.271	70%	12.812	77%	31/12/2024
Subterane	km	1.666	31%	1.691	31%	283	9%	175	5%	3.816	23%	31/12/2024
Statii de transformare	no	27	28%	20	21%	17	18%	33	34%	97	100%	31/12/2024
Putere instalata(IT/IT, IT/MT, MT/MT)	MVA	1.370	34%	704	17%	646	16%	1.341	33%	4.060	100%	31/12/2024
Statii telecomandate	no	26	96%	19	95%	17	100%	32	97%	94	97%	31/12/2024
Transformatoare IT/MT	no	55	32%	33	19%	28	16%	56	33%	172	100%	31/12/2024
Posturi de transformare/Puncte de alimentare	no	3.490	38%	1.249	14%	2.422	27%	1.941	21%	9.102	100%	31/12/2024
Din care PTA	no	1.640	47%	789	63%	1.483	61%	995	41%	4.907	54%	31/12/2024
Posturi de transformare/Puncte de alimentare telecomandate	no	890	26%	213	17%	329	14%	390	16%	1.822	20%	31/12/2024
Transformatoare MT/JT, MT/MT	no	3.142	38%	1.141	14%	2.151	26%	1.850	22%	8.284	100%	31/12/2024
Putere instalata	MVA	988	40%	254	10%	564	23%	689	28%	2.494	100%	31/12/2024
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Suprafata	no/km ²	0,40		0,15		0,31		0,27		0,28		31/12/2024
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Linii MT	no/km	0,72		0,53		0,78		0,66		0,69		31/12/2024
Linii JT / Posturi de transformare&Puncte de alimentare	km/no	1,49		4,20		1,64		2,47		2,11		31/12/2024
Clienti JT / Linii MT	no/no	1.143,38		1.015,44		1.301,60		570,09		934,37		31/12/2024
Linii MT / Suprafata	km/km ²	0,55		0,27		0,40		0,42		0,41		31/12/2024
Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate) / Linii MT	no/no	3,90		3,16		3,98		1,75		2,99		31/12/2024
Clienti (MT+JT) / Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate)	no/no	294,22		322,54		327,87		326,63		313,05		31/12/2024
Posturi de transformare + puncte de alimentare / Nr. Transformatoare	no/no	106,15		119,51		91,90		114,84		106,04		31/12/2024

2.1.3 Regiunea Dobrogea

SC Rețele Electrice Romania SA, regiunea Dobrogea asigură distribuția energiei electrice către un număr de 706.100 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a 4 zone administrative: Județul Constanța , Județul Tulcea, Județul Călărași și Județul Ialomița.

Serviciul de distribuție este asigurat prin utilizarea unei rețele de cca. 38.741 km, al unui număr de 125 de stații de transformare cu o putere instalată de 4.172 MVA (inclusiv transformatoarele MT/MT și transformatoarele de servicii proprii) și al unui număr de circa 6.732 de posturi de transformare cu o putere instalată de circa 2.428 MVA (inclusiv punctele de alimentare).

Volumul de rețele prin care se realizează distribuția, defalcat pe județe (Zone de rețea), niveluri de tensiune și tipologii de instalații se regăsește detaliat în tabelul 2.3 de mai jos.

Consultare publica-DRAFT

Tabel 2.3 Indicatorii privind consistența rețelei la 31.12.2024

Indicator	Zona	Indicatori consistentia retea										Data actualizare
		Constanta		Tulcea		Calarasi		Ialomita		Dobrogea		
	UM	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	
Suprafata	km ²	7.104	28%	8.466	34%	5.088	20%	4.453	18%	25.111	100%	31.12.2024
Inclusiv zona muntoasa	km ²											31.12.2024
Populatie	no	755.331	49%	226.604	15%	297.537	19%	277.535	18%	1.557.007	100%	31.12.2022
Densitatea populatiei	no/km ²	106		27		58		62		62		31.12.2024
Cienti IT	no	22	50%	13	30%	7	16%	2	5%	44	100%	31.12.2024
Cienti MT	no	829	41%	425	21%	300	15%	444	22%	1.998	100%	31.12.2024
Cienti JT	no	350.884	50%	103.394	15%	129.319	18%	120.461	17%	704.058	100%	31.12.2024
Cienti JT/Populatie	no/no		46%		46%		43%		43%		45%	31.12.2024
Linii IT	km	1.338	50%	477	18%	545	20%	304	11%	2.664	100%	31.12.2024
Subterane	km	39	3%	2	0%	-	0%	-	0%	41	2%	31.12.2024
Aeriene	km	1.300	97%	475	100%	545	100%	304	100%	2.624	98%	31.12.2024
Linii IT	no	35	20%	94	55%	15	9%	28	16%	172	100%	31.12.2024
Subterane	no	1	14%	6	3%	-	0%	-	0%	7	4%	31.12.2024
Aeriene	no	34	20%	88	51%	15	9%	28	16%	165	96%	31.12.2024
Linii MT	km	4.135	38%	2.479	23%	2.222	20%	2.119	19%	10.955	100%	31.12.2024
Subterane	km	1.275	59%	249	12%	410	19%	227	10%	2.161	20%	31.12.2024
20 kV	km	798	63%	239	96%	410	100%	227	100%	1.674	77%	31.12.2024
10 kV	km	404	32%	-	0%	-	0%	-	0%	404	19%	31.12.2024
6 kV	km	73	6%	10	4%	0	0,04%	-	0,00%	83	4%	31.12.2024
Cablue aerian	km	23	38%	38	61%	0	0%	1	1%	61	1%	31.12.2024
Conductor neizolat	km	2.837	32%	2.192	25%	1.812	21%	1.891	22%	8.733	80%	31.12.2024
Separatoare telecomandate	no	499		313		305		385		1.502		31.12.2024
Linii MT	no	339	47%	128	18%	129	18%	120	17%	716	100%	31.12.2024
Lungime medie linie MT	km	12,20		19,36		17,23		17,66		15,30		31.12.2024
Linii JT (fara bransamente)	km	4.333	39%	2.442	22%	2.244	20%	2.099	19%	11.118	100%	31.12.2024
Conductor neizolat	km	1.346	31%	872	36%	540	24%	278	13%	3.035	27%	31.12.2024
Cablue aerian	km	1.421	33%	1.097	45%	1.448	65%	1.529	73%	5.496	49%	31.12.2024
Subterane	km	1.566	36%	473	19%	257	11%	292	14%	2.587	23%	31.12.2024
Bransamente JT	km	6.100	44%	2.655	19%	2.746	20%	2.507	18%	14.008	100%	31.12.2024
Aeriene	km	4.657	76%	2.499	94%	2.442	89%	2.198	80%	11.796	84%	31.12.2024
Subterane	km	1.442	24%	156	6%	305	11%	309	11%	2.212	16%	31.12.2024
Statii de transformare	no	64	51%	24	19%	25	20%	12	10%	125	100%	31.12.2024
Putere instalata(IT/IT, IT/MT, MT/MT)	MVA	2.130	52%	731	18%	830	20%	410	10%	4.101	100%	31.12.2024
Statii telecomandate	no	49	77%	18	75%	18	72%	12	100%	97	78%	31.12.2024
Transformatoare IT/MT	no	88	49%	32	18%	39	22%	20	11%	179	100%	31.12.2024
Posturi de transformare/Puncte de alimentare	no	3.059	45%	1.078	16%	1.406	21%	1.189	18%	6.732	100%	31.12.2024
Din care PTA	no	1.174	38%	680	63%	844	60%	809	58%	3.507	52%	31.12.2024
Posturi de transformare/Puncte de alimentare telecomandate	no	872	29%	215	20%	269	19%	256	18%	1.612	24%	31.12.2024
Transformatoare MT/JT, MT/MT	no	3.050	47%	989	15%	1.346	21%	1.110	17%	6.495	100%	31.12.2024
Putere instalata	MVA	1.303	54%	356	15%	444	18%	325	13%	2.428	100%	31.12.2024
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Suprafata	no/km ²	0,43		0,13		0,28		0,27		0,27		31.12.2024
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Linii MT	no/km	0,74		0,43		0,63		0,56		0,61		31.12.2024
Linii JT / Posturi de transformare&Puncte de alimentare	km/no	1,42		2,27		1,60		1,77		1,65		31.12.2024
Cienti JT / Linii MT	no/no	1.035,06		807,77		1.002,47		1.003,84		983,32		31.12.2024
Linii MT / Suprafata	km/km ²	0,58		0,29		0,44		0,48		0,44		31.12.2024
Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate) / Linii MT	no/no	4,04		4,13		4,45		5,34		4,35		31.12.2024
Cienti (MT+JT)/ Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate)	no/no	256,54		196,63		225,82		188,62		226,74		31.12.2024
Cienti JT/Nr. Transformatoare	no/no	114,71		95,91		91,98		101,31		104,58		31.12.2024

2.2 Analiza RED în funcție de vechime și starea tehnică în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție

2.2.1 Regiunea Muntenia

Datele referitoare la vechimea rețelelor și instalațiilor din concesiunea Rețele Electrice România S.A., regiunea Muntenia în funcție de anul punerii în funcțiune, se regăsesc în tabelele 2.4.a pentru partea de linii (IT, MT și JT) și branșamente, respectiv 2.4.b, pentru partea de stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare.

Tabel 2.4 a Durata de funcționare a instalațiilor (linii electrice de distribuție)

Nr. Crt.	Categorie	Total LEA + LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA + LES (km traseu)	Pondere
1	IT (110 kV)	1.161	înainte de 1960	109,99	0,00	109,99	9,5%
			1960-1979	583,52	72,10	655,63	56,5%
			1980-1999	177,43	58,55	235,99	20,3%
			2000-2019	4,09	114,57	118,66	10,2%
			2020-2039	0,00	40,40	40,40	3,5%
2	MT	12.374	înainte de 1960	0,0	127,8	127,8	1,0%
			1960-1979	1372,0	4717,6	6089,6	49,2%
			1980-1999	245,0	2290,9	2535,9	20,5%
			2000-2019	727,1	1789,7	2516,8	20,3%
			2020-2039	47,8	1056,1	1103,9	8,9%
3	JT	23.705	înainte de 1960	0	21	21	0,1%
			1960-1979	1214	6201	7416	31,3%
			1980-1999	2731	6021	8752	36,9%
			2000-2019	4365	2343	6708	28,3%
			2020-2039	228	579	808	3,4%
4	Branșamente	12.653	înainte de 1960	0	6	6	0,1%
			1960-1979	835	2429	3264	25,8%
			1980-1999	1892	2372	4263	33,7%
			2000-2019	2953	1412	4364	34,5%
			2020-2039	14	740	754	6,0%

Tabelul 2.4.b Durata de funcționare a instalațiilor (Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare)

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	An PIF	Cantitate (buc)	Pondere
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110 kV	70	înainte de 1960	4	5,7%
			1960-1979	38	54,3%
			1980-1999	15	21,4%
			2000-2019	12	17,1%
			2020-2039	1	1,4%
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110 kV	0	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	0	-
			1980-1999	0	-
			2000-2019	0	-
			2020-2039	0	-
3	Posturi de transformare	9.841	înainte de 1960	43	0,4%
			1960-1979	1027	10,4%
			1980-1999	709	7,2%
			2000-2019	6638	67,5%
			2020-2039	1424	14,5%
4	Puncte de alimentare	197	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	14	7,1%
			1980-1999	0	-
			2000-2019	175	88,8%
			2020-2039	8	4,1%

Retele Electrice Romania S.A., regiunea Muntenia a realizat investiții în perioada 2021-2024 de peste 1,081 miliarde lei din fonduri proprii și contribuții financiare în valoare de 1,137 miliarde lei. Pentru anul 2025 valoarea investițiilor planificate declarată la începutul ciclului de reglementare a fi puse în funcțiune de Retele Electrice Romania, regiunea Muntenia în rețea este de 0,18 miliarde lei din fonduri proprii și 0,5 miliarde lei din contribuții financiare.

Investițiile în perioada 2021-2025 în Retele Electrice Romania S.A., regiunea Muntenia din fonduri proprii și contribuții financiare sunt prezentate în tabelul 2.5

Tabel 2.5 Investițiile realizate în perioada 2021-2024 si esimativ pentru 2025

Companie	An	u.m.	Fonduri Proprii	Contributii Financiare	Total
Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia	2021	MRON	212,71	496,92	709,63
Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia	2022	MRON	166,96	166,96	333,92
Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia	2023	MRON	294,77	111,96	406,73
Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia	2024	MRON	406,73	360,92	767,65
Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia	Total '21-24'	MRON	1.081	1.137	2.217,93
Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia	2025	MRON	176,41	537,33	713,74
Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia	Total '21-25'	MRON	1.258	1.674	2.932

Investițiile din surse proprii și surse împrumutate pe niveluri de tensiune puse în funcțiune în perioada 2021-2024 în rețeaua Retele Electrice Romania, regiunea Muntenia și planificate pentru anul 2025, sunt prezentate în tabelul 2.6:

Tabel 2.6 Investițiile în perioada 2021-2024 si esimativ pentru 2025

An/Nivel tensiune	IT	MT	JT	Grupuri de masura	ICT, Alte investitii	Total
2021	58,24	89,30	46,54	51,91	38,22	284,21
2022	59,95	83,48	37,29	47,10	12,88	240,69
2023	75,14	84,12	55,57	57,19	22,74	294,77
2024	114,56	88,42	66,40	56,14	35,39	360,92
2025	82,03	25,58	53,39	55,24	32,64	248,88
Total	389,92	370,90	259,19	267,58	141,88	1.429,46

Începând cu anul 2010 și până în anul 2024 în instalațiile Retele Electrice Romania, regiunea Muntenia acțiunile întreprinse prin proiectele de investiții au condus la:

- Modernizare/retehnologizare/digitalizare a stațiilor de transformare, în prezent fiind digitalizate/integrate parțial/total în sistemul de telecontrol 65 din totalul de 70 de stații de transformare.

Stațiile rămase de introdus în sistemul de telecontrol integral sunt de regulă stații cu consum redus sau stații care alimentează sistemele de irigații care în prezent nu mai funcționează: FTIC, IMGB, Cama, Pietrișu Racord Adanc, Stănești.

Stațiile integrate în telecontrol parțial sunt stațiile Filaret și Obor pentru care sunt lucrări de retehnologizare/modernizare și introducere în telecontrol în curs de implementare.

În prezent stațiile de transformare pentru care nu au fost executate lucrări de modernizare a instalațiilor de înaltă tensiune și medie tensiune sunt:

- **FTIC, Cama, Stănești și Pietrișu Racord Adânc la înaltă tensiune;**
- **Filaret, Obor la medie tensiune pentru care sunt în curs lucrări de retehnologizare prevăzute a fi finalizate în perioada 2023-2025;**
- **Sălaj și Vulcan la medie tensiune pentru care au fost executate lucrări de montare a întreruptoarelor de medie tensiune rezultate din stațiile modernizate în perioada 2010-2014;**

- Au fost realizate lucrări de linii de 110 kV noi subterane sau lucrări de înlocuire LES 110 kV existente cu sursa de finanțare fonduri proprii și tarif de racordare în special în zona București în perioada 2010-2024 pentru creșterea capacității, reducerea costurilor de mentenanță, reducerea impactului asupra mediului (în special cabluri cu ulei, cu vechime de peste 40 ani)

Pentru liniile electrice aeriene au fost realizate lucrări de înlocuire izolație, instalare conductor de protecție, înlocuire porțiuni de conductoare, consolidare stâlpi și fundații, realizare prize de pământ. Au fost realizate lucrări pentru cca 60% din consistența totală de rețele aeriene de înalta tensiune.

Această situație este întâlnită în mai multe zone din concesiunea Rețele Electrice Romania, regiunea Muntenia dar în general și la nivelul întregii țări unde în culoarele liniilor au fost realizate construcții și este pusă în pericol siguranța populației.

Un volum important de rețele de înaltă tensiune au durata de viață depășită și sunt necesare lucrări de modernizare/înlocuire în anumite situații cu creștere a capacității de transport (pentru flexibilitate în exploatare a instalațiilor în vederea asigurării unui nivel de siguranță ridicat în alimentarea consumatorilor din București) în perioada 2026-2035.

- În rețeaua de medie tensiune în perioada 2010-2024 au fost realizate lucrări în principal de modernizare a rețelelor în zona Giurgiu, zona Ilfov și punctual în zona București (cu un volum mai mare în perioada 2017-2022) corelat cu posibilitățile de obținere a autorizațiilor de construire.

Se constată în continuare că un volum important de rețele este cu durata de viață depășită și necesită modernizarea sau înlocuirea.

Un număr important de posturi de transformare/puncte de alimentare **au fost retehnologizate**, digitalizate și introduse în sistemul de telecontrol al Rețele Electrice Romania, regiunea Muntenia **peste 50%** din posturile de transformare și punctele de alimentare fiind integrate în sistemul de telecontrol fiind dotate cu echipamente moderne.

Un volum redus de posturi de transformare au o durată de viață depășită iar înlocuirea acestora este corelată cu starea tehnică, comportarea în exploatare a liniilor, necesitățile corelate cu dezvoltarea zonelor (corelat și cu apariția stațiilor de încărcare și a prosumatorilor) dar și o componentă importantă privind asigurarea securității personalului de exploatare.

Există posturi de transformare și puncte de alimentare care prezintă riscuri privind securitatea pentru personalul Rețele Electrice Romania, regiunea Muntenia care sunt exploatate cu dificultate de personal. Acestea constituie o prioritate pentru RER.

De asemenea o direcție strategică asumată de RER este aceea de a îmbunătăți calitatea tehnică a serviciului de distribuție, astfel ca au fost realizate lucrări pentru instalarea de noi posturi de transformare pentru întărirea rețelei și pentru îmbunătățirea nivelului de tensiune în zone cu reclamații și măsurători efectuate.

- Pentru **rețeaua de joasă tensiune inclusiv bransamente**, un volum de **peste 30%** din rețeaua de joasă tensiune este **cu durată de viață depășită** fiind necesare lucrări de modernizare, în același timp cu creșterea capacității acesteia corelat cu dezvoltările și creșterea consumului în aceste zone, creșterea consumului datorată impactului racordării stațiilor de încărcare vehicule electrice, penetrarea soluțiilor de tip pompă de căldură la utilizatori.

Ca urmare a acestor preocupări constante de a investi în zonele critice din punct de vedere al calității serviciului, indicatorul SAIDI s-a îmbunătățit constant în perioada 2010-2024, atingând în anul 2024 75 minute/client. Evoluția indicatorului SAIDI pentru operatorul Rețele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia în condiții normale de exploatare (excluzând aici, incidentele cu cauză externă, incidentele cu cauză de rețea în perioada unor evenimente meteo de tip forță majoră, întreruperile pentru activități planificate cu preavizarea utilizatorilor și incidentele cu cauza în rețeaua OTS) se regasește în graficul din figura 2.1

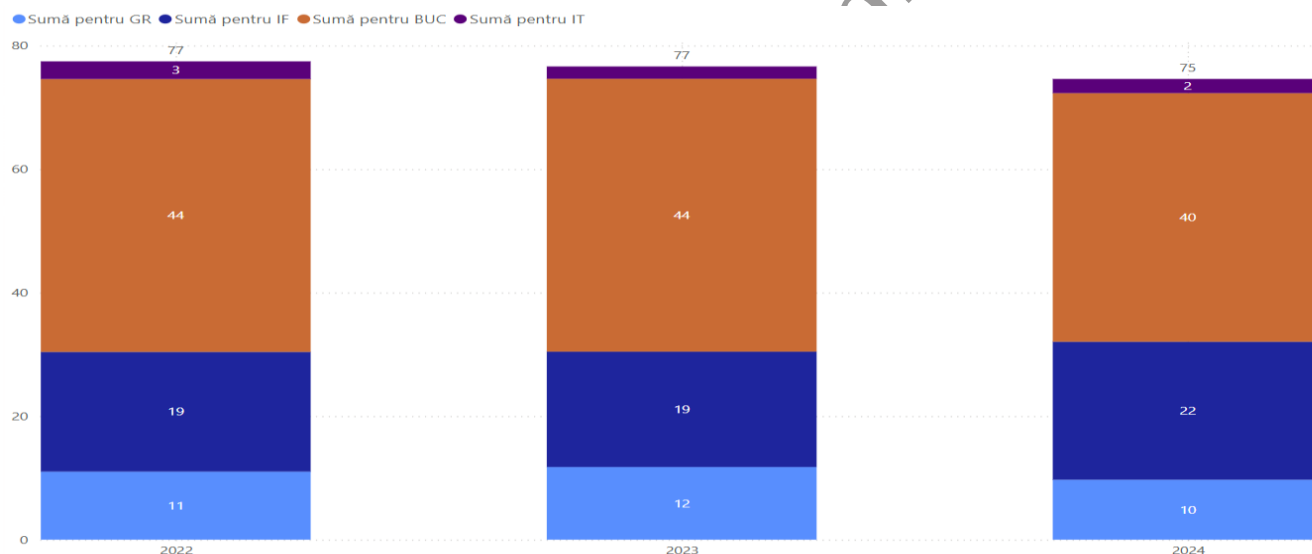


Figura 2.1 Indicatori SAIDI pe regiunea Muntenia

În ceea ce privește evoluția valorilor pe niveluri de tensiune, se poate observa o tendință ușor descendentă în perioada analizată. În instalațiile de medie tensiune, care reprezintă cea mai mare pondere din total, s-a înregistrat o ușoară reducere, de la 57 min/client în 2022 la 54 min/client în 2023 și 2024. Aceasta corespunde unei scăderi totale de aproximativ 5,3% față de valoarea din 2022. În ceea ce privește instalațiile de joasă tensiune, valorile au fluctuat ușor: de la 18 min/client în 2022, la 21 min/client în 2023, revenind apoi la 19 min/client în 2024, ceea ce indică o ușoară creștere față de 2022, dar cu o tendință de stabilizare. Instalațiile de înaltă tensiune au avut un impact foarte redus asupra valorii totale, înregistrând valori constante și mici (3 min/client în 2022, respectiv 2 min/client în 2023 și 2024), ceea ce reflectă modul de funcționare buclat al acestora se regasește în graficul 2.2.

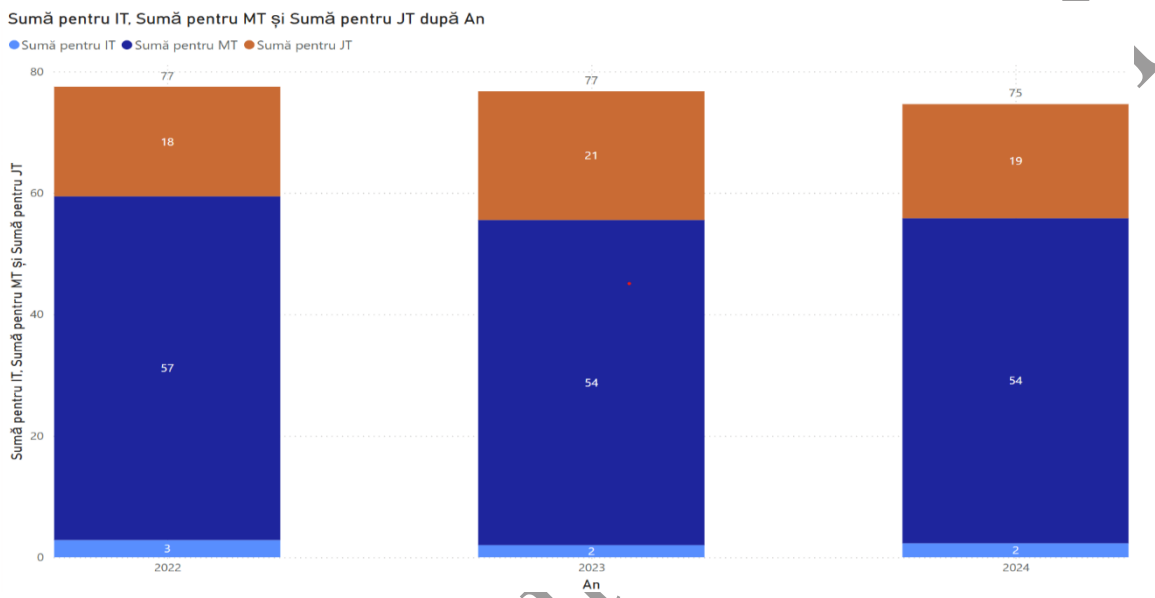


Figura 2.2 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Muntenia

În ceea ce privește evoluția SAIDI, Municipiul București, pe niveluri de tensiune, se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului atât în instalațiile de medie tensiune (care au ponderea cea mai reprezentativă din total), unde s-a obținut o reducere de aproximativ 12.5% față de valoarea de la sfârșitul anului 2022, de la 32 min/client la 28 min/client, cât și în instalațiile de înaltă tensiune, unde s-a înregistrat o reducere de 50%, de la 2 min/client la 1 min/client. În ceea ce privește instalațiile de joasă tensiune, acestea au avut o ușoară creștere, de la 12 la 13 min/client (+8.3%). Impactul instalațiilor de înaltă tensiune în indicatorul total rămâne redus datorită modului de realizare și funcționare (regim de funcționare buclat) a acestor instalații. Această evoluție este ilustrată în graficul din figura 2.3.

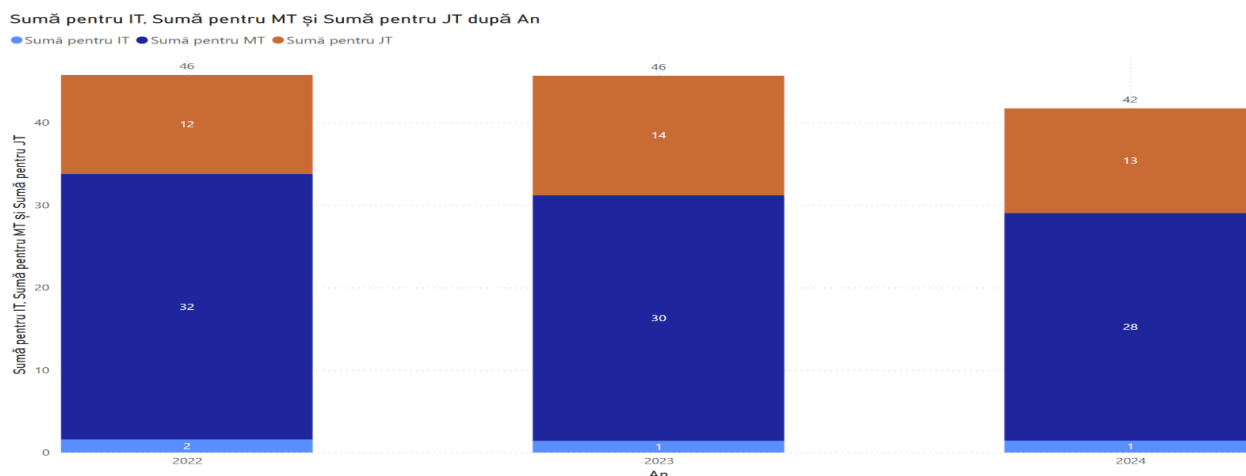


Figura 2.3 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune București

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Ilfov, se poate observa că, față de anul 2019, s-a menținut o calitate stabilă a serviciului în ultimii trei ani, cu valori apropiate de 20 min/client: 20 min în 2022, 19 min în 2023 și 23 min în 2024.

În instalațiile de medie tensiune, valorile au variat ușor: de la 17 min/client în 2022, la 15.8 min/client în 2023 și 18.6 min/client în 2024, indicând o ușoară fluctuație, dar în general rămânând în apropierea nivelului din 2022.

În ceea ce privește instalațiile de joasă tensiune, s-a înregistrat o creștere treptată de la 2.4 min/client în 2022, la 2.9 min/client în 2023 și 3.7 min/client în 2024, ceea ce arată o tendință ușoară de deteriorare a indicatorului în această zonă. Instalațiile de înaltă tensiune au avut un impact redus asupra indicatorului total, cu valori mici și relativ constante (0.6–0.8 min/client), ceea ce reflectă specificul funcționării acestora în regim buclat.

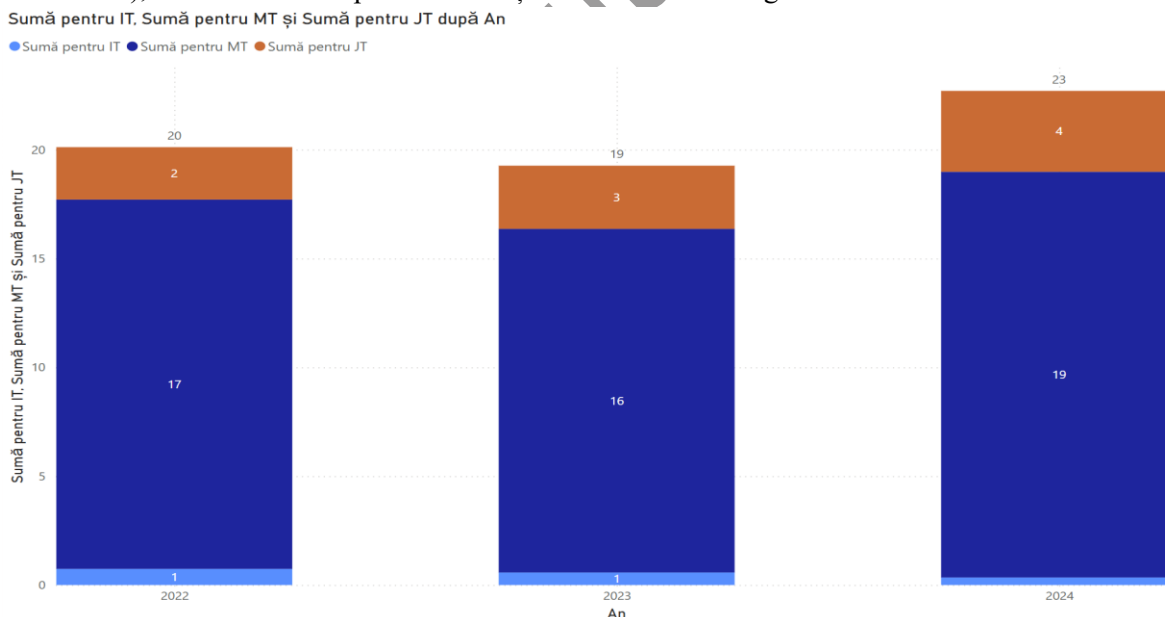


Figura 2.4 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Ilfov

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Giurgiu, se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului atât în instalațiile de medie tensiune, unde s-a obținut o reducere de 12,5% față de valoarea din 2022, de la 8 min/client la 7 min/client în 2024, cât și în instalațiile de joasă tensiune, unde s-a înregistrat o reducere de 50%, de la 4 min/client în 2022 și 2023, la 2 min/client în 2024.

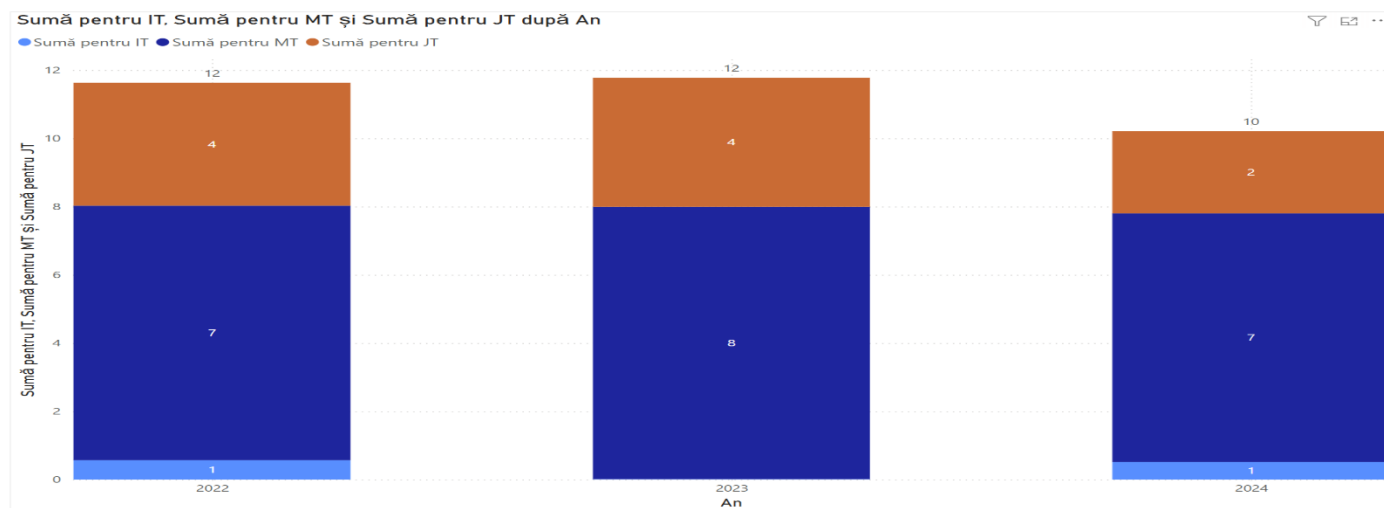


Figura 2.5 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Giurgiu

O parte din instalațiile de distribuție au durată de viață depășită, necesitând în continuare ample investiții în lucrări de modernizare sau înlocuire. O problemă specifică Rețele Electrice România, regiunea Muntenia, o reprezintă rețelele de medie tensiune de pe raza Municipiului București (în special cele de 10 și 6 kV) care prezintă cea mai mare pondere a ratei incidentelor datorită vechimii acestora, dar și în rețelele de 20 kV există zone în care cablurile au o fiabilitate redusă (cabluri cu uzură ridicată; ex rețeaua de distribuție aferentă stațiilor Salaj, Vulcan, Filaret). Înlocuirea acestor rețele reprezintă o provocare atât din punct de vedere al efortului investițional (amplificat de costurile aferente refacerilor de pavaje) dar și din punct de vedere al dificultății obținerii avizelor și autorizațiilor necesare pentru realizarea de excavații în zone urbane, cu densitate mare de utilități pe traseu. În privința rețelelor de 6 și 10kV odată cu înlocuirea cablurilor se va încerca și trecerea rețelelor la tensiunea superioară de 20kV, acest proces fiind condiționat și de disponibilitatea surselor de 20kV (stații de transformare cu tensiunea secundară de 20kV).

Planul de investiții 2025-2029 vizează în primul rând modernizarea stațiilor de transformare și a posturilor de transformare/puncte de alimentare, înlocuirea de rețele de JT, MT și IT cu mărirea capacității de distribuție, modernizarea sistemelor de măsură, implementarea proiectului de sisteme de măsurare inteligentă, realizarea sistemului de telecontrol și dezvoltarea periodică a acestuia în corelare cu evoluția numărului de puncte de telecontrol (cu impact imediat și decisiv asupra calității serviciului de distribuție), informatizarea extinsă a unor procese importante, dotări și amenajări de spații în construcții civile pentru clienți și salariați.

2.2.1.1 Municipiul București

În Municipiul București, Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Muntenia asigură alimentarea cu energie electrică a cca 1.061.381 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelurile de tensiune: 8 utilizatori la IT, 1.364 la MT și 1.060.009 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca. 30.439,36 km de rețea MT și JT, 36 stații de transformare cu o putere de cca 3.449 MVA și 5.560 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de peste 3.005 de MVA.

Energia distribuită este de 5.129.244 MWh din care MWh 141.117 la IT, MWh 2.024.888 la MT și 2.963.238 MWh la JT.

Municipiul București are o rețea de distribuție a energiei electrice cu particularități datorită modului de dezvoltare, diferită de toate celelalte zone de distribuție ale României prin care s-a urmărit în fiecare etapă istorică funcție de posibilitățile tehnologice, sau economice un grad optim de siguranță în funcționare. Principalele caracteristici care determină această specificitate sunt:

- Liniile de înaltă tensiune în majoritate subterane au fost instalate începând cu anii 1950.
- Stațiile de transformare sunt în majoritate de tip interior, cu puteri instalate individuale mari între 50 și 240 MVA.
- Cca 71% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 10 kV în cea mai mare parte printr-un sistem de distribuție intermediar realizat cu aproximativ 170 de puncte de alimentare.
- Majoritatea transformatoarelor de MT/JT sunt cu puteri mai mari sau egale cu 400 kVA situație determinată de dificultatea obținerii spațiilor necesare pentru noi posturi de transformare, ca și în cazul stațiilor de transformare.
- Există un număr de 1301 de posturi de transformare subterane.
- Cea mai mare parte a consumului cca 56% este la JT având ca rezultat și o rețea de JT extinsă.
- Existența unui număr mare de consumatori sensibili la care întreruperea în alimentarea cu energie electrică poate avea consecințe negative majore, chiar dacă o parte din acești utilizatori sunt dotați cu surse de energie electrică independente.

Cei 1.061.381 de utilizatori din orașul București, conform indicatorilor de performanță înregistrați în ultimii ani, se bucură în prezent de unul dintre cele mai bune servicii de distribuție din țară. Cu toate acestea în continuare există un număr mare de reclamații care determină în cadrul Rețele Electrice Romania, regiunea Muntenia să inițieze acțiuni de îmbunătățire a serviciului de distribuție.

La fel cu alte situații asemănătoare din țară și Bucureștiul a trecut din punct de vedere al rețelei electrice de distribuție, printr-o perioadă de tranziție dificilă ca urmare a desființării, sau reducerii activității tuturor marilor platforme industriale: IMGB, Republica, 23 August, Increst, Iremonoas etc.

2.2.1.2 Județul Ilfov

În județul Ilfov, Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Muntenia asigură alimentarea cu energie electrică a 126.526 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelurile de tensiune de 110kV, 10kV, 6kV, și 0,4kV 10kV: 6 la IT, 436 la MT și 126.084 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 11.374,137 km de rețea MT și JT, 14 stații de transformare cu o putere de 1.040 MVA și 3.192 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 1.022 MVA.

Energia distribuită este de 2.069.813 MWh din care 116.159MWh la IT, 977.449 MWh la MT și 976.205 MWh la JT.

Până în anul 1990 județul Ilfov era o zonă eminentemente agrară, cu o rețea care, cu excepția orașului Buftea, avea un caracter rural fiind realizată cu linii aeriene de înaltă, medie și joasă tensiune, cu posturi de transformare în cea mai mare parte aeriene și un număr redus de stații de transformare, în principal echipate cu transformatoare de 10 și 16 MVA. Începând cu sfârșitul anilor 90 și continuând în perioada de după anul 2000 județul Ilfov a devenit zona cu creșterea economică ce mai mare din țară, iar zonele adiacente capitalei au devenit zone rezidențiale cu caracter urban. Această dezvoltare a avut în general un caracter haotic, deținătorii de utilități primind cereri punctuale de racordare care trebuiau rezolvate într-un termen scurt conform prevederilor legale. Cu toate acestea prin lucrări realizate din fonduri proprii Rețele Electrice Muntenia a reușit într-un termen scurt să asigure întărirea rețelei și să rezolve practic toate cererile noilor utilizatori. Concomitent, a reușit în special după 2010, 2011 să crească substanțial și calitatea serviciului de distribuție. Trebuie menționat în acest context faptul că în zonă au fost construite în localitatea Otopeni 2 stații noi de transformare (Otopeni 2x25MVA; Transilvania 2x25MVA), s-a achiziționat stația 2x25MVA Dragomirești, au fost amplificate stațiile Popești-Leordeni, Chitila, Căciulați, Afumați, Glina, Arcuda, IFA și Solex. De asemenea, au fost utilizate pentru alimentarea cu energie electrică a zonei Ilfov și stații din București: Titan (pentru orașul Pantelimon), Pipera (pentru zona Voluntari, Pipera), Incest (pentru zona Chiajna), Timpuri Noi, etc. În perioada 2010-2012 toate stațiile din zona Ilfov au fost rețehnologizate, modernizate și racordate la sistemul de telecomandă. Procesul de modernizare a cuprins și celelalte elemente ale rețelei de distribuție astfel: posturi de transformare, linii de MT, linii de JT, etc.

Necesarul de energie electrică a zonei din punct de vedere a rețelei de înaltă tensiune este în acest moment asigurat în condiții de siguranță. Rămân însă numeroase aspecte de soluționat la nivelul tensiunelor medie și joasă în special în zonele rezidențiale, care și-au schimbat caracterul din rural în urban, obligând operatorul de distribuție să respecte altă categorie de indicatori de performanță. În plan pentru perioada 2026-2035 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue mărirea capacității și schimbarea de structură a rețelei.

2.2.1.3 Județul Giurgiu

În județul Giurgiu, Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Muntenia, asigură alimentarea cu energie electrică a 318.642 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelurile de tensiune de 110kV, 10kV, 6kV, și 0,4kV 10kV: 6 la IT, 1.382 la MT și 317.254 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 6.918,305 km de rețea MT și JT, 20 stații de transformare cu o putere instalată de 682 MVA și peste 1.286 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 353 MVA.

Energia distribuită este de 506.357 MWh din care 10.674 MWh la IT, 149.103 MWh la MT și 346.508 MWh la JT.

Județul Giurgiu a avut un parcurs aproximativ opus comparativ cu județul Ilfov. În anul 1989 era un județ industrial – agrar, fapt pentru care în zonă a fost necesară și o stație de interfață cu Operatorul de Transport, ST 220/110 kV Ghizdaru. Consumul de energie electrică din acea perioadă era în special direcționat către zona industrială din sud și pentru irigații. După anul 1990 consumul de energie electrică s-a redus drastic dispărând practic activitățile industriale și de irigații.

Rețeaua la toate nivelurile de tensiune este din punct de vedere a consumului descarcată, cu excepția unor situații punctuale, unde poate apărea necesitatea unor dezvoltări în viitorii 5 – 10 ani.

În perioada 2010 -2012 au fost reabilitate și modernizate în întregime stațiile de transformare cu un consum maxim mai mare de 2 MW, un număr important de posturi de transformare, linii de IT, MT și JT. Stațiile și posturile de transformare modernizate ca și separatoarele de sarcină instalate în lungul liniilor de MT, au fost introduse în sistemul de telecontrol.

De asemenea un număr important de sisteme de măsură inteligente au fost instalate în județul Giurgiu.

Modernizarea stațiilor de transformare și a liniilor de MT au ajutat la racordarea centralelor fotovoltaice.

Zona Giurgiu, ca urmare a creșterii numărului de racordări/solicitări de racordare a producătorilor/prosumatorilor, și ca urmare a faptului ca rețeaua fiind buclată cu zonele DEO pentru care sunt racordați/există solicitări de racordare a producătorilor/prosumatorilor, se transformă dintr-o zonă pasivă din punct de vedere energetic (consum) într-o zonă activă (producție), fiind necesară dezvoltarea rețelei de înaltă tensiune, inclusiv a rețelei transport (220 kV și 400 kV). Aceste aspecte conduc la necesitatea creșterii capacității rețelelor de înaltă tensiune (110 kV) însă datorită unui volum foarte mare de solicitări de racordare nu este suficientă această inițiativă fiind necesare și linii noi, stații noi IT/FIT pentru evacuarea puterii și transportul acesteia la tensiune corespunzătoare pentru un nivel de pierderi rezonabil în rețea.

Este importanta continuarea investițiilor în instalațiile de distribuție, pentru a putea asigura pentru următorii ani:

- **modernizarea și rețehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare, investiții care devin extrem de importante în procesul de racordare a parcurilor producătoare de energie verde și a instalațiilor de stocare; racordarea acestora este obiectiv de interes național;**
- **construcția de stații de transformare 110/20kV noi pentru preluarea consumului stațiilor cu grad mare de încărcare și pentru a asigura accesul la rețea pentru toți utilizatorii care solicit acest drept. Este important sa se știe ca zona București și Ilfov este o zona atrăgătoare pentru amplasarea centrelor de date care necesită putere mare și criticitate în asigurarea continuității în alimentarea cu energie electrică**

- în același context, realizarea unor stații de transformare noi și creșterea capacității rețelei de 110 kV prin linii noi/inlocuiri de cablu de 110 kV cu cabluri cu capacitate mai mare trebuie să asigure un nivel ridicat de siguranță în funcționarea și totodată să asigure dezvoltarea rețelei corelată cu solicitările de racordare a producătorilor și necesitățile de trecere la 20 kV ale rețelelor existente în special în zonele de confluență cu județul Ilfov;
- dezvoltarea stațiilor de transformare prin introducerea tensiunii de 20 kV în stațiile în care în prezent nu există, iar zonele sunt alimentate preponderent la 10 kV sau chiar 6kV, corelat cu lucrări ample de trecere a rețelelor la funcționare la tensiuni superioare, cu efect direct în reducerea CPT;
- extinderea conexiunilor de medie tensiune pentru realizarea unor linii noi în vederea îmbunătățirii indicatorului de densitate de client/km de linie pentru a crește gradul de siguranță în alimentarea utilizatorilor(această măsură vizează în mod special îmbunătățirea eficienței energetice.);
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a a punctelor de alimentare și a posturilor de transformare, măsură care conduce la creșterea gradului de continuitate în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor și la eficiență operațională prin reducerea de costuri;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter în conformitate cu Calendarul SMI transmis în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 177;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat și pentru a evidenția un profil de consum real, care ar crește predictibilitatea necesară în funcționarea sustenabilă a rețelei;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din București au o vechime de până la 80 - 90 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limită de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- rețehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile, se va trece treptat la comunicația pe FO sau 4G, ceea ce presupune extinderea rețelelor de FO în paralel cu traseele rețelelor de distribuție;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- reducerea lungimilor rețelelor de joasă tensiune prin amplasarea de posturi de transformare noi care vor prelua pe circuitele propria utilizatorii existenți care nu beneficiau de un nivel de tensiune reglementat prin Standardul de Performanță, măsura este absolut necesară odată cu creșterea numărului de prosumatori, care influențează calitatea tehnică a serviciului de distribuție în rețelele de joasă tensiune.
- O investiție de mare interes pentru siguranța conducerii operative este realizarea unui punct central de conducere operativă într-un mediu securizat și la nivelul exigențelor de funcționare a unei astfel de entități organizaționale de interes național pentru siguranța SEN.

În continuare activitatea de mentenanță în rețelele de MT și JT a Rețele Electrice România, regiunea Muntenia va avea alocate resurse bugetare importante deoarece rețehnologizarea și modernizarea acestor instalații, condiționat de obținerea autorizațiilor de construcție eliberate de administrațiile locale, reprezintă un efort investițional pe termen lung.

2.2.2 Regiunea Banat

Datele referitoare la vechimea rețelilor și instalațiilor din concesiunea Retele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, în funcție de anul punerii în funcțiune, se regasesc în tabelul 2.7.a pentru partea de linii (IT, MT și JT) și bransamente, respectiv tabelul 2.7.b, pentru partea de stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare.

Tabel 2.7 a Durata de funcționare a instalațiilor (linii electrice de distribuție)

Nr. Crt.	Categorie	Total LEA + LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA + LES (km traseu)	Pondere (%)
1	IT (110 kV)	2.709,52	înainte de 1960	501,53	0,00	501,53	18,5%
			1960-1979	1468,33	1,79	1470,12	54,3%
			1980-1999	569,20	4,10	573,30	21,2%
			2000-2019	22,74	2,29	25,03	0,9%
			2020-2039 ¹	137,97	1,57	139,54	5,1%
2	MT	13.213,0	înainte de 1960	1348,5	1236,6	2585,2	19,6%
			1960-1979	7268,7	558,8	7827,5	59,2%
			1980-1999	989,2	312,0	1301,3	9,8%
			2000-2019	77,4	427,8	505,2	3,8%
			2020-2039 ¹	375,7	618,3	994,0	7,5%
3	JT	19.244	înainte de 1960	1601	378	1979	10,3%
			1960-1979	6658	2017	8675	45,1%
			1980-1999	1309	907	2216	11,5%
			2000-2019	2830	481	3312	17,2%
			2020-2039 ¹	559	313	872	4,5%
4	Bransamente	16.628	înainte de 1960	1411	126	1536	9,2%
			1960-1979	5741	634	6375	38,3%
			1980-1999	1135	288	1423	8,6%
			2000-2019	2327	460	2787	16,8%
			2020-2039 ¹	152	657	810	4,9%

Tabel 2.7. b Durata de funcționare a instalațiilor (Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare)

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	An PIF	Cantitate (buc)	Pondere
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110 kV	97	înainte de 1960	4	4,1%
			1960-1979	67	69,1%
			1980-1999	22	22,7%
			2000-2019	2	2,1%
			2020-2039	2	2,1%
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110 kV	24	înainte de 1960	3	12,5%
			1960-1979	8	33,3%
			1980-1999	13	54,2%
			2000-2019	0	-
			2020-2039	0	-
3	Posturi de transformare	9.057	înainte de 1960	448	4,9%
			1960-1979	4343	48,0%
			1980-1999	1647	18,2%
			2000-2019	1127	12,4%
			2020-2039	1492	16,5%
4	Puncte de alimentare	21	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	12	57,1%
			1980-1999	2	9,5%
			2000-2019	3	14,3%
			2020-2039	4	19,0%

Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, a realizat investiții în perioada 2021-2025 de peste 0,75 miliarde lei din fonduri proprii și contribuții financiare în valoare de 0,25 miliarde lei. Pentru anul 2025 valoarea investițiilor planificate declarată la începutul ciclului de reglementare a fi puse în funcțiune de Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, în rețea este de 0,16 miliarde lei din fonduri proprii și 0,04 miliarde lei din contribuții financiare. Suplimentar sunt prevăzute investiții din contribuții financiare de 0,031 miliarde de lei nerambursabile care urmează a fi realizate prin programul național POIM 10.2, și are în vedere în continuare dezvoltarea unui program semnificativ de investiții pentru îmbunătățirea calității serviciului de distribuție, modernizarea/retehnologizarea/digitalizarea rețelei și implementarea pe plan local a standardelor internaționale ale grupului corelat cu prevederile legale în vigoare și cu strategiile naționale.

Investițiile în perioada 2021-2025 în Rețele Electrice România S.A., regiunea Banat, din fonduri proprii și contribuții financiare sunt prezentate în tabelul 2.8.

Tabel 2.8 Investițiile în perioada 2021-2025

Companie	An	u.m.	Fonduri Proprii	Contributii Financiare	Total
Retele Electrice Romania SA, regiunea Banat	2021	MRON	170,48	83,89	254,38
Retele Electrice Romania SA, regiunea Banat	2022	MRON	150,82	41,57	192,39
Retele Electrice Romania SA, regiunea Banat	2023	MRON	172,02	79,26	251,27
Retele Electrice Romania SA, regiunea Banat	2024	MRON	264,62	52,39	317,01
Retele Electrice Romania SA, regiunea Banat	Total '21-24'	MRON	758	257	1.015,05
Retele Electrice Romania SA, regiunea Banat	2025	MRON	160,17	43,98	204,15
Retele Electrice Romania SA, regiunea Banat	Total '21-25'	MRON	918	301	1.219

Investițiile din surse proprii și surse împrumutate pe niveluri de tensiune puse în funcțiune în perioada 2021-2025 în rețeaua Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, și planificate pentru anul 2025, sunt prezentate în tabelul 2.9:

Tabel 2.9 Investițiile în perioada 2021-2024 cu estimare pentru 2025

An/Nivel tensiune	IT	MT	JT	Grupuri de masura	ICT, Alte investitii	Total
2021	22,47	49,05	43,63	32,33	23,01	170,48
2022	27,85	32,77	35,24	38,09	16,88	150,82
2023	43,51	29,84	45,06	38,05	15,55	172,02
2024	39,48	79,62	76,75	46,91	21,86	264,62
2025	19,51	47,66	33,16	37,82	22,03	160,17
Total	152,82	238,93	233,84	193,20	99,33	918,12

Ca urmare a acestor preocupări constante de a investi în zonele critice din punct de vedere al calității serviciului, indicatorul SAIDI s-a îmbunătățit în mod constant și în perioada recentă. Astfel, în anul 2024, față de sfârșitul anului 2022, la nivelul Rețele Electrice Romania SA, regiunea Banat s-a înregistrat o reducere a indicatorului SAIDI de aproximativ 19%, de la 118 minute/client în 2022, la 95 minute/client în 2024.

Evoluția indicatorului SAIDI pentru operatorul Rețele Electrice Romania SA, regiunea Banat în condiții normale de exploatare (excluzând incidentele cu cauză externă, cele apărute în contextul unor evenimente meteo de tip forță majoră, întreruperile planificate sau cele cauzate de rețeaua OTS) confirmă tendința pozitivă a creșterii calității serviciului de distribuție a energiei electrice în regiune se regăsește în graficul din figura 2.9.

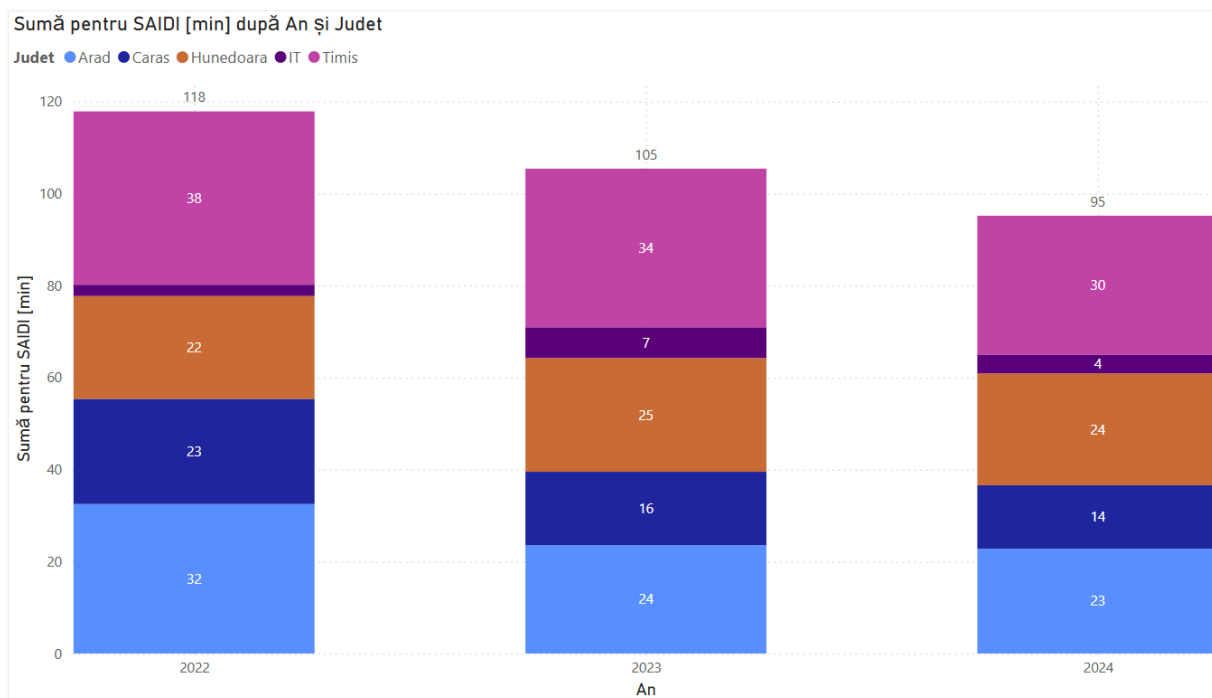


Figura 2.6 Indicatori SAIDI pe regiunea Banat

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune, se poate observa că s-a menținut o tendință de îmbunătățire a calității serviciului, în special în instalațiile de medie tensiune (care au ponderea cea mai semnificativă din total). Astfel, valoarea SAIDI pentru MT a scăzut de la 87 min/client în 2022 la 72 min/client în 2023, respectiv 64 min/client în 2024.

În ceea ce privește instalațiile de joasă tensiune, s-a menținut un nivel constant al SAIDI, cu o valoare de 29 min/client în 2022 și 27 min/client atât în 2023, cât și în 2024. Pentru instalațiile de înaltă tensiune, impactul asupra indicatorului total rămâne redus, având în vedere regimul specific de funcționare al acestor instalații. Totuși, se observă o scădere și la acest nivel, de la 2 min/client în 2022 la 1 min/client în 2024. Aceasta evoluție se regăsește în graficul din figura 2.10.

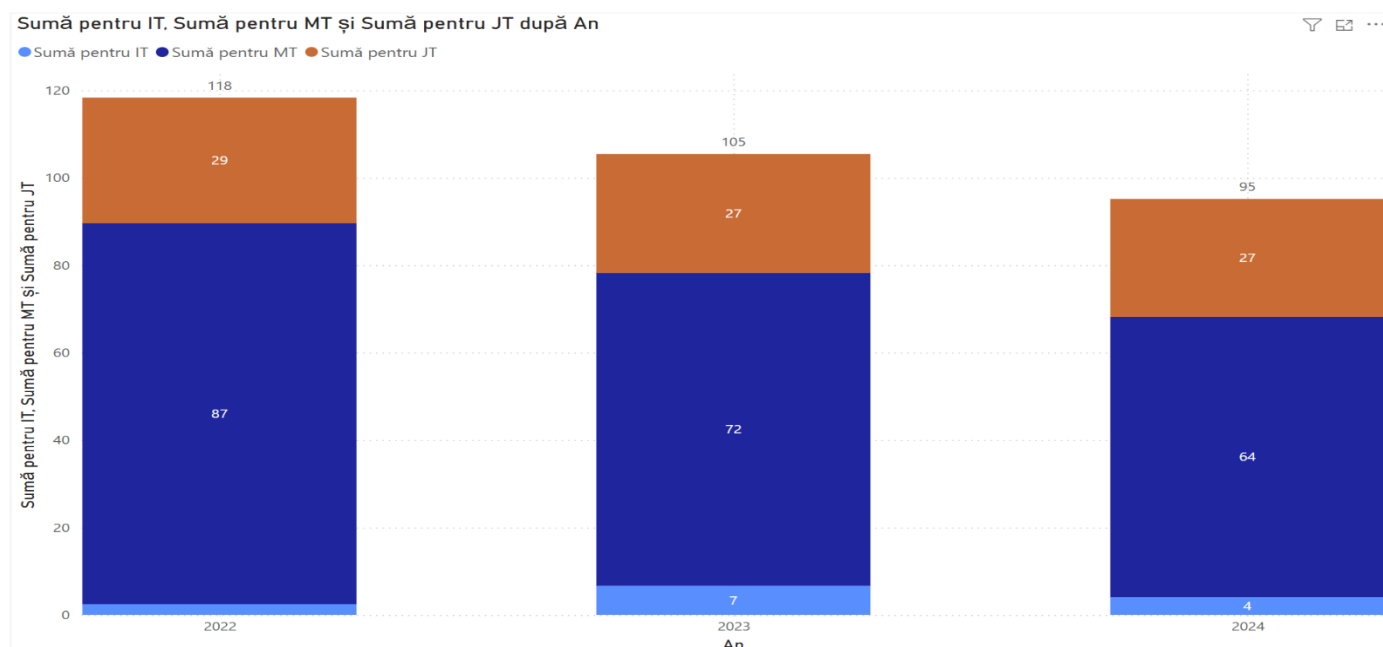


Figura 2.7 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune regiunea Banat

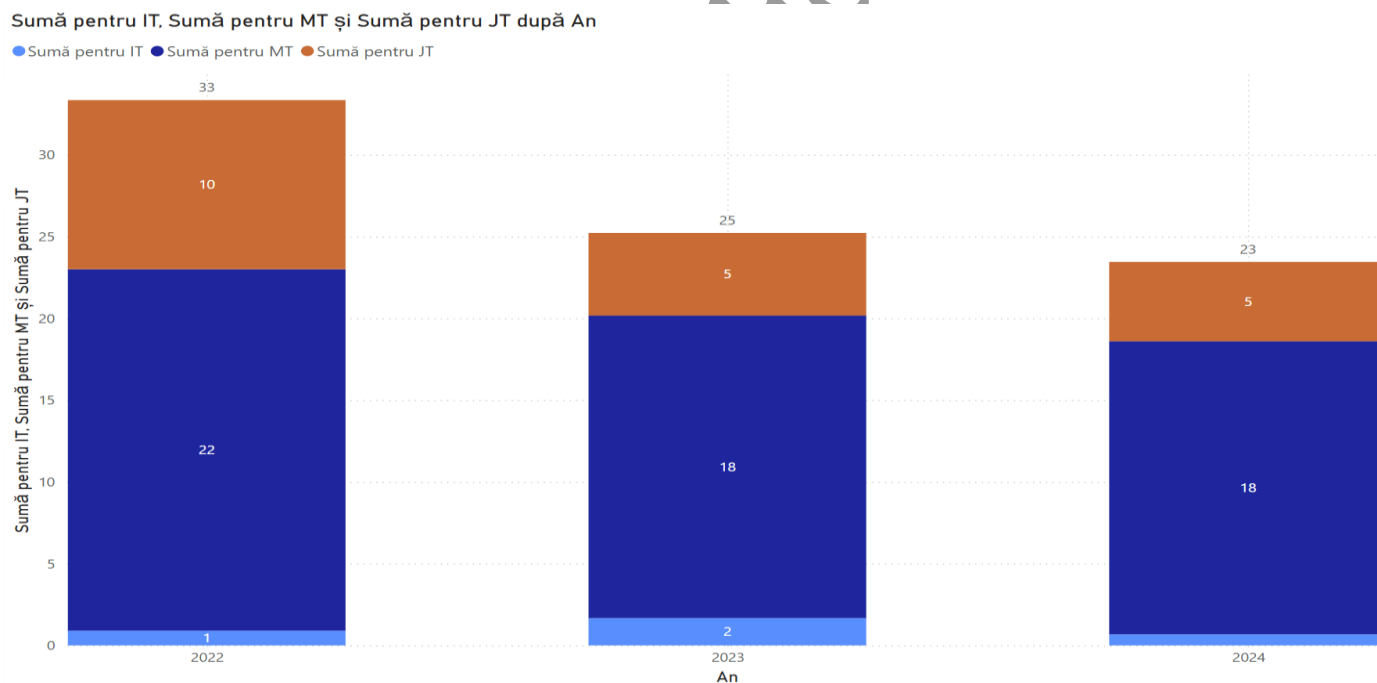


Figura 2.8 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Arad

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Arad, se poate remarca o îmbunătățire generală a calității serviciului în perioada 2022–2024. Valoarea totală a indicatorului SAIDI a scăzut cu 30%, de la 33 min/client în 2022 la 23 min/client în 2024. În instalațiile de medie tensiune s-a obținut o reducere semnificativă, de 18%, de la 22 min/client la 18 min/client. În instalațiile de înaltă tensiune se observă o creștere ușoară, de la 1 min/client în 2022 la 2 min/client în 2023, urmată de o scădere la 1 min/client în 2024.

Pentru instalațiile de joasă tensiune, s-a înregistrat o îmbunătățire majoră, reducerea fiind de 50%, de la 10 min/client în 2022 la 5 min/client în 2024.

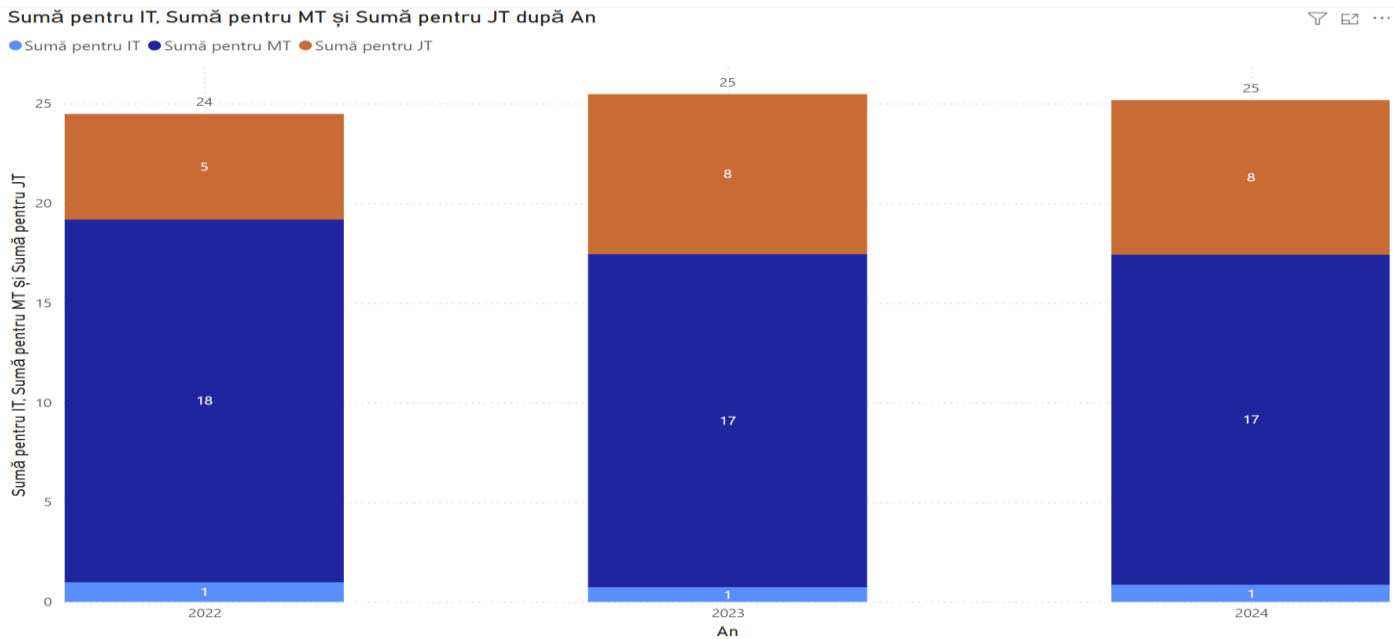


Figura 2.9 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Hunedoara

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Hunedoara, în perioada 2022–2024, se constată o ușoară creștere a valorii totale, de la 24 min/client în 2022 la 25 min/client în 2024. În instalațiile de medie tensiune, indicatorul SAIDI a scăzut ușor, de la 18 min/client în 2022 la 17 min/client în 2024, ceea ce reflectă o îmbunătățire modestă a calității serviciului. Pentru instalațiile de înaltă tensiune, valoarea s-a menținut constantă, la 1 min/client.

În schimb, în instalațiile de joasă tensiune s-a observat o creștere a întreruperilor, de la 5 min/client în 2022 la 8 min/client în 2024.

Sumă pentru IT, Sumă pentru MT și Sumă pentru JT după An

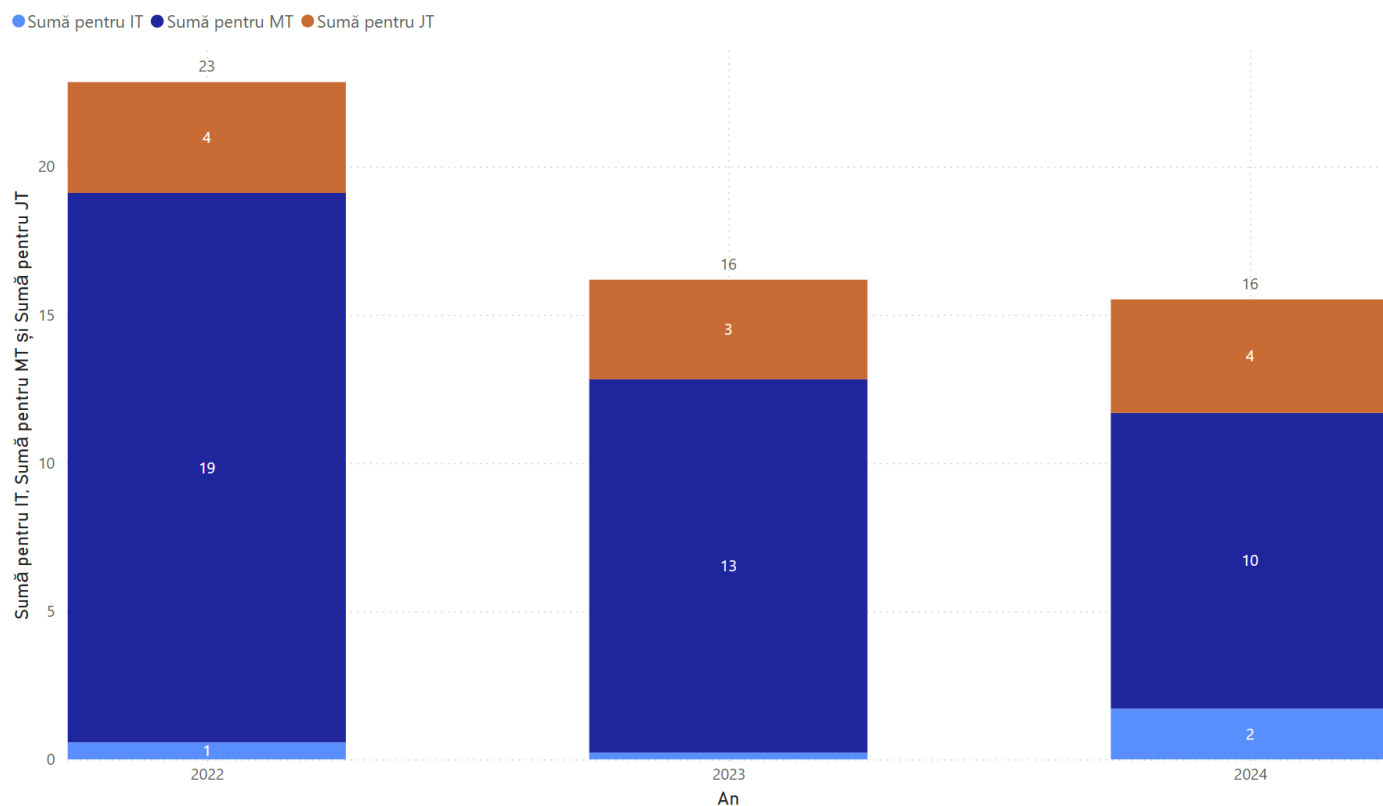


Figura 2.10 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Caras-Severin

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Caras-Severin, se poate observa o îmbunătățire constantă a calității serviciului în perioada 2022–2024. Pentru instalațiile de medie tensiune (MT), valoarea SAIDI a scăzut de la 23 min/client în 2022 la 16 min/client în 2024, reprezentând o reducere de aproximativ 30%. În ceea ce privește instalațiile de joasă tensiune (JT), valoarea a rămas constantă, la 4 min/client în 2022 și 2024, cu o ușoară scădere în 2023. Pentru instalațiile de înaltă tensiune (IT), se observă o creștere ușoară, de la 1 min/client în 2022 la 2 min/client în 2024.

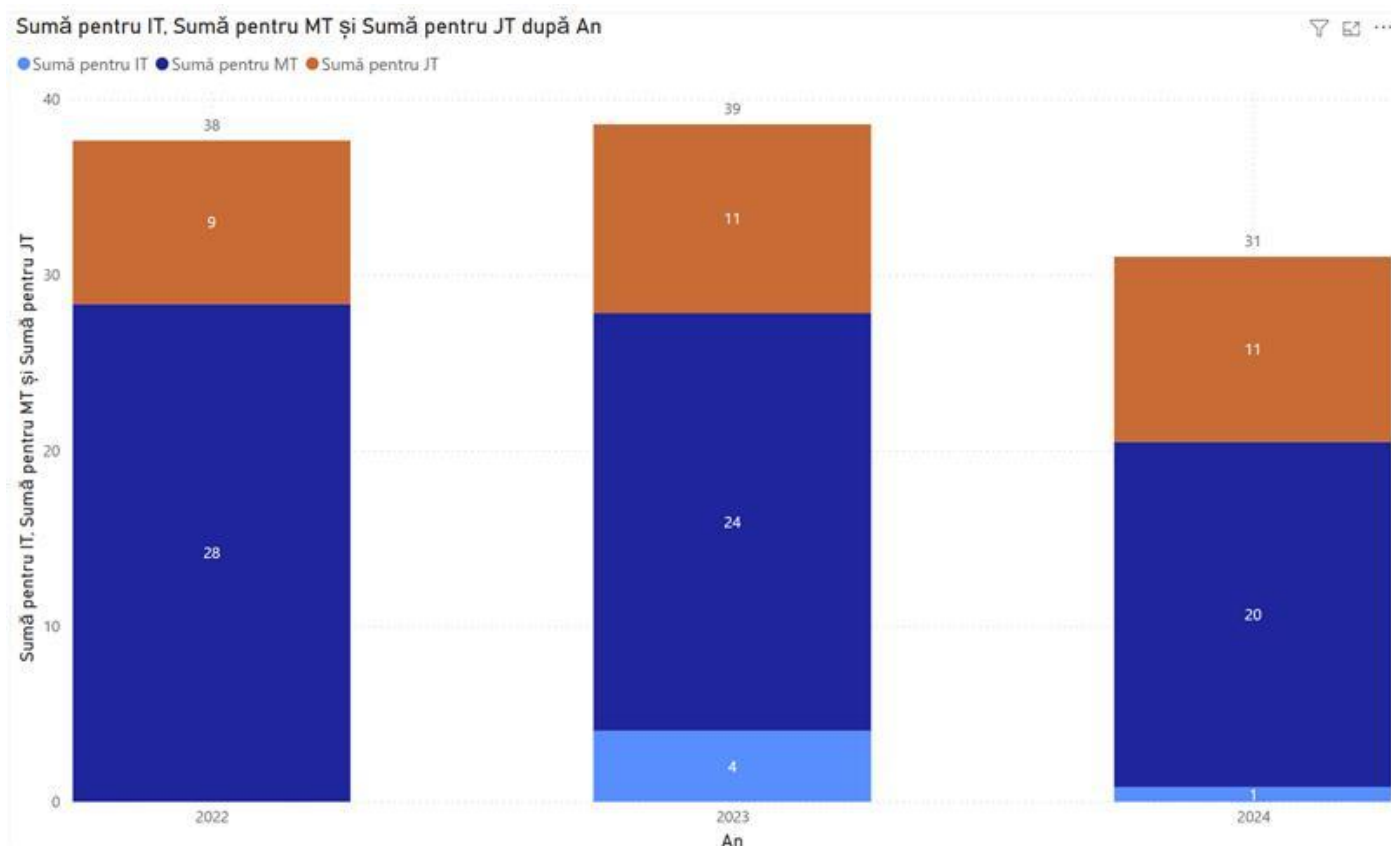


Figura 2.11 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Timiș

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Timiș, în perioada 2022–2024, se constată o îmbunătățire a calității serviciului, valoarea totală scăzând de la 38 min/client în 2022 la 31 min/client în 2024, ceea ce reprezintă o reducere de aproximativ 18%. În instalațiile de medie tensiune s-a înregistrat o scădere semnificativă, de la 28 min/client în 2022 la 20 min/client în 2024, echivalentul unei îmbunătățiri de 29%. Pentru instalațiile de înaltă tensiune, indicatorul a variat de la 0 min/client în 2022, la un maxim de 4 min/client în 2023, revenind la 1 min/client în 2024. În ceea ce privește joasa tensiune, valoarea SAIDI a crescut ușor, de la 9 min/client în 2022 la 11 min/client în 2024.

O mare parte din instalațiile de distribuție au durată de viață depășită, necesitând în continuare ample investiții în lucrări de modernizare sau înlocuire.

În privința rețelilor de 6 și 10kV odată cu înlocuirea cablurilor se va încerca și trecerea rețelilor la tensiunea superioară de 20kV, acest proces fiind condiționat și de disponibilitatea surselor de 20kV (stații de transformare cu tensiunea secundară de 20kV).

Planul de investiții 2025-2029 vizează în primul rând modernizarea stațiilor de transformare și a posturilor de transformare/puncte de alimentare, înlocuirea de rețele de JT, MT și IT cu mărirea capacității de distribuție, modernizarea sistemelor de măsură, implementarea proiectului de sisteme de măsurare inteligentă, realizarea sistemului de telecontrol și dezvoltarea periodică a acestuia în corelare cu evoluția numărului de puncte de telecontrol (cu impact imediat și decisiv asupra calității serviciului de distribuție), informatizarea extinsă a unor procese importante, dotări și amenajări de spații în construcții civile pentru clienți și salariați.

2.2.2.1 Județul Hunedoara

În județul Hunedoara, Rețele Electrice România S.A., regiunea Banat, asigură alimentarea cu energie electrică a cca 223.426 de utilizatori pe niveluri de tensiune de 110kV, 20kV, 6kV, și 0,4kV: 12 la IT, 508 la MT și 222.906 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 10.197,338 km de rețea MT și JT, 33 stații de transformare și peste 1.941 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de 689 MVA. Energia distribuită este de 825.237 MWh din care: 183.509 MWh la IT, 225.190 MWh la MT și 416.538 MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt:

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1951 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLAl) cu secțiuni de: 150/25, 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 16, 25, 40MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF₆ și au o vechime medie de peste 35 ani.
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 6 kV) au o vechime medie de 30-35 ani:
 - cca. 83% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1949.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 98%.
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului este la JT.

Județul Hunedoara a avut un parcurs aproximativ opus comparativ cu județul Arad. În anul 1989 era un județ industrial și minier, consumul de energie electrică din acea perioadă era în special direcționat către zona industrială și minieră. După 1990 consumul de energie electrică s-a redus drastic proporțional cu reducerea activităților industriale și miniere.

Rețeaua la toate nivelurile de tensiune este din punct de vedere a consumului descărcată nefiind estimată cu excepția unor situații punctuale la JT, necesitatea unor dezvoltări în viitorii 15 – 20 de ani.

În perioada 2010-2024 au fost reabilitate și modernizate majoritatea stațiilor de transformare și un număr important de posturi de transformare linii de IT, MT și JT. Stațiile și posturile de transformare modernizate precum și separatoarele de sarcină instalate în lungul liniilor de MT, au fost introduse în sistemul de TELECONTROL.

Modernizarea stațiilor de transformare și într-o oarecare măsură a liniilor de MT au ajutat în perioada 2012-2024 la racordarea centralelor fotoelectrice și hidroelectrice.

Necesarul de energie electrică a zonei din punct de vedere a rețelei de înaltă tensiune este în acest moment asigurat în condiții de siguranță. Rămân însă numeroase aspecte de soluționat la nivelul tensiunilor medii și joase în special în zonele rezidențiale, care și-au schimbat caracterul din rural în urban, obligând operatorul de distribuție să

respecte alta categorie de indicatori de performanță. În studiu pentru perioada 2026-2035 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue mărirea capacității și schimbarea de structura a rețelei.

2.2.2.2 Județul Caraș Severin

În județul Caraș Severin, Rețele Electrice România S.A., regiunea Banat, asigură alimentarea cu energie electrică a cca 149.668 de utilizatori pe niveluri de tensiune de 110kV, 20kV, 6kV, și 0,4kV: 10 la IT, 388 la MT și 149.270 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 13.066,11 km de rețea MT și JT, 20 stații de transformare și peste 1.249 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 254 MVA.

Energia distribuită este de 537.642 MWh din care: 153.302 MWh la IT, 114.872 MWh la MT și 269.469MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt :

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1951 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLA1) cu secțiuni de: 150/25, 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 16, 25MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF6 și au o vechime medie de peste 35 ani
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 6 kV) au o vechime medie de 30-35ani:
 - cca. 89% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1949.
 - parțial zona industrială a orașului Reșița este alimentată la tensiunea de 6 kV prin linii ce datează din 1928.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 99%.
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului este la JT.

Rețeaua la toate nivelurile de tensiune este din punct de vedere a consumului descărcată nefiind estimată cu excepția unor situații punctuale la JT, necesitatea unor dezvoltări în viitorii 15 – 20 de ani. În perioada 2010-2025 au fost reabilitate și modernizate majoritatea stațiilor de transformare și un număr important de posturi de transformare linii de IT, MT și JT. Stațiile și posturile de transformare modernizate ca și separatoarele de sarcină instalate în lungul liniilor de MT, au fost introduse în sistemul de TELECONTROL. Modernizarea stațiilor de transformare și într-o oarecare măsură a liniilor de MT au ajutat în perioada 2012-2025 la racordarea centralelor eoliene și fotoelectrice.

2.2.2.3 Județul Timiș

În Județul Timiș, Rețele Electrice România S.A., regiunea Banat, asigură alimentarea cu energie electrică a cca. 371.306 de utilizatori împărțiți pe niveluri de tensiune de 110 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV și 0,4 kV: 6 la IT, 845 la MT și 370.455 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 15.479,63 km de rețea MT și JT, 27 stații de transformare și peste 3.490 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape peste 988 de MVA. Energia distribuită este de 2.073.001 MWh din care: 152.498 MWh la IT, 922.617 MWh la MT și 997.886 MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt :

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1960 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLEA) cu secțiuni de: 150/25 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 10-40 MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF₆.
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 10 kV 6 kV):
 - cca. 95% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1958.
 - atât zona industrială cât și parțial zona urbană a orașului Timișoara este alimentată la tensiunea de 10 kV prin linii subterane ce datează din 1957.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 95% ,
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului cca. 48% este la JT având ca rezultat și o rețea de JT extinsă.

Începând cu sfârșitul anilor 90 și continuând cu perioada de după anul 2000 județul Timiș a devenit o zonă cu creștere economică, iar zonele adiacente au devenit zone rezidențiale cu caracter urban. Această dezvoltare a avut în general un caracter haotic, deținătorii de utilități primind cereri punctuale de racordare care trebuiau rezolvate într-un termen scurt conform prevederilor legale. Cu toate acestea prin lucrări realizate din fonduri proprii Rețele Electrice România, regiunea Banat, a reușit într-un termen scurt să asigure întărirea rețelei și să rezolve practic toate cererile noilor utilizatori. Concomitent a reușit în special după 2010, 2011 să crească substanțial și calitatea serviciului de distribuție. În perioada 2005-2024 stațiile din zona Timiș au fost în mare parte re tehnologizate, modernizate și racordate la sistemul de TELECONTROL. Procesul de modernizare a cuprins și celelalte elemente ale rețelei de distribuție astfel: posturi de transformare, linii de MT, linii de JT, etc .

Necesarul de energie electrică a zonei din punct de vedere a rețelei de înaltă tensiune este în acest moment asigurat în condiții de siguranță. Rămân însă numeroase aspecte de soluționat la nivelul tensiunilor medii și joase în special în zonele rezidențiale, care și-au schimbat caracterul din rural în urban, obligând operatorul de distribuție să respecte altă categorie de indicatori de performanță. În studiu pentru perioada 2015-2024 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue amplificarea și schimbarea de structură a rețelei.

În anul 2023 Rețele Electrice România SA, regiunea Banat, a finalizat lucrările și a pus sub tensiune o stație de transformare nouă 110/20kV Covaci, 2x25MVA care permite descărcarea unor linii existente din vecinătatea municipiului Timișoara și asigurarea în viitor a necesarului de energie electrică într-o zonă de dezvoltare atât industrială cât și rezidențială; lucrările de preluare a consumului pe noua stație, prin realizarea unor feederi noi care se vor realiza în perioada 2024-2028.

2.2.2.4 Județul Arad

În județul Arad, Rețele Electrice România S.A., asigură alimentarea cu energie electrică a cca. 223.282 de utilizatori împărțiți astfel pe niveluri de tensiune de 110kV, 20kV, 6kV, și 0,4kV: 4 la IT, 705 la MT și 222.573 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 10.341,2 km de rețea MT și JT, 17 stații de transformare și peste 2.422 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de cca. 564 MVA.

Energia distribuită este de 963.221 MWh, din care: 24.648 MWh la IT, 416.667 MWh la MT și 521.905 MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt:

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1951 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLAl) cu secțiuni de: 150/25, 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 16, 25MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF6 și au o vechime medie de peste 35 ani
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 6 kV) au o vechime medie de 30-35 ani:
 - cca. 99,8% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1951.
 - parțial zona industrială a orașului Arad este alimentată la tensiunea de 6 kV prin linii ce datează din 1961.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 97%.
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului este la JT având ca rezultat și o rețea de jt extinsă.

Începând cu sfârșitul anilor '90 și continuând cu perioada de după anul 2000 județul Arad a devenit o zonă cu creșterea economică, iar zonele adiacente au devenit zone rezidențiale cu caracter urban. Această dezvoltare a avut în general un caracter haotic deținătorii de utilități primind cereri punctuale de racordare care trebuiau rezolvate într-un termen scurt conform prevederilor legale. Cu toate acestea prin lucrări realizate din fonduri proprii Rețele Electrice România, regiunea Banat, a reușit într-un termen scurt să asigure întărirea rețelei și să rezolve practic toate cererile noilor utilizatori. Concomitent a reușit în special după 2010, 2011 să crească substanțial și calitatea serviciului de distribuție. În perioada 2005-2024 majoritatea stațiilor din zona Arad au fost re tehnologizate, modernizate și racordate la sistemul de TELECONTROL. Procesul de modernizare a cuprins și celelalte elemente ale rețelei de distribuție: posturi de transformare, linii de MT, linii de jt, etc.

Necesarul de energie electrică a zonei din punct de vedere a rețelei de înaltă tensiune este în acest moment asigurat. Excepție face stația de transformare Pâncota care este alimentată radial la 110kV dar poate fi preluată integral din rețeaua de medie tensiune. Rămân însă numeroase aspecte de soluționat la nivelul tensiunilor medie și joasă în special în zonele rezidențiale, care și-au schimbat caracterul din rural în urban, obligând operatorul de distribuție să respecte altă categorie de indicatori de performanță. În studiu pentru perioada 2026-2035 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue amplificarea și schimbarea de structură a rețelei.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform necesarului identificat prin aceste analize și studii de rețea care stau la baza fundamentării Planului de dezvoltare 2026-2035, va prevedea fără a fi limitativ:

- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și în mod special în stațiile de transformare unde nu s-au făcut modernizări complexe la nivelul echipamentelor primare;
- construcția de stații noi, cel puțin 2 stații de transformare 110/20kV pentru preluarea consumului și prevederea congestiilor,
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter, în conformitate cu Ordinul ANRE nr 177;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanța pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile și trecerea la comunicație prin FO sau/si 4G;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;

2.2.3 Regiunea Dobrogea

Datele referitoare la vechimea rețelor și instalațiilor din concesiunea Rețele Electrice Dobrogea SA, în funcție de anul punerii în funcțiune, se regăsesc în tabelele 2.10.a pentru partea de linii (IT, MT și JT) și bransamente, respectiv 2.10.b, pentru partea de stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare.

Tabel 2..102. a Durata de funcționare a instalațiilor (linii electrice de distribuție)

Nr. Crt.	Categorie	Total LEA + LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA + LES (km traseu)	Pondere (%)
1	IT (110 kV)	2.664,25	înainte de 1960	15,63	0,00	15,63	0,6%
			1960-1979	1929,72	24,11	1953,82	73,3%
			1980-1999	658,69	0,00	658,69	24,7%
			2000-2019	3,03	9,43	12,46	0,5%
			2020-2039 ¹	16,44	7,21	23,65	0,9%
2	MT	10.954,7	înainte de 1960	333,6	70,8	404,5	3,7%
			1960-1979	5646,7	973,0	6619,7	60,4%
			1980-1999	2243,7	400,5	2644,2	24,1%
			2000-2019	333,0	236,2	569,2	5,2%
			2020-2039 ¹	236,9	480,3	717,2	6,5%
3	JT	11118	înainte de 1960	461	58	519	4,7%
			1960-1979	5133	876	6009	54,0%
			1980-1999	1320	1143	2463	22,2%
			2000-2019	1159	322	1481	13,3%
			2020-2039 ¹	458	188	646	5,8%
4	Bransamente	14.008	înainte de 1960	81	7	88	0,6%
			1960-1979	1010	149	1159	8,3%
			1980-1999	5774	1097	6871	49,1%
			2000-2019	4656	820	5476	39,1%
			2020-2039 ¹	275	139	414	3,0%

Tabel 2.10.b Durata de funcționare a instalațiilor (Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare).

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	An PIF	Cantitate (buc)	Pondere
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110 kV	125	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	25	20,0%
			1980-1999	28	22,4%
			2000-2019	59	47,2%
			2020-2039 ¹	13	10,4%
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110 kV	74	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	66	91,7%
			1980-1999	6	8,3%
			2000-2019	0	-
			2020-2039 ¹	0	-
3	Posturi de transformare	6638	înainte de 1960	77	1,2%
			1960-1979	2769	41,7%
			1980-1999	1572	23,7%
			2000-2019	1565	23,6%
			2020-2039 ¹	655	9,9%
4	Puncte de alimentare	20	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	0	-
			1980-1999	0	-
			2000-2019	15	75,0%
			2020-2039 ¹	5	25,0%

Retele Electrice Dobrogea SA a realizat investiții în perioada 2021-2024 în zona Dobrogea de peste 0,667 miliarde lei din fonduri proprii și contribuții financiare în valoare de 0,241 miliarde lei. Pentru anul 2025 valoarea investițiilor planificate a fi puse în funcțiune de Retele Electrice Dobrogea SA în rețea este de 0,14 miliarde lei din fonduri proprii și 0,035 miliarde lei din contribuții financiare și are în vedere în continuare, dezvoltarea unui program semnificativ de investiții pentru îmbunătățirea calității serviciilor, modernizarea rețelei și implementarea pe plan local a standardelor internaționale ale grupului, corelat cu prevederile legale în vigoare.

Investițiile în perioada 2021-2024 și planificarea pentru anul 2025 în Rețele Electrice Romania SA, regiunea Dobrogea din fonduri proprii și contribuții financiare sunt prezentate în tabelul 2.11:

Tabel 2.11. Investițiile în perioada 2021-2025

Companie	An	u.m.	Fonduri Proprii	Contributii Financiare	Total
Retele Electrice Romania, regiunea Dobrogea	2021	MRON	133,11	56,30	189,41
Retele Electrice Romania, regiunea Dobrogea	2022	MRON	135,98	34,04	170,02
Retele Electrice Romania, regiunea DobrogeaSA	2023	MRON	140,74	77,19	217,94
Retele Electrice Romania, regiunea DobrogeaSA	2024	MRON	257,15	73,63	330,78
Retele Electrice Romania, regiunea Dobrogea	Total '21-24'	MRON	667	241	908,15
Retele Electrice Romania, regiunea Dobrogea	2025	MRON	140,95	35,64	176,60
Retele Electrice Romania, regiunea Dobrogea	Total '21-25'	MRON	808	277	1.085

Investițiile din surse proprii pe nivele de tensiuni puse în funcțiune în perioada 2021-2024 și planificarea pentru anul 2025 în rețeaua Rețele Electrice Romania, regiunea Dobrogea , sunt prezentate în tabelul 2.12:

Tabel 2.12 Investițiile în perioada 2021-2024 cu estimarea anului 2025

An/Nivel tensiune	IT	MT	JT	Grupuri de masura	ICT, Alte investitii	Total
2021	15,14	29,23	42,75	28,38	17,61	133,11
2022	18,20	40,82	41,49	24,76	10,71	135,98
2023	9,57	54,36	37,49	27,31	12,01	140,74
2024	66,67	86,98	47,37	35,48	20,65	257,15
2025	15,48	67,60	18,37	28,42	11,07	140,95
Total	125,06	278,99	187,48	144,35	72,05	807,94

Începand cu anul 2021 și până în anul 2025 au avut loc în instalatiile Rețele Electrice Romania, regiunea Dobrogea, următoarele lucrări:

- Modernizare/retehnologizare/digitalizare a stațiilor de transformare, în prezent fiind digitalizate/integrate parțial/total în sistemul de telecontrol 97 din totalul de 125 de stații de transformare.

Un volum important de posturi de transformare/puncte de alimentare au fost retehnologizate, digitalizate și introduse în sistemul de telecontrol al Rețele Electrice Romania, regiunea Dobrogea SA, 23% din posturile de transformare și punctele de alimentare fiind integrate în sistemul de telecontrol echipate cu echipamente moderne.

De asemenea au fost realizate lucrări pentru instalarea de noi posturi de transformare pentru întărirea rețelei și pentru îmbunătățirea nivelului de tensiune în zone cu recalmații și măsurători efectuate.

Un volum important de rețele de înaltă tensiune au durata de viață depășită și sunt necesare lucrări de modernizare/inlocuire în anumite situații cu creștere a capacității de transport în perioada 2026-2035.

Ca urmare a acestor investiții, indicatorul SAIDI s-a redus la sfârșitul anului 2024 față de sfârșitul anului 2022 cu circa 23% la nivelul REȚELE ELECTRICE ROMANIA, regiunea DOBROGEA, de la 92 minute/client la 80 minute/client; aceasta evoluție se regăsește în graficul din figura 2.18.

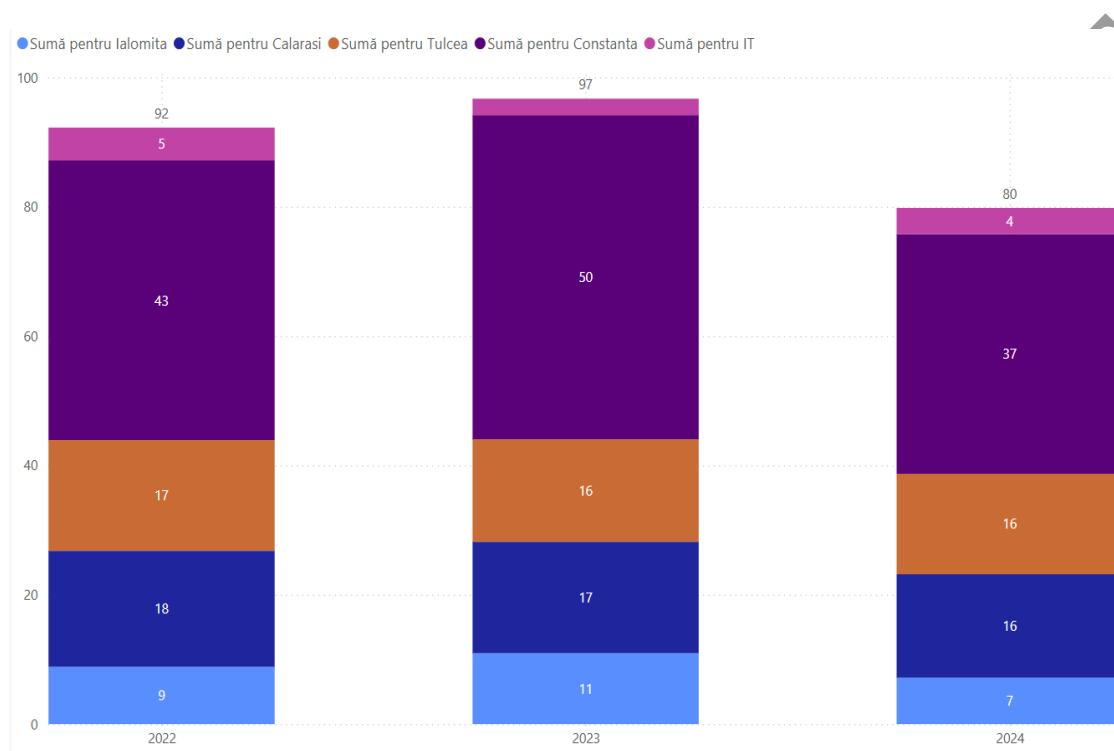


Figura 2.12 Indicatori SAIDI pe regiunea Dobrogea

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune, se observă o îmbunătățire a calității serviciului, în special în instalațiile de medie tensiune (care au cea mai mare pondere din total), unde s-a înregistrat o scădere de 21% față de anul 2022, de la 66 min/client la 52 min/client. O tendință favorabilă se remarcă și în instalațiile de joasă tensiune, unde s-a redus de la 31 min/client în 2023 la 23 min/client în 2024. În ceea ce privește instalațiile de înaltă tensiune, valorile s-au menținut relativ constante, cu o variație minimă (5 min/client în 2022, 3 min în 2023 și 4 min în 2024), acestea având un impact redus asupra valorii totale a indicatorului, datorită modului specific de funcționare al acestor instalații (regim buclat). Această evoluție este ilustrată în graficul din figura 2.19.

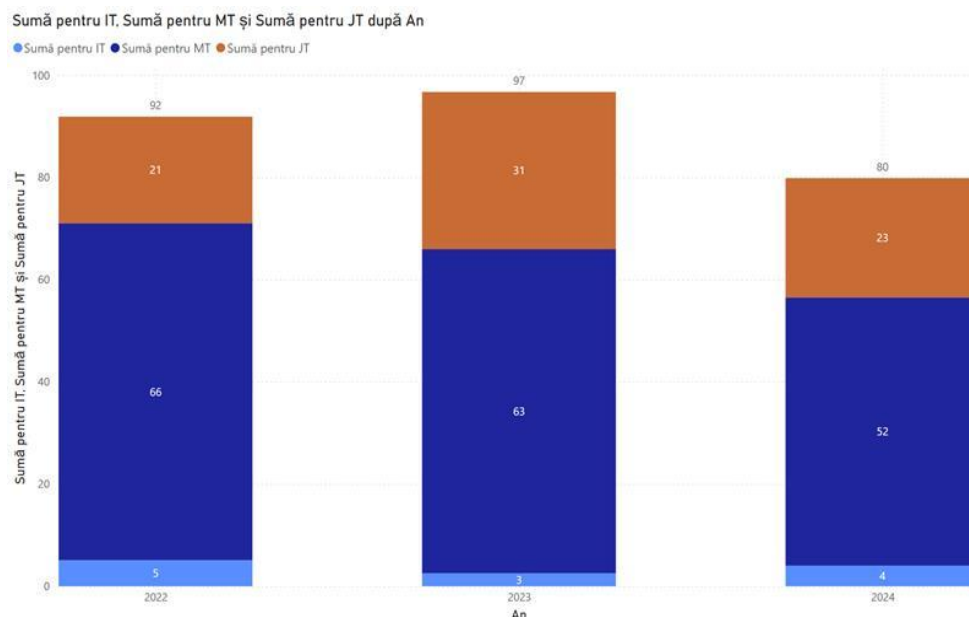


Figura 2.13. Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune RETELE ELECTRICE DOBROGEA

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele de tensiune în Județul Constanța, se poate observa o îmbunătățire semnificativă a calității serviciului în instalațiile de medie tensiune, unde s-a înregistrat o scădere de la 35 min/client în 2023 la 27 min/client în 2024, ceea ce reprezintă o reducere de aproximativ 23%. În instalațiile de joasă tensiune, valoarea SAIDI a scăzut de la 15 min/client în 2023 la 10 min/client în 2024, marcând o reducere de circa 33%. În ceea ce privește instalațiile de înaltă tensiune, valoarea a rămas constantă în ultimii ani, situându-se la 2 min/client. Această este ilustrată în graficul din figura 20.

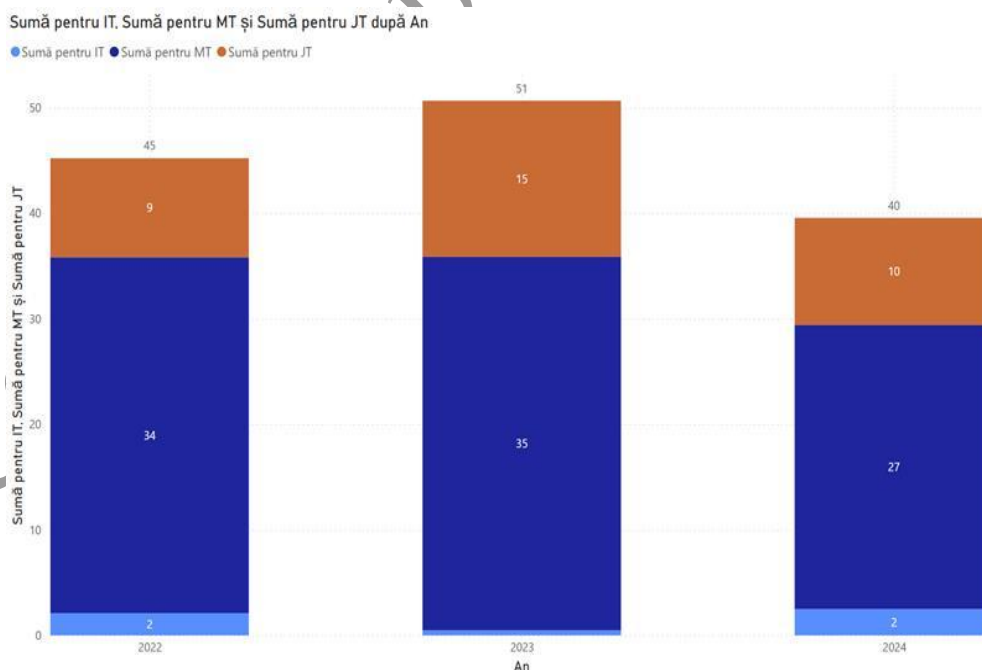


Figura 2.14 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Constanța

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele de tensiune pentru zona Tulcea, se poate remarca o tendință generală de îmbunătățire a calității serviciului în perioada 2022–2024. Astfel, valoarea totală SAIDI a scăzut cu aproximativ 11%, de la 19 min/client în 2022 la 17 min/client în 2024.

Pentru instalațiile de medie tensiune, s-a înregistrat o reducere de 8%, de la 12 min/client în 2022 la 11 min/client în 2024. În instalațiile de joasă tensiune, îmbunătățirea este mai semnificativă, cu o reducere de aproximativ 17%, de la 6 min/client la 5 min/client. În ceea ce privește rețelele de înaltă tensiune, valoarea SAIDI a rămas constantă la 1 min/client, cu o excepție în anul 2023, când aceasta a fost 0, se regaseste ilustrata in graficul figura 2.21.

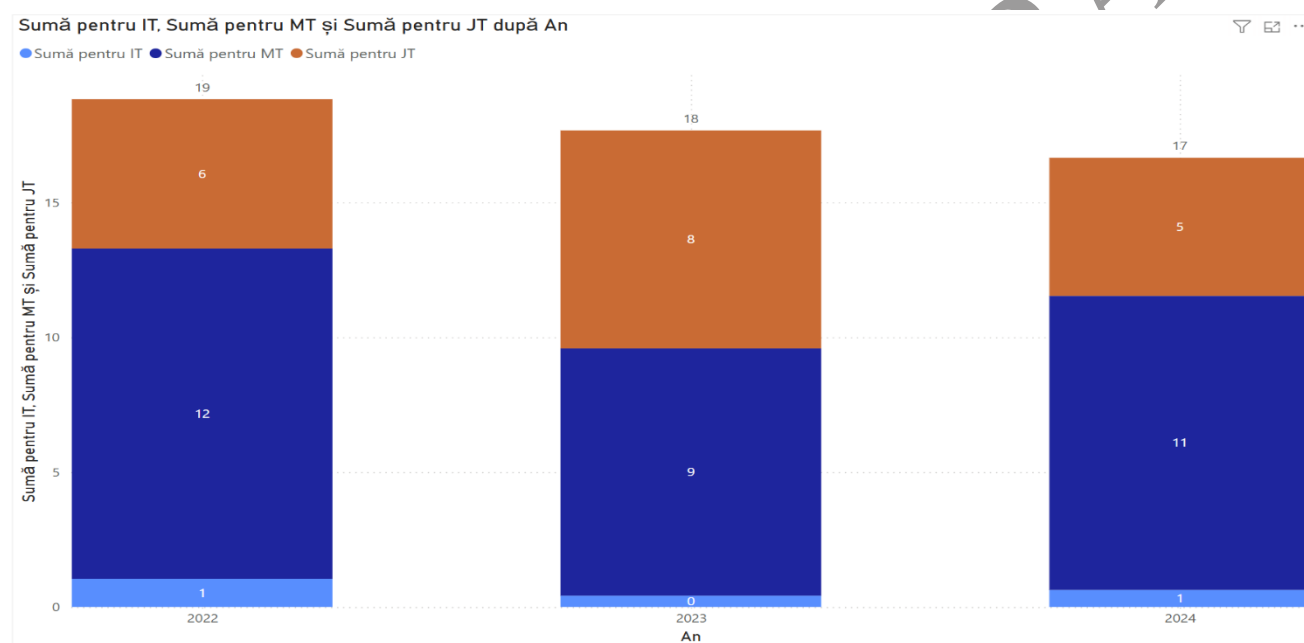


Figura 2.15. Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Tulcea

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele de tensiune în județul Călărași, se poate observa că s-a înregistrat o îmbunătățire a calității serviciului în instalațiile de medie tensiune, unde s-a obținut o reducere de aproximativ 23% față de valoarea din anul 2022, de la 13 min/client la 10 min/client în 2024. În schimb, în instalațiile de joasă tensiune s-a constatat o creștere a valorii SAIDI, de la 4 min/client în 2022 și 2023, la 6 min/client în anul 2024, ceea ce indică necesitatea unor măsuri suplimentare pentru optimizarea calității serviciului pe acest segment.

Sumă pentru IT, Sumă pentru MT și Sumă pentru JT după An

● Sumă pentru IT ● Sumă pentru MT ● Sumă pentru JT

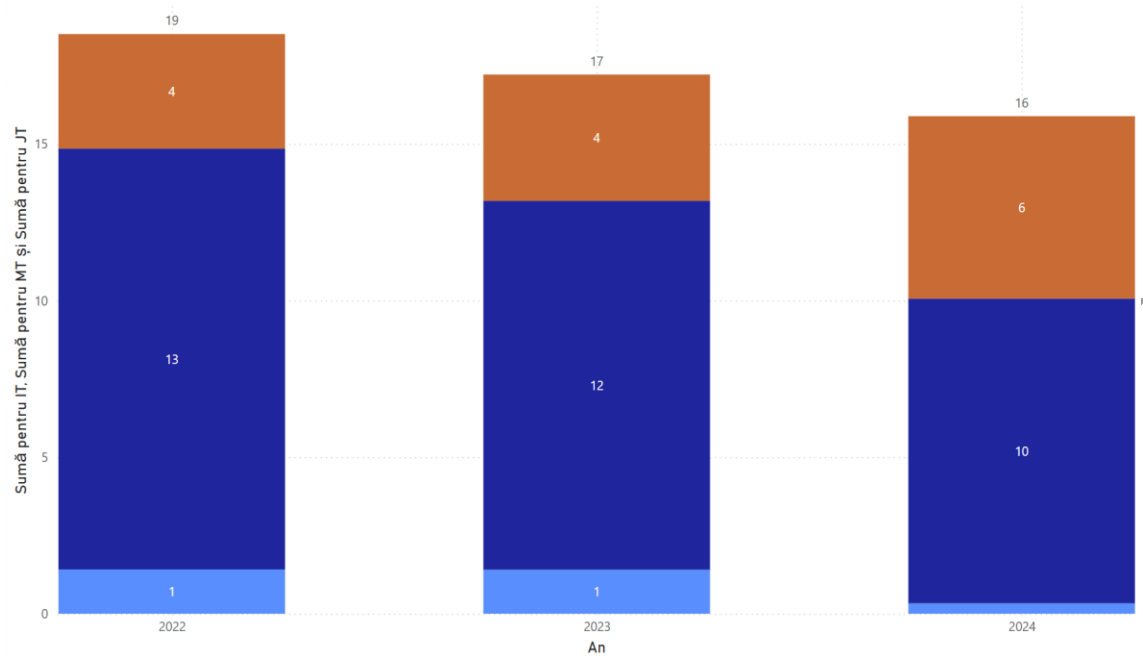


Figura 2.16. Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Călărași

În ceea ce privește evoluția indicatorilor IT, MT și JT în perioada 2022–2024 pentru zona Ialomita, se poate observa o tendință generală de variație a valorilor pe nivele de tensiune. În instalațiile de medie tensiune (MT), valorile au ramas constante în anii 2022 și 2023, la 7 minute, însă în anul 2024 s-a înregistrat o scădere semnificativă la 5 minute.

În ceea ce privește instalațiile de joasă tensiune (JT), valorile au variat de la 2 minute în 2022, la 4 în 2023, urmate de o scădere în 2024, revenind la 2 minute. Acest lucru poate indica o revenire la un nivel mai bun de calitate a serviciului față de anul precedent.

Pentru instalațiile de înaltă tensiune (IT), valorile au fost constante în toți cei trei ani analizați, menținându-se la 1 minut, semnalând o stabilitate și performanță susținută în această categorie.

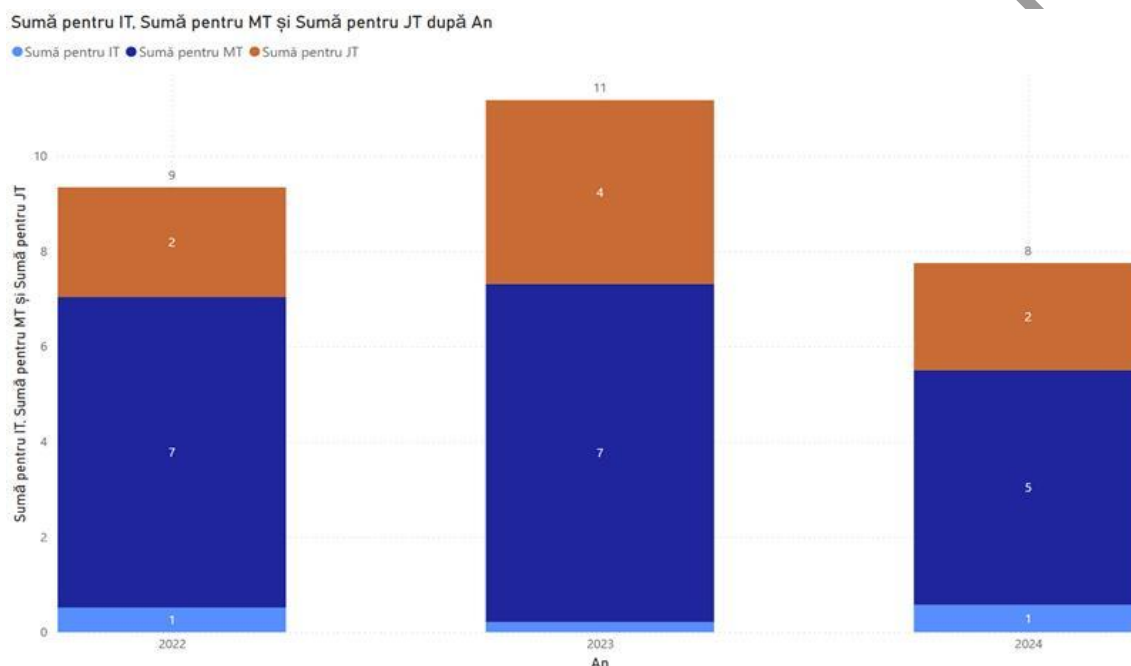


Figura 2.17. Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Ialomita

O mare parte din instalațiile de distribuție au durată de viață depășită, necesitând în continuare ample investiții în lucrări de modernizare sau înlocuire. Înlocuirea acestor rețele reprezintă o provocare atât din punct de vedere al efortului investițional dar și din punct de vedere al dificultății obținerii avizelor și autorizațiilor necesare pentru realizarea de excavații în zone urbane, cu densitate mare de utilități pe traseu. În privința rețelelor de 6 și 10kV odata cu înlocuirea cablurilor se va încerca și trecerea rețelelor la tensiunea superioară de 20kV, acest proces fiind condiționat și de disponibilitatea surselor de 20kV (stații de transformare cu tensiunea secundară de 20kV).

Planul de investiții 2025-2029 va viza în primul rand modernizarea stațiilor de transformare și a posturilor de transformare/puncte de alimentare, înlocuirea de rețele de JT, MT și IT cu mărirea capacității de distribuție, modernizarea sistemelor de măsură, implementarea proiectului de sisteme de măsurare inteligentă, realizarea sistemului de telecontrol și dezvoltarea periodică a acestuia în corelare cu evoluția numărului de puncte de telecontrol (cu impact imediat și decisiv asupra calității serviciului de distribuție), informatizarea extinsă a unor procese importante, dotări și amenajări de spații în construcții civile pentru clienți și salariați.

2.2.3.1 Județul Constanța

În județul Constanța, Retele Electrice Dobrogea SA asigură alimentarea cu energie electrică a cca 351.735 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 22 utilizatori la IT, 829 la MT și 350.884 la JT.

- Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca. 15.906 km de rețea, 64 stații de transformare cu o putere de cca 2.157 MVA și 3.059 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de peste 1.303 de MVA.
- Energia distribuită este de 2.111.336 MWh din care MWh 643.228 la IT, MWh 486.198 la MT și 981.911 MWh la JT.
- Liniile de înaltă tensiune în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1960.
- Stațiile de transformare sunt în majoritate de tip exterior, cu puteri instalate individuale între 16 și 40 MVA.
- Rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV (63% din totalul rețelei), 10 kV (32% din totalul rețelei) și 6 kV (6% din totalul rețelei).
- Majoritatea posturilor de transformare de MT/JT au puteri instalate mai mari sau egale cu 400 kVA.

2.2.3.2 Județul Tulcea

În județul Tulcea, Retele Electrice Dobrogea SA, asigură alimentarea cu energie electrică a 103.832 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 13 la IT, 425 la MT și 103.394 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca. 8.052 km de rețea, 24 stații de transformare cu o putere de cca 743 MVA și 1.078 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de peste 356 de MVA.

Energia distribuită este de 378.768 MWh din care 4.337 MWh la IT, 134.083 MWh la MT și 240.347 MWh la JT.

Liniile de înaltă tensiune în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1960.

Stațiile de transformare sunt în majoritate de tip exterior, cu puteri instalate individuale între 16 și 40 MVA.

Rețeaua de MT funcționează la tensiune de 20 kV (96% din totalul rețelei) și 6 kV (4% din totalul rețelei).

Majoritatea posturilor de transformare de MT/JT au puteri instalate mai mici sau egale cu 400 kVA.

2.2.3.3 Județul Călărași

În județul Călărași, Retele Electrice Romania, regiunea Dobrogea, asigură alimentarea cu energie electrică a 129.626 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 7 la IT, 300 la MT și 129.319 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 7.757 km de rețea, 25 stații de transformare cu o putere instalată de 850 MVA și 1.406 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 444 MVA.

Energia distribuită este de 666.395 MWh din care 160.603 MWh la IT, 171.200 MWh la MT și 333.591 MWh la JT.

Liniile de înaltă tensiune în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1960.

Stațiile de transformare sunt în majoritate de tip exterior, cu puteri instalate individuale între 16 și 40 MVA.

Rețeaua de MT funcționează la tensiune de 20 kV.

Majoritatea posturilor de transformare de MT/JT au puteri instalate mai mici sau egale cu 400 kVA.

2.2.3.4 Județul Ialomița

In județul Ialomița, Rețele Electrice Romania, regiunea Dobrogea, asigură alimentarea cu energie electrică a 120.907 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 2 la IT, 444 la MT și 120.461 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 7029 km de rețea, 12 stații de transformare cu o putere instalată de 421 MVA și 1.189 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 325 MVA.

Energia distribuită este de 492.750 MWh din care 15.694 MWh la IT, 197.021 MWh la MT și 280.034 MWh la JT.

Liniile de înaltă tensiune în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1960.

Stațiile de transformare sunt în majoritate de tip exterior, cu puteri instalate individuale între 16 și 40 MVA.

Rețeaua de MT funcționează la tensiune de 20 kV.

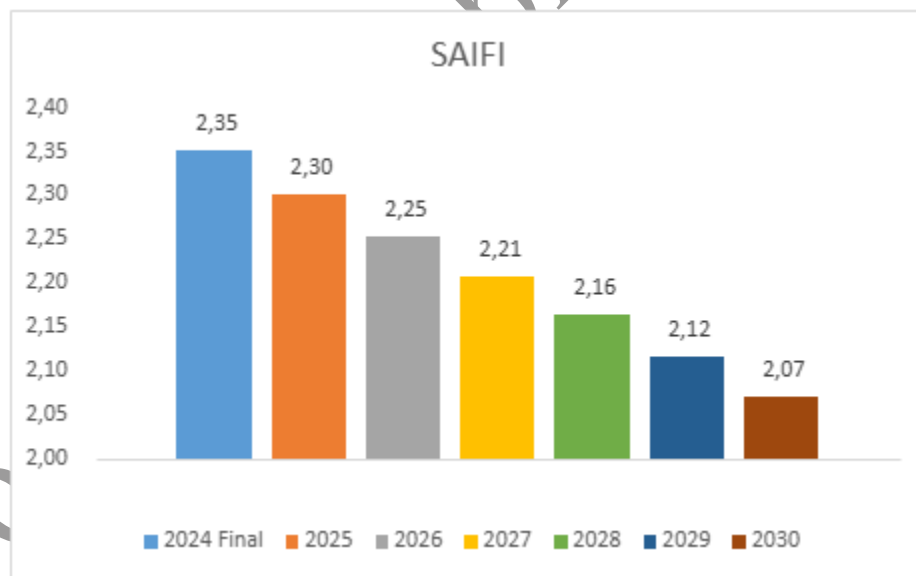
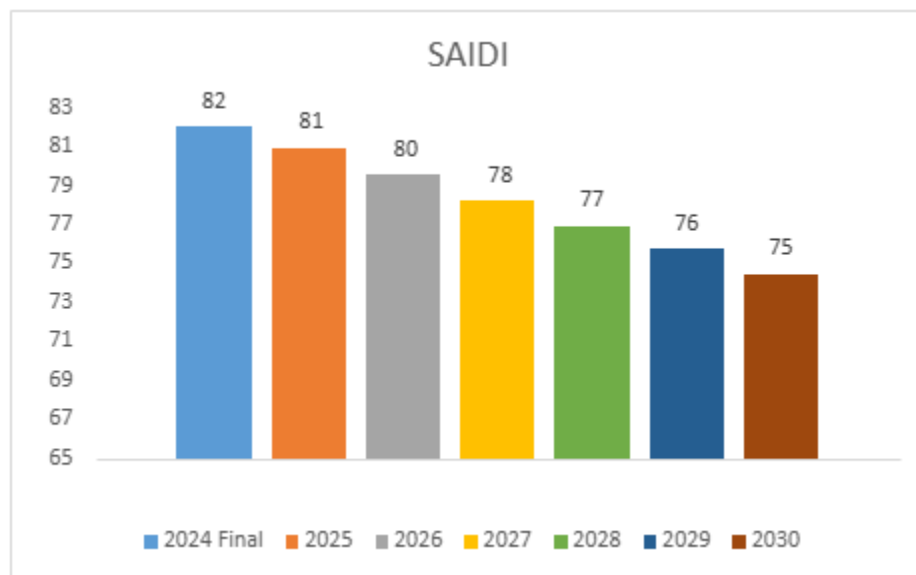
Majoritatea posturilor de transformare de MT/JT au puteri instalate mai mici sau egale cu 400 kVA.

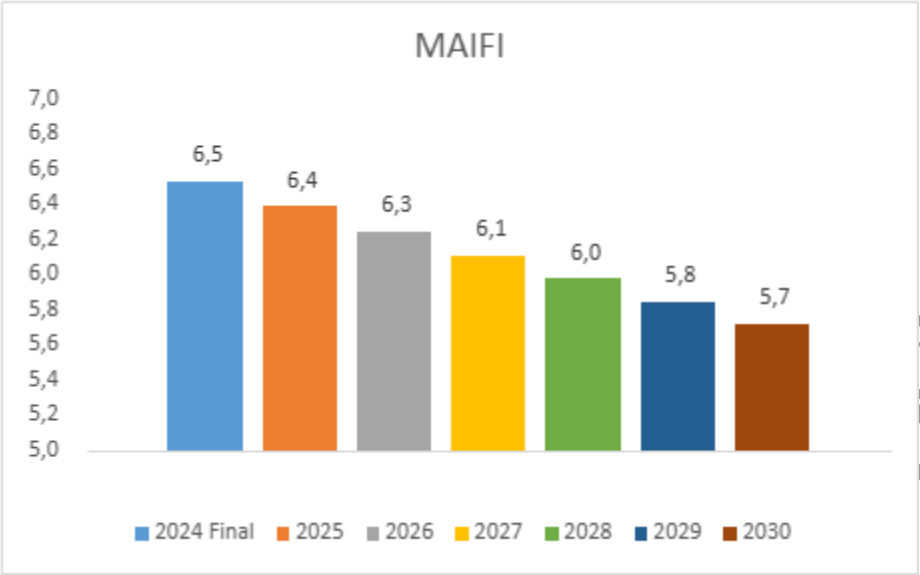
Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform necesarului identificat prin aceste analize și studii de rețea care stau la baza fundamentării Pnului de dezvoltare 2026-2035, va prevedea fara a fi limitativ:

- modernizarea și rețehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligenta de tip Smart Meter in conformitate cu Ordinul ANRE nr 177;
- instalarea grupurilor de masurare pentru balanta pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (in prezent coloanele din blocurile de apartamente au o vechime de pana la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil in patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de masurare inteligenta de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de masurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de masurare inaccesibile;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile si trecerea la comunicatie prin FO sau/si 4G;

- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;

Retele Electrice Romania are in vedere atingerea urmatoarelor indicatori estimati(avand in vedere propunerile de proiecte actuale) pentru perioada 2024-2030:





SAIDI

SAIFI

MAIFI

2.3 Analiza CPT în RED

Retele Electrice Romania asigură distribuția energiei electrice către un număr de 3.180.331 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a trei zone administrative: Banat, Muntenia, Dobrogea.

2.3.1 Regiunea Muntenia

Retele Electrice Romania, regiunea Muntenia asigură distribuția energiei electrice către un număr de 1.506.549 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a trei zone administrative: Municipiul București, Județul Ilfov și Județul Giurgiu.

Evoluția numărului de consumatori în perioada 2021-2024 alimentați din rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Retele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia este prezentată în tabelul 2.13. Se evidențiază o creștere medie și uniformă a numărului de utilizatori 2021-2024 de circa 2,13%/an.

Tabel 2.13 Evoluția numărului de consumatori în perioada 2021-2024

Număr clienți	Nivelul de tensiune	u.m.	2021	2022	2023	2024
	Înaltă Tensiune (110kV)	[clienți]	19	19	19	20
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	[clienți]	2.892	2.992	3.078	3.182
	Joasă tensiune (0,4kV)	[clienți]	1.411.161	1.444.625	1.477.816	1.503.347
Evoluție	TOTAL	[clienți]	1.414.072	1.447.636	1.480.913	1.506.549
	Înaltă Tensiune (110kV)	%	0%	0%	0%	5%
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	%	0%	3%	3%	3%
	Joasă tensiune (0,4kV)	%	0%	2%	2%	2%
	TOTAL	%	0%	2,37%	2,30%	1,73%

Energia electrică intrată în contur este compusă din:

- energie electrică livrată de centralele electrice proprii (clasice și regenerabile);
- energie electrică primită din RET;
- energie electrică primită de la alți operatori de distribuție
- energie electrică primită de la prosumatori

Energia electrică ieșită din contur este compusă din:

- energie electrică distribuită producătorilor;
- energie electrică distribuită consumatorilor captivi;
- energie electrică distribuită consumatorilor eligibili;
- energie electrică distribuită pentru regia OD;
- energie electrică cedată la alți OD;
- energie electrică cedată în RET.

În tabelul 2.14 se prezintă evoluția energiei intrate în contur în perioada 2021-2024. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- ponderea energiei livrate de centrale din total energie electrică intrată în contur, se stabilizează în jurul valorii de 26%;
- energia electrică primită din RET din total energie intrată în contur a fost de cca 67-70% în ultimii ani;
- energia electrică primită de la alți OD s-a menținut ca pondere, sub 6%.
- ponderea energiei primite de la prosumatori este de 1,4% încă nesemnificativă, însă urmare a programelor naționale de sprijin pentru prosumatori putem observa o creștere fata de anul 2022;

Tabel 2.14 Evoluția energiei intrate în contur în perioada 2021-2024

An		2021	2022	2023	2024
Livrată centrale	[GWh]	2.559	2.221	2.302	2.085
	[% intrat contur]	28%	25%	26%	23%
	evolutie [%]	0,00%	-13,19%	3,64%	-9,41%
Primit RET	[GWh]	6.120	6.150	5.852	6.332
	[% intrat contur]	67%	70%	67%	69%
	evolutie [%]	0,00%	0,49%	-4,84%	8,21%
Primit alti OD	[GWh]	498	460	528	567
	[% intrat contur]	5%	5%	6%	6%
	evolutie [%]	0,00%	-7,62%	14,87%	7,40%
Prosumatori	[GWh]	2	11	66,12	129,69
	[% intrat contur]	0,025%	0,125%	0,756%	1,423%
	evolutie [%]	0,00%	385,57%	499,79%	96,14%
Total intrat contur	[GWh]	9.179	8.842	8.749	9.115
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%
	evolutie [%]	0,00%	-3,67%	-1,06%	4,19%

În tabelul 2.15 se prezintă evoluția energiei electrice consumate în perioada 2021-2024 realizat și planificat pentru anul 2025. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- se constată pentru anul 2024 o creștere a energiei distribuite la 110kV cu 7,07%, la JT cu 5,56% și o creștere la MT cu 4,90% față de valorile aferente anului 2023;

Tabel 2.15 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2021	2022	2023	2024	2025
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	240,758	234,467	250,264	267,949	261,027
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	3,065,110	3,069,797	3,004,178	3,151,440	3,017,445
		Joasă tensiune (0,4kV)	4,359,446	4,135,347	4,060,455	4,286,024	4,225,719
		TOTAL	7,665,313	7,439,611	7,314,896	7,705,414	7,504,191
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	3%	3%	3%	3%	3%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	40%	41%	41%	41%	40%
		Joasă tensiune (0,4kV)	57%	56%	56%	56%	56%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	-2.61%	6.74%	7.07%	-2.58%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	0.15%	-2.14%	4.90%	-4.25%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	-5.14%	-1.81%	5.56%	-1.41%
		TOTAL	-	-2.94%	-1.68%	5.34%	-2.61%

În tabelul 2.16 se prezintă evoluția consumului propriu tehnologic în perioada 2021-2025 în rețeaua Rețele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia și planificat pentru anul 2025.

Tabel 2.16 Evoluția CPT în perioada 2021-2025

Zona de Rețea Muntenia	u.m.	2021	2022	2023	2024	2025
CPT înregistrat	[GWh]	825	798	794	825	795
CPT înregistrat	[%]	8.99%	9.03%	9.08%	9.05%	8.93%
Energia consumată MWh	[GWh]	7,665	7,440	7,315	7,705	7,504
Energia consumată la înaltă tensiune	[%]	3%	3%	3%	3%	3%
Energia consumată la medie tensiune	[%]	40%	41%	41%	41%	40%
Energia consumată la joasă tensiune	[%]	57%	56%	56%	56%	56%
CPT la înaltă tensiune	[%]	5.95%	5.78%	5.60%	5.57%	5.57%
CPT la medie tensiune	[%]	28.94%	29.33%	28.99%	28.97%	28.97%
CPT la joasă tensiune	[%]	65.10%	64.89%	65.41%	65.46%	65.46%

Din tabelul de mai sus se evidențiază o reducere continuă a valorii cantitative de CPT de la un an la altul, cu o valoare medie pe perioada 2021-2024 de 1%.

Intervențiile efectuate asupra rețelei (investiții, mentenanță, controale pentru depistarea sustragerilor de energie, etc.) și alte acțiuni de proces au dus la încadrarea nivelului procentual de pierderi sub tintele impuse de ANRE.

Repartiția CPT pe niveluri de tensiune este prezentată în același tabel și evidențiază faptul ca circa 64-66% din pierderile de energie electrică se produc în rețelele de joasă tensiune unde este distribuită circa 56-57% din energia electrică consumată, și cele mai mici pierderi de energie electrică se produc în rețelele de înaltă tensiune unde este distribuită circa 5% din energia electrică consumată.

Ca urmare a datelor economice, structura și evoluția consumatorilor/prosumatorilor, respectiv a producătorilor, în graficele de mai jos este detaliat CPT pe nivele de tensiune (IT, MT, JT), iar pentru partea de JT defalcarea se face pe cele doua componente CPT Tehnic și CPT comercial:

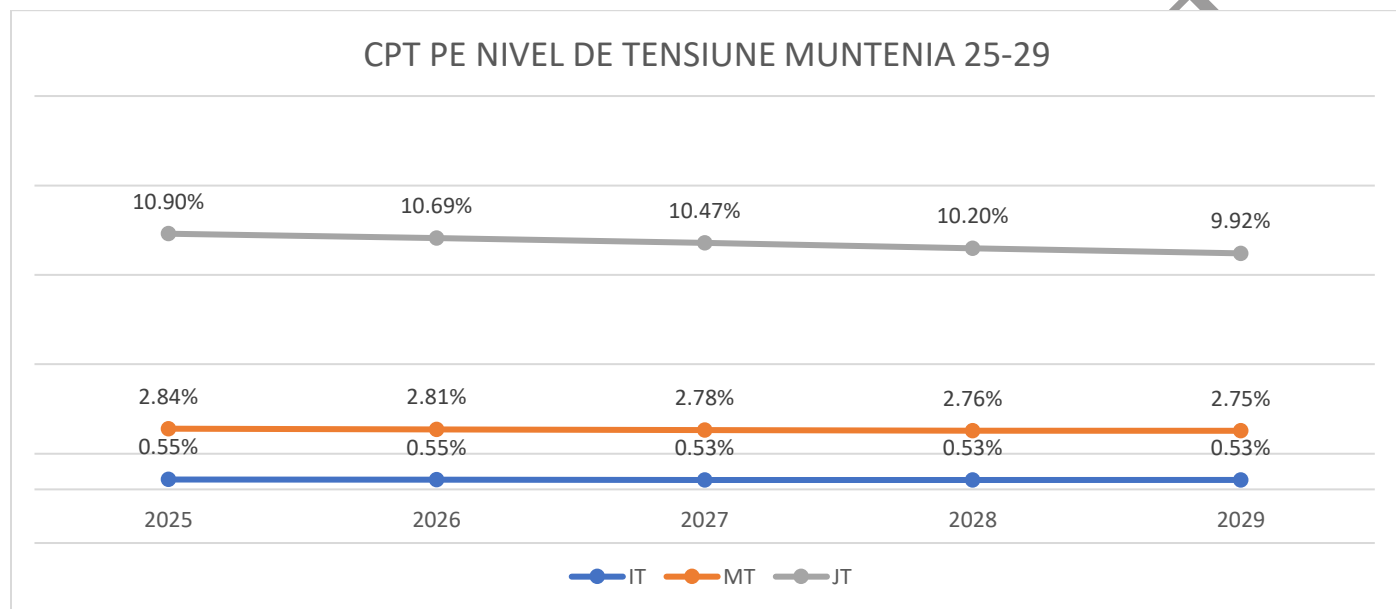


Figura 2.18 Estimare CPT pe nivele de tensiune

Procentele de mai sus reprezintă raportul între pierderile totale de energie pe fiecare nivel de tensiune și energia intrată pe nivelul de tensiune respectiv.

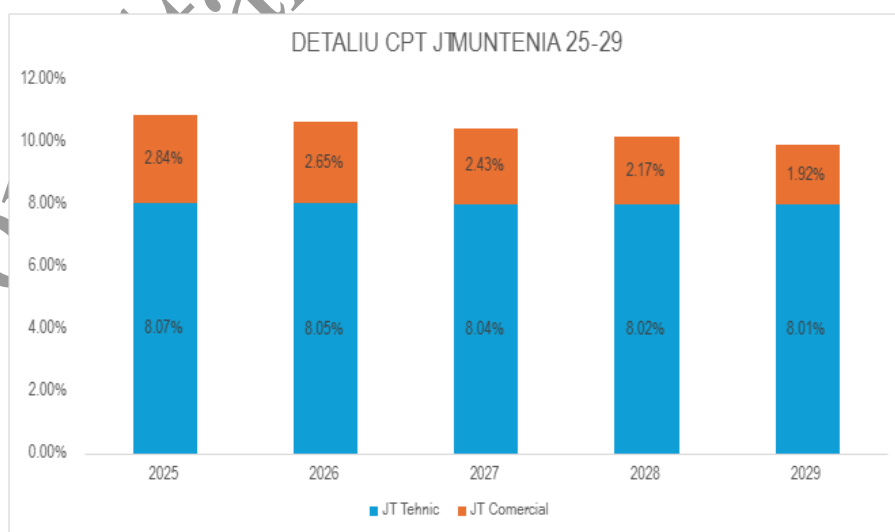


Figura 2.19 Estimare detaliu CPT JT

Referitor la metoda de stabilire a prognozei de CPT pentru perioada 2025-2029, valorile de referință sunt constituite pornind de la bilanțul de energie disponibil astfel:

- o anul de referinta 2024 - datele realizate pentru această perioada;

Utilizarea acestor valori, confirmate ulterior și prin rezultatele anului 2024 raportate in macheta D2Bilanț EE, este motivata de:

- Sustragerile de energie identificate si cuprinse în Bilanțul anului 2024, pentru regiunea Muntenia este de 1393,977 MWh;
- Comportamentul consumatorilor privind consumul începand cu anul 2021, perioada marcată de schimbări legislative și prețuri de furnizare ridicate față de istoric, rezultând astfel scăderi ale energiei distribuite (aprox. 2% in 2023 față de anul 2022);
- Evoluția prosumatorilor în perioada 2022-2024, înregistrând o creștere a numărului de instalatii puse in functiune de la aproximativ 4500 la inceputul anului 2022 la 25 382 la sfârșitul anului 2024, cu impact în energia distribuită si repartiția acesteia pe niveluri de tensiune;

Luând în considerare cele prezentate mai sus, prognoza pentru perioada 2025-2029 are la bază valorile de referință conform anului 2024 considerat un an relevant pentru perioada 2025-2029.

2.3.1.1 Municipiul București

Structura numărului mediu de utilizatori racordati la rețeaua de distribuție, aflată în gestiunea Retele Electrice Romania, regiunea Muntenia din zona municipiului București pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.17.

Tabel 2.17 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
BUCURESTI	8	8	0
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	1364	1362	2
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	1060009	1059996	13
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	1061381	1061366	15

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei București în anul 2024 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona București si în total Muntenia este prezentată în tabelul 2.18.

Tabel 2.18 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]		Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total	
Regiunea Muntenia	8.530.359	267.949	3.151.440	4.286.024	7.705.414	
ZR BUCURESTI	5.707.746	141.117	2.024.888	2.963.238	5.129.244	
ZR BUCURESTI [%]	67%	53%	64%	69%	67%	
CPT ZR BUCURESTI [MWh]		29.107	166.122	383.273	578.503	
CPT ZR BUCURESTI [%]		0,5%	2,9%	6,7%	10,1%	
CPT ZR BUCURESTI-Regiunea MUNTENIA		0,3%	1,9%	4,5%	6,8%	

Din datele prezentate rezultă ca energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 5.537.522 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de cca 1262 MW pe București rezultă ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 4.300 h.

Din cele prezentate privind datele economice, structura și evoluția consumatorilor și a energiei consumate în orașul București se pot concluziona următoarele:

- o parte importantă a investițiilor trebuie direcționată în zona rețelei de JT și în activitatea de măsură și gestiune a consumatorilor de JT;
- problema pierderilor va rămâne în continuare una importantă prin dificultatea numărului mare de consumatori care trebuie gestionați printr-o rețea extinsă cu posibilități de realimentare a utilizatorilor din mai multe surse (care printr-o reconfigurare ar genera probleme privind o durată mare de întrerupere a utilizatorilor);

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabile, din punct de vedere al consumului în orașul București, deocamdată este foarte redusă și nu se prevăd dezvoltări importante în următorii ani, întrucât zona este preponderent urbană, fără suprafețe extinse disponibile pentru amplasarea de centrale.

Zona are însă un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, clădiri administrative, centre comerciale), fiind stimulați de cadrul de reglementare și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori, însă după cum reiese din analizele ulterioare nu sunt probleme din punct de vedere al capacității.

Zona București prezintă particularitățile de consum pentru alimentare cu energie electrică a Metroului și a celei mai extinse rețele de transport public în comun din România, însă pentru racordările dezvoltărilor rețelei Metropolitane nu sunt estimate probleme privind racordarea. De asemenea, pentru stațiile de încărcare autobuze electrice pentru care există solicitări de racordare au fost emise soluții punctuale și, pe viitor, în funcție de planurile semnificative de implementare a stațiilor de încărcare autobuze, acestea vor fi tratate punctual și vor fi prevăzute soluții cu un nivel de siguranță în alimentare similar cu cel pe care îl are în prezent rețeaua STB.

Se așteaptă însă cereri de racordare pentru centre de date, având în vedere că aceasta zonă este evidențiată ca viitor hub de data center.

2.3.1.2 Județul Ilfov

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice România, regiunea Muntenia din zona județului Ilfov pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.19.

Tabel 2.19 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
ILFOV	6	2	4
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	436	92	344
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	126084	33622	92462
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	126526	33716	92810

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Ilfov în anul 2024 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Ilfov și în total Muntenia este prezentată în tabelul 2.20.

Din datele prezentate rezultă ca energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 2.087.253 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Considerând puterea maximă consumată de cca 305 MW pe Ilfov rezultă ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 6.800h.

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Ilfov se pot concluziona următoarele:

- problema pierderilor în continuare va rămâne importantă prin dificultatea numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionati.

Tabel 2.20 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
zona Muntenia	8.530.359	267.949	3.151.440	4.286.024	7.705.414
ZR ILFOV	2.215.320	116.159	977.449	976.205	2.069.813
ZR ILFOV [%]	26%	43%	31%	23%	27%
CPT ZR ILFOV [MWh]		11.908	43.594	90.004	145.506
CPT ZR ILFOV [%]		0,2%	0,8%	1,6%	2,5%
CPT ZR ILFOV- zona MUNTENIA		0,1%	0,5%	1,1%	1,7%

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabilă/prosumatori luând în considerare consumul din zona Ilfov și solicitările de racordare surse regenerabile, deocamdată nu prezintă probleme din punct de vedere al gestiunii solicitărilor de racordare.

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, cladiri administrative, centre comerciale), și stații de încărcare vehicule electrice, fiind stimulați de cadrul de reglemente și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

În situația apariției de probleme punctuale aceste vor fi tratate cu resursele alocate pentru partea de întăriri în rețea.

În planul de dezvoltare sunt prevăzute o serie de stații de transformare prin intermediul cărora să fie asigurata o trecere confortabilă de la zona rurală, la o zonă cu densitate de sarcină ridicată tipic urbană și care vor putea asigura indicatori de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice cel puțin similari cu indicatorii actuali.

2.3.1.3 Județul Giurgiu

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania, regiunea Muntenia din zona județului Giurgiu pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.21.

Tabel 2.21 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
GIURIU	6	4	2
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	1382	696	686
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	317254	144584	172670
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	318642	145284	173358

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Giurgiu în anul 2024 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Giurgiu si în total Muntenia este prezentată în tabelul 2.22.

Tabel 2.22 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
zona Muntenia	8.530.359	267.949	3.151.440	4.286.024	7.705.414
ZR GIURGIU	607.293	10.674	149.103	346.580	506.357
ZR GIURGIU [%]	7%	4%	5%	8%	7%
CPT ZR GIURGIU [MWh]		4.956	29.284	66.697	100.936

CPT ZR GIURGIU [%]		0,1%	0,5%	1,2%	1,8%
CPT ZR GIURGIU-zona MUNTENIA		0,1%	0,3%	0,8%	1,2%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 591.663 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de cca 73 MW pe Giurgiu rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca 8.100h. Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Giurgiu se pot concluziona următoarele:

- problema pierderilor în continuare va rămâne importantă dată fiind tipologia rețelelor de MT și JT care trebuie gestionată. Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, clădiri administrative), fiind stimulați de cadrul de reglemente și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabile luând în considerare consumul din zona Giurgiu, s-a identificat prin studiile de soluție avizate, avizele tehnice de racordare emise necesitatea unor ample lucrări de întărire pentru a răspunde solicitărilor de racordare aflate în diverse etape ale procesului de racordare. Detalii legate de volumul acestor lucrări de întărire vor fi tratate în capitolul de analiză a rețelei de 110 kV.

Apariția acestor centrale din surse regenerabile va conduce la creșterea CPT în rețeaua de înaltă tensiune fiind transportată către zona de consum București la distanțe mult mai mari.

2.3.2 Regiunea Banat

Rețele Electrice Romania SA, regiunea Banat, asigură distribuția energiei electrice către un număr de **967.682** utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a patru zone administrative: Județul Arad, Județul Caras-Severin, Județul Hunedoara, Județul Timiș.

Evoluția numărului de consumatori în perioada 2021-2024 alimentați din rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, este prezentată în tabelul 2.23. Se evidențiază o creștere medie și uniformă a numărului de utilizatori 2021-2024.

Tabel 2.23 Evoluția numărului de consumatori în perioada 2021-2024

	Nivelul de tensiune	u.m.	2021	2022	2023	2024
Numar clienti	Înaltă Tensiune (110kV)	[clienti]	36	36	32	32
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	[clienti]	2.084	2.142	2.247	2.446
	Joasă tensiune (0,4kV)	[clienti]	937.625	946.311	957.207	965.204
Evoluție	TOTAL	[clienti]	939.745	948.489	959.486	967.682
	Înaltă Tensiune (110kV)	%	0%	0%	-11%	0%
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	%	0%	3%	5%	9%
	Joasă tensiune (0,4kV)	%	0%	1%	1%	1%

Energia electrică intrată în contur este compusă din:

- energie electrică livrată de centralele electrice proprii (clasice și regenerabile);
- energie electrică primită din RET;
- energie electrică primită de la alți operatori de distribuție
- energie electrică primită de la prosumatori

Energia electrică ieșită din contur este compusă din:

- energie electrică distribuită producătorilor;
- energie electrică distribuită consumatorilor captivi;
- energie electrică distribuită consumatorilor eligibili;
- energie electrică distribuită pentru regia OD;
- energie electrică cedată la alți OD;
- energie electrică cedată în RET.

În tabelul 2.24 se prezintă evoluția energiei intrate în contur în perioada 2021-2024. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- ponderea energiei livrate de centrale din total energie electrică intrată în contur, se stabilizează în jurul valorii de 20%;
- energia electrică primită din RET din total energie intrată în contur a fost de cca 75-76% în ultimii ani;
- energia electrică primită de la alți OD s-a menținut ca pondere, sub 5%.
- ponderea energiei primite de la prosumatori este de 2,639%, observându-se o creștere semnificativă, în perioada 2023-2024, datorită programelor naționale de sprijin pentru prosumatori.

Tabel 2.24 Evoluția energiei intrate în contur în perioada 2021-2024

An		2021	2022	2023	2024
Livrată centrale	[GWh]	1.193	1.052	1.176	1.013
	[% intrat contur]	21%	19%	22%	19%
	evoluție [%]	0%	-11,83%	11,81%	-13,83%
Primit RET	[GWh]	4.276	4.126	3.985	4.071
	[% intrat contur]	75%	76%	75%	76%
	evoluție [%]	0%	-3,50%	-3,43%	2,17%
Primit alți OD	[GWh]	252	256	117	125
	[% intrat contur]	4%	5%	2%	2%
	evoluție [%]	0%	1,95%	-54,40%	7,16%
Prosumatori	[GWh]	2	11	70,30	141,23
	[% intrat contur]	0,043%	0,210%	1,315%	2,639%
	evoluție [%]	0%	367,58%	515,47%	100,89%
Total intrat contur	[GWh]	5.723	5.446	5.348	5.351
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%
	evoluție [%]	0%	-4,84%	-1,80%	0,06%

În tabelul 2.25 se prezintă evoluția energiei electrice consumate în perioada 2021-2024 realizat și planificat pentru anul 2025. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- se constată pentru anul 2024 o creștere a energiei distribuite la 110kV cu 4,58%, la MT cu 1,63% și la JT cu 4,43% față de valorile aferente anului 2023;

Tabel 2.25 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2021	2022	2023	2024	2025
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	575,796	489,910	491,450	513,957	499,699
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	1,689,373	1,665,828	1,652,424	1,679,346	1,611,899
		Joasă tensiune (0,4kV)	2,307,708	2,196,842	2,112,186	2,205,799	2,172,302
		TOTAL	4,572,878	4,352,580	4,256,061	4,399,102	4,283,900
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	13%	11%	12%	12%	12%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	37%	38%	39%	38%	38%
		Joasă tensiune (0,4kV)	50%	50%	50%	50%	51%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	-14.92%	0.31%	4.58%	-2.77%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	-1.39%	-0.80%	1.63%	-4.02%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	-4.80%	-3.85%	4.43%	-1.52%
		TOTAL	-	-4.82%	-2.22%	3.36%	-2.62%

În tabelul 2.26 se prezintă evoluția consumului propriu tehnologic în perioada 2021-2024 în rețeaua Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, și planificat pentru anul 2025.

Tabel 2.26 Evoluția CPT în perioada 2021-2025

Zona de Retea Muntenia	u.m.	2021	2022	2023	2024	2025
CPT înregistrat	[GWh]	508	495	491	488	469
CPT înregistrat	[%]	8.87%	9.10%	9.18%	9.11%	8.96%
Energia consumată MWh	[GWh]	4,573	4,353	4,256	4,399	4,284
Energia consumată la înaltă tensiune	[%]	13%	11%	12%	12%	12%
Energia consumată la medie tensiune	[%]	37%	38%	39%	38%	38%
Energia consumată la joasă tensiune	[%]	50%	50%	50%	50%	51%
CPT la înaltă tensiune	[%]	7.41%	8.23%	8.25%	7.63%	7.63%
CPT la medie tensiune	[%]	27.56%	27.52%	27.12%	27.28%	27.28%
CPT la joasă tensiune	[%]	65.03%	64.26%	64.62%	65.09%	65.09%

Din tabelul de mai sus se evidențiază o reducere continuă a valorii cantitative de CPT de la un an la altul, cu o valoare medie pe perioada 2021-2024 de 1%.

Intervențiile efectuate asupra rețelei (investiții, mentenanță, controale pentru depistarea sustragerilor de energie, etc.) și alte acțiuni de proces au dus la încadrarea nivelului procentual de pierderi sub țintele impuse de ANRE.

Repartiția CPT pe niveluri de tensiune este prezentată în același tabel și evidențiază faptul că circa 64-65% din pierderile de energie electrică se produc în rețelele de joasă tensiune unde este distribuită circa 50% din energia electrică consumată, și cele mai mici pierderi de energie electrică se produc în rețelele de înaltă tensiune unde este distribuită circa 7-8 % din energia electrică consumată.

Ca urmare a datelor economice, structura și evoluția consumatorilor/prosumatorilor respectiv a producătorilor în graficele de mai jos detaliul pe nivele de tensiune (IT, MT, JT), iar pentru JT defalcarea pe CPT Tehnic si CPT comercial:

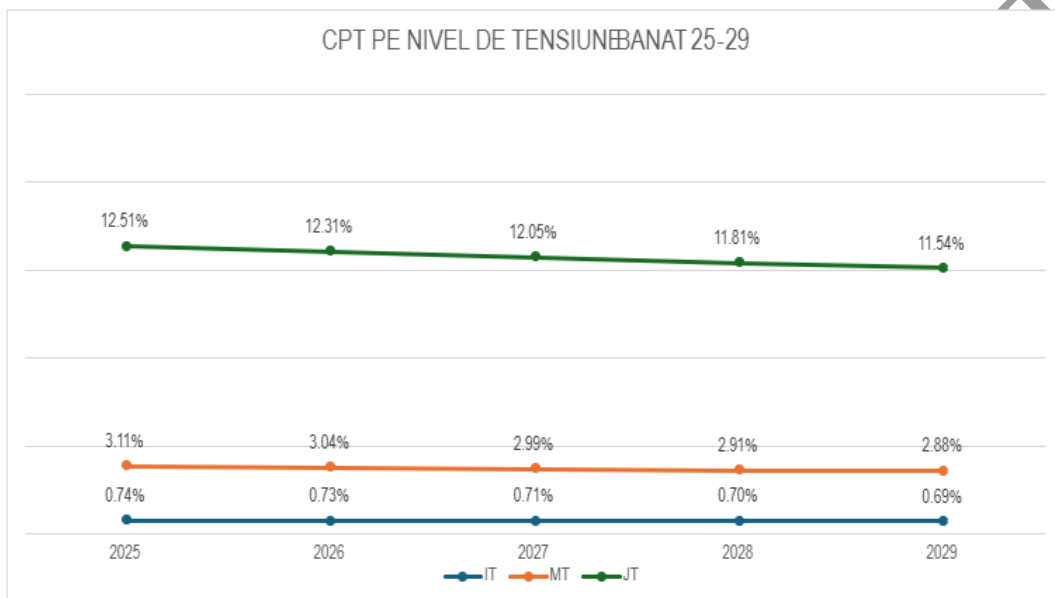


Figura 2.20 Estimare CPT pe nivele de tensiune

Procentele de mai sus reprezintă raportul între pierderile totale de energie pe fiecare nivel de tensiune și energia intrată pe nivelul de tensiune respectiv.

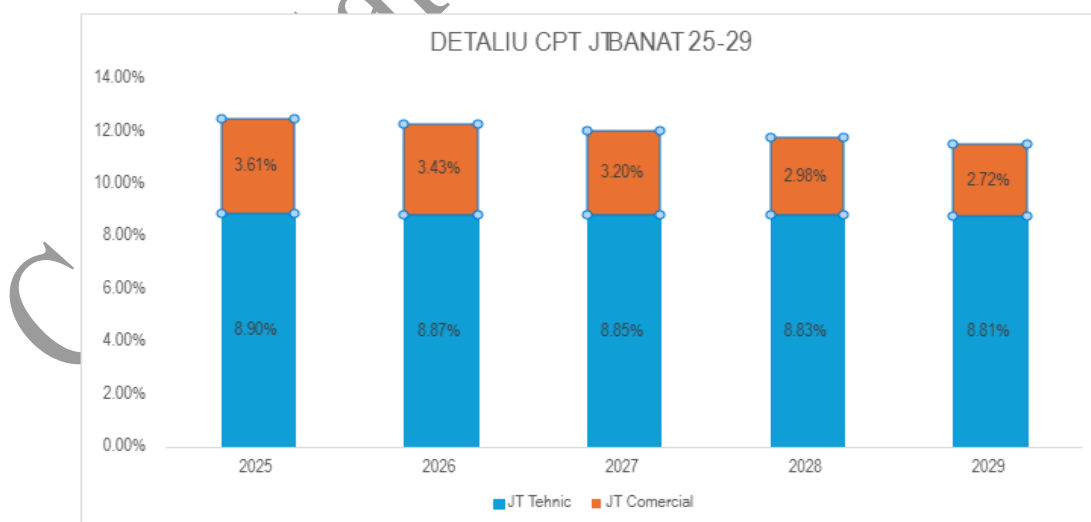


Figura 2.21 Estimare detaliu CPT JT

Referitor la metoda de stabilire a prognozei de CPT pentru perioada 2025-2029, valorile de referință sunt constituite pornind de la bilanțul de energie disponibil astfel:

- anul de referinta 2024 - datele realizate pentru această perioada;

Utilizarea acestor valori, confirmate ulterior si prin rezultatele anului 2024 raportate in macheta D2.Bilanț EE, este motivată de:

- Sustragerile de energie identificate si facturate pentru regiunea Banat in anul 2024 sunt de 582,434 MWh;
- Evoluția prosumatorilor în perioada 2022-2024, înregistrând o creștere a numărului de instalatii puse in functiune de la aproximativ 3660 la inceputul anului 2022 la 26 602 la sfârșitul anului 2024, cu impact în energia distribuită si repartiția acesteia pe niveluri de tensiune;

Luând în considerare cele prezentate mai sus, prognoza pentru perioada 2025-2029 are la bază valorile de referință conform anului 2024 considerat un an relevant pentru perioada 2025-2029.

2.3.2.1 Județul Arad

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, din zona județului Arad pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.27.

Tabel 2.27 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
ARAD		4	2
			2
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	705	419	286
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	222573	126.734	95.839
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	223282	127155	96127

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Arad în anul 2024 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Arad si în total Banat este prezentată în tabelul 2.28.

Tabel 2.28 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
zona BANAT	4.399.590	513.957	1.679.346	2.205.799	4.399.102
ZR ARAD	1.079.512	24.648	416.667	521.905	963.221
ZR ARAD [%]	25%	5%	25%	24%	22%
CPT ZR ARAD [MWh]		8.069	31.024	77.198	116.291
CPT ZR ARAD [%]		0,7%	2,9%	7,2%	10,8%
CPT ZR ARAD -zona BANAT		0,2%	0,7%	1,8%	2,6%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 1.046.795 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de cca 137 MW rezulta ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 7.600 h.

Din cele prezentate privind datele economice, structura și evoluția consumatorilor și a energiei consumate în județului Arad se pot concluziona următoarele:

- o parte importantă a investițiilor trebuie direcționată în zona rețelei de JT și în activitatea de măsură și gestiune a consumatorilor de JT;

Problema pierderilor va rămâne în continuare una importantă prin dificultatea numărului mare de consumatori care trebuie gestionați printr-o rețea extinsă cu posibilități de realimentare a utilizatorilor din mai multe surse (care printr-o reconfigurare ar genera probleme privind o durată mare de întrerupere a utilizatorilor);

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, cladiri administrative, centre comerciale), fiind stimulați de cadrul de reglementare și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori, însă după cum reiese din analizele ulterioare nu sunt probleme din punct de vedere al capacității.

Pentru stațiile de încărcare autobuze electrice pentru care vor exista solicitări de racordare vor fi emise soluții punctual și pe viitor în funcție de planurile semnificative de implementare a stațiilor de încărcare autobuze acestea vor fi tratate punctual și vor fi prevăzute soluții cu un nivel de siguranță în alimentare similar cu cel pe care îl are în prezent rețeaua Companiei de Transport Public Arad.

Se estimează o creștere accentuată a unor servicii (transportul public electrificat, comerț, stațiile de încărcare pentru vehicule electrice, etc.) și o creștere moderată a sectoarelor industrial, rezidențial și social cultural.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

2.3.2.2 Județul Caraș Severin

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, din zona județului Caraș Severin pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabel 2.29.

Tabel 2.29 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
CARAȘ SEVERIN	10	6	4
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	388	165	223
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	149270	76.771	72.499
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	149668	76942	72726

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Caras Seyerin în anul 2024 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Caraș Severin și în total Banat este prezentată în tabelul 2.30.

Tabel 2.30 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
zona BANAT	4.399.590	513.957	1.679.346	2.205.799	4.399.102
ZR CARAS-SEVERIN	593.727	153.302	114.872	269.469	537.642
ZR CARAS-SEVERIN [%]	13%	30%	7%	12%	12%
CPT ZR CARAS-SEVERIN [MWh]		5.415	14.067	36.603	56.084
CPT ZR CARAS-SEVERIN[%]		0,9%	2,4%	6,2%	9,4%
CPT ZR CARAS-SEVERIN -zona BANAT		0,1%	0,3%	0,8%	1,3%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 435.010 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Considerand puterea maximă consumata de cca 66 MW pe Caraș Severin rezulta ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 6.600 h.

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Caras Severin se pot concluziona următoarele:

- problema pierderilor în continuare va ramane importantă dat fiind numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabila luând în considerare consumul din Zona Caraș-Severin și solicitările de racordare surse regenerabile, deocamdată nu prezintă probleme din punct de vedere al gestiunii solicitărilor de racordare.

Se estimeaza o dezvoltare tehnologica cu accent pe cresterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

2.3.2.3 Județul Hunedoara

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, din zona județului Hunedoara pe niveluri de tensiune, mediu este prezentată în tabelul 2.31.

Tabel 2.31 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
HUNEDOARA	12	7	5
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	508	268	240
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	222906	159.608	63.298
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	223426	159883	63543

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Hunedoara în anul 2024 pe nivele de tensiuni și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Hunedoara si în total Banat este prezentata în tabelul 2.32.

Tabel 2.32 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
zona BANAT	4.399.590	513.957	1.679.346	2.205.799	4.399.102
ZR HUNEDOARA	959.011	183.509	225.190	416.538	825.237
ZR HUNEDOARA [%]	22%	36%	13%	19%	19%
CPT ZR HUNEDOARA [MWh]		8.649	31.931	93.193	133.773
CPT ZR HUNEDOARA[%]		0,9%	3,3%	9,7%	13,9%
CPT ZR HUNEDOARA-zona BANAT		0,2%	0,7%	2,1%	3,0%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuita prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 766.853MWh (este scazut consumul la IT, productia din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Avand în vedere puterea maxima consumata de cca 98 MW pe Hunedoara rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este este de cca 7.800h.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Riscul principal al zonei îl constituie un cutremur major de asemenea posibil în această zonă însă cu consecințe mult mai reduse decât în București datorită structurii imobiliare. Sunt de asemenea posibile fenomene meteorologice extreme (viscole, furtuni, inundații).

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Hunedoara se pot concluziona următoarele:

- datorită procentului de consum de energie de cca 53% la JT și a procentului de consumatori de JT de cca 99% se poate de asemenea estima un consum stabil în viitorii ani.
- problema pierderilor în continuare va rămâne importantă dat fiind numărul mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabilă din punct de vedere al consumului în Zona Hunedoara deocamdată este redusă și nu se prevăd dezvoltări importante în următorii ani.

2.3.2.4 Județul Timiș

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania S.A., regiunea Banat, din zona județului Timiș pe nivele de tensiuni, mediu este prezentată în tabelul 2.33.

Tabel 2.33 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune si tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
TIMIS	6	4	2
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	845	404	441
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	370455	212,563	157.892
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	371306	212971	158335

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Timiș în anul 2024 pe nivele de tensiuni și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Timiș și în total Banat este prezentată în tabelul 2.34.

Tabel 2.34 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune si tipologie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
zona BANAT	4.399.590	513.957	1.679.346	2.205.799	4.399.102
ZR TIMIS	2.254.558	152.498	922.617	997.886	2.073.001
ZR TIMIS [%]	51%	30%	55%	45%	47%
CPT ZR TIMIS [MWh]		15.094	56.033	110.429	181.557
CPT ZR TIMIS[%]		0,7%	2,5%	4,9%	8,1%
CPT ZR TIMIS-zona BANAT		0,3%	1,3%	2,5%	4,1%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 2.086.966 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maxima consumată de cca 326 MW pe Timiș rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca 6.400 h. Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Timis se pot concluziona urmatoarele:

- problema pierderilor în continuare va ramane importanta dat fiind numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Se estimează o dezvoltare tehnologica cu accent pe cresterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Zona are un potențial ridicat referitor la aparitia de prosumatori (casnic, cladiri administrative), fiind stimulați de cadrul de reglemante și subventiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

2.3.3 Regiunea Dobrogea

SC Retele Electrice Romania SA, regiunea Dobrogea asigură distribuția energiei electrice către un numar de 706.100 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordati la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a 4 județe: județul Constanța, județul Tulcea, județul Călărași și județul Ialomița. Evoluția numărului de consumatori în perioada 2021-2024 alimentați din rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Retele Electrice Dobrogea SA este prezentată în tabelul 2.35 Se evidențiază o creștere medie a numărului de utilizatori 2021-2024 de circa 1,5%/an.

Tabel 2.35 Evoluția numarului de consumatori în perioada 2021-2024

Numar clienti	Nivelul de tensiune	u.m.	2021	2022	2023	2024
	Înaltă Tensiune (110kV)	[clienti]	43	43	43	44
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	[clienti]	1780	1826	1927	1998
	Joasă tensiune (0,4kV)	[clienti]	675908	685366	694224	704058
Evoluție	TOTAL	[clienti]	677.731	687.235	696.194	706.100
	Înaltă Tensiune (110kV)	%	0%	0%	0%	2%
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	%	-8%	3%	6%	4%
	Joasă tensiune (0,4kV)	%	-3%	1%	1%	1%

Energia electrică intrată în contur este compusă din:

- energie electrică livrată de centralele electrice proprii (clasice și regenerabile);
- energie electrică primită din RET;
- energie electrică primită de la alți operatori de distribuție;
- energie electrică primită de la prosumatori

Energia electrică ieșită din contur este compusă din:

- energie electrică distribuită producătorilor;
- energie electrică distribuită consumatorilor captivi;
- energie electrică distribuită consumatorilor eligibili;
- energie electrică distribuită pentru regia OD;
- energie electrică cedată la alti OD;
- energie electrică cedată în RET.

În tabelul 2.36 se prezintă evoluția energiei intrate în contur în perioada 2021-2024. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- ponderea energiei livrate de centrale din total energie electrică intrată în contur, se stabilizează în jurul valorii de 53%;
- energia electrică primită din RET % din total energie intrată în contur a fost de cca 37-49% în ultimii ani;
- energia electrică primită de la alți OD s-a menținut ca pondere, sub 3%.
- ponderea energiei primite de la prosumatori este de 1,203% în anul 2024

Tabel 2.36. Evoluția energiei intrate în contur în perioada 2021-2024

An		2021	2022	2023	2024
Livrată centrale	[GWh]	2.801	2.975	3.258	2.857
	[% intrat contur]	50%	51%	60%	52%
	evolutie [%]	-14,04%	6,22%	9,52%	-12,31%
Primit RET	[GWh]	2.733	2.819	2.033	2.530
	[% intrat contur]	49%	48%	37%	46%
	evolutie [%]	34,48%	3,12%	-27,88%	24,49%
Primit alti OD	[GWh]	91	89	167	120
	[% intrat contur]	2%	2%	3%	2%
	evolutie [%]	-45,69%	-1,79%	87,50%	-28,28%
Prosumatori	[GWh]	1	7	33,28	66,27
	[% intrat contur]	0,025%	0,114%	0,610%	1,203%
	evolutie [%]	-	368,34%	396,60%	99,17%
Total intrat contur	[GWh]	5.625	5.883	5.458	5.507
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%
	evolutie [%]	0,00%	4,58%	-7,22%	0,90%

În tabelul 2.37 se prezintă evoluția energiei electrice consumate în perioada 2021-2024. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- Pentru anul 2025 se estimează o creștere a energiei distribuite la înaltă tensiune de 1,07% ;
- pentru medie și joasă tensiune energia distribuită scade cu 4,94% respectiv 5,45% față de valorile aferente anului 2023;
- în perioada 2021-2024 energia distribuită nu a avut fluctuații semnificative, astfel între valoarea înregistrată la finalul anului 2021 și cea de la finalul anului 2024 s-a înregistrat o scădere de doar 3%.

Tabel 2.37 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2021	2022	2023	2024	2025
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	851.147	943.421	901.051	823.861	832.698
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	1.003.573	1.001.398	942.002	988.503	929.054
		Joasă tensiune (0,4kV)	1.900.543	1.786.429	1.741.049	1.835.884	1.807.210
		TOTAL	3.755.263	3.731.248	3.584.101	3.648.247	3.568.962
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	23%	25%	25%	23%	23%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	27%	27%	26%	27%	26%
		Joasă tensiune (0,4kV)	51%	48%	49%	50%	51%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-5,54%	10,84%	-4,49%	-8,57%	1,07%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	6,54%	-0,22%	-5,93%	4,94%	-6,01%
		Joasă tensiune (0,4kV)	9,16%	-6,00%	-2,54%	5,45%	-1,56%
		TOTAL	4,78%	-0,64%	-3,94%	1,79%	-2,17%

În tabelul 2.38 se prezintă evoluția consumului propriu tehnologic în perioada 2021-2025 în rețeaua Retele Electrice Dobrogea și planificat pentru anul 2025.

Tabel 2.38 Evoluția CPT în perioada 2021-2025

Zona de Rețea Dobrogea	u.m.	2021	2022	2023	2024	2025
CPT înregistrat	[GWh]	482	445	446	439	422
CPT înregistrat	[%]	8.58%	7.56%	8.17%	7.98%	8.09%
Energia consumată MWh	[GWh]	3,755	3,731	3,584	3,648	3,569
Energia consumată la înaltă tensiune	[%]	23%	25%	25%	23%	23%
Energia consumată la medie tensiune	[%]	27%	27%	26%	27%	26%
Energia consumată la joasă tensiune	[%]	51%	48%	49%	50%	51%
CPT la înaltă tensiune	[%]	18.00%	20.26%	18.36%	19.38%	17.99%
CPT la medie tensiune	[%]	29.98%	30.15%	28.28%	30.61%	29.55%
CPT la joasă tensiune	[%]	52.02%	49.59%	53.37%	50.01%	52.46%

Din tabelul de mai sus se evidențiază o reducere continuă a valorii CPT de la un an la altul, cu o valoare medie pe perioada 2021-2025 de 1%.

Repartiția CPT pe niveluri de tensiune este prezentată în același tabel și evidențiază faptul că circa 50-54% din pierderile de energie electrică se produc în rețelele de joasă tensiune unde este distribuită circa 50% din energia electrică

consumată, și cele mai mici pierderi de energie electrică se produc în rețelele de înaltă tensiune unde este distribuită circa 18-20 % din energia electrică consumată.

Ca urmare a datelor economice, structura și evoluția consumatorilor/prosumatorilor respectiv a producătorilor în graficele de mai jos detaliul pe nivele de tensiune (IT, MT, JT), iar pentru JT defalcarea pe CPT Tehnic și CPT comercial:

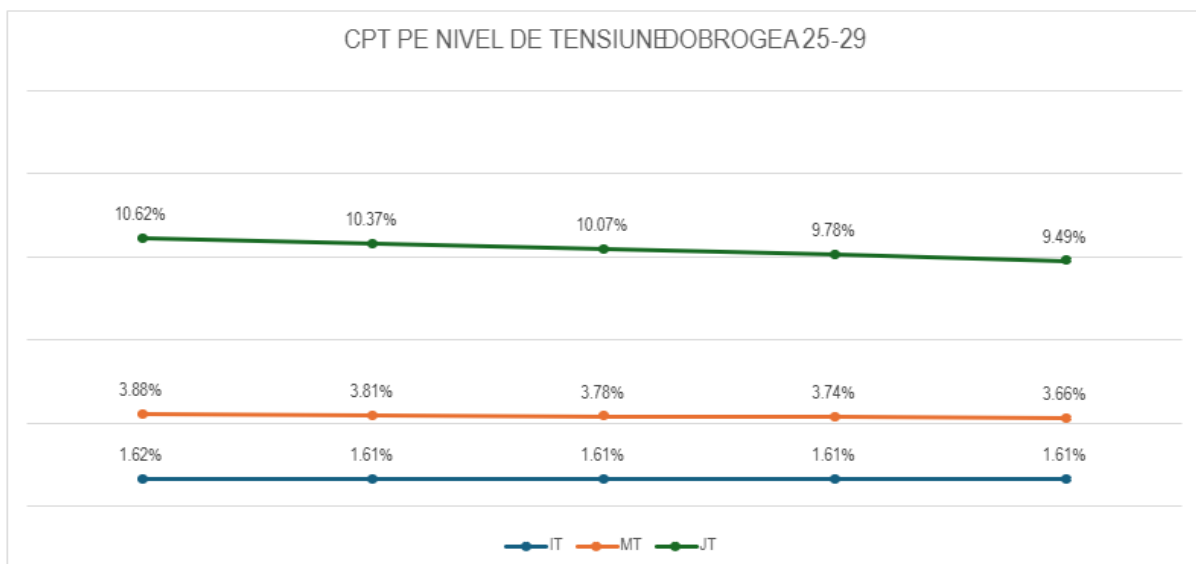


Figura 2.22 Estimare CPT pe nivele de tensiune

Procentele de mai sus reprezintă raportul între pierderile totale de energie pe fiecare nivel de tensiune și energia intrată pe nivelul de tensiune respectiv.

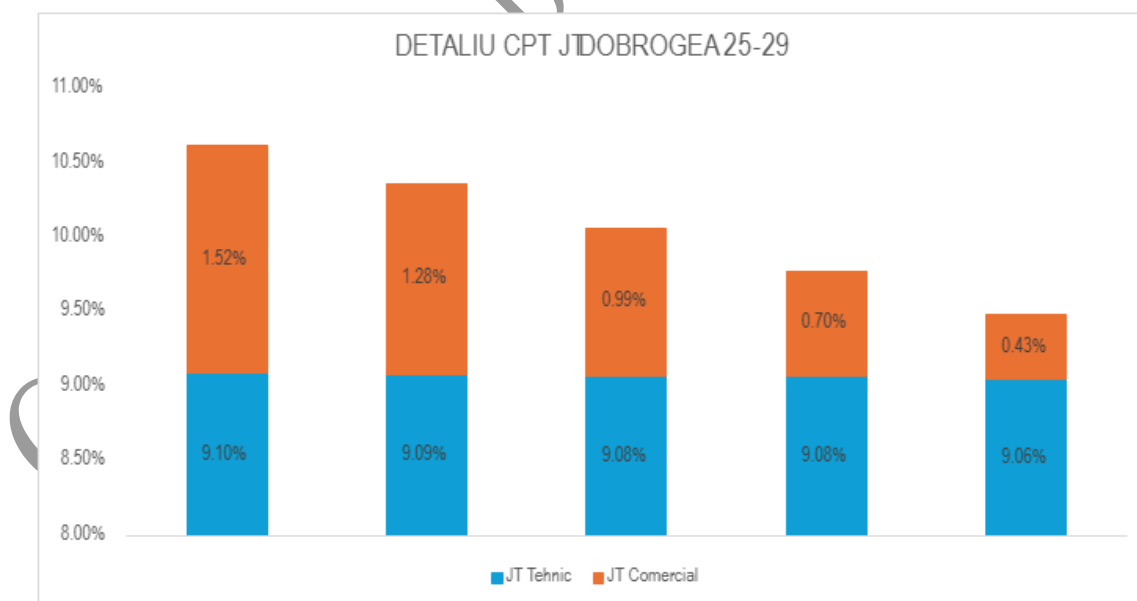


Figura 2.23 Estimare detaliu CPT JT

Referitor la metoda de stabilire a prognozei de CPT pentru perioada 2025-2029, valorile de referință sunt constituite pornind de la bilanțul de energie disponibil astfel:

- anul de referinta 2024 - datele realizate pentru această perioada;

Utilizarea acestor valori, confirmate ulterior si prin rezultatele anului 2024 raportate in macheta D2.Bilanț EE, este motivată de:

- Sustragerile de energie identificate si facturate pentru regiunea Dobrogea la nivelul anului 2024 316,372 MWh;
- Evoluția prosumatorilor în perioada 2022-2024, înregistrând o creștere a numărului de instalatii puse in functiune de la aproximativ 2151 la inceputul anului 2022 la 15 898 la sfârșitul anului 2024, cu impact în energia distribuită si repartiția acesteia pe niveluri de tensiune;

Luând în considerare cele prezentate mai sus, prognoza pentru perioada 2025-2029 are la bază valorile de referință conform anului 2024 considerat un an relevant pentru perioada 2025-2029.

2.3.3.1 Județul Constanța

Structura numarului de utilizatori racordati la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania, regiunea Dobrogea din județul Constanța, pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.39.

Tabel 2.39 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
CONSTANTA	22	8	14
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	829	487	342
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	350.884	261.281	89.603
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	351735	261776	89959

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Constanța în anul 2024 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.40.

Tabel 2.40 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDD	4.087.671	823.861	988.503	1.835.884	3.648.247
ZR CONSTANTA	2.316.990	643.228	486.198	981.911	2.111.336
ZR CONSTANTA (%)	57%	78%	49%	53%	58%
CPT ZR CONSTANTA [MWh]		31.628	70.829	103.197	205.654
CPT ZR CONSTANTA [%]		1,4%	3,1%	4,5%	8,9%
CPT ZR CONSTANTA - zona Dobrogea[%]		0,8%	1,7%	2,5%	5,0%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 1.642.135 MWh. Având în vedere puterea maximă consumată de 294,14 MW pe județul Constanța rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de 5582 h.

Se estimează o creștere accentuată a unor servicii (transportul public electrificat, comerț, stațiile de încărcare pentru vehicule electrice, etc.) și o creștere moderată a sectoarelor industrial, rezidențial și social cultural.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Din cele prezentate privind datele economice, structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Constanța se pot concluziona următoarele:

- o parte importantă a investițiilor trebuie direcționată în zona rețelei de JT și în activitatea de măsură și gestiune a consumatorilor de JT;
- problema pierderilor va rămâne în continuare una importantă prin dificultatea numărului mare de consumatori care trebuie gestionati;

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, clădiri administrative, centre comerciale), fiind stimulați de cadrul de reglemente și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

2.3.3.2 Județul Tulcea

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Retele Electrice Romania, regiunea Dobrogea din zona județului Tulcea pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.41.

Tabel 2.41 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
TULCEA	13	3	10
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	425	165	260
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	103.394	50.765	52.629
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	103832	50933	52899

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Tulcea în anul 2024 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.42.

Tabel 2.42 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDD	4.087.671	823.861	988.503	1.835.884	3.648.247
ZR TULCEA	438.783	4.337	134.083	240.347	378.768
ZR TULCEA (%)	11%	1%	14%	13%	10%
CPT ZR TULCEA [MWh]		23.822	16.717	19.477	60.016
CPT ZR TULCEA [%]		5,4%	3,8%	4,4%	13,7%
CPT ZR TULCEA - zona Dobrogea[%]		0,6%	0,4%	0,5%	1,5%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca. 410.625 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de 58,85 MW pe județul Tulcea rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca 6.977 h.

Se estimează o creștere accentuată a unor servicii, a sectorului rezidențial și a sectoarelor industrial și social-cultural.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Riscul principal al zonei îl constituie accesul dificil al echipelor în cazul intervențiilor, datorat întinderii Deltei Dunării. Sunt de asemenea posibile fenomene meteorologice extreme (viscole, furtuni, inundații).

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Tulcea se pot concluziona următoarele:

- problema pierderilor în continuare va rămâne importantă prin dificultatea numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, clădiri administrative, centre comerciale), fiind stimulați de cadrul de reglemente și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

2.3.3.3 Județul Călărași

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania, regiunea Dobrogea din zona județului Călărași pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.43.

Tabel 2.43 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
CALARASI	7	3	4
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	300	113	187
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	129.319	47.047	82.272
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	129626	47163	82463

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Călărași în anul 2024 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.44.

Tabel 2.44 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDD	4.087.671	823.861	988.503	1.835.884	3.648.247
ZR CALARASI	752.383	160.603	171.200	333.591	665.395
ZR CALARASI (%)	18%	19%	17%	18%	18%
CPT ZR CALARASI [MWh]		12.436	29.618	44.935	86.988
CPT ZR CALARASI [%]		1,7%	3,9%	6,0%	11,6%
CPT ZR CALARASI - zona Dobrogea[%]		0,3%	0,7%	1,1%	2,1%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 579.344 MWh. Având în vedere puterea maxima consumata de 207,26 MW pe județul Călărași rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de 2995 h.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Riscul principal al zonei îl constituie posibile fenomene meteorologice extreme (viscole, furtuni).

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Călărași se pot concluziona următoarele:

- problema pierderilor în continuare va rămâne importantă, dat fiind numărul mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, clădiri administrative), fiind stimulați de cadrul de reglementare și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

2.3.3.4 Județul Ialomița

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea Rețele Electrice Dobrogea SA din zona județului Ialomița pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.45.

Tabel 2.45 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2024

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
IALOMITA	2	2	0
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	444	184	260
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	120.461	53.032	67.429
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	120907	53218	67689

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Ialomița în anul 2024 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.46.

Tabel 2.46 Structura consumului de energie 2024

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDD	4.087.671	823.861	988.503	1.835.884	3.648.247
ZR IALOMITA	579.515	15.694	197.021	280.034	492.750
ZR IALOMITA (%)	14%	2%	20%	15%	14%
CPT ZR IALOMITA [MWh]		17.268	17.358	52.139	86.765
CPT ZR IALOMITA [%]		3,0%	3,0%	9,0%	15,0%
CPT ZR IALOMITA - zona Dobrogea[%]		0,4%	0,4%	1,3%	2,1%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 546.552 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de 78,48 MW pe județul Ialomița rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca. 6.964 h.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Riscul principal al zonei îl constituie posibile fenomene meteorologice extreme (viscole, furtuni).

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Ialomița se pot concluziona următoarele:

- problema pierderilor în continuare va rămâne importantă dat fiind numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionati.

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, clădiri administrative), fiind stimulați de cadrul de reglemente și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, clădiri administrative), fiind stimulați de cadrul de reglemente și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

2.3.4 Soluții adoptate pentru reducerea CPT

2.3.4.1 Soluții tehnice adoptate pentru reducerea CPT

Având în vedere datele prezentate mai sus, rezultă în continuare necesitatea de implementare a unor soluții pentru reducerea CPT înregistrat în rețeaua de distribuție Rețele Electrice România S.A.:

- schimbarea transformatoarelor de putere MT/JT cu încărcare de peste 80% și cu vechime de peste 30 de ani cu altele cu pierderi reduse;
- schimbarea transformatoarelor cu sarcină redusă cu altele de putere mai mică;
- realizarea de noi puncte de injecție din MT (posturi de transformare) cu reducerea lungimii rețelei de JT;
- echilibrări de faze;
- utilizarea în stațiile de transformare a unui număr de transformatoare 1 sau 2, prin care să se asigure pierderi minime;
- montarea de BMP-uri;
- securizarea nișelor firidelor și cutiilor de distribuție;
- schimbarea amplasamentelor contoarelor la parterul blocurilor, în afara apartamentelor, sau la delimitarea proprietăților;
- activarea tuturor sau majorității cablurilor de IT, MT și JT;
- creșterea secțiunii liniilor electrice;
- reducerea încărcării elementelor de rețea prin preluarea consumului de alte elemente noi, sau existente mai puțin încărcate;
- optimizarea schemelor de funcționare la toate nivelurile de tensiune;
- trecerea rețelei la un nivel de tensiune superior față de cel utilizat în prezent;
- înlocuirea grupurilor de măsură cu grad ridicat de uzură care prezintă riscuri privind erori de măsurare/consum fraudulos cu contoare noi, în special sisteme de măsură inteligente care să conducă nu numai la reducerea CPT cât și la creșterea nivelului de digitalizare a rețelei;
- implementarea unor soluții de tip ADMS pentru utilizarea eficientă a rețelei de distribuție în vederea stabilirii schemelor optime de funcționare a rețelelor de distribuție;
- implementarea unor soluții informatice pentru reducerea probabilității erorilor apărute în procesul de facturare;

2.3.4.2 Soluții organizatorice sau legale

Rețele Electrice România S.A., prin personal propriu realizează, în general, verificări în urmă sesizărilor și reclamațiilor clienților, verificări de punere în funcțiune a grupurilor de măsură, verificări periodice, verificări metrologice ale contoarelor de energie electrică și verificări provenite în urmă unor anomalii și neconformități descoperite în sistemul informatic.

Verificările realizate vizează reducerea CPT-ului comercial prin identificarea intervențiilor neautorizate și a defectelor din rețea. Criteriile și acțiunile de verificare sunt analizate și stabilite în cadrul ZONA VERIFICARI SI MANAGEMENT POD. Principalele acțiuni care au fost desfășurate în ultima perioadă sunt:

- Verificări generate de analizele structurate, care analizează situația consumului de energie electrică a diferitelor tipuri de consumatori;
- Verificări generate în urma analizelor parametrilor înregistrați de contoarele ce transmit date de la distanță cu scopul identificării neconformităților grupurilor de măsură.
- Verificări realizate împreună cu organele de poliție și/sau jandarmi pentru identificarea în zonele rău famate, a consumatorilor branșați fraudulos la rețeaua de distribuție;

2.4 Analiza potentialului de creștere a eficienței energetice

Stabilirea direcțiilor de acțiune pentru îmbunătățirea eficienței energetice are la bază **Raportul de Analiza Energetică pentru anul 2024** (Anexa_1 Eficiență Energetică Muntenia, Anexa_2 Eficiență Energetică Banat, Anexa_3 Eficiență Energetică Dobrogea) pentru Rețele Electrice Romania S.A. în care sunt evidențiate domeniile de utilizare semnificativă a energiei electrice și ponderile acestora în total.

Energia totală utilizată la nivelul organizației (sediile administrative, activele energetice, consumurile de transport, încălzire și serviciile interne) a fost de 1.655.999MWh în 2023, redusă în raport cu cea utilizată în anul 2022 în valoare de 1.788.414 MWh.

La nivelul fiecărei companii, în anul 2023 și în perioadele precedente de raportare, companiile au redus consumul de energie după cum urmează:

Companie	2021	2022	2023
Rețele Electrice Banat	27.096 GJ	23.248 GJ	14.411 GJ
Rețele Electrice Dobrogea	22.147 GJ	23.090 GJ	13.832 GJ
Rețele Electrice Muntenia	30.552 GJ	28.419 GJ	20.898 GJ
Total	79.795 GJ	74.757 GJ	49.142 GJ

Raportul intensității energetice ale companiilor indică eficiența utilizării energiei în procesele operaționale. Valorile reflectă consumul de energie în raport cu indicatorul cifrei de afaceri aferent anului 2023, oferind o imagine clară asupra performanței energetice și a progresului în reducerea consumului de energie.

	Unit	Rețele Electrice (nivel consolidat)	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Rețele Electrice Muntenia
Rata intensității energetice pentru companie	TJ/M €	11,21	13,09	12,32	9,56
Consumul de energie al companiei	TJ	6.624	2.067,91	1.860,77	2.695,32

2.4.1 Regiunea Muntenia

În tabelul 2.47 sunt prezentate domeniile de utilizare a energiei, iar în tabelul 2.48 sunt prezentate ponderile de utilizare a energiei pe domenii de utilizare și locul în ierarhia ocupată în utilizarea energiei, în vederea prioritizării acțiunilor necesare.

Tabel 2.47 Domeniile de utilizare a energiei

Categoria	Sursa de energie	Domenii de utilizare a energiei
I	CPT realizat Energie electrică	1). CPT realizat IT
		2). CPT realizat MT
		3). CPT realizat JT
II	Regie proprie Energie electrică	4). Servicii interne
		5). Sedii administrative
III	Combustibili (motorină, benzină)	6). Transport, logistică, activități conexe
	Gaze naturale + Energie termică	7). Încălzire

Tabel 2.48 Ponderi procentuale ale energiilor utilizate pe domenii de utilizare, din total energie utilizată

Nr. crt.	Domenii de utilizare a energiei	Ponderi procentuale din total energie utilizată	Locul în ierarhia energiilor utilizate
1	CPT IT	5,40%	3
2	CPT MT	28,08%	2
3	CPT JT	63,43%	1
4	Regie proprie – servicii interne	1,74%	4
5	Regie proprie – sedii administrative	0,26%	6
6	Transport, logistică, activități conexe	1,01%	5
7	Încălzire	0,09%	7

Din tabelele de mai sus se poate observa că ponderea cea mai importantă în utilizarea energiei este generată de pierderile de energie din rețeaua de distribuție, volumele semnificative fiind, în special, în rețeaua de medie și joasă tensiune așa cum a fost prezentat și în capitolul 2.49.

Tabel 2.49 Valorile CPT pentru perioada 2018-2024

An	CPT GWh	CPT %
2018	1 013,016	10,78%
2019	973,582	10,45%
2020	875,508	9,76%
2021	825,129	8,99%
2022	798,495	9,03%
2023	794,055	9,08%
2024	824,945	9,05%

Pentru 2024, tabelul 2.50 de mai jos arată că cele mai mari valori ale energiilor utilizate în procesul tehnologic (CPT) corespund echipamentelor de JT. Tabelul permite identificarea performanței energetice asociate rețelei, referitor la utilizările semnificative ale energiei.

Tabel 2.50 CPT pentru anul 2024 defalcat pe cele trei domenii

Nivel de tensiune	CPT%	CPT GWh	Pondere %
ÎT	0,53%	45.971	5,573%
MT	2,91%	239.000	28,972%
JT	11,19%	539.974	65,456%
Total	9,05%	824.945	100%

Printre intervențiile care au ca scop dedicat îmbunătățirea eficienței energetice prin reducerea CPT tehnic, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 au fost introduse următoarele tipologii de lucrări:

- înlocuirea unor transformatoare de putere IT/MT cu vechime de peste 30 de ani cu transformatoare noi, de aceeași putere dar cu pierderi reduse, în Stațiile de transformare: Prundu, Pietrișu și Mârșa
- înlocuirea unor transformatoare de putere IT/MT cu vechime mare și încărcare redusă, cu transformatoare noi, cu pierderi reduse și o putere inferioară (adaptată consumului actual), în Stațiile de transformare: Giurgiu Vest
- trecerea de la 10kV la 20kV a unor posturi de transformare din distribuția aferentă Stației de

- transformare Toporași, celula 45 (T 2929)
- Realizarea unor posturi de transformare noi și a injectiilor aferente în rețeaua de JT din zonă, cu scopul de a reduce lungimea circuitelor existente și încărcarea acestora, și implicit de a reduce CPT tehnic în rețeaua de JT; pentru perioada 2025-2036 au fost identificate 45 de posturi de transformare a căror rețea trebuie descărcată
- Modernizarea rețelilor de JT prin înlocuirea conductoarelor/cablurilor existente cu unele cu secțiune mărită și reconfigurarea rețelilor pentru a optimiza circulațiile de puteri; Printre intervențiile care au ca scop dedicat îmbunătățirea eficienței energetice prin reducerea CPT comercial, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 au fost introduse următoarele tipologii de lucrări:
- Implementarea Sistemelor de Măsură Inteligente

Intervențiile menționate anterior au fost evidențiate distinct în **Anexa_4 Reducere CPT corelat cu Eficienta Energetica regiunea Muntenia.**

Suplimentar acestor intervenții, se pot obține reduceri ale CPT tehnic și din alte intervenții în rețea care au drept scop principal îmbunătățirea calității serviciului, creșterea capacității rețelei de distribuție, reducerea costurilor de mentenanță, etc. Dintre acestea exemplificăm:

- Modernizarea LES IT, lucrări în cadrul cărora se va înlocui cablul existent, cu cablu nou cu secțiunea de 1600 mmp (preponderent)
- Utilizarea în cadrul soluțiilor de modernizare a Stațiilor de transformare, a unor soluții de iluminat tehnologic/perimetral cu LED și a unor aparate de climatizare eficiente energetic în spațiile tehnologice
- Modernizarea LES MT, lucrări în cadrul cărora se va înlocui cablul existent cu secțiunea de 150 mmp, cu cablu nou cu secțiunea de 185 mmp
- Lucrări de modernizare LEA MT în cadrul cărora se vor înlocui conductoarele existente, cu grad ridicat de uzură, cu conductoare de secțiune superioară, sau se vor reconfigura rețelele cu trecere din LEA în LES
- Realizarea unor circuite noi de MT pentru descarcarea rețelilor existente
- Realizarea unor legături noi (bucle) între liniile existente, cu eventuala reconfigurare a celor 2 linii pt echilibrarea consumurilor sau a distanțelor între sursă și consumatori
- Modernizări de posturi de transformare/puncte de alimentare în cadrul cărora se vor înlocui și transformatoarele existente cu grad ridicat de uzură și pierderi ridicate, cu transformatoare noi cu pierderi reduse
- Modernizarea rețelilor de JT cu înlocuirea conductoarelor existente neizolate (secțiune 35 sau 50 mmp) cu conductoare torsadate (secțiune 70 mmp)

În privința CPT comercial putem menționa:

- Modernizarea bransamentelor existente cu ocazia lucrărilor de modernizare rețea, cu bransamente noi realizate în sistem antifurt
- Montarea de BMP individuale sau FDCP-uri pt centralizarea măsurilor, scoase la limita de proprietate sau în exteriorul apartamentelor

Și pentru celelalte domenii de utilizare diferite de CPT, în ciuda faptului că volumul de utilizare a energiei nu este unul important, trebuie avute în vedere măsuri de eficiență energetică alternative cu posibilități de atragere subvenții prin programe locale de finanțare sau programe europene pentru a putea crește eficiența și implicit rentabilitatea proiectelor.

Dintre acestea, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 a fost identificată posibilitatea instalării de sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în vederea acoperirii parțiale/integrale a consumului.

Lista acestor stații de transformare, se regăsește în tabelul 2.51 de mai jos:

Tabel 2.51 Stații de transformare propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2026-2035

Regiune	Zona	Cod stație	Stația	Energie utilizata medie MWh	Puterea instalată estimată kW	Energie produsa estimată MWh	Valoare totala investitie mii lei
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810001	Balta Alba	87	40	48	602
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810005	Crangasi	107	40	48	600
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810013	Iremoas	77	50	60	750
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810014	Jilava	301	70	84	1.029
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810015	Laromet	36	60	72	868
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810016	Masini Grele	81	30	36	464
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810018	Militari	202	50	60	750
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810020	Nord	198	160	192	2.245
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810023	Panduri	86	120	144	1.674
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810026	Salaj	90	50	60	739
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810027	Solex	188	70	84	1.003
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810029	Titan	181	90	108	1.266
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810030	Toporasi	61	50	60	750
RER, regiunea Muntenia	București	DA00-1-810032	Vulcan	124	40	48	615
RER, regiunea Muntenia	Ilfov	DA00-1-820035	Buftea	78	50	60	724
RER, regiunea Muntenia	Ilfov	DA00-1-820036	Caciulati	69	40	48	621
RER, regiunea Muntenia	Ilfov	DA00-1-820038	Copaceni	75	40	48	610
RER, regiunea Muntenia	Ilfov	DA00-1-820043	Popesti Leordeni	100	60	72	889
RER, regiunea Muntenia	Ilfov	DA00-1-820044	Tancabesti	99	40	48	575

În funcție de programele disponibile pentru finanțare se vor promova și elabora studiile de fezabilitate și documentele de finanțare pentru atragerea de fonduri în vederea realizării proiectelor.

2.4.2 Regiunea Banat

Stabilirea direcțiilor de acțiune pentru îmbunătățirea eficienței energetice are la bază **Raportul de Analiza Energetică pentru anul 2024** (Anexa_2 Eficiență Energetică Banat) pentru REȚELE ELECTRICE ROMANIA, regiunea Banat în care sunt evidențiate domeniile de utilizare semnificativă a energiei electrice și ponderile acestora în total.

În tabelul 2.52 sunt prezentate domeniile de utilizare a energiei, iar în tabelul 2.53 sunt prezentate ponderile de utilizare a energiei pe domenii de utilizare și locul în ierarhia ocupată în utilizarea energiei în vederea prioritizării acțiunilor necesare.

Tabel 2.52 Domeniile de utilizare a energiei

Categoria	Sursa de energie	Domenii de utilizare a energiei
I	CPT realizat	Energie electrică
		1). CPT realizat IT
		2). CPT realizat MT
II	Regie proprie	Energie electrică
		3). CPT realizat JT
III	Servicii conexe	4). Servicii interne
		5). Sedii administrative
		6). Transport, logistică, activități conexe
	Gaze naturale + Energie termică	7). Încălzire

Tabel 2.53 Ponderi procentuale ale energiilor utilizate pe domenii de utilizare, din total energie utilizată

Nr. crt.	Domenii de utilizare a energiei	Ponderi procentuale din total energie utilizată	Locul în ierarhia energiilor utilizate
1	CPT IT	7,26%	3
2	CPT MT	25,95%	2
3	CPT JT	61,86%	1
4	Regie proprie – servicii interne	1,81%	4
5	Regie proprie – sedii administrative	0,78%	6
6	Transport, logistică, activități conexe	1,79%	5
7	Încălzire	0,55%	7

Din tabelele de mai sus se poate observa că ponderea cea mai importantă în utilizarea energiei este generată de pierderile de energie din rețeaua de distribuție, volumele semnificative fiind în special în rețeaua de medie și joasă tensiune așa cum a fost prezentată și în capitolul 2.54.

În tabelul 2.54 se prezintă valoarea CPT pentru anii 2018-2024.

Tabel 2.54 Valorile CPT pentru perioada 2018-2024

An	CPT [GWh]	CPT [%]
2018	519,526	8,92%
2019	547,477	9,43%
2020	495,239	8,86%
2021	507,599	8,87%
2022	495,499	9,10%
2023	490,712	9,18%
2024	487,579	9,11%

Pentru 2024, tabelul de mai jos arată că cele mai mari valori ale energiilor utilizate în procesul tehnologic (CPT) corespund echipamentelor de JT. Tabelul permite identificarea performanței energetice asociate rețelei, referitor la utilizările semnificative ale energiei.

Tabel 2.55 CPT pentru anul 2024 defalcat pe cele trei domenii

Nivel de tensiune	CPT[%]	CPT [GWh]	Pondere [%]
ÎT	0,75%	37,226	7,635%
MT	3,11%	133,074	27,293%
JT	12,58%	317,279	65,072%
Total	9,11%	490,712	100 %

Printre intervențiile care au ca scop dedicat îmbunătățirea eficienței energetice prin reducerea CPT tehnic, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 au fost introduse următoarele tipologii de lucrări:

- Realizarea unor legături noi (bucle) între liniile existente, cu reconfigurarea rețelei și descărcarea liniei mai încărcate;
 - Realizarea unor posturi de transformare noi și a injectiilor aferente în rețeaua de JT din zona, cu scopul de a reduce lungimea circuitelor existente și încărcarea acestora, și implicit de a reduce CPT tehnic în rețeaua de JT; pentru perioada 2025-2029 au fost identificate 14 de posturi de transformare a căror rețea trebuie descărcată;
 - Modernizarea rețelelor de JT prin înlocuirea conductoarelor/cablurilor existente cu unele cu secțiune mărită și reconfigurarea rețelelor pentru a optimiza circulațiile de puteri;
- Printre intervențiile care au ca scop dedicat îmbunătățirea eficienței energetice prin reducerea CPT comercial, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 au fost introduse următoarele tipologii de lucrări:
- Modernizarea bransamentelor existente ca lucrări de sine stătătoare, sau cu ocazia lucrărilor de modernizare rețea, cu bransamente noi realizate în sistem antifurt cu montarea de BMP individuale, sau cu centralizarea măsurilor în FDCP-uri scoase la limita de proprietate sau chiar cu centralizarea măsurilor în anvelope de beton în zone cu sustrageri de energie foarte frecvente (ex: Valea Jiului);
 - Implementarea Sistemelor de Măsură Inteligente;
- Intervențiile menționate anterior au fost evidențiate distinct în Anexa_5 Reducere CPT corelat cu Eficienta Energetica 25-29 Banat. Suplimentar acestor intervenții, se pot

obține reduceri ale CPT tehnic și din alte intervenții în rețea care au drept scop principal îmbunătățirea calității serviciului, creșterea capacității rețelei de distribuție, reducerea costurilor de mentenanță, etc.

Dintre acestea exemplificăm:

- Utilizarea în cadrul soluțiilor de modernizare a Stațiilor de transformare, a unor soluții de iluminat tehnologic/perimetral cu LED și a unor aparate de climatizare eficiente energetic în spațiile tehnologice
- Modernizarea LES MT, lucrări în cadrul cărora se va înlocui cablul existent cu secțiunea de 150 mmp, cu cablu nou cu secțiunea de 185 mmp
- Lucrări de modernizare LEA MT în cadrul cărora se vor înlocui conductoarele existente, cu grad ridicat de uzură, cu conductoare de secțiune superioară, sau se vor reconfigura rețelele cu trecere din LEA în LES
- Realizarea unor circuite noi de MT pentru descărcarea rețelelor existente
- Realizarea unor legături noi (bucle) între liniile existente, cu eventuala reconfigurare a celor 2 linii pt echilibrarea consumurilor sau a distanțelor între sursă și consumatori
- Modernizări de posturi de transformare/puncte de alimentare în cadrul cărora se vor înlocui și transformatoarele existente cu grad ridicat de uzură și pierderi ridicate, cu transformatoare noi cu pierderi reduse
- Modernizarea rețelelor de JT cu înlocuirea conductoarelor existente neizolate (secțiune 35 sau 50 mmp) cu conductoare torsadate (secțiune 70 mmp)

În privința CPT comercial putem menționa:

- Modernizarea branșamentelor existente cu ocazia lucrărilor de modernizare rețea, cu branșamente noi realizate în sistem antifurt
- Montarea de BMP individuale sau FDCP-uri pt centralizarea măsurilor, scoase la limita de proprietate sau în exteriorul apartamentelor

Și pentru celelalte domenii de utilizare diferite de CPT, în ciuda faptului că volumul de utilizare a energiei nu este unul important, trebuie avute în vedere măsuri de eficiență energetică alternative cu posibilități de atragere subvenții prin programe locale de finanțare sau programe europene pentru a putea crește eficiența și implicit rentabilitatea proiectelor.

Dintre acestea, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 a fost identificată posibilitatea instalării de sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în vederea acoperirii parțiale/integrale a consumului.

Lista acestor stații de transformare, se regăsește în tabelul 2.56 de mai jos:

Tabel 2.56 Stații de transformare propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2026-2035

Regiune	Zona	Cod statie	Statia	Energie utilizata medie	Puterea instalata estimata	Energie produsa estimata	Valoare totala investitie
				MWh	kW	MWh	mii lei
REB	Arad	DB00-1-520035	Curtici	45	1.020	1.224	13.863
REB	Timisoara	-	Covaci	45	430	516	5.850
REB	Timisoara	DB00-1-510008	Dumbravita	84	220	264	3.017
REB	Timisoara	DB00-1-510027	Victoria	42	60	72	843
REB	Caras	DB00-1-530052	Arena Lupeni	12	100	120	1.387
REB	Caras	DB00-1-530055	Calan	101	40	48	611
REB	Arad	DB00-1-520031	Bujac	82	40	48	594

În funcție de programele disponibile pentru finanțare se vor promova și elabora studiile de fezabilitate și documentele de finanțare pentru atragerea de fonduri în vederea realizării proiectelor.

2.4.3 Regiunea Dobrogea

În tabelul 2.57 sunt prezentate domeniile de utilizare a energiei, iar în tabelul 2.58 sunt prezentate ponderile de utilizare a energiei pe domenii de utilizare și locul în ierarhia ocupată în utilizarea energiei, în vederea prioritizării acțiunilor necesare.

Tabel 2.57 Domeniile de utilizare a energiei

	Categoria	Sursa de energie	Domenii de utilizare a energiei
I	CPT realizat	Energie electrică	1). CPT realizat IT
			2). CPT realizat MT
			3). CPT realizat JT
II	Regie proprie	Energie electrică	4). Servicii interne
			5). Sedii administrative
III	Servicii conexe	Combustibili (motorină, benzină)	6). Transport, logistică, activități conexe
		Gaze naturale + Energie termică	7). Încălzire

Tabel 2.58 Ponderi procentuale ale energiilor utilizate pe domenii de utilizare, din total energie utilizată

Nr. crt.	Domenii de utilizare a energiei	Ponderi procentuale din total energie utilizată	Locul în ierarhia energiilor utilizate
1	CPT IT	18,61%	3
2	CPT MT	29,41%	2
3	CPT JT	48,04%	1
4	Regie proprie – servicii interne	1,23%	5
5	Regie proprie – sedii administrative	0,69%	6
6	Transport, logistică, activități conexe	1.83%	4
7	Încălzire	0.20%	7

Din tabelele de mai sus se poate observa că ponderea cea mai importantă în utilizarea energiei este generată de pierderile de energie din rețeaua de distribuție, volumele semnificative fiind în special în rețeaua de medie și joasă tensiune așa cum a fost prezentată și în capitolul 2.3.

În tabelul 2.59 se prezintă valoarea CPT pentru anii 2018-2024

Tabel 2.59 Valorile CPT pentru perioada 2018-2024

An	CPT [GWh]	CPT [%]
2018	511,492	9,35%
2019	493,069	8,94%
2020	483,404	8,59%
2021	482,366	8,58%
2022	444,996	7,56%
2023	445,821	8,17%
2024	439,423	7,98%

Pentru 2024, tabelul de mai jos arată că cele mai mari valori ale energiilor utilizate în procesul tehnologic (CPT) corespund echipamentelor de JT. Tabelul permite identificarea performanței energetice asociate rețelei, referitor la utilizările semnificative ale energiei.

Tabel 2.60 CPT pentru anul 2024 defalcat pe cele trei domenii

Nivel de tensiune	CPT[%]	CPT [GWh]	Pondere [%]
ÎT	1,60%	85.153	19,378%
MT	3,85%	134.521	30,613%
JT	10,69%	219.748	50,008%
Total	7,98%	439.423	100%

Printre intervențiile care au ca scop dedicat îmbunătățirea eficienței energetice prin reducerea CPT tehnic, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 au fost introduse următoarele tipologii de lucrări:

- Înlocuirea transformatorului de putere IT/MT cu vechime de peste 30 de ani cu un transformator nou, de putere mai mica in Stația de transformare Chirnogeni;
- Realizarea unor injecții noi în liniile de MT pentru descărcarea rețelelor existente
- Realizarea unor posturi de transformare noi și a injecțiilor aferente în rețeaua de JT din zonă, cu scopul de a reduce lungimea circuitelor existente și încărcarea acestora, și implicit de a reduce CPT tehnic în rețeaua de JT; pentru perioada 2025-2029 au fost identificate 26 de posturi de transformare a căror rețea trebuie descărcată
- Modernizarea rețelelor de JT prin înlocuirea conductoarelor/cablurilor existente cu unele cu secțiune mărită și reconfigurarea rețelelor pentru a optimiza circulațiile de puteri tPrintre intervențiile care au ca scop dedicat îmbunătățirea eficienței energetice prin reducerea CPT comercial, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 au fost introduse următoarele tipologii de lucrări: tImplementarea Sistemelor de Măsură Inteligente tIntervențiile menționate anterior au fost evidențiate distinct în Anexa_6 Reducere CPT corelat cu Eficienta Energetica Dobrogea.

- Suplimentar acestor intervenții, se pot obține reduceri ale CPT tehnic și din alte intervenții în rețea care au drept scop principal îmbunătățirea calității serviciului, creșterea capacității rețelei de distribuție, reducerea costurilor de mentenanță, etc. Dintre acestea exemplificăm: tUtilizarea în cadrul soluțiilor de modernizare a Stațiilor de transformare, a unor soluții de iluminat tehnologic/perimetral cu LED și a unor aparate de climatizare eficiente energetic în spațiile tehnologice
- Modernizarea LES MT, lucrări în cadrul cărora se va înlocui cablul existent cu secțiunea de 150 mmp, cu cablu nou cu secțiunea de 185 mmp
- Lucrări de modernizare LEA MT în cadrul cărora se vor înlocui conductoarele existente, cu grad ridicat de uzură, cu conductoare de secțiune superioară, sau se vor reconfigura rețelele cu trecere din LEA în LES
- Realizarea unor legături noi (bucle) între liniile existente, cu eventuala reconfigurare a celor 2 linii pt echilibrarea consumurilor sau a distanțelor între sursă și consumatori
- Modernizări de posturi de transformare în cadrul cărora se vor înlocui și transformatoarele existente cu grad ridicat de uzură și pierderi ridicate, cu transformatoare noi cu pierderi reduse
- Modernizarea rețelelor de JT cu înlocuirea conductoarelor existente neizolate (secțiune 35 sau 50 mmp) cu conductoare torsadate (secțiune 70 mmp)

În privința CPT comercial putem menționa:

- Modernizarea bransamentelor existente cu ocazia lucrărilor de modernizare rețea, cu bransamente noi realizate în sistem antifurt
- Montarea de BMP individuale sau FDCP-uri pt centralizarea măsurilor, scoase la limita de proprietate sau în exteriorul apartamentelor

Și pentru celelalte domenii de utilizare diferite de CPT, în ciuda faptului ca volumul de utilizare a energiei nu este unul important, trebuie avute în vedere măsuri de eficiență energetică alternative cu posibilități de atragere subvenții prin programe locale de finanțare sau programe europene pentru a putea crește eficiența și implicit rentabilitatea proiectelor.

Dintre acestea, în Planul de Dezvoltare 2026-2035 a fost identificată posibilitatea instalării de sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în vederea acoperirii parțiale/integrale a consumului.

Lista acestor stații de transformare, se regăsește în tabelul 2.61 de mai jos:

Tabel 2.61 Stații de transformare propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2026-2035

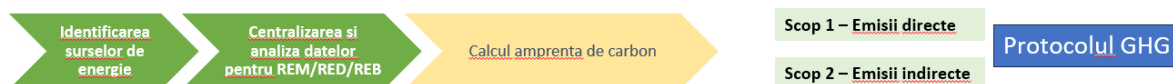
Regiune	Zona	Cod statie	Statie	Energie utilizata medie MWh	Puterea instalata estimata kW	Energie produsa estimata MWh	Valoare totală investitie mii lei
RETELE ELECTRICE ROMANIA DOBROGEA	Călărași	DC00-1-220061	Budești	30	30	36	473
RETELE ELECTRICE ROMANIA DOBROGEA	Călărași	DC00-1-220066	Dragalina	40	30	36	478
RETELE ELECTRICE ROMANIA DOBROGEA	Călărași	DC00-1-220077	Oltenita Sud	59	30	36	484

RETELE ELECTRICE ROMANIA	Călărași			30	36	
DOBROGEA RETELE ELECTRICE ROMANIA	Ialomița	DC00-1-220084	Vlad Tepes	40		489
DOBROGEA RETELE ELECTRICE ROMANIA	Tulcea	DC00-1-230094	Fetesti	60		495
DOBROGEA RETELE ELECTRICE ROMANIA	Tulcea	DC00-1-240114	6 Martie	-		501
DOBROGEA RETELE ELECTRICE ROMANIA	Călărași	DC00-1-240116	Sarinasuf	34		506
DOBROGEA		DC00-1-220061	Budesti	30		473

În funcție de programele disponibile pentru finanțare se vor promova și elabora studiile de fezabilitate și documentele de finanțare pentru atragerea de fonduri în vederea realizării proiectelor.

Rețele Electrice își propune să accelereze utilizarea energiei regenerabile și eficiența energetică, revizuiind planurile de investiții și modelul economic, împreună cu aspecte legate de circularitate. Strategia de sustenabilitate urmărește reducerea impactului asupra mediului, iar reducerea amprente de carbon este esențială pentru dezvoltarea durabilă a companiilor de distribuție.

Așa cum am prezentat mai sus, Rețele Electrice Romania a calculat emisiile directe și indirecte conform Scop 1 și Scop 2 în acord cu Protocolul privind gazele cu efect de seră (Protocol GES)), ce oferă un cadru standardizat pentru companii și țări în vederea măsurării, raportării și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. O analiză exhaustivă este prezentată în imaginea de mai jos:



$$\begin{array}{c} \text{activity data} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{emission factor} \end{array} = \begin{array}{c} \text{tonnes of} \\ \text{emissions} \\ \text{(t)} \end{array} * \begin{array}{c} \text{tonnes of} \\ \text{emissions} \\ \text{(t)} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{Global Warming} \\ \text{Potential} \\ \text{(GWP)} \end{array} = \begin{array}{c} \text{carbon dioxide} \\ \text{equivalent (CO}_2\text{e)} \\ \text{of emissions} \end{array}$$

Sursa de energie	UM	RETELE ELECTRICE BANAT	RETELE ELECTRICE DOBROGEA	RETELE ELECTRICE MUNTENIA	RETELE ELECTRICE
		Cantitate	Cantitate	Cantitate	Cantitate
CPT Tehnic	MWh	343846,00	349965,00	593073,00	1286884,00
Energie electrica Servicii interne	MWh	8824,26	3791,06	8131,67	20746,99
Energie electrica Sedii administrative	MWh	6025,56	6629,38	2120,87	14775,80
Gaz	mc	101729,27	76783,00	62822,00	241334,27
	kWh	1068157,34	806221,50	659631,00	2534009,84
Energie termica	Gcal	1449,22	284,30	79,75	1813,27
*Refrigerant R32	kg	2,90	10,21	0,00	13,11
Refrigerant R410A	kg	34,50	16,80	2,73	54,03
*Emisii SF ₆	kg	0,50	8,70	17,90	27,10
Motorina Auto	lt	711621,09	614686,68	618853,13	1945160,90
Motorina Grupuri electrogene	lt	22651,96	22874,87	17099,32	62626,15
Benzina Auto	lt	37928,55	44381,02	32561,54	114871,11
Benzina drujbe, motocositoare etc.	lt	7743,57	1701,52	4017,48	13462,57

Așa cum am descries mai sus, având vedere că CPT tehnic are ponderea cea mai ridicată la nivelul amprente de carbon, strategia investițională a RER este să aloc o parte semnificativă din bugetul de CAPEX pentru promovarea și realizarea lucrărilor cu impact major în reducerea CPT.

Compania Rețele Electrice lucrează la promovarea proiectelor ce au ca scop reducerea pierderilor tehnice în rețea, astfel încât să contribuie la reducerea GES dar și la atingerea țintelor din Metodologia de stabilire a tarifelor aprobată de ANRE.

2.5 Analiza regimurilor de funcționare RED

Definiția pentru **“Regimuri caracteristice de funcționare pentru rețele”** din *“Terminologia ANRE”* și utilizată în reglementările emise în domeniul energiei electrice și al energiei termice este aceea de **„Regimuri frecvent întâlnite în funcționarea rețelei și care prezintă interes pentru programarea sau analiza funcționării SEN, cum ar fi: vârf seara sau gol noapte de iarnă și de vară sau regimurile calculate pentru fiecare IBD al zilelor caracteristice”**.

În articolul 5.5.1. din Codul tehnic RED - Ordinul ANRE nr.128/2008, cu modificările și completările ulterioare, stă prevăzut că planificarea dezvoltării RED se face avându-se în vedere o funcționare sigură, stabilă, cu respectarea standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și cu aplicarea următoarelor principii:

- a) utilizarea capacității disponibile a RED, până la frontiera economică a acesteia;
- b) alegerea variantei de dezvoltare cu eficiență economică maximă, care să țină cont de impactul asupra tarifelor de distribuție a energiei electrice;
- c) îndeplinirea condițiilor impuse prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție;
- d) asigurarea funcționării economice a RED în condițiile variației sarcinii;
- e) încadrarea în prevederile normelor de securitate a personalului, de prevenire a incendiilor și în legislația privind protecția mediului.

În unele cazuri, înregistrarea unui nivel al pierderilor care depășește nivelul reglementat al țăintelor CPT pentru toate nivelurile de tensiune, sau înregistrarea unor valori mari ale indicatorilor de continuitate SAIFI, SAIDI și MAIFI, poate fi cauzată de circumstanțe aflate în afara zonei de control a operatorilor de distribuție a energiei electrice: întreruperi în rețelele OTS, în instalațiile altor utilizatori, sau unor circulații suplimentare de energie prin rețeaua de 110 kV cauzate de producătorii de energie electrică etc.

În alte cazuri însă, aceste valori pot fi eficientizate prin măsuri punctuale dispuse în instalațiile OD: modificări sau flexibilizări în SN, injecții de putere, schimbări tratare neutru - compensări capacitive, buclări rețele MT, creștere grad de automatizare etc.

Rețelele de distribuție a energiei electrice au în general o topologie buclată, dar în condiții normale funcționează debuclet (din necesități legate de coordonarea protecțiilor, de reglarea tensiunii etc). Reconfigurarea optimă a RED are drept scop găsirea acelei soluții care minimizează pierderile de putere activă pe ansamblul rețelei, respectând totodată și o serie de restricții de natură tehnică și economică. De regulă pierderile de putere activă vor fi mai mari comparativ cu funcționarea în regim buclat, căutându-se varianta de debuclet care să asigure un „optim de pierderi”.

Prin regimul de funcționare al unei rețele electrice se înțelege starea actuală a rețelei caracterizată de calitatea energiei electrice și de continuitatea alimentării cu energie electrică. Calculul regimurilor de funcționare este de importanță majoră deoarece, cunoscând sarcina pe care o transportă rețeaua și caracteristicile de material ale conductoarelor și transformatoarelor aferente, trebuie să se asigure parametrii de calitate ai energiei furnizate indiferent de configurația rețelei.

RER își propune identificarea unei serii de măsuri, inclusiv operative, prin aplicarea cărora să se atingă o creștere a eficienței energetice, a calitatii tehnice și a continuității în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor.

Pornind de la starea tehnică a instalațiilor, comportarea în exploatare descrisă la **capitolul 2.2** și din datele referitoare la numărul de incidente și deranjamente înregistrate în perioada 2022-2024, în condițiile în care Rețele Electrice Romania a acoperit în totalitate solicitările de extindere a rețelelor și de racordare la rețea a consumatorilor, în perioada menționată se evidențiază faptul că:

La Înaltă Tensiune

- Rețeaua de înaltă tensiune în regimurile de funcționare 2022-2024 nu a provocat incidente semnificative în rețea care să conducă la intreruperi de lungă durată a utilizatorilor, un procent de sub 1% din totalul indicatorilor de calitate a serviciului cu cauză în rețea fiind datorat incidentelor în rețeaua și instalațiile de 110 kV. Acest aspect este datorat faptului că rețeaua de 110 kV este dimensionată în conformitate cu prevederile codurilor tehnice în prezent putând fi asigurată continuitatea în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor în regimul cu N-1 elemente în funcțiune și datorită lucrărilor de investiții realizate în perioada 2010-2024, prin aceste lucrări creându-se și o flexibilitate în exploatare pentru cazurile de avarii în instalațiile operatorului de transport și asigurând realimentarea utilizatorilor în cel mai scurt timp prin transferarea consumurilor de pe o sursă pe o alta sursă.

Totodată sunt de semnalat probleme referitoare:

- la vechimea liniilor de 110 kV aeriene care au fost realizate în baza normativelor în vigoare din perioada de dinainte de 1970, fiind necesare o serie de lucrări de înlocuire a stâlpilor de beton, lucrări de consolidare a stâlpilor existenți (prin completare cu elemente lipsă), înlocuirea izolației, consolidarea fundațiilor urmare a faptului că în prezent criteriile de dimensionare ale liniilor sunt mult mai exigente comparativ cu cele din perioada în care au fost proiectate
- la rețelele electrice subterane cu izolație în ulei a caror exploatare devine din ce în ce mai dificilă și costisitoare, unde în prezent aprovizionarea de cablu cu ulei sau de ulei pentru completarea pierderilor este dificilă. De asemenea aceste rețele generează și un risc privind impactul asupra mediului.

Având în vedere cele menționate anterior se impune modernizare liniilor aeriene și înlocuirea rețelelor electrice subterane corelat cu posibilitățile de realizare (capacitatea operativă a contractorilor, regimurile de funcționare ale rețelei în vederea realizării programelor de mentenanță ale OTS și OD etc).

- În ceea ce privește stațiile de transformare datorită procesului amplu de modernizare/retehnologizare/digitalizare din perioada 2010-2024 nu au fost înregistrate incidente semnificative, iar datorită lucrărilor de amplificare nu au fost înregistrate incidente cauzate de suprasarcină transformatoarelor din stații.

Având în vedere impactul semnificativ în cazul apariției unor incidente extinse în stațiile de transformare este necesară continuarea lucrărilor de modernizare/retehnologizare/digitalizare.

La Medie Tensiune

- Rețeaua de medie tensiune în regimurile de funcționare 2022-2024 a generat cel mai mare impact în indicatorii de calitate a serviciului cu cauza OD.

În ultima perioadă, urmare a condițiilor meteo (în special zilelor cu caniculă consecutive) s-a constatat o creștere a numărului de incidente având drept sursă cablurile de medie tensiune.

Chiar și în aceste condiții datorită nivelului de digitalizare ridicat (număr mare de noduri cu posibilitate de comandă de la distanță, linii cu automatizare) și a arhitecturii rețelelor (complex buclată) impactul acestor incidente asupra clienților nu a fost unul ridicat cu excepția unor cazuri punctuale (N-2).

Similar rețeaua de medie tensiune nu a suferit incidente semnificative cauzate de depășirea parametrilor nominali și de serviciu și este de evidențiat îmbunătățirea continuă a indicatorilor de calitate a serviciului din perioada 2022-2024. Aceasta îmbunătățire continuă a fost asigurată în perioada 2022-2024 prin acțiuni de mentenanță (în special defrișări și remedieri de criticități pe liniile de medie tensiune cu risc ridicat de transformare în incident) și de investiții (investiții ținute pe liniile de medie tensiune cu aport semnificativ în indicatorii de calitate cu costuri semnificative de mentenanță corectivă: înlocuiri de tronsoane cu defecte multiple, injectii noi în liniile de medie tensiune existente, îmbunătățirea continuă a numărului de clienți arondați unui nod telecontrolat și a implementării soluțiilor de automatizare).

La Joasă Tensiune

- Rețeaua de joasă tensiune în regimurile de funcționare 2022-2024 a generat un impact de cca 25% din total în indicatorii de calitate a serviciului cu cauza OD din total, în ciuda unui volum ridicat de instalații (impactul fiind mai mic comparativ cu medie tensiune).

Similar rețelei de medie tensiune în ultima perioadă urmare a condițiilor meteo (în special zilelor cu canicula consecutive) s-a constatat o creștere a numărului de deranjamente având drept sursă cablurile de joasă tensiune. Similar rețeaua de joasă tensiune nu a suferit evenimente semnificative cauzate de depășirea parametrilor nominali și de serviciu și este de evidențiat îmbunătățirea continuă a indicatorilor de calitate a serviciului din perioada 2022-2024. Aceasta îmbunătățire continuă a fost asigurată în perioada 2022-2024 prin acțiuni de mentenanță (în special defrișări și remedieri de criticități pe rețelele de joasă tensiune cu risc ridicat de transformare în deranjamente colective) și de investiții (investiții ținute în rețelele de joasă tensiune cu aport în indicatorii de calitate cu costuri semnificative de mentenanță corectivă).

Retele Electrice Romania elaborează în conformitate cu procedurile interne anual o serie de analize:

- Analize privind riscul operativ din instalațiile și rețelele de distribuție în care este analizată posibilitatea menținerii continuității în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor în regimul de funcționare cu N-2 elemente în funcțiune. Analiza privind riscul operativ în instalațiile Retele Electrice Romania prezintă și nivelul de realimentare prin comandă de la distanță/manual a stațiilor de transformare și a liniilor de medie tensiune. Dacă pentru stațiile de transformare este de avut în vedere și criteriul N-2, pentru rețeaua de medie tensiune nu este eficientă supradimensionarea pentru asigurarea rezervării rețelelor de medie tensiune pentru nerespectarea criteriului cu N-2 elemente în funcțiune.

De asemenea pentru rețeaua de înaltă tensiune și pentru stațiile de transformare prin personalul de exploatare al instalațiilor a fost evaluată starea tehnică, liniile fiind clasificate cu stare “0” instalațiile care necesită lucrări în următorii 5 ani și cu stare “1” instalațiile care necesită lucrări după 5 ani.

Liniile de înaltă tensiune au fost prioritizate în funcție de importanța liniei: linii de buclă între zone, linii care nu respectă normativele de proiectare referitoare la culoarele de trecere/protecție/siguranță, linii cu probleme privind fluidul (ulei) care generează costuri de întreținere mari.

Totodată pentru prioritizarea lucrărilor se are în vedere și tehnologia echipamentelor existente în stație pentru a reduce riscul cu privire la securitatea personalului de exploatare, dar și consumul înregistrat în stații și numărul de utilizatori racordați în stație.

Un alt aspect important care s-a avut în vedere la stabilirea lucrărilor necesare pentru retehnologizare și modernizarea rețelelor este legată de indisponibilitatea anumitor tehnologii pentru asigurarea unui nivel de digitalizare ridicat al rețelei (comunicațiile pe suport 3G și 2G indisponibile în viitor).

- Analize privind diagnoza și stabilirea necesarului de intervenții în rețelele de medie tensiune și joasă tensiune pentru îmbunătățirea calității serviciului de distribuție, prin descompunerea indicatorilor de calitate ai serviciului, în vederea identificării unor acțiuni țintite pentru îmbunătățirea acestora, atât din punct de vedere operativ cât și din punct de vedere al maximizării beneficiului adus de investiții.

Procedura internă prevede diagnoza comportării în exploatare din ultimii ani ai ciclului de reglementare precedent din punct de vedere al indicatorilor de calitate a serviciului, a numărului de incidente, analiza nivelului de digitalizare a rețelelor de medie tensiune (automatizare, nivel de noduri telecontrolate), descompunerea indicatorilor principali în indicatori secundari și analiză detaliată ulterioară privind cauzele incidentelor (vegetație, componentelor de rețea, etc), analiza privind evoluția costurilor de mentenanță și a compensațiilor plătite către utilizatori.

De asemenea și în punctele de alimentare/posturile de transformare trebuie avut în vedere criteriul de asigurare a securității personalului de exploatare.

Pentru rețeaua de joasă tensiune diagnoza presupune identificarea rețelelor de joasă tensiune cu impact în indicatorii de calitate a serviciului, analiza multicriterială realizându-se prin luarea în considerare a indicatorilor de calitate, costurilor de mentenanță, compensațiilor plătite pentru calitatea serviciului, numărului de deranjamente individuale și numărului de deranjamente colective

Pentru rețeaua de medie tensiune, diagnoza presupune identificarea rețelelor de medie tensiune cu impact în indicatorii de calitate a serviciului, analiza multicriterială realizându-se prin luarea în considerare a indicatorilor de calitate, costurilor de mentenanță și a compensațiilor plătite pentru calitatea serviciului

Analizele s-au bazat pe datele aferente ultimilor 3 ani (perioada 2022-2024). Pentru prioritizarea intervențiilor pe baza analizei multicriteriale a fost evaluată fiecare linie de medie tensiune și fiecare rețea de joasă tensiune arondată unui post de transformare, fiind selectate și analizate în detaliu 80% din numărul liniilor de medie tensiune (pe fiecare Regiune în parte) rezultate ca fiind prioritare pe baza unui scor mediu ponderat rezultat din analiza multicriterială și primele 600 de rețele de joasă tensiune ale posturilor de transformare, pentru care au fost propuse intervenții de îmbunătățire a indicatorilor sau de reducere CPT.

Analize suplimentare au fost realizate pentru identificarea liniilor cu nivel ridicat de încărcare fără depășirea capacității admisibile a acestora și a rețelelor de joasă tensiune cu lungimi mari cu nivel de încărcare ridicat menite să contribuie la reducerea pierderilor de energie din rețea.

Acțiunile identificate ca urmare a analizei regimurilor de funcționare sunt după cum urmează:

- **modernizarea și retehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;**
- **realizarea unor stații noi de transformare și/sau extinderea conexiunilor de medie tensiune pentru realizarea unor linii noi în vederea îmbunătățirii indicatorului de densitate de client/km de linie pentru a îmbunătăți calitatea serviciului de distribuție la utilizatori;**
- **realizarea unor linii noi de medie tensiune pentru reducerea numărului de clienți/ linie care în ultimii ani a crescut datorită trecerii din rural în urban;**
- **modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;**

- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G, tehnologii care în viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat și stabilirea unor acțiuni țintite de investiții și de verificări în teren;

2.6 Analize privind evoluția producției și a consumului de energie electrică în zona de licență, evaluarea necesarului de puncte de reîncărcare a vehiculelor, a potențialului de consum dispecerizabil

2.6.1 Analiza privind evoluția producției și a consumului

Referitor la prognoza energiei electrice distribuite și a puterii maxime cu care vor fi încărcate elementele rețelei de distribuție, depind în principal următorii factori:

- evoluția socială;
- evoluția politică,
- restructurarea economiei;
- modernizarea tehnologică și restructurarea industrială;
- modificarea condițiilor de viață;
- utilizarea energiei electrice pentru încălzitul locuințelor, spațiilor comerciale, de birouri, industriale, social – culturale și/sau pentru gatit;
- dinamica creșterii numărului de prosumatori;
- extinderea folosinței pompelor de căldură dinamica creșterii numărului de mijloace auto electrice corelat cu racordarea punctelor și stațiilor de încărcare a acestora;
- caracteristici ale zonei geografice;
- caracterul consumului urban - rural;
- înregistrările ultimilor ani referitoare la consumul de energie și putere electrică din zona Rețele Electrice România SA;
- planuri urbanistice generale;
- estimări ale evoluției puterii electrice la VSI, VDV și GNV pentru perioada 2026-2030-2035 transmise către OTS în vederea dimensionării rețelelor de înaltă tensiune și foarte înaltă tensiune;

Ipoteze pentru determinarea perspectivei **evoluției producției**:

Politicile de mediu bazate pe diminuarea emisiilor de GES și pe schimbarea atitudinilor sociale în favoarea „energiilor curate”, țintele impuse statelor membre UE referitor la reducere a emisiilor de gaze până în 2050, au impact și continuă să impacteze direct apariția producătorilor de „energie curată”. Aceste schimbări presupun :

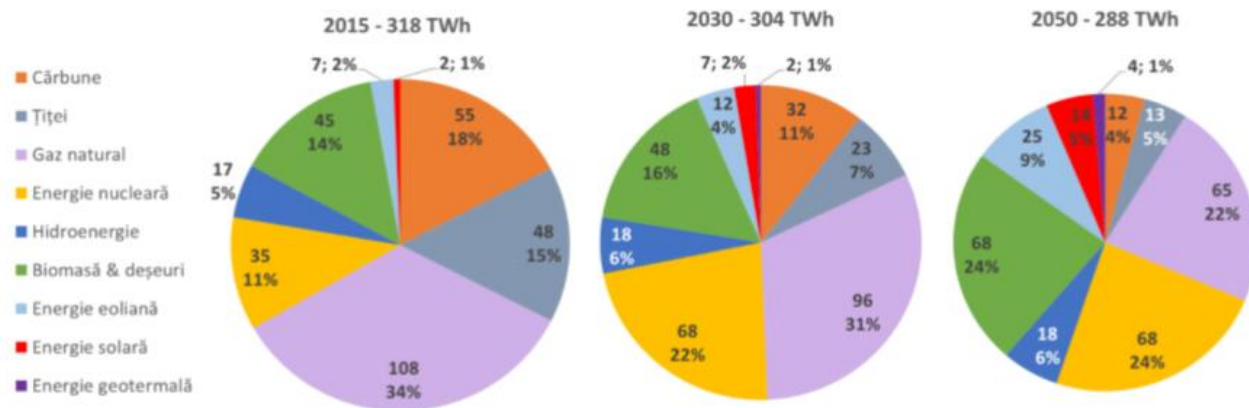
- dezvoltarea de rețele inteligente cu coordonare în timp real și cu comunicare în dublu sens, susținute de creșterea capacității de analiză și transmitere a volumelor mari de date, cu optimizarea consumului de energie;

- dezvoltarea de rețele inteligente sigure, flexibile și adaptabile și care contribuie la creșterea performanței sistemului energetic;
- întărirea rețelei de distribuție astfel încât să poată distribui în condiții de siguranță energia produsă de producători și tranzitată spre SEN;
- armonizarea regulilor de dispecerizare pentru toate tipurile de capacități;
- crearea unei entități de coordonare a activității operatorilor rețelelor de distribuție cu atribuții în integrarea SRE, producția distribuită de energie electrică etc.

Incurajarea creșterii producției de energie din surse eoliene și fotovoltaice ridică problema adecvantei SEN și a regulilor de funcționare a piețelor de energie electrică. Pe termen lung, creșterea producției descentralizate de energie electrică poate duce la un grad sporit de reziliență și necesitatea reorganizării întregului sistem de transport și distribuție, în mod special coroborat cu maturizarea **capacităților de stocare a energiei** electrice și a serviciilor de flexibilitate.

Trebuie menționat din nou că noua realitate geopolitică și de pe piața energiei, generată de criza din Ucraina, ce a amplificat criza energetică existentă la nivelul Uniunii Europene, a evidențiat faptul că utilizarea în continuare a cărbunelui la producerea energiei electrice trebuie privită ca o soluție temporară necesară, menită să contribuie la scăderea dependenței UE de o sursă nefiabilă de gaze naturale, ca etapă asumată în implementarea Pactului Ecologic European.

Evoluția producției de energie primară la nivel național după sursa de energie este ilustrată în figura de mai jos:

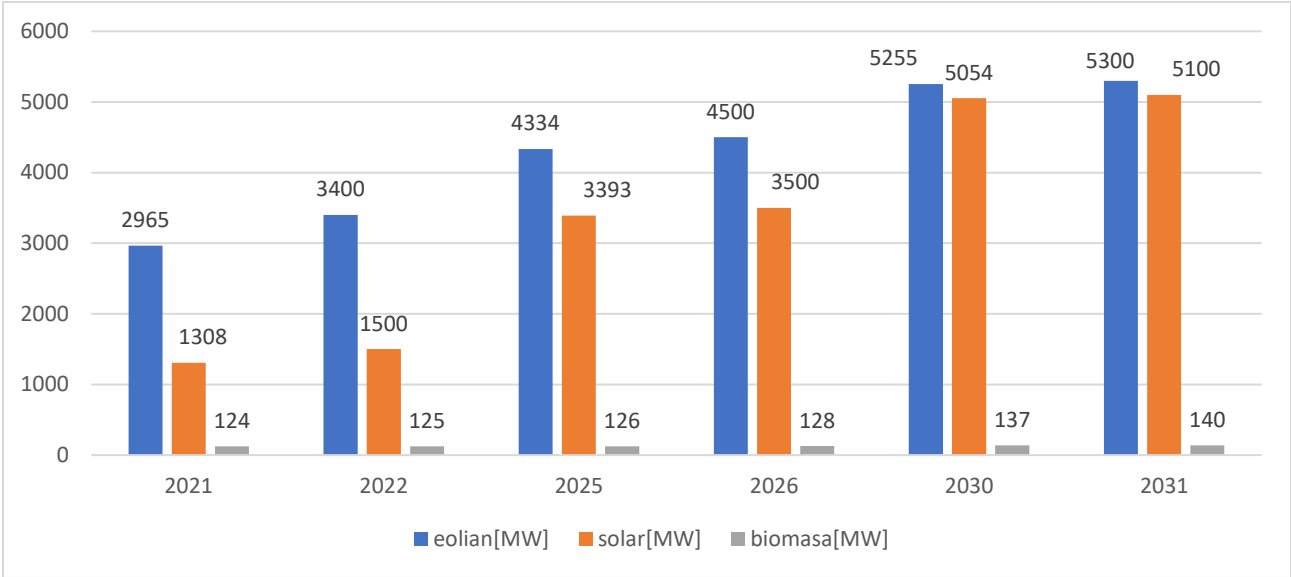


Sursa: PRIMES

Ipotezele care au stat la baza realizării scenariului de evoluție a capacității de producere pentru următorii zece ani, constau în intensificarea utilizării energiei din surse regenerabile, urmărind traiectoriile asumate în PNIEESC și reducerea participării cărbunelui în mixul de producere de energie electrică și termică.

Această evoluție presupune intrarea în exploatare de noi capacități de producere din surse regenerabile, în special eolian, fotovoltaic, dar și biomasă, în măsură mai mică.

Evoluția, la nivel național, a capacității de producere din surse regenerabile- (PNIESC) – ținte asumate pentru 2025-2030, este redată mai jos din surse Transelectrica, considerând realizări la 2021, estimare la 2022, interpolare/extrapolare 2026-2031



Se observă trendul pozitiv de evoluție a structurii capacității de producere în SEN, în sensul creșterii ponderii centralelor fără emisii de CO₂.

2.6.1.1 Regiunea Muntenia

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2021	2022	2023	2024	2025
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	240.758	234.467	250.264	267.949	261.027
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	3.065.110	3.069.797	3.004.178	3.151.440	3.017.445
		Joasă tensiune (0,4kV)	4.359.446	4.135.347	4.060.455	4.286.024	4.225.719
		TOTAL	7.665.313	7.439.611	7.314.896	7.705.414	7.504.191
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	3%	3%	3%	3%	3%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	40%	41%	41%	41%	40%
		Joasă tensiune (0,4kV)	57%	56%	56%	56%	56%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	-2,61%	6,74%	7,07%	-2,58%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	0,15%	-2,14%	4,90%	-4,25%

	Joasă tensiune (0,4kV)	-	-5,14%	-1,81%	5,56%	-1,41%
	TOTAL	-	-2,94%	-1,68%	5,34%	-2,61%

În perioada 2021-2025 în condițiile în care a fost permis accesul la rețea tuturor utilizatorilor în condiții

Tabel 2.62 Energia electrică consumată în perioada 2021-2024 cu estimarea lui 2025

reglementate, evoluția energiei distribuite a fost stabilă menținându-se în jurul unei valori anuale de 7,5 TWh. În tabelul 2.62 și în figura 2.33 este prezentată evoluția energiei distribuite 2021-2025.

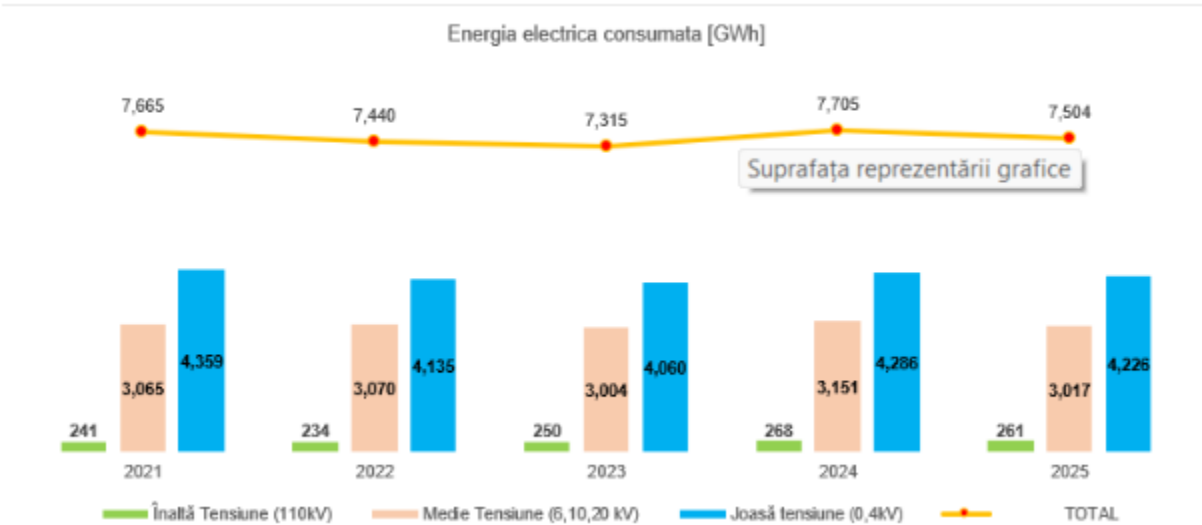


Figura 2.24 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025 pe niveluri de tensiune

Evoluția energiei intrate în contur total și detaliată pe energia produsă, energie primită din RET, primită de la alți OD și injectată de prosumatori de centralele racordate direct la rețeaua OD este prezentată în tabelul 63.

Tabel 2.63 Energia electrică intrată în perioada 2021-2024

An		2021	2022	2023	2024
Livrată centrale	[GWh]	2.559	2.221	2.302	2.085
	[% intrat contur]	28%	25%	26%	23%
	evoluție [%]	0,00%	-13,19%	3,64%	-9,41%
Primit RET	[GWh]	6.120	6.150	5.852	6.332
	[% intrat contur]	67%	70%	67%	69%
	evoluție [%]	0,00%	0,49%	-4,84%	8,21%
Primit alți OD	[GWh]	498	460	528	567

	[% intrat contur]	5%	5%	6%	6%
	evolutie [%]	0,00%	-7,62%	14,87%	7,40%
Prosumatori	[GWh]	2	11	66,12	129,69
	[% intrat contur]	0,025%	0,125%	0,756%	1,423%
	evolutie [%]	0,00%	385,57%	499,79%	96,14%
Total intrat contur	[GWh]	9.179	8.842	8.749	9.115
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%
	evolutie [%]	0,00%	-3,67%	-1,06%	4,19%

Un aspect important când vorbim de consum este profilul utilizatorului, mai exact este relevant mediul urban sau rural. Bucureștiul are un profil de consum urbanizat integral și o dezvoltare accelerată raportat la restul teritoriilor. De aceea, în București ne așteptăm la o creștere relevantă a energiei distribuite, atât la casnici cât și la noncasnici.

Din datele prezentate mai sus se evaluează următoarele:

- energia distribuită prezintă valori oscilatorii în jurul valorii de 7,5TWh;
- energia distribuită la înaltă tensiune înregistrează un trend ascendent, la medie tensiune între anii 2022-2023 în scădere după care se stabilizează, iar la joasă tensiune, cu excepția anilor de pandemie, se menține la o valoare stabilizată de 4,2TWh;
- energia intrată în contur urmărește evoluția energiei distribuite, cu un trend descrescător de la centralele racordate direct la rețeaua OD, o evoluție ascendentă a energiei intrate de la OTS și o evoluție descrescătoare pentru energia intrată de la alți OD;

Analiza privind evoluția necesarului de stații de încărcare și prosumatori

În perioada 2021-2024 referitor la stațiile de încărcare și prosumatori se evaluează următoarele:

- energia intrată de la prosumatori în prezent este în creștere dar ponderea acestora din total este nesemnificativă;

- chiar și în condițiile racordării direct la rețea sau în instalațiile de utilizare a stațiilor de încărcare vehicule electrice și a stațiilor de încărcare pentru alimentarea flotelor destinate transportului public în comun, datorită unui volum redus de stații, nu se evidențiază o creștere a energiei distribuite;

Odată cu creșterea numărului de **prosumatori**, întărirea/pregătirea rețelelor de distribuție pentru tranzitare energie electrică și pentru contorizare inteligentă devine o responsabilitate prioritară a OD.

În contextul recentelor modificări aduse cadrului de reglementare pentru accelerarea conectării la rețea a prosumatorilor, dar și ca urmare a programelor de susținere guvernamentale privind promovarea producerii de energie electrică din surse regenerabile de către prosumatori, pentru anul 2025 este prognozată creșterea numărului prosumatorilor, care ar putea depăși cifra de 24 500 la finele anului în curs, în zona Muntenia.

În ceea ce privește evoluția stațiilor de încărcare vehicule electrice, în baza informațiilor prezentate în PNIESC, în perioada 2023-2030, este estimată apariția unui volum de cca 87.000 de stații de încărcare publice/private cu o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de cca 40 MW și la GNV de 51 MW. De asemenea, pentru stațiile de încărcare vehicule destinate transportului public (exceptând metroul) a fost estimată apariția a 30 de locuri de consum dedicate, fiind considerată o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de 14 MW respectiv 27 MW la GNV.

Conform informațiilor actualizate din Strategia pe Termen Lung a României pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră – România Neutră în 2050, adoptată în noiembrie 2023, până în anul 2030 se estimează instalarea a 30.015 stații de încărcare pentru vehicule electrice, cu 28.179 mai multe decât în prezent.

Inițial, Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) prevedea instalarea a 30.000 de stații de încărcare până în 2026, însă, ulterior, numărul a fost ajustat la 22.600 de stații, din cauza reducerii fondurilor alocate.

Referitor la puterea maximă simultan absorbită, estimările inițiale indicau valori de 40 MW pentru vehiculele electrice și 51 MW pentru gazul natural vehicular (GNV). Cu toate acestea, având în vedere creșterea semnificativă a numărului de stații de încărcare planificate, este de așteptat ca și valorile puterii maxime absorbite să crească proporțional.

La acest moment nu există suficiente informații privind amplasamentele stațiilor de încărcare pentru vehiculele electrice, altele decât cele primite prin documentația de racordare reglementată, iar estimarea realizată în anul 2023 privind apariția acestui consum suplimentar nu s-a materializat, impactul noilor racordări din perioada 2021-2024 nefiind sesizabilă și nu au rezultat necesități de dezvoltare semnificativă a rețelei, fiind prevăzute numai lucrări pentru realizarea instalației de racordare. Având în vedere cele de mai sus, metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2026-2035 consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an. Prognoza de creștere de consum este similară cu previziunea de creștere din PNIESC/Strategia Energetică și Planul de Dezvoltare al RET.

De asemenea, este de așteptat ca, în perioada 2026-2035, să se intensifice implementarea stațiilor de încărcare pentru vehicule electrice, având în vedere creșterea cererii și extinderea rețelei de infrastructură electrică. Totuși, impactul acestora asupra rețelei electrice va rămâne în conformitate cu prognozele existente, fără a impune necesități majore de dezvoltare a rețelei. Excepția poate veni de la CNAIR, care și-a exprimat intenția să dezvolte stații de încărcare cu puteri de ordinul MW, în special în lungul drumurilor de mare viteză.

Astfel în contextul prognozei de creștere a consumului care conține inclusiv dezvoltarea locurilor de consum cu stații electrice de încărcare vehicule, în cadrul Planului de dezvoltare pentru perioada 2026-2035, în Anexa_10 Investiții se evidențiază lucrările pentru creșterea capacității de racordare.

Consumatori importanți

Un aspect important care se are în vedere pentru zona Muntenia este extinderea rețelei metropolitane de metrou din zona București (Magistrala 5 etapa II Eroilor-Piața Iancului, Magistrala 5 etapa III Piața Iancului

-Pantelimon și Magistrala 6 1 Mai-Otopeni) a căror alimentare cu energie electrică va impacta rețeaua de înaltă tensiune și foarte înaltă tensiune, urmare a faptului ca soluțiile de racordare sunt cu punct de racordare la 110 kV. Din experiența acumulată pentru Magistrala 5 de metrou puterea solicitată nu se regăsește în prezent în consumul liniilor dedicate pentru alimentare (fiind solicitat pentru Magistrala 5 o putere de 38 MW, iar consumul este de cca 5 MW).

În prezent există solicitări de racordare pentru centre de date pentru instituții publice sau clienți privați de cca 150 MW care în principal vor avea impact asupra rețelelor de înaltă tensiune și foarte înaltă tensiune soluțiile de racordare fiind în general din două surse distincte iar în cazul în care există surse diferite au fost prevăzute racorduri din două surse distincte.

Prognoza privind evoluția consumului

Având în vedere cele de mai sus, metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2026-2035 consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an. Prognoza de creștere de consum este similară cu previziunea de creștere din PNIESC/Strategia Energetică și Planul de Dezvoltare al RET (1,5%/an).

Prognoza privind evoluția producției

Există cereri de racordare în special în zona Giurgiu și zona Distribuție Energie Oltenia în instalații care funcționează buclat cu zona Giurgiu, de puteri mari care transformă rețeaua din zona Giurgiu în echivalentul unui nod de tip generator (producție mult mai mare față de consum), rețeaua de 110 kV de legătură cu zona Ilfov/București fiind limitată de numărul liniilor de interconexiune cu stațiile OTS și liniilor de legătură cu stațiile din zona Giurgiu și zona Ilfov. Cu solicitările de racordare în diverse stadii de analiză se prefigurează necesitatea realizării unei stații noi 110 kV/FIT pentru crearea posibilității de evacuare a întregii puteri solicitate în zona Giurgiu.

La acest moment nu există suficiente informații referitoare la proiectele care vor avansa și este dificilă previzionarea producției în viitor. Totuși în analiza efectuată pentru rețeaua de 110 kV au fost considerate solicitările de racordare aflate la 31.03.2025 în stadiul aviz tehnic de racordare emis și contract de racordare încheiate.

Rezultatele analizei pentru identificarea necesarului de lucrări în rețeaua de înaltă tensiune, în stațiile de transformare, în rețeaua de medie tensiune și în posturile și în rețeaua de joasă tensiune sunt detaliate în capitolul 2.6.2.

Potențialul de consum dispecerizabil

În urma analizelor de rețea se evidențiază faptul că nu sunt necesități de a introduce în rețea consum dispecerizabil datorită faptului că nu se înregistrează deficit de capacitate în instalațiile Rețele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia din punct de vedere al consumului pentru regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune, la nici unul din orizonturile de timp.

În prezent nu există solicitări pe consum dispecerizabil în zona Rețele Electrice Romania SA, regiunea Muntenia. Potențiali utilizatori cu consum dispecerizabil sunt reprezentanți de mari consumatori cum ar fi centrele de date cu puteri solicitate de 50 MW care au prevăzută rezervare și din instalațiile proprii și nu doar din rețeaua zona Muntenia.

Consultare publica-DRAFT

2.6.1.2 Regiunea Banat

În perioada 2021-2025 în condițiile care a fost permis accesul la rețea tuturor consumatorilor evoluția energiei distribuite a fost stabilă menținându-se în jurul unei valori anuale de 4,5 TWh. În tabelul 2.65 și în figura 2.34 este prezentată evoluția energiei distribuite 2021-2025.

Tabel 2.64 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2021	2022	2023	2024	2025
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	575.796	489.910	491.450	513.957	499.699
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	1.689.373	1.665.828	1.652.424	1.679.346	1.611.899
		Joasă tensiune (0,4kV)	2.307.708	2.196.842	2.112.186	2.205.799	2.172.302
		TOTAL	4.572.878	4.352.580	4.256.061	4.399.102	4.283.900
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	13%	11%	12%	12%	12%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	37%	38%	39%	38%	38%
		Joasă tensiune (0,4kV)	50%	50%	50%	50%	51%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	-14,92%	0,31%	4,58%	-2,77%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	-1,39%	-0,80%	1,63%	-4,02%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	-4,80%	-3,85%	4,43%	-1,52%
		TOTAL	-	-4,82%	-2,22%	3,36%	-2,62%

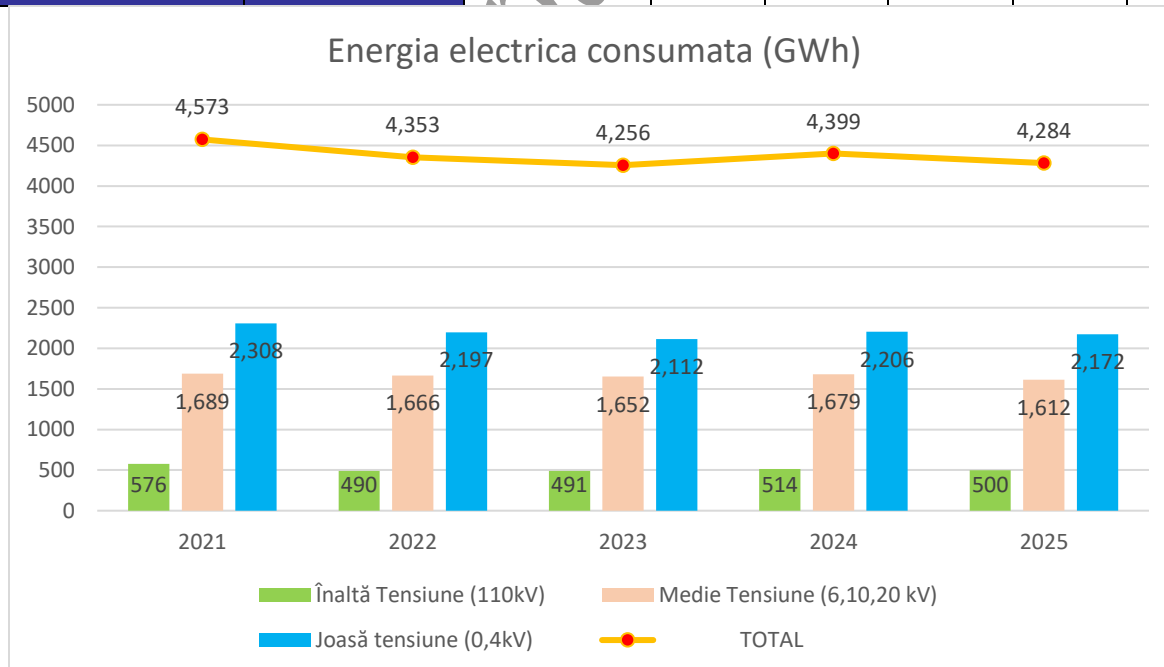


Figura 2.25 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025 pe niveluri de tensiune

Evoluția energiei intrate în contur total și detaliată pe energia produsă, energie primită din RET, primită de la alți OD și injectată de prosumatori de centralele racordate direct la rețeaua OD este prezentată în tabelul 2.66.

Tabel 2.65 Energia electrică intrată în perioada 2021-2024

An		2021	2022	2023	2024
Livrată centrale	[GWh]	2.559	2.221	2.302	2.085
	[% intrat contur]	28%	25%	26%	23%
	evolutie [%]	0,00%	-13,19%	3,64%	-9,41%
Primit RET	[GWh]	6.120	6.150	5.852	6.332
	[% intrat contur]	67%	70%	67%	69%
	evolutie [%]	0,00%	0,49%	-4,84%	8,21%
Primit alti OD	[GWh]	498	460	528	567
	[% intrat contur]	5%	5%	6%	6%
	evolutie [%]	0,00%	-7,62%	14,87%	7,40%
Prosumatori	[GWh]	2	11	66,12	129,69
	[% intrat contur]	0,025%	0,125%	0,756%	1,423%
	evolutie [%]	0,00%	385,57%	499,79%	96,14%
Total intrat contur	[GWh]	9.179	8.842	8.749	9.115
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%
	evolutie [%]	0,00%	-3,67%	-1,06%	4,19%

Din datele prezentate mai sus se evidențiază următoarele:

- energia distribuită prezintă valori oscilatorii în jurul valorii de 4,5TWh;
- energia distribuită la înaltă tensiune înregistrează un trend descendent, la medie tensiune este în scădere, iar joasă tensiune se menține la o valoare stabilizată de 2,2TWh;
- energia intrată în contur urmărește evoluția energiei distribuite, cu un trend descrescător de la centralele racordate direct la rețeaua OD, o evoluție ascendentă a energiei intrate de la OTS și o evoluție descrescătoare pentru energia intrată de la alți OD;

Analiza privind evoluția necesarului de stații de încărcare și prosumatori

În perioada 2021-2024 referitor la stațiile de încărcare și prosumatori se evidențiază următoarele:

- energia intrată de la prosumatori în prezent este în creștere dar ponderea acestora din total este nesemnificativă;
- chiar și în condițiile racordării direct la rețea sau în instalațiile de utilizare a stațiilor de încărcare vehicule electrice și a stațiilor de încărcare pentru alimentarea flotelor destinate transportului public în comun, datorată unui volum redus de stații, nu se evidențiază o creștere a energiei distribuite;

Odată cu creșterea numărului de **prosumatori**, întărirea/pregătirea rețelelor de distribuție pentru tranzitare energie electrică și pentru contorizare inteligentă devine o responsabilitate prioritară a OD.

În contextul recentelor modificări aduse cadrului de reglementare pentru accelerarea conectării la rețea a prosumatorilor, dar și ca urmare a programelor de susținere guvernamentale privind promovarea producerii de energie electrică din surse regenerabile de către prosumatori, pentru anul 2025 este prognozată creșterea numărului prosumatorilor, care ar putea depăși aproximativ 25 500 la finele anului în curs, în zona Banat.

În ceea ce privește evoluția stațiilor de încărcare vehicule electrice, în baza informațiilor prezentate în PNIESC, în perioada 2023-2030, este stimată apariția unui volum de cca 62.000 de stații de încărcare publice/private cu o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de cca 29 MW și la GNV de 39 MW. De asemenea pentru stațiile de încărcare vehicule destinate transportului public (exceptând metroul) a fost estimată apariția 76 de locuri de consum dedicate fiind considerată o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de 35 MW respectiv 68 MW la GNV.

La acest moment nu există suficiente informații privind amplasamentele stațiilor de încărcare pentru vehiculele electrice iar estimarea realizată în anul 2023 privind apariția acestui consum suplimentar nu s-a materializat, impactul noilor racordări din perioada 2021-2024 nefiind sesizabilă și nu au rezultat necesități de dezvoltare semnificativă a rețelei, fiind prevăzute numai lucrări pentru realizarea instalației de racordare.

Având în vedere cele de mai sus metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2026-2035 consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an. Prognoza de creștere de consum este similară cu previziunea de creștere din PNIESC/Strategia Energetică și Planul de Dezvoltare al RET (1,5%/an)

Astfel în contextul prognozei de creștere a consumului care conține inclusiv dezvoltarea locurilor de consum cu stații electrice de încărcare vehicule, în cadrul Planului de dezvoltare pentru perioada 2026-2025

Prognoza privind evoluția consumului

Având în vedere cele de mai sus metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2026-2035 consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an. Prognoza de creștere de consum este similară cu previziunea de creștere din PNIESC/Strategia Energetică și Planul de Dezvoltare al RET (1,5%/an).

Prognoza privind evoluția producției

Există cereri de racordare în special în zonele Caras-Severin, Timiș și Arad de puteri mari ce vor transforma rețelele din zona în echivalentul unor noduri de tip generator (producție mult mai mare față de consum). Cu solicitările de racordare în diverse stadii de analiză se prefigurează necesitatea unor întăriri de rețea pentru crearea posibilității de evacuare a întregii puterii solicitate.

La acest moment nu există suficiente informații referitoare la proiectele care vor avansa și este dificilă previzionarea producției în viitor. Totuși în analiza efectuată pentru rețeaua de 110 kV au fost considerate solicitările de racordare aflate la 31.03.2025 în stadiul aviz tehnic de racordare emis și contract de racordare încheiate.

Potentialul de consum dispecerizabil

În urma analizelor de rețea prezentate în capitolul 2.6.2 se evidențiază faptul că nu sunt necesități de a introduce în rețea consum dispecerizabil datorită faptului că nu se înregistrează deficit de capacitate în instalațiile Rețele Electrice Romania, zona Banat din punct de vedere al consumului pentru regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune, la nici unul din orizonturile de timp.

2.6.1.3 Regiunea Dobrogea

În perioada 2021-2025 în condițiile în care a fost permis accesul la rețea tuturor consumatorilor evoluția energiei distribuite a fost stabilă menținându-se în jurul unei valori anuale de 3,6 TWh. În tabelul 2.68 și în figura 2.35 este prezentată evoluția energiei distribuite 2021-2025.

Tabel 2.66 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2021	2022	2023	2024	2025
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	851.147	943.421	901.051	823.861	832.698
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	1.003.573	1.001.398	942.002	988.503	929.054
		Joasă tensiune (0,4kV)	1.900.543	1.786.429	1.741.049	1.835.884	1.807.210
		TOTAL	3.755.263	3.731.248	3.584.101	3.648.247	3.568.962
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	23%	25%	25%	23%	23%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	27%	27%	26%	27%	26%
		Joasă tensiune (0,4kV)	51%	48%	49%	50%	51%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-5,54%	10,84%	-4,49%	-8,57%	1,07%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	6,54%	-0,22%	-5,93%	4,94%	-6,01%
		Joasă tensiune (0,4kV)	9,16%	-6,00%	-2,54%	5,45%	-1,56%
		TOTAL	4,78%	-0,64%	-3,94%	1,79%	-2,17%

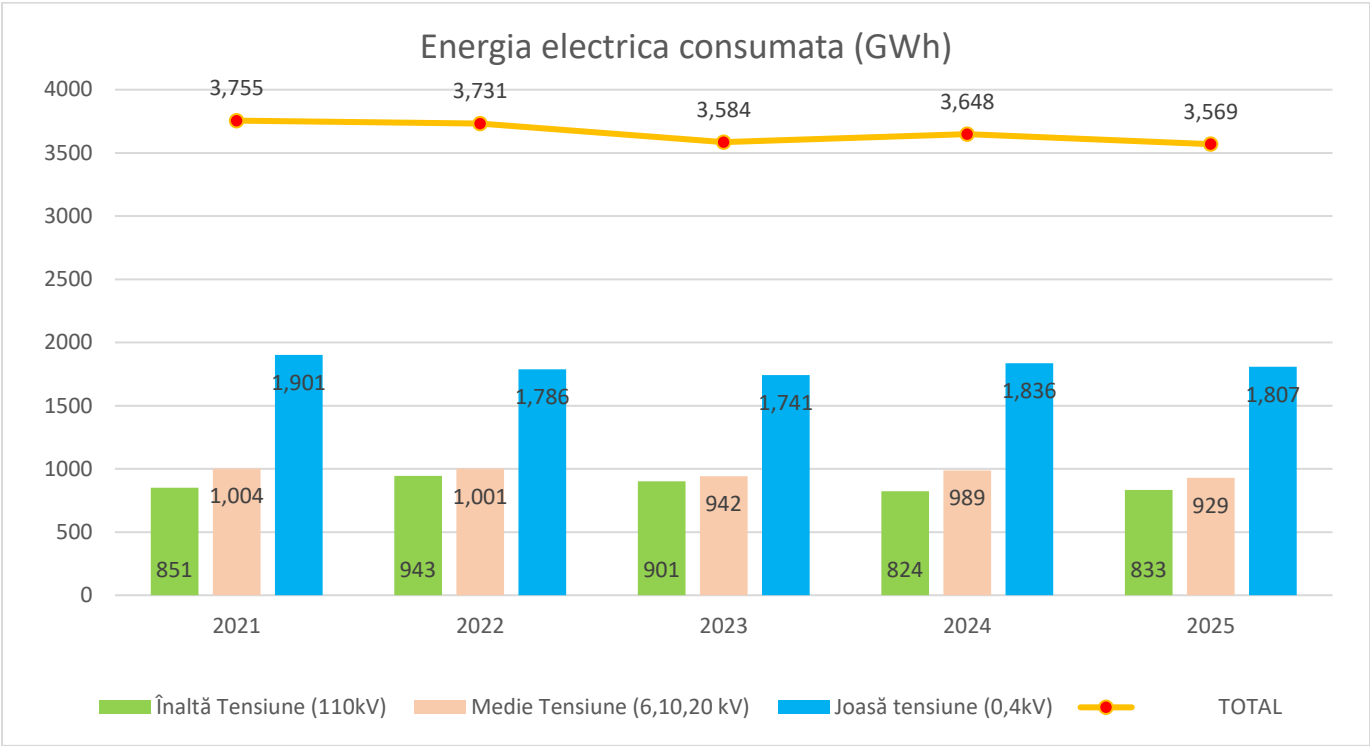


Figura 2.26 Energia electrică distribuită în perioada 2021-2025 pe nivele de tensiuni

Evoluția energiei intrate în contur total și detaliată pe energia produsă, energie primită din RET, primită de la alți OD și injectată de prosumatori de centralele racordate direct la rețeaua OD este prezentată în tabelul 2.69.

Tabel 2.67 Energia electrică intrata în perioada 2021-2024

An		2021	2022	2023	2024
Livrată centrale	[GWh]	2.801	2.975	3.258	2.857
	[% intrat contur]	50%	51%	60%	52%
	evolutie [%]	-14,04%	6,22%	9,52%	-12,31%
Primit RET	[GWh]	2.733	2.819	2.033	2.530
	[% intrat contur]	49%	48%	37%	46%
	evolutie [%]	34,48%	3,12%	-27,88%	24,49%
Primit alti OD	[GWh]	91	89	167	120
	[% intrat contur]	2%	2%	3%	2%
	evolutie [%]	-45,69%	-1,79%	87,50%	-28,28%
Prosumatori	[GWh]	1	7	33,28	66,27
	[% intrat contur]	0,025%	0,114%	0,610%	1,203%

	evolutie [%]	-	368,34%	396,60%	99,17%
Total intrat contur	[GWh]	5.625	5.883	5.458	5.507
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%
	evolutie [%]	0,00%	4,58%	-7,22%	0,90%

Din datele prezentate mai sus se evidentiază următoarele:

- energia distribuită prezintă valori oscilatorii în jurul valorii de 3,7 TWh
- energia distribuită la toate nivelurile de tensiune s-a menținut la o valoare aproximativ constantă
- energia intrată în contur urmarește evoluția energiei distribuite, cu un trend ușor crescător de la centralele racordate direct la rețeaua OD, o evoluție ascendentă a energiei intrate de la OTS și o evoluție descrescătoare pentru energia intrată de la alți OD;

Analiza privind evoluția necesarului de stații de încărcare și prosumatori

În perioada 2021-2024 referitor la stațiile de încărcare și prosumatori se evidentiază următoarele:

- energia intrată de la prosumatori în prezent este în creștere dar ponderea acesteia din total este nesemnificativă;
- chiar și în condițiile racordării direct la rețea sau în instalațiile de utilizare a stațiilor de încărcare vehicule electrice și a stațiilor de încărcare pentru alimentarea flotelor destinate transportului public în comun, nu se evidentiază încă, datorită unui volum redus de stații, o creștere a energiei distribuite;

Odată cu creșterea numărului de **prosumatori**, întărirea/pregătirea rețelelor de distribuție pentru tranzitare energie electrică și pentru contorizare inteligentă devine o responsabilitate prioritară a OD.

În contextul recentelor modificări aduse cadrului de reglementare pentru accelerarea conectării la rețea a prosumatorilor, dar și ca urmare a programelor de susținere guvernamentale privind promovarea producerii de energie electrică din surse regenerabile de către prosumatori, pentru anul 2025 este prognozată creșterea numărului prosumatorilor, care ar putea depăși aproximativ 20.000 la finele anului în curs, în zona Dobrogea. În ceea ce privește evoluția stațiilor de încărcare vehicule electrice este estimată, în baza informațiilor prezentate în PNIESC, apariția în perioada 2023-2030, a unui volum de cca 44.000 de stații de încărcare publice/private cu o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de cca 21 MW și la GNV de 28 MW, de asemenea pentru stațiile de încărcare vehicule destinate transportului public a fost estimată apariția a 21 de locuri de consum dedicate fiind estimată o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de 10 MW respectiv 19 MW la GNV.

La acest moment nu există suficiente informații privind amplasamentele stațiilor de încărcare pentru vehiculele electrice iar estimarea realizată în anul 2023 privind apariția acestui consum suplimentar nu s-a materializat, impactul noilor racordări din perioada 2021-2024 nefiind sesizabil și nu au rezultat necesități de dezvoltare semnificativă a rețelei, fiind prevăzute numai lucrări pentru realizarea instalației de racordare. Având în vedere cele de mai sus, metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2026-2035 consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an. Prognoza de creștere de consum este similară cu previziunea de creștere din PNIESC/Strategia Energetica și Planul de Dezvoltare al RET.

Proгноza privind evoluția consumului

Având în vedere cele de mai sus metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2026-2035 consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an. Proгноza de creștere de consum este similară cu previziunea de creștere din PNIESC/Strategia Energetica și Planul de Dezvoltare al RET (1,5%/an).

Proгноza privind evoluția producției

Există cereri de racordare în special în zonele Călărași și Ialomița de puteri mari ce vor transforma rețelele din zona în echivalentul unor noduri de tip generator (producție mult mai mare față de consum), similar cu situația existentă a zonelor Constanța și Tulcea. Cu solicitările de racordare în diverse stadii de analiză se prefigurează necesitatea unor întăriri de rețea pentru crearea posibilității de evacuare a întregii puterii solicitate.

La acest moment nu există suficiente informații referitoare la proiectele care vor avansa și este dificilă previzionarea producției în viitor. Totuși în analiza efectuată pentru rețeaua de 110 kV au fost considerate solicitările de racordare aflate la 31.03.2025 în stadiul aviz tehnic de racordare emis și contract de racordare încheiate.

Potențialul de consum dispecerizabil

În urma analizelor de rețea prezentate în capitolul 2.6.2 se evidențiază faptul că nu sunt necesități de a introduce în rețea consum dispecerizabil datorită faptului că nu se înregistrează deficit de capacitate în instalațiile Rețele Electrice România zona Dobrogea din punct de vedere al consumului pentru regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune, la nici unul din orizonturile de timp.

Rezultatele analizei pentru identificarea necesarului de lucrări în rețeaua de înaltă tensiune, în stațiile de transformare, în rețeaua de medie tensiune și în posturile și în rețeaua de joasă tensiune sunt detaliate în capitolul 2.6.2.

2.6.2 Analiza rețelei

Rețeaua de înaltă tensiune

Considerații generale

Pentru identificarea necesității de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție ca urmare a prognozei de consum, cât și pe baza cererilor de racordare de centrale electrice din surse regenerabile de energie s-au luat în considerare următoarele ipoteze de calcul:

- schema normală de funcționare a rețelei de 110 kV vara 2025;
- consumul în nodurile rețelei de IT utilizate în analizele de load-flow sunt cele rezultate ca urmare a aplicării scenariului de evoluție a consumului pentru perioada 2026-2035, având ca baza de plecare consumurile înregistrate în zilele caracteristice definite la nivelul anului 2024;
- s-a analizat palierul VDV, pentru un orizont de termen mediu (+5 ani) și lung (+10 ani), în acest caz se va considera la VDV curentul admisibil corespunzător temperaturii de 40°C. Având în vedere limitele termice admisibile ale liniilor de înaltă tensiune în funcție de temperatura mediului ambiant regimul pentru vârful de dimineață vară este considerat acoperitor pentru celelalte regimuri;
- În stațiile Transelectrica plot-urile T/AT s-au considerat pe poziția mediană;
- Centralele fotovoltaice s-au considerat încărcate la 80% din puterea nominală în rețeaua 110 kV din zona Rețele Electrice Romania;
- producătorii cu soluții de racordare la MT s-au considerat racordați pe barele de 110 kV ale stațiilor de transformare;
- s-au implementat noile instalații electrice (stații, linii) conform datelor estimate PIF.

Etape și scenarii de analiză a impactului asupra RED și a elementelor de rețea ce asigură interfața cu RET

Analizele au fost realizate pentru următoarele etape și scenarii:

- Etapa 2026:
 - Prognoza consum fără producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT;
 - Prognoza consum și producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT (producători PIF);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;
- Etapa 2030:
 - Prognoza consum fără producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT;
 - Prognoza consum și producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT (producători PIF și cei cu CR/ATR valabile la data de 31.03.2025);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;
- Etapa 2035:
 - Prognoza consum fără producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT;
 - Prognoza consum și producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT (producători PIF și cei cu CR/ATR valabile la data de 31.03.2025);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;

2.6.2.1 Regiunea Muntenia

Pentru regimul în care producția din surse regenerabile s-a deconectat, iar singurele grupuri luate în calcul sunt CET Progresu (TA3-40 MW) și CET București Sud (TA4-60MW), cu prognoza aferentă palierului VDV s-au identificat depășiri ale sarcinii nominale la criteriul cu N-1 elemente în funcțiune pe AT1/AT2 220/110 Fundeni și T1/T2 400/110 kV Domnesti.

Utilizând datele de consum înregistrate la ziua caracteristică de vară 2024 la care s-a aplicat un coeficient de creștere anuală de 1,6%, respectiv luând în considerare consumatorii/producătorii conform scenariilor definite anterior s-au obținut următoarele:

Etapa 2026

S-au luat în considerare noile instalații rezultate ținând cont de următoarele:

Cereri de racordare

- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Mall Promenada;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Centru de date 2;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Centru de date 3;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Balotesti;

Lucrări de creștere a capacității de racordare și modernizare:

- înlocuire LES 110 kV Băneasa – Pajura;
- înlocuire LES 110 kV Panduri – Centru;
- realizare LES nou 110 kV Balotești – Otopeni
- instalare transformator suplimentar T3 250 MVA 400/110 kV București Sud (inclusă în 2026- Plan dezvoltare RET)

Lucrări de întărire (componenta Ti):

Reconductoare LEA 110 kV Domnești – Mihăilești

Reconductoare LEA 110 kV Ghizdaru – Nicolae Caranfil

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune până la data de 31.03.2025 cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2026 sunt prezentate în tabelul 2.71.

Tabel 2.68 Prognoza consum / SRE PIF

Judet	2026			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
București	1341	14	-	-
Ilfov	295	72	-	-
Giurgiu	66	245	-	-

Etapa 2030

Față de scenariul 2026 au fost considerate următoarele lucrări de creștere a capacității de racordare și modernizare:

- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Fabrică de Glucoză;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Antiaeriană;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Voluntari;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Centru de date 1;
- înlocuire LES 110 kV București Sud – Centru;
- înlocuire LES 110 kV București Sud – Balta Albă;
- trecere din LEA în LES 110 kV Crângași – Bujoreni
- trecere din LEA în LES 110 kV Domnești – IFA
- realizare LES nou 110 kV Balotești – Buftea
- un autotransformator suplimentar AT 3 400 MVA 220/110 kV Fundeni (inclus în 2027 - Plan dezvoltare RET)

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune, contractelor de racordare, avizelor tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2030 sunt prezentate în tabelul 2.72.

Tabel 2.69 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR

Judet	2030			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
București	1429	14	1	11
Ilfov	315	72	151	135
Giurgiu	71	245	269	138

Etapa 2035

Față de scenariul 2030 au fost considerate următoarele lucrări de creștere a capacității de racordare și modernizare:

- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Henry Coandă;
- înlocuire LES 110 kV Vulcan – Sălaj;
- înlocuire LES 110 kV Toporași – Jilava C1;
- înlocuire LES 110 kV Toporași – Jilava C2;
- înlocuire LES 110 kV Filaret – Văcărești;
- înlocuire LES 110 kV Toporași – Văcărești;
- înlocuire LEA+LES 110 kV CET Sud – IMGB C1;
- înlocuire LEA+LES 110 kV CET Sud – IMGB C2;
- înlocuire LES 110 kV Pajura – Laromet;
- înlocuire LES 110 kV Pajura – Timpuri Noi;

- înlocuire LES 110 kV Pajura – Crângași;
- trecere din LEA în LES 110 kV Cotroceni – Bujoreni;
- trecere din LEA în LES 110 kV Fundeni – Pipera 1;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune, contractelor de racordare, avizelor tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2035 sunt prezentate în tabelul 2.73.

Tabel 2.70 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR

Judet	2035			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
București	1547	14	1	11
Ilfov	341	72	151	135
Giurgiu	76	245	269	138

Din analizele efectuate pentru orizonturile 2026-2030-2035 în scenariile prezentate mai sus rezultă următoarele:

- **Scenariul fără producție**

Analizele de circulații de puteri s-au realizat considerând producția din surse regenerabile deconectată. Singurele grupuri luate în calcul sunt CET Progresu (TA3-40 MW) și CET București Sud (TA4-60MW), cu prognoza de consum aferentă palierului VDV.

Orizontul 2026

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.73) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Rețele Electrice Romania (Regiunea Muntenia).
La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica.
- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.74:

Tabel 2.71 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsurile operative pentru eliminarea criticității		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsurile operative	Lungime [km]	I _{max} [A]
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C1	754	169	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Domnești – Chitila (deriv. CEFIN și Dragomirești)	575	158	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Militari – Bujoreni C2	575	156	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Militari – Bujoreni C1	575	135	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C2	754	131	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Domnesti - IFA	428	120	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Grozavesti - Militari	1030	112	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Domnesti – Centrul de date 2 (C1)	1050	112	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Centrul de date 2 - Militari (C1)	1050	112	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Domnesti – Centrul de date 2 (C2)	1050	112	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Centrul de date 2 - Militari (C2)	1050	112	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	164	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	142	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	AT1 220/110 kV Fundeni	400	145	Transfer de sarcina în RED 110 kV din zona Est pe zonele Vest și Sud	-	-
B	N-1	AT1 220/110 kV Fundeni	400	145	Transfer de sarcina în RED 110 kV din zona Est pe zonele Vest și Sud	-	-

Orizontul 2030

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.74) nu s-au identificat

depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Rețele Electrice Romania (Regiunea Muntenia).

La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica.

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.75:

Tabel 2.72 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C1	754	193	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Jilava – Progresu C1	499	140	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Domnesti – Centrul de date 2 (C1)	1050	149	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Centrul de date 2 - Militari (C1)	1050	149	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Militari – Bujoreni C1	575	186	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Jilava – Progresu C2	499	117	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Militari – Bujoreni C2	575	134	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	122	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	117	Masuri operative în RED 110 kV	-	-

Orizontul 2035

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.75) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Rețele Electrice Romania (Regiunea Muntenia).
Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.76.

Tabel 2.73 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C1	754	157	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Jilava – Progresu C2	499	124	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Domnesti – Centrul de date 2 (C1)	1050	117	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Centrul de date 2 - Militari (C1)	1050	117	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Militari – Bujoreni C1	575	111	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	109	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	107	Masuri operative în RED 110 kV	-	-

Având în vedere suprasarcinile identificate pe liniile 110 kV cât și pe transformatoarele T1 și T2 400/110 kV din stația Domnesti se vor monitoriza aceste elemente de rețea și în funcție de evoluția consumului se vor propune soluții de creștere a capacității liniilor de 110 kV și creștere a capacității de transfer între surse prin rețeaua 110 kV Retele Electrice Romania, corelate și cu dezvoltarea rețelei OTS pentru care, în conformitate cu ultimul studiu de dezvoltare, s-au inclus stațiile de 400/110 kV Grozăvești și Fundeni în vederea închiderii inelului de 400 kV.

- **Scenariul cu producție**

Orizontul 2026

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.24) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Retele Electrice Romania (Regiunea Muntenia).
La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica.
- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.77.

Tabel 2.74 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	I _{max} [A]
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C1	754	144	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Militari – Bujoreni C2	575	118	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Militari – Bujoreni C1	575	111	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Centrul de date 2 - Militari (C1)	1050	103	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	175	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	178	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	AT1 220/110 kV Fundeni	400	146	Transfer de sarcina în RED 110 kV din zona Est pe zonele Vest și Sud	-	-
B	N-1	AT1 220/110 kV Fundeni	400	146	Transfer de sarcina în RED 110 kV din zona Est pe zonele Vest și Sud	-	-

Orizontul 2030

În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.24) au rezultat următoarele:

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.78.

Tabel 2.75 Congestii - elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	I _{max} [A]
G	N	Clejani - Mihăilești	428	184	Reconductorare	21,3	850
IF	N	Fundulea - Solex	428	181	Reconductorare	23,6	850
G	N	Videle - Marsa	428	173	Reconductorare	12	850
IF	N	Domnești - Mihăilești	850	152	2 LES noi Marsa-Domnesti + 1 bobina 50 MVar	50	850
IF	N	Jilava -Colibasi	428	145	Reconductorare	23,4	850

G	N	Copaceni - Uzun	428	151	Reconductorare	15,3	850
IF	N	Copaceni - Jilava	428	139	Reconductorare	15,3	850
IF	N	Glina – Popești Leordeni	428	129	Reconductorare	7	850
IF	N	Solex – FCME	428	129	Reconductorare	6	850
IF	N	București Sud – Popești Leordeni	428	103	Reconductorare	6,4	850

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.79:

Tabel 2.76 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsurile operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsurile operative	Lungime [km]	Imax [A]
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C1	754	144	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	FCME - Dudești	499	208	Reconductorare	5,9	850
B	N-1	București Sud - Dudești	499	208	Reconductorare	4,4	850
IF	N	Videle – Nicolae Caranfil	428	195	Reconductorare	26,8	850
IF	N-1	Militari – Bujoreni C2	575	162	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Solex - Dudești	499	141	Reconductorare	5,9	850
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C2	754	132	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Grozavești - Militari	1030	125	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Domnești – Chitila (deriv. CEFIN și Dragomirești)	575	125	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Dudești - Glina	499	121	Reconductorare	5,7	850
IF	N-1	Domnești – Marșa Domnești	1050	116	Al 3-lea LES nou Marșa Domnești	50	850
B	N-1	Centrul de date 2 (C2)	1050	111	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Videle – Marșa	1050	116	Stția 400/110 kV Babaita și LES 110 kV Babaita - Videle	20	850
IF	N-1	Domnești – Mihailiști	850	108	Al 3-lea LES nou Marșa Domnești	50	850
IF	N-1	Militari – Bujoreni C1	575	102	Măsurile operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Fundulea – Solex	850	101	LEA noua Fundulea - Solex	23,6	850
B	N-1	Domnești – Centrul de date 2 (C1)	1050	101	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-

Orizontul 2035

- În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice RED/RET cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.75), a lucrărilor de întărire a rețelei electrice de 110 kV identificate ca fiind necesare la etapa 2030 și a manevrelor operative, nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED/RET pentru ambele regimuri de funcționare analizate cu N și N-1 elemente în funcțiune.
- La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica.

Pentru scenariile fara productie din surse regenerabile, luând în calcul doar prognoza de consum pentru etapele 2026-2030-2035 au rezultat următoarele:

- s-au fost identificat suprasarcini la regimul cu N-1 elemente în funcțiune, pe elementele de rețea din proprietatea OTS stația Fundeni (ambele autotransformatoare) la orizontul 2026 care se rezolvă preventiv prin transferul de sarcină (deoarece nivelul de încărcare al rețelei permite iar riscul în prezent nu este semnificativ) prin intermediul rețelei de 110 kV Rețele Electrice Romania pe alte surse (București Sud, Domnești) și stația Domnesti (transformatoarele T1 și T2 racordate la secția 1A și secția 1B) care se rezolvă prin modificări de schemă operativă prin preluarea consumului pe T3 (racordat la secțiile 2A și 2B cu acces la ambele secții de bare 1A și 1B).

Considerând evoluția riscului corelat cu creșterea consumului prognozat care impacteaza stația Fundeni rezultă necesitatea amplificării stației Fundeni lucrare inclusă în Planul de Dezvoltare RET prin instalarea celui de-al treilea transformator.

- s-au fost identificat suprasarcini la regimul cu N-1 elemente în funcțiune, pe elementele de rețea 110 kV care se rezolvă operativ prin manevre de preluare a sarcinii local sau pe alte linii de 110 kV.

Pentru scenariul cu producție (SRE – PIF+CR+ATR valabile la 31.03.2025) s-au identificat suprasarcini în RED 110 kV încă de la criteriul cu N elemente în funcțiune începând cu etapa 2030. Suprasarcina este datorată fluxului de putere evacuat de către sursele regenerabile de energie considerate în zona de rețea aflată în gestiunea Rețele Electrice Romania cât și a Distribuției Energie Oltenia, rețelele electrice fiind buclate. Pentru analiza de regimuri de funcționare s-au luat în considerare toți consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an respectiv toate sursele de producție existente aflate în diverse faze ale procesului de racordare la data de 31.03.2025, rezultand următoarele:

Tabel 2.77 Prognoza de crestere consum

Judet	2026	2030	2035
	Consum	Consum	Consum
	[MW]	[MW]	[MW]
București	1210	1366	1509
Ilfov	309	329	374
Giurgiu	57	61	66

Tabel 2.78 Prognoza de crestere productie

Judet	2024	2028	2033
	SRE	SRE	SRE
	[MW]	[MW]	[MW]
București	14	26	26
Ilfov	72	358	358
Giurgiu	245	652	652

Din analiza de regimuri de funcționare considerand prognozele de consum si racordarea tuturor producatorilor ce detineau cel puțin avize tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, incepand cu anul 2030, a rezultat în regimul de funcționare cu producție că racordarea suplimentară a producătorilor din zona Muntenia-Giurgiu și din zona Distribuție Energie Oltenia a cărei RED 110 kV funcționează interconectat cu rețeaua Rețele Electrice Romania generează suprasarcini la N și N-1 elemnete in funțiune.

Tabel 2.79 Congestii – N elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
G	N	Clejani - Mihăilești	428	184	Reconductorare	21,3	850
IF	N	Fundulea - Solex	428	181	Reconductorare	23,6	850
G	N	Videle - Marsa	428	173	Reconductorare	12	850
IF	N	Domnești - Mihăilești	850	152	2 LES noi Marsa-Domnesti + 1 bobina 50 MVar	50	850
G	N	Copaceni - Uzunu	428	151	Reconductorare	15,3	850
IF	N	Copaceni - Jilava	428	139	Reconductorare	15,3	850
IF	N	Glina – Popești Leordeni	428	129	Reconductorare	7	850
IF	N	Solex – FCME	428	129	Reconductorare	6	850
IF	N	Bucuresti Sud – Popești Leordeni	428	103	Reconductorare	6,4	850

Tabel 2.80 Congestii – N-1 elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C1	754	144	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	FCME - Dudesti	499	208	Reconductorare	5,9	850

B	N-1	Bucuresti Sud - Duesti	499	208	Reconductorare	4,4	850
IF	N	Videle – Nicolae Caranfil	428	195	Reconductorare	26,8	850
IF	N-1	Militari – Bujoreni C2	575	162	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Solex - Duesti	499	141	Reconductorare	5,9	850
IF	N-1	Domnești – Bujoreni C2	754	132	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Grozavesti - Militari	1030	125	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Domnești – Chitila (deriv. CEFIN și Dragomirești)	575	125	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Duesti - Glina	499	121	Reconductorare	5,7	850
IF	N-1	Domnești – Marsa	1050	116	Al 3-lea LES nou Marsa-Domnesti	50	850
B	N-1	Centrul de date 2 (C2)	1050	111	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Videle – Marsa	1050	116	Statia 400/110 kV Babaita si LES 110 kV Babaita - Videle	20	850
IF	N-1	Domnești – Mihăilești	850	108	Al 3-lea LES nou Marsa-Domnesti	50	850
IF	N-1	Militari – Bujoreni C1	575	102	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Fundulea – Solex	850	101	LEA noua Fundulea - Solex	23,6	850
B	N-1	Domnesti – Centrul de date 2 (C1)	1050	101	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-

Având în vedere faptul că s-au luat în considerare inclusiv cererile cu ATR/CR ce prezintă incertitudini asupra finalizării instalațiilor de racordare și utilizare respectiv configurația rețelei electrice, rezultatele circulațiilor de puteri se modifică substanțial în funcție de ordinea cronologică în care producătorii vor solicita punerea în funcțiune, punctul de racordare al acestora, apariția unor prosumatori de puteri mari (parcuri industriale ce își vor reduce consumul datorită producției locale), nu se poate defini ordinea lucrărilor de întărire sau câte vor fi necesare din cele identificate la momentul realizării analizelor.

Lucrările de reconductorare a liniilor 110 kV Domnești – Mihăilești și Ghizdaru – Nicolae Caranfil prevăzute în avizele tehnice de racordare ale producătorilor, sunt în curs de execuție, acestea fiind finanțate prin componenta T1 a tariful de racordare.

Capacitatea disponibilă generată de realizarea a celor două lucrări de întărire este următoarea:

Denumire lucrare	Județ	Lungime	Capacitate disponibilă	Valoare [mii lei]
Reconductorare LEA 110 kV Domnesti – Mihailesti – Lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție în scopul preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile.	Ilfov	Domnesti – Mihailesti - 16,9 km	40 MVA*	6,3

Reconductorre LEA 110kV Ghizdaru - Nicolae Caranfil – Lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție în scopul preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile.	Ilfov	Ghizdaru - Nicolae Caranfil – 8,4 km		3,6
---	-------	--------------------------------------	--	-----

*Capacitatea disponibilă data de noul conductor utilizat pe liniile reconductorate se estimează la o valoare maximă de 40 MVA (considerând cei 2 utilizatori ce realizează lucrările PIF cu o putere totală de 65,1 MVA) pentru ambele lucrări, dar care poate varia în funcție de punctul de racordare al producătorilor respectiv al puterilor solicitate de punere sub tensiune pe perioada de probe.

Liniile sunt prevăzute în avizele tehnice de racordare ale producătorilor iar conform cadrului de reglementare actual acestea vor fi realizate prin utilizarea valorilor incasate de la utilizatori pentru componenta T_i , aferentă tarifului de racordare. În funcție de angajamentele ferme din partea beneficiarilor de surse regenerabile, cum ar fi de exemplu plata integrală a componentei T_i , care de regulă nu acoperă necesarul de întărire pentru racordarea noii capacități, OD va putea să identifice punctual care lucrări de întărire sunt necesare, astfel încât să se elimine riscul de a realiza o lucrare de întărire care se va dovedi inadecvată pentru racordarea unei centrale într-un anumit nod al rețelei.

2.6.2.2 Regiunea Banat

Utilizând datele de consum înregistrate la ziua caracteristică de vară 2024 la care s-a aplicat un coeficient de creștere anuală de 1,6%, respectiv luând în considerare consumatorii/producătorii conform scenariilor definite anterior s-au obținut următoarele:

Etapa 2026

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune până la data de 31.03.2025 cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2026 sunt prezentate în tabelul 2.84.

Tabel 2.81 Prognoză consum / SRE PIF

Județ	2026			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	153	127		
Caras-Severin	72	83	-	-
Hunedoara	107	44		
Timis	352	187		

Etapa 2030

S-au luat în considerare noile instalații tinând cont de următoarele:

Lucrări de de creștere a capacității de racordare și modernizare:

- Echipare stație CFR Varadia cu un transformator 110/20 kV;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Ineu cu racordurile 110 kV aferente Pancota - Ineu și Ineu - Sebis;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune până la data de 31.03.2025 cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2030 sunt prezentate în tabelul 2.85.

Tabel 2.82 Prognoză consum / SRE PIF, CR, ATR

Județ	2030			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	169	127	326	341
Caras-Severin	77	87	309	68
Hunedoara	114	44	57	152
Timis	375	187	321	268

Etapa 2035

Față de scenariul 2030 s-a luat în considerare noile instalații rezultate ca fiind necesare pentru:

Cresterea siguranței în alimentare a utilizatorilor:

- LEA 110 kV Giulvaz – Deta;

Creștere a capacității de racordare:

- Stația de transformare 110 /20 kV – Calea Șagului;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune, contractelor de racordare, avizelor tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2035 sunt prezentate în tabelul 2.86.

Tabel 2.83 Prognoză consum / SRE PIF, CR, ATR

Județ	2035			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	191	127	326	341
Caras-Severin	83	87	309	68
Hunedoara	124	44	57	152
Timis	406	187	321	268

Din analizele efectuate pentru orizonturile 2026-2030-2035 în scenariile prezentate mai sus rezulta următoarele:

- **Scenariul fara productie**

Orizontul 2026

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cat și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.74) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Retele Electrice Romania (Regiunea Banat).

La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrică.

Orizontul 2030

- În urma verificărilor nivelului de tensiune în nodurile rețelei din zona Arad s-au identificat cresteri peste limitele admisibile generate de racordurile in LES ale noii stații Ineu:

- LES 110kV Pancota-Ineu 25km
- LES 110kV Ineu-Sebis 27km

Pentru normalizarea tensiunilor din zona Arad afectate de apariția noilor instalații se propune spre analiză instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive fiecare având puterea de 40MVar. O bobina se va instala în stația Pancota iar cealaltă în stația Sebis.

Astfel în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și datelor de intrare de consum și producție nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Rețele Electrice România (Regiunea Banat).

La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica atât în regimul cu N elemente în funcțiune cât și în regimul cu N-1 elemente în funcțiune.

Orizontul 2035

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.74) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Rețele Electrice România (Regiunea Banat).

La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica.

- **Scenariul cu producție**

Orizontul 2026

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.74) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune în RED 110 kV Rețele Electrice România (Regiunea Banat).
- La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica.

Orizontul 2030

- În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.74), au rezultat următoarele:
- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.87:

Tabel 2.84 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
TM	N	Sacalaz - Covaci	427	101	Reconductorare	11,8	850
TM	N	Covaci - Ortisoara	427	104	Reconductorare	23	850
TM	N	Buziaș – Timișoara	427	121	Reconductorare	38	850
TM	N	Lugoj - Buzias	427	121	Reconductorare	25	850
HD	N	Hateg - Hasdat	420	117	Reconductorare	20,96	850

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.88.

Tabel 2.85 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
AR	N-1	Arad - CET Arad circ 1	427	159,5	Reconductorare	6,57	850
AR	N-1	CET Arad - Poltura	427	159	Reconductorare	2,59	850
AR	N-1	Arad - Poltura	427	120,8	Reconductorare	6,74	850
AR	N-1	Sannicolau Mare Semlac	427	110	Reconductorare	14,23	850
AR	N-1	Teba – Semlac	498	102	Reconductorare	33,2	850
AR	N-1	Teba – Semlac	500	101,9	Inlocuire cu LES de 1600 mmp	10,26	1050
AR	N-1	Mureșel - Pădurice	500	101,9	Inlocuire cu LES de 1600 mmp	2,79	1050
HD	N-1	Hasdat-Pui CFR	427	155,9	Reconductorare	38,12	850
HD	N-1	Baru Mare-Hateg	427	118	Reconductorare	26,5	850
HD	N-1	Baru Mare-Pui CFR	427	117,8	Reconductorare	10,26	850
CS	N-1	Cilnic-Cilnicel	427	161,8	Reconductorare	2,79	850
CS	N-1	Resita-Cilnicel	427	161,6	Reconductorare	4,67	850
CS	N-1	Ciudanovita-Oravita	427	129,5	Reconductorare	32,6	850
CS	N-1	Moldova Noua-Ponor	427	129,3	Reconductorare	57	850
CS	N-1	Resita-Ciudanovita	427	129	Reconductorare	31,7	850
CS	N-1	Iaz-CFR Caransebes	427	123	Reconductorare	11,8	850
CS	N-1	Resita-Oravita	427	120	Reconductorare	57,97	850
CS	N-1	Resita-CFR Caransebes	427	119	Reconductorare	26,42	850

CS	N-1	Balta Sarata-Armenis	427	119	Reconductorare	23,76	850
CS	N-1	Ponor-Anina	427	115	Reconductorare	8,62	850
CS	N-1	Resita-Anina	427	114,5	Reconductorare	34,24	850
CS	N-1	CFR Caransebes-Balta Sarata	427	113	Reconductorare	9,16	850
CS	N-1	Resita - Cilnic	427	112	Reconductorare	6,6	850
TM	N-1	Săcălaz – CEF Sanandrei1 49,6MW	498	160,8	Reconductorare	12	850
TM	N-1	Calacea-Ortisoara	427	138	Reconductorare	12,8	850
TM	N-1	Satchinez-Calacea	427	137	Reconductorare	5,81	850
TM	N-1	Nadrag - Lugoj	427	138	Reconductorare	21	850
TM	N-1	Iaz – Nadrag	427	137	Reconductorare	40,7	850
TM	N-1	Săcălaz – Cărpiniș	427	177	Reconductorare	24,6	850
TM	N-1	Cărpiniș – Lovrin	427	110,8	Reconductorare	22,4	850
TM	N-1	Sacalaz - Bucovina	427	113	Manevre operative	-	-

La nivel de interfață cu RET, s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele din stația 400/110 kV Arad.

Orizontul 2035

- În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice RED/RET cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.88), respectiv a lucrărilor de întărire a rețelei electrice de 110 kV identificate ca fiind necesare la etapa 2030, nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED/RET pentru ambele regimuri de funcționare analizate cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Pentru scenariile fara productie luând în calcul doar prognoza de consum nu s-au identificat suprasarcini la nici una dintre etapele 2026-2030-2035 analizate.

În scenariul de analiză cu producție de la etapa 2026, nu s-au identificat linii de 110 kV în suprasarcina atât în regimul cu N cât și cu N-1 elemente în funcțiune.

La nivel de interfață cu RET etapa 2026 nu s-au înregistrat suprasarcini pe transformatoarele/autotransformatoarele aflate în gestiunea CNTEE Transelectrica.

La etapele 2030 și 2035 au rezultat ca fiind necesare la nivel de interfață cu RET pentru regimul cu N-1 elemente în funcțiune, următoarele lucrări de întărire:

- Instalarea celui de-al treilea transformator 400/110 kV în stația Arad 250 MVA

În scenariul de punere în funcțiune a tuturor producătorilor luați în calcul cu PIF, CR, ATR valabile la 31.03.2025 și a realizării lucrărilor identificate la nivelul anului 2030, la etapa 2035 nu s-au identificat alte elemente de rețea în suprasarcina.

Pentru analiza de regimuri de funcționare s-au luat în considerare toți consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an respectiv toate sursele de producție existente aflate în diverse faze ale procesului de racordare la data de 31.03.2025, rezultând următoarele:

Tabel 2.86 Prognoza de crestere consum

Judet	2026	2030	2035
	Consum	Consum	Consum
	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	153	169	191
Caras-Severin	72	77	83
Hunedoara	107	114	124
Timis	352	375	406

Tabel 2.87 Prognoza de crestere productie

Judet	2026	2030	2035
	SRE	SRE	SRE
	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	127	667	667
Caras-Severin	87	377	377
Hunedoara	44	209	209
Timis	187	587	589

Din analiza de regimuri de funcționare considerând prognozele de consum și racordarea tuturor producătorilor ce dețineau cel puțin avize tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, începând cu anul 2030, a rezultat în regimul de funcționare cu producție că racordarea suplimentară a producătorilor din zonele Arad, Caraș-Severin, Hunedoara și Timiș aduc suprasarcini față de 2026, atât în cazul criteriului cu N elemente în funcție cât și la N-1 pe rețelele electrice de 110 kV.

Tabel 2.88 Congestii – N elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
TM	N	Sacalaz - Covaci	427	101	Reconductorare	11,8	850
TM	N	Covaci - Ortisoara	427	104	Reconductorare	23	850
TM	N	Buziaș – Timișoara	427	121	Reconductorare	38	850
TM	N	Lugoj - Buzias	427	121	Reconductorare	25	850
HD	N	Hateg - Hasdat	420	117	Reconductorare	20,96	850

Tabel 2.89 Congestii – N-1 elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
AR	N-1	Arad - CET Arad circ 1	427	159,5	Reconductorare	6,57	850
AR	N-1	CET Arad - Poltura	427	159	Reconductorare	2,59	850
AR	N-1	Arad - Poltura	427	120,8	Reconductorare	6,74	850
AR	N-1	Sannicolau Mare Semiclac	427	110	Reconductorare	14,23	850
AR	N-1	Teba – Semiclac	498	102	Reconductorare	33,2	850
AR	N-1	Teba – Semiclac	500	101,9	Inlocuire cu LES de 1600 mmp	10,26	1050
AR	N-1	Mureșel - Pădurice	500	101,9	Inlocuire cu LES de 1600 mmp	2,79	1050
HD	N-1	Hasdat-Pui CFR	427	155,9	Reconductorare	38,12	850
HD	N-1	Baru Mare-Hateg	427	118	Reconductorare	26,5	850
HD	N-1	Baru Mare-Pui CFR	427	117,8	Reconductorare	10,26	850
CS	N-1	Cilnic-Cilnicel	427	161,8	Reconductorare	2,79	850
CS	N-1	Resita-Cilnicel	427	161,6	Reconductorare	4,67	850
CS	N-1	Ciudanovita-Oravita	427	129,5	Reconductorare	32,6	850
CS	N-1	Moldova Noua-Ponor	427	129,3	Reconductorare	57	850
CS	N-1	Resita-Ciudanovita	427	129	Reconductorare	31,7	850
CS	N-1	Iaz-CFR Caransebes	427	123	Reconductorare	11,8	850
CS	N-1	Resita-Oravita	427	120	Reconductorare	57,97	850
CS	N-1	Resita-CFR Caransebes	427	119	Reconductorare	26,42	850
CS	N-1	Balta Sarata-Armenis	427	119	Reconductorare	23,76	850
CS	N-1	Ponor-Anina	427	115	Reconductorare	8,62	850
CS	N-1	Resita-Anina	427	114,5	Reconductorare	34,24	850

CS	N-1	CFR Caransebes-Balta Sarata	427	113	Reconductorare	9,16	850
CS	N-1	Resita - Cilnic	427	112	Reconductorare	6,6	850
TM	N-1	Săcălaz – CEF Sanandrei1 49,6MW	498	160,8	Reconductorare	12	850
TM	N-1	Calacea-Ortisoara	427	138	Reconductorare	12,8	850
TM	N-1	Satchinez-Calacea	427	137	Reconductorare	5,81	850
TM	N-1	Nadrag - Lugoj	427	138	Reconductorare	21	850
TM	N-1	Iaz – Nadrag	427	137	Reconductorare	40,7	850
TM	N-1	Săcălaz – Cărpiniș	427	177	Reconductorare	24,6	850
TM	N-1	Cărpiniș – Lovrin	427	110,8	Reconductorare	22,4	850
TM	N-1	Sacalaz - Bucovina	427	113	Manevre operative	-	-

Avand in vedere faptul ca s-au luat in considerare inclusiv cererile cu ATR/CR ce prezinta incertitudini asupra finalizarii instalatiilor de racordare si utilizare respectiv configuratia rețelei electrice, rezultatele circulațiilor de puteri se modifica substantial in functie de ordinea cronologica in care producatorii vor solicita punerea in functiune, punctul de racordare al acestora, aparitia unor prosumatori de puteri mari (parcuri industriale ce isi vor reduce consumul datorita productiei locale), nu se poate defini ordinea lucrarilor de intarire sau cate vor fi necesare din cele identificate la momentul realizarii analizelor.

Liniile sunt prevăzute în avizele tehnice de racordare ale producătorilor iar conform cadrului de reglementare actual acestea vor fi realizate prin utilizarea valorilor incasate de la utilizatori pentru componenta Ti, aferenta tarifului de racordare.

In functie de angajamentele ferme din partea beneficiarilor de surse regenerabile, cum ar fi de exemplu plata integrala a componentei Ti, care de regula nu acopera necesarul de intariri pentru racordarea noii capacitati, OD va putea sa identifice punctual care lucrari de intarire sunt necesare, astfel incat sa se elimine riscul de a realiza o lucrare de intarire care se va dovedi inadecvata pentru racordarea unei centrale intr-un anumit nod al rețelei.

2.6.2.3 Regiunea Dobrogea

Utilizând datele de consum înregistrate la ziua caracteristică de vară 2024 la care s-a aplicat un coeficient de creștere anuală de 1,6%, respectiv luând în considerare consumatorii/producătorii conform scenariilor definite anterior s-au obținut următoarele:

Etapa 2026

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune până la data de 31.03.2025 cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2026 sunt prezentate în tabelul 2.23.

Tabel 2.90 Prognoza consum / SRE PIF

Judet	2026			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	214	53	-	-
Constanța	364	604	-	-
Ialomita	93	148	-	-
Tulcea	61	543	-	-

Etapa 2030

Față de scenariul 2026 s-a luat în considerare noile instalații rezultate ca fiind necesare pentru:

Creștere a capacității de racordare:

- instalare transformator suplimentar T 3 250 MVA 400/110 kV Medgidia Sud (inclus în 2029 - Plan dezvoltare RET)

Cresterea siguranței în alimentare a utilizatorilor:

- LES 110 kV Mamaia – Tabacarie;
- LES 110 kV Tomis Nord – Tabacarie;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune, contractelor de racordare, avizelor tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2030 sunt prezentate în tabelul 2.94.

Tabel 2.91 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR

Judet	2030			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	228	53	391	215
Constanța	388	604	824	429
Ialomita	100	148	126	239
Tulcea	65	543	158	222

Etapa 2035

Față de scenariul 2030 s-a luat în considerare următoarele instalații:

- Trecere din LEA în LES 110 kV Baba Novac – Polus
- Trecere parțială din LEA în LES 110 kV Navodari - Ecluză Ovidiu
- Trecere parțială din LEA în LES 110 kV Navodari – Sitorman
- Trecere parțială din LEA în LES 110 kV CT Nord – Depozite
- Trecere parțială din LEA în LES 110 kV d.c. LEA Stația Lumina - CET Navodari C1 și C2
- Realizare punct de conexiune 110 kV Anda

Creștere a capacității de racordare:

- Stația de transformare 110 /20 kV – Fierbinți/Dridu;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune, contractelor de racordare, avizelor tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2035 sunt prezentate în tabelul 2.95.

Tabel 2.92 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR

Judet	2035			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	246	53	391	215
Constanța	420	604	824	429
Ialomita	108	148	126	239
Tulcea	71	543	158	222

Din analizele efectuate pentru orizonturile 2026-2030-2035 în scenariile prezentate mai sus rezultă următoarele:

- **Scenariul fara productie**

Orizontul 2026

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cat și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.74) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Retele Electrice Romania (Regiunea Dobrogea).

La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrică.

Orizontul 2030

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cat și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.75) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Retele Electrice Romania (Regiunea Dobrogea).
- La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrică.

Orizontul 2035

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cat și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.76) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV Retele Electrice Romania (Regiunea Dobrogea).
- La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrică.

- **Scenariul cu productie**

Orizontul 2026

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cat și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.74) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune în RED 110 kV Retele Electrice Romania (Regiunea Dobrogea). În regimul cu N-1 elemente în funcțiune nu s-au identificat suprasarcini în RED 110 kV analizată.

La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica.

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.96:

Tabel 2.93 Congestii - elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	Imax [A]
TL	N	Tulcea Vest – Topolog	428	108	Reconductorare	49,8	850

Linia este în suprasarcina considerand toti producatorii PIF, cu coeficientii de simultaneitate mentionati în ipotezele de calcul. Pentru eliminarea acestei suprasarcini este necesara reconductorarea acesteia.

Orizontul 2030

În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.74), respectiv linia 110 kV Tulcea Vest – Topolog reconductorată au rezultat urmatoarele:

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.97:

Tabel 2.94 Congestii - elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	Imax [A]
TL	N	Tulcea Vest – Valea Nucarilor	428	110	Reconductorare	21	850
CT	N	Medgidia Nord – Nicolae Balcescu	428	150	Reconductorare	17,6	850
CT	N	Medgidia Nord – Silistea	428	124	Reconductorare	15,4	850
CT	N	Tataru – Basarabi	428	114	Reconductorare	33,1	850
CT	N	Medgidia 1 – Medgidia Sud	428	114	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud	8	850
CT	N	CET Palas – Eforie Nord	428	104	Reconductorare	17,9	850
CT	N	Medgidia Sud – Faclia – Mircea Voda	850	101	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud	8	850
CL	N	Tamadau - Fundulea	428	163	Reconductorare	8,3	850
CL	N	Mostistea– Ciornuleasa	428	104	Reconductorare	15,9	850
IL	N	Ciornuleasa – Oltenita Nord	428	105	Reconductorare	17	850

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.98.

Tabel 2.95 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	I _{max} [A]
CT	N-1	Medgidia Nord – Topalu	428	202	Reconductorare	33	850
CT	N-1	Basarabi – Medgidia Sud C2	428	144	Reconductorare	13,4	850
CT	N-1	Topalu – Harsova	428	160	Reconductorare	20,5	850
CT	N-1	Lumina – Constanta Nord	428	148	Reconductorare	17,6	850
CT	N-1	Silistea – Harsova	428	136	Reconductorare	34,5	850
CT	N-1	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud	850	133	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud C2	8	850
CT	N-1	Sitorman – Navodari	428	133	Reconductorare	4,7	850
CT	N-1	Tataru – Pelinu - Neptun	428	128	Reconductorare	22,5	850
CT	N-1	Basarabi – Medgidia Sud C1	428	127	Reconductorare	13,4	850
CT	N-1	Lumina – Sitorman	428	125	Reconductorare	14,2	850
CT	N-1	Palas Sud – Basarabi	428	122	Reconductorare	21	850
CT	N	Medgidia Nord – Medgidia 1	850	118	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud C2	8	850
CT	N	Medgidia Nord – Medgidia 1	850	118	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud C2	8	850
CT	N	CET Palas – Palas Sud	850	115	Reconductorare	2,3	850
CT	N	Eforie Nord – Neptun	850	109	Reconductorare + LEA noua Eforie Nord - Neptun	15,4	850
CT	N	Tataru – Basarabi	850	109	Reconductorare + LEA noua Tataru – Basarabi	33,1	850
CT	N-1	Sitorman – Mihai Viteazu	428	106	Reconductorare	36,5	850
CT	N-1	Sacele – Mihai Viteazu	428	106	Reconductorare	19,4	850
CT	N-1	Sacele - Sitorman	428	105	Reconductorare	17,7	850
CT	N	Eforie Nord – CET Palas	850	105	Reconductorare + LEA noua Eforie Nord – CET Palas	8	850
CT	N	Basarabi – CET Palas	850	105	Reconductorare	21,4	850
CT	N	Medgidia Nord – Silistea	428	103	LEA noua Medgidia Nord – Silistea	15,4	850
CL	N-1	Mostistea – Oltenita Nord	428	208,9	Reconductorare	53,88	850
CL	N-1	Mostistea – Oltenita Nord	850	104,4	LES noua 110 kV Mostistea – Oltenita Nord	53,88	850
CL	N-1	Tamadau – Lehliu	428	158,2	Reconductorare	19,14	850
CL	N-1	Dragalina – Calarasi	428	119,9	Reconductorare	25,8	850
CL	N-1	Calarasi – Pelicanu	428	111,4	Reconductorare	7,78	850
CL	N-1	Mircea Voda-Calarasi	428	109,4	Reconductorare	9,88	850
CL	N-1	Pietroiu-Calarasi	428	103	Reconductorare	29,6	850
CL	N-1	Pelicanu – Calarasi	428	101,1	Reconductorare	7,78	850

Orizontul 2035

- În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice RED/RET cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.75), respectiv a lucrărilor de întărire a rețelei electrice de 110 kV identificate ca fiind necesare la etapa 2030, nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED/RET pentru ambele regimuri de funcționare analizate cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Pentru scenariile fara productie luând în calcul doar prognoza de consum nu s-au identificat suprasarcini la nici una dintre etapele 2026-2030-2035 analizate.

În urma analizelor de regimuri efectuate cu productie s-a identificat la etapa 2026, linia 110 kV Tulcea Vest – Topolog în suprasarcina la regimul cu N elemente în funcțiune, aspect cunoscut și la data prezenta. Aceasta este în suprasarcina cu producatorii existenti PIF deoarece racordarea acestora s-a realizat în ipoteze diferite de realizare a calculului de dimensionare a rețelelor electrice “Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor/grupurilor noi” stabilite de CNTEE Transelectrică cu consultarea OD. Astfel prin creșterea coeficientului de simultaneitate pentru centrale electrice eoliene de la 70% la 85%, calculele de regimuri indica suprasarcini în rețeaua existentă. Se precizează faptul că procentul de 85% este mult mai realist și a fost modificat de către CNTEE Transelectrica pe baza unor date istorice de productie, existând anumite perioade cu condiții meteo favorabile pentru centralele electrice eoliene în care se depășește acest coeficient de simultaneitate. Aceste aspecte în ceea ce privește modificarea coeficientului de simultaneitate al grupurilor generatoare cât și ca urmare a modificărilor legislative de-a lungul timpului, ce a permis racordarea unor producători cu întăriri de rețea în avizele tehnice de racordare datorită faptului că la data cererii de punere sub tensiune pe perioada de probe există capacitate disponibilă în rețea, iar ulterior au fost solicitări de racordare din partea unor producători ce nu aveau condiționată racordarea de realizarea unor lucrări de întărire, au condus la supraîncărcarea RED 110 kV la anumite contingente în regimul cu N-1 elemente în funcțiune din zona Medgidia – Constanța, motiv pentru care Rețele Electrice Dobrogea a promovat lucrări de întărire a rețelei finanțate din fonduri europene.

În scenariul de analiză cu productie de la etapa 2026, considerând lucrările de întărire realizate s-au identificat linii de 110 kV în suprasarcina atât în regimul cu N cât și cu N-1 elemente în funcțiune, cu excepția liniei Tulcea Vest - Topolog.

La nivel de interfață cu RET etapa 2026 nu s-au înregistrat suprasarcini pe transformatoarele/autotransformatoarele aflate în gestiunea CNTEE Transelectrica.

La etapele 2030 și 2035 considerând al treilea transformator 400/110 kV 250 MVA în stația Medgidia Sud prevăzut în Planul de dezvoltare RET au rezultat ca fiind necesare la nivel de interfață cu RET pentru regimul cu N-1 elemente în funcțiune, următoarele lucrări de întărire: s-a considerat.

- Amplificarea celor 3 transformatoare 400/110 kV din stația Medgidia Sud de la 250 MVA la 400 MVA
- Amplificarea celor 3 transformatoare 400/110 kV din stația Tulcea Vest de la 250 MVA la 400 MVA
- Instalarea celui de-al doilea autotransformator 220/110 kV în stația Mostiștea de 200 MVA
- Instalarea celui de-al treilea transformator 400/110 kV în stația Gura Ialomiței 250 MVA

În scenariul de punere în funcțiune a tuturor producătorilor luați în calcul cu PIF, CR, ATR valabile la 31.03.2025 și a realizării lucrărilor identificate la nivelul anului 2030, la etapa 2035 nu s-au identificat alte elemente de rețea în suprasarcina.

Pentru analiza de regimuri de funcționare s-au luat în considerare toți consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an respectiv toate sursele de producție existente aflate în diverse faze ale procesului de racordare la data de 31.03.2025, rezultând următoarele:

Tabel 2.96 Prognoza de creștere consum

Judet	2024	2028	2033
	Consum	Consum	Consum
	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	214	228	246
Constanța	364	388	420
Ialomita	93	100	108
Tulcea	61	65	71

Tabel 2.97 Prognoza de creștere producție

Judet	2024	2028	2033
	SRE	SRE	SRE
	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	53	606	606
Constanța	736	1253	1253
Ialomita	148	365	365
Tulcea	543	380	380

Pentru anul 2026 considerând lucrările finanțate din fonduri europene executate:

- LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanța Nord – tronsonul cu conductor de 185mm² a fost înlocuit cu conductor de 300mm²;
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Nazarcea – tronsonul cu conductor de 185mm² a fost înlocuit cu conductor de 300mm²;
- LEA 110 kV Medgidia nord – Mircea Voda – reconducătorare 185mm² și I_{lt}= 850A;
- LEA 110 kV Mircea Voda – Mircea Voda nord – reconducătorare 185mm² și I_{lt}= 850A;

considerând în zona de rețea Constanta cei 736 MW racordati cu coeficientii de simultaneitate stabiliți prin “Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor/grupurilor noi” comunicate de CNTEE Transelectrica, s-au eliminat suprasarcinile create de către producătorii existenți la criteriul cu N-1 elemente în funcțiune. La nivelul zonei Tulcea considerând cei 543 MW aplicând aceiași coeficienți de simultaneitate, s-a identificat, linia 110 kV Tulcea Vest – Topolog în suprasarcina încă de la criteriul cu N elemente în funcțiune, aspect cunoscut și la data prezenta. Aceasta este în suprasarcina cu producătorii existenți PIF deoarece racordarea acestora s-a realizat în ipoteze diferite de realizare a calculului de dimensionare a rețelelor electrice “Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și

regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor/grupurilor noi” stabilite de CNTEE Transelectrică cu consultarea OD.

Criticitati					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	I _{max} [A]
TL	N	Tulcea Vest - Topolog	428	107	Reconductorare	49,8	850

Din analiza de regimuri de funcționare considerand prognozele de consum și racordarea tuturor producatorilor ce detineau cel puțin avize tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2025, incepand cu anul 2030, a rezultat în regimul de funcționare cu producție că racordarea suplimentară a producătorilor din zonele Călărași, Ialomița, Tulcea și Constanta aduc suprasarcini suplimentare fata de 2026, atat in cazul criteriului cu N elemente in functie cat si la N-1 pe rețelele electrice de 110 kV.

Tabel 2.98 Congestii – N elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	I _{max} [A]
TL	N	Tulcea Vest – Valea Nucarilor	428	110	Reconductorare	21	850
CT	N	Medgidia Nord – Nicolae Balcescu	428	150	Reconductorare	17,6	850
CT	N	Medgidia Nord – Silistea	428	124	Reconductorare	15,4	850
CT	N	Tataru – Basarabi	428	114	Reconductorare	33,1	850
CT	N	Medgidia 1 – Medgidia Sud	428	114	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud	8	850
CT	N	CET Palas – Eforie Nord	428	104	Reconductorare	17,9	850
CT	N	Medgidia Sud – Faclia – Mircea Voda	850	101	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud	8	850
CL	N	Tamadau - Fundulea	428	163	Reconductorare	8,3	850
CL	N	Mostistea – Ciomuleasa	428	104	Reconductorare	15,9	850
IL	N	Ciomuleasa – Oltenita Nord	428	105	Reconductorare	17	850

Tabel 2.99 Congestii – N-1 elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	Imax [A]
CT	N-1	Medgidia Nord – Topalu	428	202	Reconductorare	33	850
CT	N-1	Basarabi – Medgidia Sud C2	428	144	Reconductorare	13,4	850
CT	N-1	Topalu – Harsova	428	160	Reconductorare	20,5	850
CT	N-1	Lumina – Constanta Nord	428	148	Reconductorare	17,6	850
CT	N-1	Silistea – Harsova	428	136	Reconductorare	34,5	850
CT	N-1	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud	850	133	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud C2	8	850
CT	N-1	Sitorman – Navodari	428	133	Reconductorare	4,7	850
CT	N-1	Tataru – Pelinu - Neptun	428	128	Reconductorare	22,5	850
CT	N-1	Basarabi – Medgidia Sud C1	428	127	Reconductorare	13,4	850
CT	N-1	Lumina – Sitorman	428	125	Reconductorare	14,2	850
CT	N-1	Palas Sud – Basarabi	428	122	Reconductorare	21	850
CT	N	Medgidia Nord – Medgidia 1	850	118	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud C2	8	850
CT	N	Medgidia Nord – Medgidia 1	850	118	LES nou Medgidia Nord – Medgidia Sud C2	8	850
CT	N	CET Palas – Palas Sud	850	115	Reconductorare	2,3	850
CT	N	Eforie Nord – Neptun	850	109	Reconductorare + LEA noua Eforie Nord - Neptun	15,4	850
CT	N	Tataru – Basarabi	850	109	Reconductorare + LEA noua Tataru – Basarabi	33,1	850
CT	N-1	Sitorman – Mihai Viteazu	428	106	Reconductorare	36,5	850
CT	N-1	Sacele – Mihai Viteazu	428	106	Reconductorare	19,4	850
CT	N-1	Sacele - Sitorman	428	105	Reconductorare	17,7	850
CT	N	Eforie Nord – CET Palas	850	105	Reconductorare + LEA noua Eforie Nord – CET Palas	8	850
CT	N	Basarabi – CET Palas	850	105	Reconductorare	21,4	850
CT	N	Medgidia Nord – Silistea	428	103	LEA noua Medgidia Nord – Silistea	15,4	850
CL	N-1	Mostistea – Oltenita Nord	428	208,9	Reconductorare	53,88	850
CL	N-1	Mostistea – Oltenita Nord	850	104,4	LES noua 110 kV Mostistea – Oltenita Nord	53,88	850
CL	N-1	Tamadau – Lehliu	428	158,2	Reconductorare	19,14	850
CL	N-1	Dragalina – Calarasi	428	119,9	Reconductorare	25,8	850
CL	N-1	Calarasi – Pelicanu	428	111,4	Reconductorare	7,78	850
CL	N-1	Mircea Voda-Calarasi	428	109,4	Reconductorare	9,88	850
CL	N-1	Pietroiu-Calarasi	428	103	Reconductorare	29,6	850
CL	N-1	Pelicanu – Calarasi	428	101,1	Reconductorare	7,78	850

Avand in vedere faptul ca s-au luat in considerare inclusiv cererile cu ATR/CR ce prezinta incertitudini asupra finalizarii instalatiilor de racordare si utilizare respectiv configuratia rețelei electrice, rezultatele circulatiilor de puteri se modifica substantial in functie de ordinea cronologica in care producatorii vor solicita punerea in functiune, punctul de racordare al acestora, aparitia unor prosumatori de puteri mari (parcuri industriale ce isi vor reduce consumul datorita productiei locale), nu se poate defini ordinea lucrarilor de intarire sau cate vor fi necesare din cele identificate la momentul realizarii analizelor. Astfel in acest context Rețele Electrice Romania (Regiunea Dobrogea) va include in lista lucrarilor de intarire (necesare racordarii de surse regenerabile) ce vor fi promovate spre finantare din alte surse (fonduri

europene), cele identificate ca fiind necesare atât situației actuale de PIF cât și pentru crearea unor capacități disponibile de racordare punctuală în aceste rețele.

Denumire lucrare	Județ	Lungime	Capacitate disponibilă	Valoare [mii lei]
Creșterea capacității de distribuție a LEA 110 kV d.c. Sitorman - Săcele - Mihai Viteazu – Lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție în scopul preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile.	Constanța	Sitorman – Mihai Viteazu - 36,5 km Săcele – Mihai Viteazu- 19,4 km Săcele – Sitorman 17,7 km	40 MVA*	52.585
Creșterea capacității de distribuție a LEA 110kV Tulcea Vest - Topolog – Lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție în scopul preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile.	Tulcea	Tulcea Vest – Toplog – 49,8 km	74 MVA	

*Capacitatea disponibilă data de noul conductor pe liniile reconductorate este de 96 MVA. Ținând cont de funcționarea buclată a RED din zona de rețea Medgidia-Constanța se estimează o capacitate disponibilă de cca. 40 MVA, capacitate ce diferă în funcție de nodurile în care se racordează noii producători (putând ajunge și la 10 MVA în cazul în care punctul de racordare este în zona în care se concentrează o putere mare produsă din surse regenerabile).

Liniile sunt prevăzute în avizele tehnice de racordare ale producătorilor iar conform cadrului de reglementare actual acestea vor fi realizate prin utilizarea valorilor încasate de la utilizatori pentru componenta T_i , aferentă tarifului de racordare. În funcție de angajamentele ferme din partea beneficiarilor de surse regenerabile, cum ar fi de exemplu plata integrală a componentei T_i , care de regulă nu acoperă necesarul de întărire pentru racordarea noii capacități, OD va putea să identifice punctual care lucrări de întărire sunt necesare, astfel încât să se elimine riscul de a realiza o lucrare de întărire care se va dovedi inadecvată pentru racordarea unei centrale într-un anumit nod al rețelei.

Stațiile de transformare IT/MT

În baza procedurilor interne SC Rețele Electrice România analizează nivelul de încărcare/utilizare a stațiilor de transformare IT/MT pe termen scurt și termen mediu (5 ani, 2026-2030) utilizând principii similare privind estimarea evoluției consumului considerându-se cererile de consumatori relevanți și o creștere naturală a consumului de 1,6%. Comparativ cu analiza rețelei de înaltă tensiune unde s-au folosit date la ziua caracteristică pentru realizarea prognozelor pentru transformatoarele din stațiile de transformare au fost realizate analize pornind de la vârful de sarcină înregistrat de contoarele instalate pentru măsurarea energiei tranzitate prin transformator.

Pentru estimarea riscului operativ aferent stațiilor de transformare, Rețele Electrice România a dezvoltat cu surse interne un instrument de monitorizare a evoluției consumului de energie orară din citirile

Înregistrate pe contoarele din stație, care oferă posibilitatea personalului Rețele Electrice Romania să identifice magnitudinea problemei de depășire a puterii garantate pe stațiile de transformare, numărul de ore și pentru monitorizarea schimbării comportamentului utilizatorilor racordați la rețea în contextul viitor al apariției prosumatorilor, al stațiilor de încărcare vechiule electrice publice/private, al trecerii la soluții de climatizare electrificată cu pompe de cădură pentru care sarcina ar depăși puterea garantată la nivelul stației.

2.6.2.4 Regiunea Muntenia

În figura 2.36 se prezintă evoluția curbelor orare de sarcină înregistrate pe stațiile de transformare (cu citiri disponibile în perioada 2022-2024) linia de tendință la nivel de putere absorbită orară fiind în descreștere.

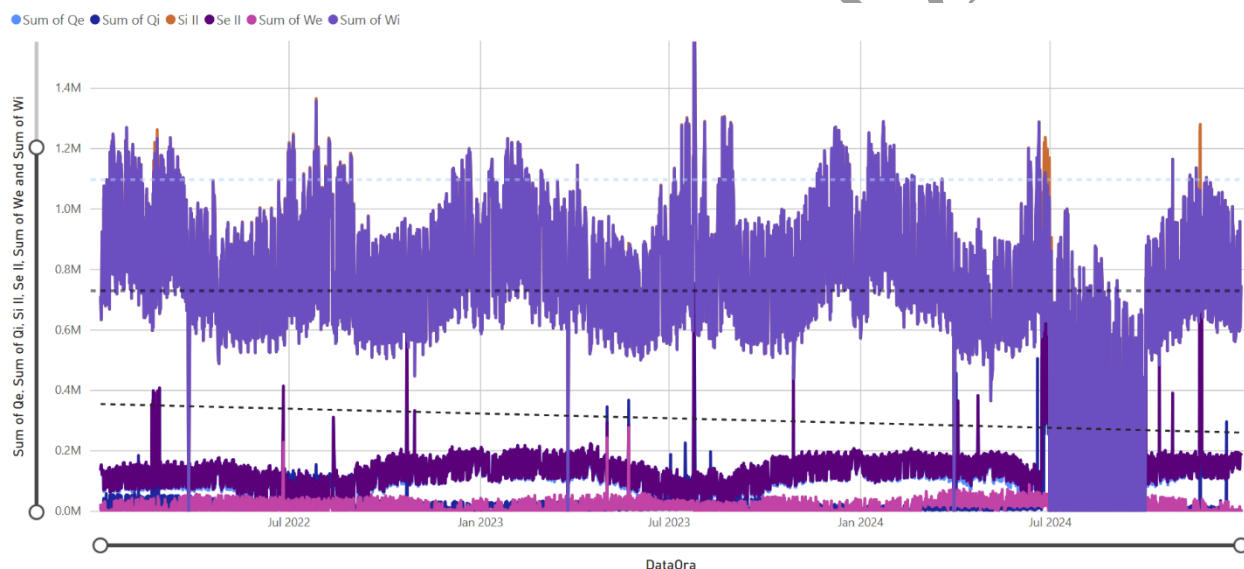


Figura 2.27 Curbe orare de sarcină 2022-2024 în stații de transformare

Analiza capacității disponibile pe stațiile de transformare ale Rețele Electrice Romania (RER) a fost realizată având în vedere schema de funcționare pentru fiecare stație în parte în regim cu N elemente în funcțiune, respectiv **N-1 elemente în funcțiune**. În cadrul acesteia, s-a considerat **puterea maximă absorbită** înregistrată la nivelul anului **2024**, precum și impactul consumatorilor relevanți cu o putere solicitată de peste **1 MW** din listele ATR/CR de la data 31.03.2025 pentru anul **2025**. De asemenea, s-a aplicat o creștere naturală a consumului de **1,6%/an pe o perioadă de 10 ani**, pentru a reflecta tendințele de evoluție ale cererii de energie electrică. În analiza s-au considerat 2 praguri de criticitate:

- Incarcarea maxima pe statie $\geq 80\%$ din puterea nominala la N elemente in functiune
- Incarcarea maxima pe statie $\geq 100\%$ din puterea garanta la N-1 elemente in functiune

Rezultatele indică faptul că, pentru anumite stații de transformare, aceste praguri sunt depășite de la anumit **orizont temporal**, generând riscuri operaționale și necesitatea unor măsuri de întărire a rețelei din punct de

vedere al capacității. Stațiile afectate de aceste depășiri sunt prezentate în **Tabelul 2.103**, unde sunt evidențiate intervalele de timp critice și gradul de încărcare corespunzătoare fiecărei situații analizate.

Tabel 2.100 Stații identificate cu criticități

Regiune	Regim de functionare	Statii	Tensiune nominala [kV]		Perioada de analiza											
			Primar	Secundar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Muntenia	N															
	N-1	CHITILA	110	20						x						
		CRANGASI	110	10									x			
		MIHAI BRAVU	110	20	x											
		PAJURA	110	10							x					
		TANCABESTI	110	20						x						
		TOPORASI	110	10									x			
		TOPORASI	110	10						x						

Pentru fiecare stație din tabelul de mai sus, s-au analizat și s-au propus măsuri de pentru prevenirea criticităților.

Zona de rețea Muntenia:

Regimul de funcționare N elemente:

În urma analizelor nu s-au identificat elemente critice

Regimul de funcționare cu N-1 elemente:

Stația de transformare Chitila 110/20kV:

- Injecții noi din stația de transformare Laromet pentru descărcarea sarcinii și amplificarea stației Laromet de la 1x25MVA + 1x40MVA la 2x40MVA

Stația de transformare Crângăși 110/10kV:

- Trecerea la un nivel de tensiune superior (20kV) aferent rețelei electrice de distribuție a stației de transformare Crângăși și descărcarea sarcinii prin injecții noi în urma construirii unei stații noi

Stația de transformare Mihai Bravu 110/20kV:

- Deși în stația de transformare Mihai Bravu există o suprasarcină încă din anul 2025 la regimul cu N-1 elemente în funcție, continuitatea în alimentare poate fi asigurată prin rezerva de putere care poate fi suplinită prin intermediul buclelor pe MT din sursele adiacente pentru orizontul de timp apropiat. Prin urmare, începând cu anul 2027 aceste criticități vor fi soluționate prin lucrări de injecții noi din stația de transformare Mega Mall

Stația de transformare Pajura 110/20/10kV:

- Trecerea integrală a stației la tensiunea superioară de 20kV.

Stația de transformare Tâncăbești 110/20kV:

- Descărcarea sarcinii pe noua stație de transformare 110/20kV Balotești

Stația de transformare Toporași 110/10kV:

Trecerea integrală a stației la tensiunea superioară de 20kV

2.6.2.5 Regiunea Banat

În figura 2.37 se prezintă evoluția curbelor orare de sarcină înregistrate pe stațiile de transformare (cu citiri disponibile în perioada 2022-2024) linia de tendință la nivel de putere absorbită orară fiind oarecum constantă.

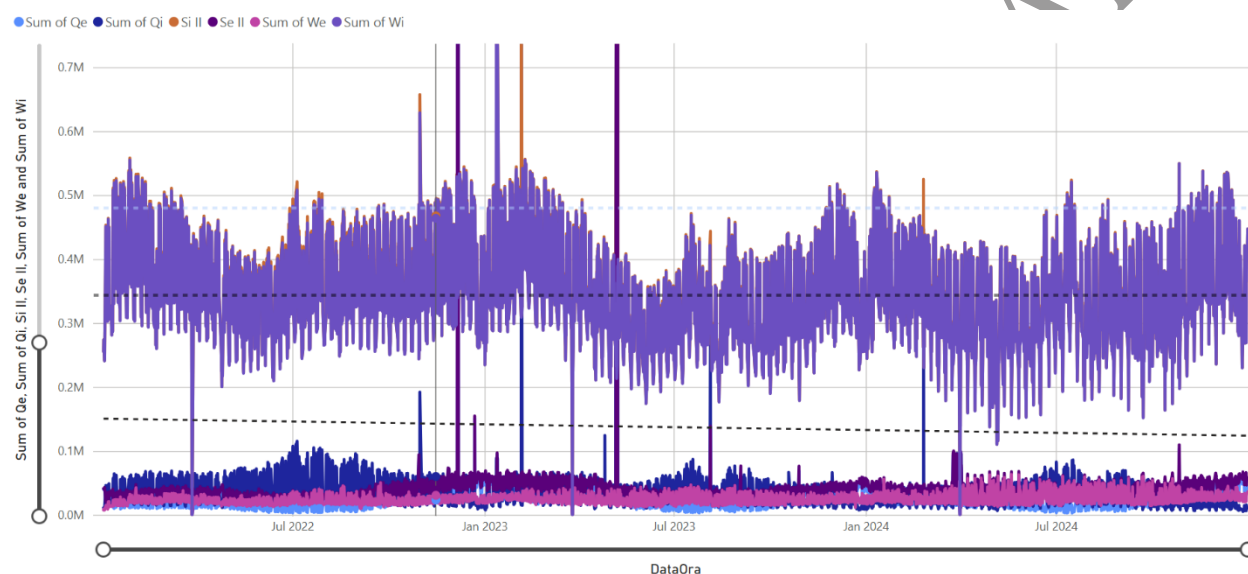


Figura 2.28 Curbe orare de sarcina 2022-2024 în stații de transformare

Analiza capacității disponibile pe stațiile de transformare ale Rețele Electrice Romania (RER) a fost realizată având în vedere schema de funcționare pentru fiecare stație în parte în regim cu N elemente în funcțiune, respectiv **N-1 elemente în funcțiune**. În cadrul acesteia, s-a considerat **puterea maximă absorbită** înregistrată la nivelul anului **2024**, precum și impactul consumatorilor relevanți cu o putere solicitată de peste **1 MW** din listele ATR/CR de la data 31.03.2025 pentru anul **2025**. De asemenea, s-a aplicat o creștere naturală a consumului de **1,6%/an pe o perioadă de 10 ani**, pentru a reflecta tendințele de evoluție ale cererii de energie electrică. În analiza s-au considerat 2 praguri de criticitate:

- Încărcarea maximă pe stație $\geq 80\%$ din puterea nominală la N elemente în funcțiune
- Încărcarea maximă pe stație $\geq 100\%$ din puterea garantată la N-1 elemente în funcțiune

Rezultatele indică faptul că, pentru anumite stații de transformare, aceste praguri sunt depășite de la anumit **orizont temporal**, generând riscuri operaționale și necesitatea unor măsuri de întărire a rețelei din punct de vedere al capacității. Stațiile afectate de aceste depășiri sunt prezentate în **Tabelul 2.104**, unde sunt evidențiate intervalele de timp critice și gradul de încărcare corespunzătoare fiecărei situații analizate.

Tabel 2.101 Stații identificate cu criticități

Regiune	Regim de functionare	Statii	Tensiune nominala [kV]		Perioada de analiza											
			Primar	Secundar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Banat	N	BUCOVINA	110	20					x							
	N-1	BUCOVINA	110	20	x											
		BUJAC	110	20	x											
		CETATE	110	20	x											
		DETA	110	20	x											
		FRATELIA	110	20	x											
		PADUREA VERDE	110	20	x											

Pentru fiecare stație din tabelul de mai sus, s-au analizat și s-au propus măsuri de prevenire a criticităților.

Zona de rețea Banat:

Regimul de funcționare N elemente:

Stația de transformare Bucovina 110/20kV:

- Amplificarea stației de la 2x25MVA la 2x40MVA.

Regimul de funcționare cu N-1 elemente:

Stația de transformare Bucovina 110/20kV:

- Amplificarea stației de la 2x25MVA la 2x40MVA.

Stația de transformare Bujac 110/20kV:

- Modernizare grup tratare neutru din stația Gai 110/20kV.

Stația de transformare Cetate 110/20/10kV:

- Criticitățile acestei stații vor fi soluționate printr-un proiect pe Fonduri Europene de trecere integrală la tensiunea superioară de 20kV și amplificare de la 1x25MVA + 1x40MVA la 2x40MVA

Stația de transformare Deta 110/20kV:

- Amplificarea stației de la 1x10MVA + 1x16MVA la 2x16MVA

Stația de transformare Fratelia 110/20/10kV:

- Rezolvarea criticității prin construcția unei stații de transformare noi în zona Calea Șagului. Continuitatea în alimentare poate fi asigurată prin rezerva de putere care poate fi suplinită prin intermediul buclelor pe MT din sursele adiacente pentru orizontul de timp apropiat până la construirea noii stații

Stația de transformare Pădurea Verde 110/20kV:

- Descărcarea sarcinii pe stația de transformare Covaci 110/20kV

2.6.2.6 Regiunea Dobrogea

În figura 2.36 se prezintă evoluția curbelor orare de sarcina înregistrate pe stațiile de transformare (cu citiri disponibile în perioada 2022-2024) linia de tendință la nivel de putere absorbită orară fiind în descreștere.

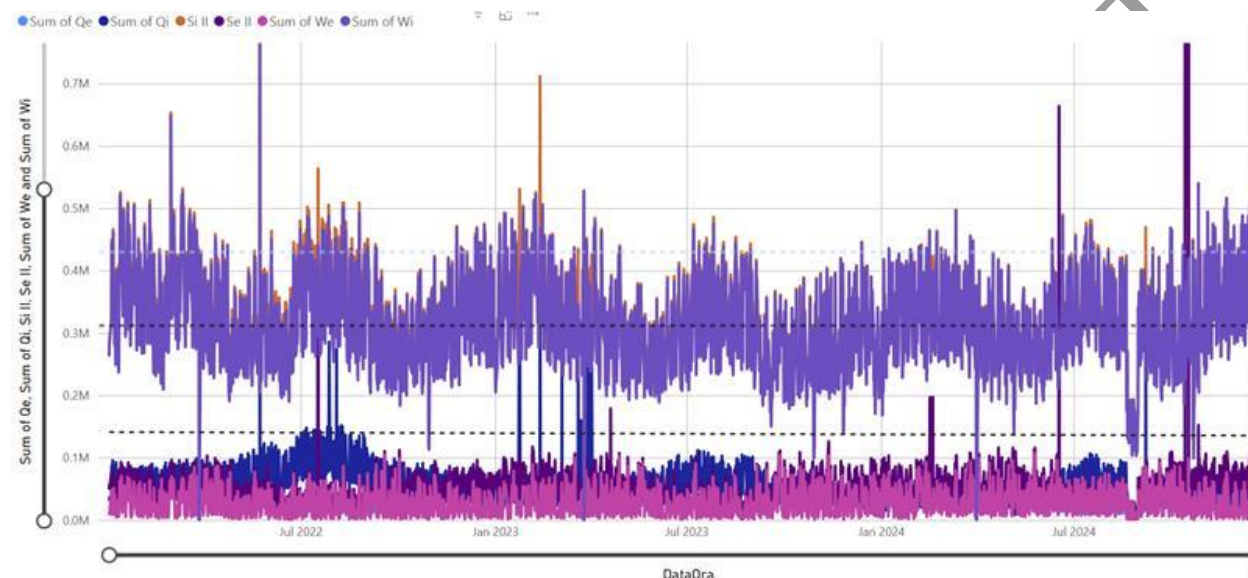


Figura 2.29 Curbe orare de sarcina 2022-2024 în stații de transformare

Analiza capacității disponibile pe stațiile de transformare ale Rețele Electrice Romania (RER) a fost realizată având în vedere schema de funcționare pentru fiecare stație în parte în regim cu N elemente în funcțiune, respectiv **N-1 elemente în funcțiune**. În cadrul acesteia, s-a considerat **puterea maximă absorbită** înregistrată la nivelul anului **2024**, precum și impactul consumatorilor relevanți cu o putere solicitată de peste **1 MW** din listele ATR/CR de la data 31.03.2025 pentru anul **2025**. De asemenea, s-a aplicat o creștere naturală a consumului de **1,6%/an pe o perioadă de 10 ani**, pentru a reflecta tendințele de evoluție ale cererii de energie electrică. În analiza s-au considerat 2 praguri de criticitate:

- Incarcarea maxima pe stație $\geq 80\%$ din puterea nominala la N elemente in functiune
- Incarcarea maxima pe stație $\geq 100\%$ din puterea garanta la N-1 elemente in functiune

Rezultatele indică faptul că, pentru anumite stații de transformare, aceste praguri sunt depășite de la anumit **orizont temporal**, generând riscuri operaționale și necesitatea unor măsuri de întărire a rețelei din punct de vedere al capacității. Stațiile afectate de aceste depășiri sunt prezentate în **Tabelul 2.105**, unde sunt evidențiate intervalele de timp critice și gradul de încărcare corespunzătoare fiecărei situații analizate.

Tabel 2.102 Stații identificate cu criticități

Regiune	Regim de functionare	Statii	Tensiune nominala [kV]		Perioada de analiza											
			Primar	Secundar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Dobrogea	N	TABACARIE	110	20	x											
	N-1	DEPOZITE	110	10								x				
		EFORIE NORD	110	10			x									
		EFORIE NORD	110	20				x								
		MOVILITA	110	20	1 TRAFU											
		TABACARIE	110	10	x											
		TABACARIE	110	20	x											
		URZICENI	110	20										x		
		TOMIS NORD	110	10	x											

Pentru fiecare stație din tabelul de mai sus, s-au analizat și s-au propus măsuri de pentru prevenirea criticitatilor.

Zona de rețea Dobrogea:

Regimul de funcționare N elemente:

Stația de transformare Tăbăcărie 110/20/10kV:

- Amplificarea secției de 20kV de la 1x16MVA la 1x25MVA și amplificarea transformatorului intermediar de la 1x10MVA la 1x16MVA

Regimul de funcționare N-1 elemente:

Stația de transformare Depozite 110/20/10kV:

- Amplificare transformator intermediar de la 1x10MVA la 1x16MVA

Stația de transformare Eforie Nord 110/20/10kV:

- În prezent există în execuție un proiect pe Fonduri Europene de trecerea integral a stației la nivelul superior de tensiune de 20kV / (analiză de amplificare transformator 110/10kV de la 1x25MVA la 1x40MVA și amplificarea transformatorului intermediar de la 1x16MVA la 1x25MVA)

Stația de transformare Movilița 110/20kV:

- Pentru asigurarea continuității în alimentare se va instala cel de al doilea transformator 1x16MVA.
- Continuitatea în alimentare poate fi asigurată prin rezerva de putere care poate fi suplinită prin intermediul buclelor pe MT din viitoarea stație Fierbinți

Stația de transformare Tăbăcărie 110/20/10kV:

- Amplificarea secției de 20kV de la 1x16MVA la 1x25MVA și amplificarea transformatorului intermediar de la 1x10MVA la 1x16MVA

Stația de transformare Urziceni 110/20kV:

- Amplificarea stației de la 1x16MVA + 1x25 MVA la 2x25MVA

Stația de transformare Tomis Nord 110/20/10kV:

- Criticitățile acestei stații vor fi soluționate prin trecerea integrală la tensiunea superioară de 20kV

Consultare publica-DRAFT

Figura 2.30. Înregistrări linii de medie tensiune 2020-2024

2.6.3.2 Regiunea Banat

Rețele Electrice Banat a dezvoltat cu resurse proprii sisteme de analiză pentru încărcarea liniilor de medie tensiune, sisteme pentru care ilustrăm extras în figura 2.38.

Se remarcă din analiza efectuată cu încărcările din perioada 2020-2024 un nivel relativ constant al încărcării liniilor de medie tensiune, puține din liniile analizate înregistrând o creștere constantă a sarcinii. Liniile înregistrează un nivel de încărcare sub 65% din capacitatea acestora existând încă rezervă pentru racordare utilizatori cu puteri mici conform Ordinului 102/2015 și normelor tehnice interne ale operatorului de distribuție privind stabilirea soluțiilor de racordare în așa fel încât să nu fie afectată calitatea serviciului de distribuție a utilizatorilor să nu conducă la creșterea nivelului de pierderi în rețea.

În cazul abaterilor de la schema normală nu au fost identificate probleme semnificative, iar în situația unor solicitări noi de racordare cu soluție în liniile de MT sau la joasă tensiune în rețeaua aferentă posturilor ale consumatorilor care vor conduce la suprasarcini ale liniilor de MT vor fi incluse în categoria lucrărilor de întărire generice incluse în programele de investiții ca obligație legală.

Rețele Electrice Banat a dezvoltat prin resurse interne instrumente de monitorizare a sarcinilor înregistrate pe liniile de medie tensiune prezentate în figura de mai jos:

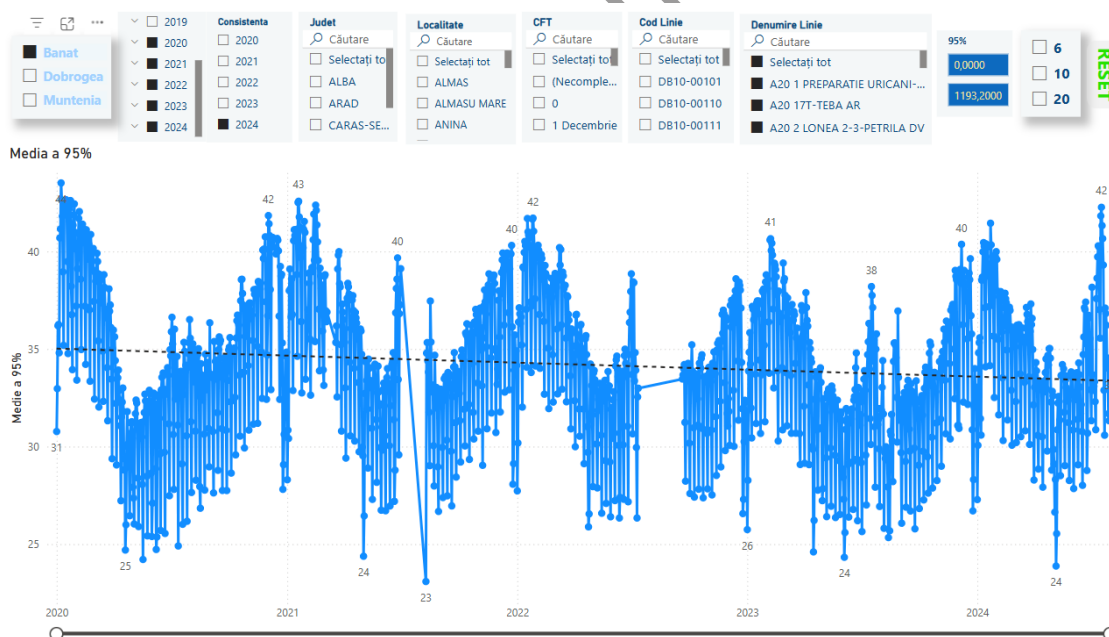


Figura 2.31 Înregistrări linii de medie tensiune 2020-2024

2.6.3.3 Regiunea Dobrogea

Rețele Electrice Romania, regiunea Dobrogea a dezvoltat cu resurse proprii sisteme de analiza pentru încărcarea liniilor de medie tensiune, sisteme pentru care ilustrăm extras în figura 2.43.

Se remarcă din analiza efectuată cu încărcările din perioada 2018-2022 un nivel relativ constant al încărcării liniilor de medie tensiune, puține din liniile analizate înregistrând o creștere constantă sarcinii. Liniile înregistrează un nivel de încărcare sub 65% din capacitatea acestora existând încă rezerva pentru racordare utilizatori cu puteri mici conform Ordinului 102/2015 și regulilor interne ale operatorului de distribuție privind stabilirea soluțiilor de racordare.

În cazul abaterilor de la schema normala nu au fost identificate probleme semnificative, iar în situația unor solicitări noi de racordare, cu soluție în liniile de MT sau la joasa tensiune în rețeaua aferentă posturilor, ale consumatorilor care vor conduce la suprasarcini ale liniilor de MT, vor fi incluse în categoria lucrărilor de întărire generice incluse în programele de investiții ca obligație legală.

Rețele Electrice Dobrogea a dezvoltat prin resurse interne instrumente de monitorizare a sarcinilor înregistrate pe liniile de medie tensiune prezentate în figura de mai jos.

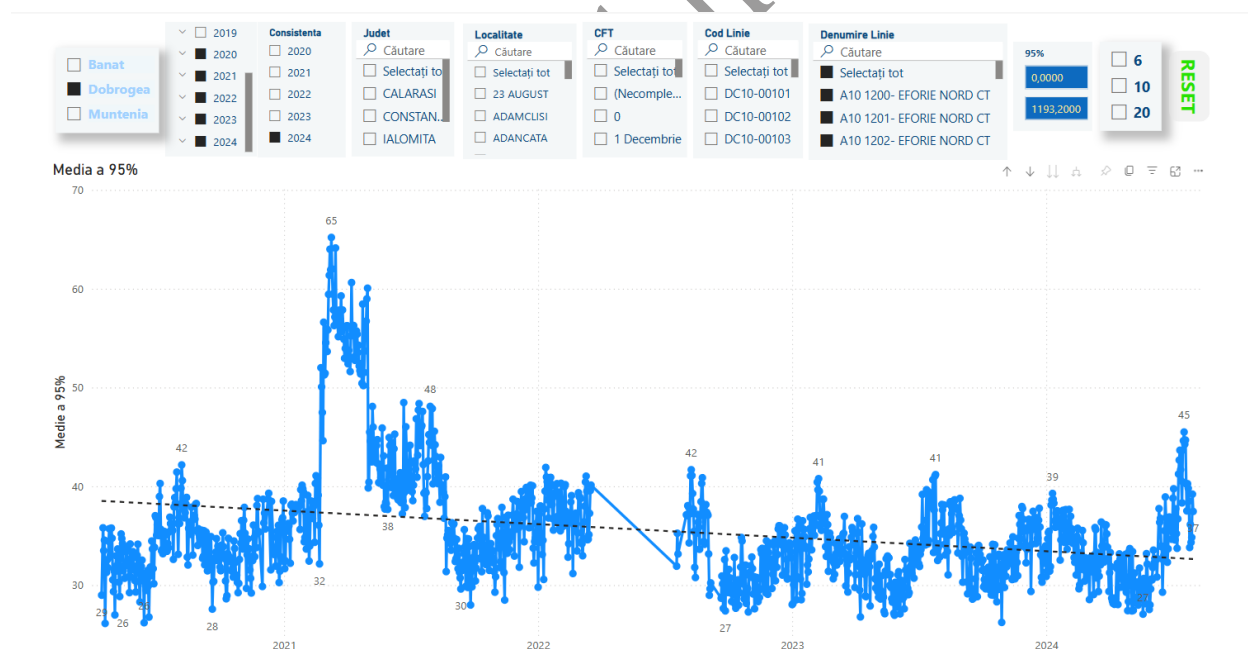


Figura 2.32. Înregistrări linii de medie tensiune 2020-2024

2.6.4 Posturile de transformare și rețeaua de joasă tensiune

2.6.4.1 Regiunea Muntenia

La nivelul posturilor de transformare puterea instalată în transformatoarele din posturi este de 4380 MVA, pe zone fiind după cum urmează:

- București: 3005 MVA
- Ilfov: 1022 MVA
- Giurgiu: 353 MVA

După cum a fost prezentat în capitolele anterioare energia distribuită la joasă tensiune în anul 2024 la nivelul întregii companii a fost de 4,28 TWh, pe zone de rețea fiind după cum urmează:

- București: 2,96 TWh
- Ilfov: 0,976 TWh;
- Giurgiu: 0,346 TWh

iar timp de utilizare a sarcinii maxime la nivel de rețea sunt:

- București: 4900 ore
- Ilfov: 5700 ore
- Giurgiu: 3100 ore

rezultând astfel o putere maximă de:

- București: 604 MW
- Ilfov: 171 MW
- Giurgiu: 112 MW

un nivel de încărcare mediu pe transformator de cca

- București: 22%
- Ilfov: 19%
- Giurgiu: 33%

Din analiza de mai sus, încărcarea medie a posturilor de transformare nu depășește capacitatea transformatoarelor, iar în cazul situațiilor punctuale care vor apărea în perioada 2026-2035 acestea vor fi tratate prin rotiri de transformatoare sau lucrări de întărire rețea prin amplificarea transformatoarelor sau prin realizarea unor noi posturi de transformare.

De asemenea rețeaua de joasă tensiune este dimensionată coordonat cu capacitatea posturilor de transformare, încărcarea la nivelul rețelei neluând în considerare coeficientul de simultanietate de la nivelul transformatoarelor din post fiind de:

- București: 755 MW
- Ilfov: 214 MW
- Giurgiu: 140 MW

2.6.4.2 Regiunea Banat

La nivelul posturilor de transformare puterea instalată în transformatoarele din posturi este de 2494 MVA, pe zone fiind după cum urmează:

- Arad: 564 MVA
- Hunedoara : 689 MVA
- Caras-Severin: 254 MVA
- Timis: 988 MVA

După cum a fost prezentat în capitolele anterioare energia distribuită la joasa tensiune în anul 2024 la nivel întregii companii a fost de 2,2 TWh, pe zone de rețea fiind după cum urmează:

- Arad: 0,52 TWh
- Hunedoara : 0,42 TWh
- Caras-Severin: 0,27 TWh
- Timis: 0,99 TWh

iar timp de utilizare a sarcinii maxime la nivel de rețea sunt:

- Arad: 5.300 ore
- Hunedoara : 4070 ore
- Caras-Severin: 5161 ore
- Timis: 5715 ore

rezultand astfel o putere maxima de:

- Arad: 98 MW
- Hunedoara : 103 MW
- Caras-Severin: 52 MW
- Timis: 173 MW

un nivel de încărcare mediu pe transformator de cca

- Arad: 19%
- Hunedoara : 16 %
- Caras-Severin: 22 %
- Timis: 19%

Din analiza de mai sus încărcarea medie a posturilor de transformare nu depășește capacitatea transformatoarelor, iar în cazul situațiilor punctuale care vor apărea în perioada 2026-2035 acestea vor fi tratate prin rotiri de transformatoare sau lucrări de întarire rețea prin amplificarea transformatoarelor sau prin realizarea unor noi posturi de transformare.

De asemenea rețeaua de joasă tensiune este dimensionată coordonat cu capacitatea posturilor de transformare, încărcarea la nivelul rețelei neluând în considerare coeficientul de simultanietate de la nivelul transformatoarelor din post fiind de:

- Arad: 123 MW
- Hunedoara : 129 MW
- Caras-Severin: 65 MW
- Timis: 216 MW

2.6.4.3 Regiunea Dobrogea

La nivelul posturilor de transformare puterea instalată în transformatoarele din posturi este de 2428MVA, pe județe fiind după cum urmează:

- Constanța : 1303 MVA
- Tulcea: 356 MVA
- Călărași: 444 MVA
- Ialomița: 325 MVA

După cum a fost prezentat în capitolele anterioare energia distribuită la joasă tensiune în anul 2024 la nivelul întregii companii a fost de 1,83 TWh, pe județe fiind după cum urmează:

- Constanța : 0,982 TWh
- Tulcea: 0,24 TWh
- Călărași: 0,33 TWh
- Ialomița: 0,28 TWh

iar timpii de utilizare ai sarcinii maxime la nivel de rețea sunt:

- Constanța : 4475 h
- Tulcea: 3000 h
- Călărași: 2948 h
- Ialomița: 6500 h

rezultând astfel o putere maximă de:

- Constanța : 219 MW
- Tulcea: 80 MW
- Călărași: 112 MW
- Ialomița: 43 MW

un nivel de încărcare mediu pe transformator de cca:

- Constanța : 19%
- Tulcea: 25%
- Călărași: 28%
- Ialomița: 15%

Din analiza de mai sus încărcarea medie a posturilor de transformare nu depășește capacitatea transformatoarelor, iar în cazul situațiilor punctuale, care vor apărea în perioada 2026-2035, acestea vor fi tratate prin rotiri de transformatoare sau lucrări de întărire rețea prin amplificarea transformatoarelor sau prin realizarea unor noi posturi de transformare.

De asemenea, rețeaua de joasă tensiune este dimensionată coordonat cu capacitatea posturilor de transformare, încărcarea la nivelul rețelei, neluând în considerare coeficientul de simultanietate de la nivelul transformatoarelor din post, fiind de: Constanța : 274 MW, Tulcea: 100 MW, Călărași: 140 MW, Ialomița: 54 MW

2.7 Analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitările de racordare la rețea pe baza planurilor generale/zonale de urbanism transmise de autoritățile locale

Retele Electrice Romania pentru cele 3 regiuni, Muntenia, Banat, Dobrogea a solicitat în cursul anului 2025 către:

- Primăria Generală a Municipiului București și Primăriile de Sector ale celor 6 Sectoare, precum și către Consiliile Județene Ilfov și Giurgiu,-regiunea Muntenia,
- Consiliile Județene Timiș, Arad, Hunedoara și Caraș-Severin, Primaria Arad, Primaria Timisoara, Primaria Deva, Primaria Resita, Primaria Lugoj, Primaria Hunedoara-regiunea Banat
- Consiliile Județene Constanța, Ialomița, Călărași și Tulcea, Primaria Slobozia, Primaria Calarasi, Primaria Constanta,, Primaria Tulcea-regiunea Dobrogea,

comunicarea informațiilor în ceea ce privește:

- Planul urbanistic general (PUG) aprobat pentru localitatea unde se propune electrificare/extinderea rețelei electrice de distribuție, cu prezentarea echipării edilitare existente și a propunerilor de dezvoltare a acesteia, inclusiv a rețelelor pentru asigurarea necesarului de consum;
- Planul urbanistic zonal (PUZ) aprobat unde se propune extinderea rețelei electrice de distribuție cu prezentarea echipării edilitare existente și a propunerilor de dezvoltare a acesteia, inclusiv a rețelelor pentru asigurarea necesarului de consum; e- Numărul de utilizatori, tipul acestora (casnic, noncasnic, stații de încărcare vehicule electrice, stații de epurare, producători etc.) și estimarea privind necesarul de putere (dacă sunt disponibile la nivel de stradă/cartier/sector);
- Planul privind reabilitările infrastructurilor rutiere pentru care vor fi transmise solicitări de către Consiliul Județean sau de către Consiliul Local cu indicarea străzilor și a anilor în care este prevăzută reabilitarea;
- Situația localităților în ordinea priorităților, în care sunt propuse lucrări de electrificare și extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice pentru următorii 10 ani, date necesare pentru dimensionarea instalațiilor în conformitate cu prevederile legale în vigoare, respectiv a normativelor tehnice.

2.7.1 Solicitări de extinderi de rețea de interes public din partea autorităților locale

Luând în considerare răspunsurile transmise și totodată, cererile de extindere/electrificare primite, au fost identificate instalațiile de medie tensiune impactate, și a rezultat ca nu există probleme din punct de vedere al creșterii consumului, care ar putea duce la depășirea capacității rețelei.

Realizarea extinderilor pentru rețelele electrice de interes public se face cu respectarea cadrului legislativ în domeniu și a cadrului de reglementare emis de autoritatea competentă de reglementare.

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale și prin Ordinul 36/2019 pentru aprobarea Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a

investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

La solicitarea autorităților administrației publice locale sau centrale, în baza planurilor de dezvoltare regională și de urbanism, operatorul de distribuție asigură dezvoltarea și finanțarea rețelei electrice de distribuție pentru electrificarea localităților, ori pentru extinderea rețelelor de distribuție în zona acoperită de contractul de concesiune, respectiv de licență, pe care acesta o deține în condiții de eficiență a investițiilor.

Operatorul de distribuție elaborează studiul de fezabilitate după punerea de către Autoritatea publică a cererii însoțită de documentația completă conform prevederilor legale. Studiul de fezabilitate conține:

- soluția tehnică;
- costurile pentru realizarea lucrărilor stabilite pe bază de deviz general;
- valoarea totală estimată a investiției, I_{total} ;
- evaluarea lucrărilor de investiții din punct de vedere al eficienței economice prin cota $I_{eficient}$.

La elaborarea studiului de fezabilitate pentru stabilirea valorii totale I_{total} se au în vedere:

- lucrările de refacere a rețelei electrice de distribuție existente sau de înlocuire a unor elemente ale rețelei existente, prin care sunt alimentați utilizatori existenți, sunt lucrări de modernizare/retehnologizare/reabilitare;
- lucrările necesare în rețeaua existentă pentru asigurarea condițiilor tehnice în vederea racordării noilor locuri de consum sunt lucrări de întărire pentru racordarea consumatorilor;
- costurile pentru realizarea lucrărilor în rețelele de distribuție existente se finanțează exclusiv de operatorul de distribuție și nu se includ în valoarea I_{total} .

În perioada 2026-2035, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2022 se va prevedea în programele de investiții, cota parte din valoarea investițiilor pentru coparticiparea la lucrările de extindere rețele de interes public ca urmare a solicitărilor autorităților administrației publice.

Ca urmare a consultării cu autoritățile publice locale referitor la dezvoltările pe baza planurilor generale / zonale de urbanism, cota prevăzută de reglementările în vigoare acoperă integral cererile actuale și cererile viitoare estimate a fi transmise de autoritățile locale.

2.7.1.1 Regiunea Muntenia

Ca urmare a transmiterii scrisorilor către Primăria Generală a Municipiului București și Primăriile de Sector ale celor 6 Sectoare, precum și către Consiliile Județene Ilfov și Giurgiu au fost comunicate răspunsuri din partea Primăriei Municipiului București-Compania de Iluminat Public, Primăria Sector 6 și Primăria Sector 1 și a autorităților locale din Județul Ilfov, localitățile: Clinceni, Cornetu, Dragomirești Vale, Măgurele, Gradistea, Nuci, Pantelimon, Branesti, respective răspunsuri de la localitățile din județul Giurgiu: Fratești, Oinacu, Rasuceni în vederea extinderii rețelelor. Au fost luate în considerare răspunsurile primite până la data de 01.04.2025.

Sinteza solicitărilor și a răspunsurilor primite din partea autorităților locale, se regăsește în Anexa consultare, secțiunea 1.

Din analiza planurilor de dezvoltare ale Unităților Administrativ Teritoriale pentru următorii ani, a fost solicitată extinderea rețelei în anumite zone (aproximativ 66 de strazi).

Mijloacele fixe noi, prognozate a fi realizate în perioada 2026-2035, conform estimărilor făcute în baza datelor istorice sunt:

Tabel 2.103 Mijloacele fixe noi realizate

Tipologie Instalatie	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
TRAFO [buc]	5.00	4.00	5.00	4.00	3.00	5.00	4.00	7.00	6.00	6.00
LEA JT [km]	2.00	1.80	1.60	1.80	1.20	1.80	1.20	1.00	1.80	4.30
LES JT [km]	3.50	4.20	4.00	4.40	4.20	4.20	4.20	4.20	4.20	6.70
LEA MT [km]	0.72	1.00	1.00	1.39	0.43	0.42	0.54	0.78	1.20	0.90
LES MT [km]	2.00	3.12	3.33	4.00	4.20	8.00	7.50	9.12	9.80	10.20
Crestere capacitate [MVA]	2	2	2	2	1	2	2	3	2	2

Valorile și volumele prevăzute pentru extinderile necesare racordării de noi consumatori (surse proprii și contribuții financiare) sunt estimate în baza datelor istorice și depind în principal de cadrul de reglementare pentru racordări în ciclul 2025-2029, urmând ca valoarea finală să fie revizuită în cazul în care vor fi modificări.

Având în vedere faptul că acestea sunt dificil de estimat pentru o perioadă atât de îndelungată, valorile/volumele pot suferi modificări semnificative, atât din prisma modificărilor cadrului de reglementare cât și al stabilirii soluțiilor de racordare pe măsură ce se vor concretiza cererile de racordare.

2.7.1.2 Regiunea Banat

Ca urmare a transmiterii scrisorilor către Consiliul Județean Arad, Consiliul Județean Caras-Severin, Consiliul Județean Hunedoara, Consiliul Județean Timis, Primăriile Arad, Timisoara, Deva, Resita, Lugoj, Hunedoara, au fost comunicate răspunsuri din partea a 58 de Autorități publice în vederea extinderii rețelelor, modernizări de rețea, amplasare stații de încărcare vehicule electrice. Au fost luate în considerare răspunsurile primite până la data de 01.04.2025.

Sinteza solicitărilor și a răspunsurilor primite din partea autorităților locale, se regăsește în Anexa 8 și 9.

Din analiza planurilor de dezvoltare ale Unităților Administrativ Teritoriale pentru următorii ani, a fost solicitată extinderea rețelei în anumite zone (aproximativ 90 de strazi).

Mijloacele fixe noi, prognozat a fi realizate în perioada 2026-2035, conform estimărilor facute în baza datelor istorice sunt:

Tabel 2.104 Mijloacele fixe noi realizate

Tipologie Instalatie	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
TRAFO [buc]	3.00	5.00	7.00	6.00	5.00	4.00	5.00	5.00	5.00	8.00
LEA JT [km]	3.00	3.80	2.80	2.60	4.40	6.54	3.20	4.45	3.00	2.00
LES JT [km]	8.10	7.89	15.50	13.50	13.80	14.80	15.23	16.43	15.89	10.64
LEA MT [km]	0.70	0.82	1.32	2.15	2.43	1.42	1.54	1.78	1.20	1.10
LES MT [km]	3.50	7.12	18.20	20.10	18.30	18.70	15.00	15.50	15.30	14.90
Crestere capacitate [MVA]	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2

Valorile și volumele prevăzute pentru extinderile necesare racordării de noi consumatori (surse proprii și contribuții financiare) sunt estimate în baza datelor istorice și depind în principal de modul în care va fi stabilit cadrul de reglementare pentru racordări în ciclul 2025-2029, urmând ca valoarea finală să fie revizuită în cazul în care vor fi modificări.

Având în vedere faptul că acestea sunt dificil de estimat pentru o perioadă atât de îndelungată, valorile/volumele pot suferi modificări semnificative, atât din prisma modificărilor cadrului de reglementare cât și al stabilirii soluțiilor de racordare pe măsură ce se vor concretiza cererile de racordare.

2.7.1.3 Regiunea Dobrogea

Din analiza planurilor de dezvoltare ale Unităților Administrativ Teritoriale pentru următorii ani, au fost solicitate: extinderea rețelei în anumite zone, modernizarea instalațiilor existente, amplasarea de noi capacități (o stație de transformare la 110/20 kV la nivelul Orașului Fierbinți Târg, pentru crearea posibilităților de racordare pentru noile ansambluri rezidențiale și parcuri industriale, stație ce a fost prevăzută în planul de dezvoltare) și un volum semnificativ de extinderi de rețea și racordare stații vehicule electrice.

Tabel 2.105 Mijloacele fixe noi realizate

Tipologie Instalatie	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
TRAFO [buc]	12.00	12.00	15.00	14.00	15.00	13.00	9.00	9.00	12.00	12.00
LEA JT [km]	1.00	2.30	2.10	2.00	2.54	2.00	1.80	2.45	2.00	2.30
LES JT [km]	5.78	8.89	16.24	19.60	20.58	18.30	17.80	15.50	19.50	16.00
LEA MT [km]	0.45	0.22	2.32	0.15	0.43	0.42	0.54	0.78	1.20	1.10
LES MT [km]	5.98	8.12	20.50	16.50	18.30	16.80	16.50	18.80	16.45	17.40
Crestere capacitate [MVA]	3	3	4	4	4	3	2	2	3	3

Valorile și volumele prevăzute pentru extinderile necesare racordării de noi consumatori (surse proprii și contribuții financiare) sunt estimate în baza datelor istorice și depind în principal de modul în care va fi stabilit cadrul de reglementare pentru racordări în ciclul 2025-2029, urmând ca valoarea finală să fie revizuită în cazul în care vor fi modificări.

Având în vedere faptul că acestea sunt dificil de estimat pentru o perioadă atât de îndelungată, valorile/volumele pot suferi modificări semnificative.

2.7.2 Racordarea producătorilor de energie regenerabilă

În răspunsurile transmise de autorități la solicitările transmise de OD nu au fost indicate dezvoltări de proiecte de surse regenerabile.

Racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public se face cu respectarea cadrului legislativ în domeniu. Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale, Ordinul ANRE nr 59/2013 Regulamentul privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public actualizat cu modificările și completările ulterioare, Ordinul nr. 11/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare pentru aprobarea tarifelor și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de interes public, dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

Noile cereri de racordare ale locurilor de producere sau locurilor de consum și producere de energie electrică sunt prezentate de către producător direct/prin împuternicit în numele și pe seama solicitantului, către Rețele Electrice România SA.

Stabilirea soluției de racordare se face pe baza de fișă de soluție/studiului de soluție în conformitate cu prevederile legale în vigoare, nivelul de tensiune și punctul de racordare la rețea, atunci când există posibilitatea de racordare. Punctul de delimitare se stabilește (de comun acord cu utilizatorul) la limita de proprietate, astfel încât rețelele electrice amplasate pe domeniul public să fie deținute, de regulă, de către

operatorul de rețea și să se evite amplasarea instalațiilor operatorului de rețea pe proprietatea utilizatorului, conform prevederilor legale.

Având în vedere faptul că racordarea capacităților de producere inclusiv a microgeneratoarelor/integrarea generării distribuite conduce la îmbunătățirea eficienței energetice, se acordă o importanță deosebită tuturor solicitărilor pentru racordarea la rețeaua electrică de distribuție de noi capacități de producere, inclusiv microgeneratoare, cu urmărirea cu precădere a următoarelor aspecte:

- respectarea cerințelor generale din documentul intern Instrucțiunea operativă “**Reguli tehnice privind verificările preliminare de racordare la RED a instalațiilor de producere, producere / consum, sporuri de putere și instalații de stocare**”
- identificarea punctului optim comun de cuplare pentru fiecare capacitate de producere;
- analiza impactului asupra calității serviciului de distribuție în așa fel încât o dată cu racordarea noilor capacități de producere să nu fie afectată calitatea serviciului de distribuție pentru consumatorii existenți racordați la rețeaua electrică de distribuție;
- analiza impactului asupra pierderilor de energie electrică la racordarea noilor capacități de producere inclusiv de microgeneratoare;
- cu cât diferența dintre energia produsă din surse de generare distribuită și energia consumată este mai mare decât energia consumată, cu atât pierderile de rețea sunt mai mari.

Lucrări conexe racordării producătorilor de energie regenerabilă

În situația în care una sau mai multe soluții stabilite prin documentație prevăd lucrări de întărire a rețelei electrice, în documentație se analizează și se prezintă, pentru fiecare asemenea soluție în parte, valoarea puterii maxime care poate fi aprobată fără realizarea lucrărilor de întărire.

În avizul CTE/avizul CTES/fișa de soluție vor fi prezentate următoarele informații:

- lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării puterii aprobate exclusiv pentru locul de producere (pentru toți producătorii indiferent de putere) și lucrări de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de producere (pentru producători cu puteri mai mari de 100 kVA în cazul în care sunt producători noi și pentru sporuri de putere de până la 200 kVA pentru producătorii existenți);
- în funcție de tipul lucrărilor N sau N-1;
- în funcție de operatorul în gestiunea caruia sunt necesare (în RED/RET/alti OD);
- costul și termenul posibil estimat de realizare a acestora în funcție de clasificările de mai sus;
- cota de participare (Ti) a utilizatorului la lucrările de întărire calculată în conformitate cu legislația în vigoare;
- pentru cazurile în care sunt lucrări și în instalațiile operatorului de transport și sistem sau ale altor operatori, acestia vor menționa durata estimată de realizare. Pentru situațiile în care componenta Ti se determină pe baza de deviz general, valoarea totală va fi suma tuturor lucrărilor cu evidențierea costurilor pentru fiecare operator. În cazul în care componenta Ti este calculată pe bază de indici specifici conform reglementărilor actuale, iar formula de calcul nu conține și indicii aferenți rețelei în care necesită lucrări (ex. Racord în MT cu lucrări de întărire în RET) sau valoarea alocată unui indice este necesar a fi împărțit între 2 OD, Rețele Electrice România va solicita punctul de vedere al ANRE pentru a stabili modalitatea de alocare a componentei Ti între operatorii de rețea.

2.7.3 Dezvoltarea ansamblurilor de locuințe

În răspunsurile transmise de autorități la solicitările transmise de OD au fost indicate dezvoltări de ansambluri de locuințe.

Realizarea rețelelor electrice de interes public pentru alimentarea cu energie electrică a ansamblurilor de locuințe se face cu respectarea cadrului legislativ în domeniu și a cadrului de reglementare emis de autoritatea competentă de reglementare.

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale și prin Ordinul ANRE nr 59/2013 de aprobare a Regulamentului privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare, dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

Pentru ansamblurile de locuințe dezvoltatorul va depune o cerere pentru realizarea rețelei electrice de interes public.

După elaborarea soluțiilor Rețele Electrice Romania, conform Ord 59/2013 cu modificările și completările ulterioare, propune dezvoltatorului un contract pentru realizarea instalației electrice de interes public în care sunt menționate:

- condițiile de finanțare de către dezvoltator a cheltuielilor efectuate de Rețele Electrice Romania, pentru realizarea rețelei electrice de interes public necesare pentru racordarea utilizatorilor individuali. Contravaloarea realizării rețelei electrice va fi plătită de către beneficiar în una sau mai multe tranșe;
- condițiile de realizare a rețelei de către Rețele Electrice Romania ;
- condițiile de restituire a costurilor de realizare a rețelei electrice, achitate de dezvoltator, de către Rețele Electrice Romania în condiții de eficiență economică în conformitate cu prevederile legale.

După elaborarea PT-CS, obținerea autorizației de construire, execuția și recepționarea instalației de racordare aferente fiecărei etape de dezvoltare a ansamblului/întregului ansamblu/bloc, utilizatorii individuali vor depune cereri de racordare individuale pentru fiecare loc de consum în parte (casă/apartament/părți comune).

Rețele Electrice Romania restituie dezvoltatorului o cotă din contravaloarea cheltuielilor cu finanțarea lucrărilor de realizare a rețelei electrice de interes public necesare pentru racordarea utilizatorilor individuali din ansamblu, efectuate conform contractului prevăzut la pct. 4.1, numai după ce dezvoltatorul face dovada vânzării a cel puțin 80% din numărul total al locurilor de consum din ansamblu, pentru alimentarea cărora s-a realizat rețeaua respectivă. Prin Ordinul ANRE nr. 36/2019 privind aprobarea Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare, după 5 ani de la PIF, la solicitarea dezvoltatorului, se reface calculul cotei de eficiență în baza numărului de locuri de consum vandute și o restituie o singură dată dezvoltatorului.

Restituirea cotei se va face la solicitarea dezvoltatorului și în condițiile îndeplinirii celor precizate la alineatul anterior, printr-un act adițional la contract.

Valoarea care se restituie dezvoltatorului se stabilește în baza unei analize de eficiență economică. În cazul în care valoarea lucrărilor, rezultată în urma negocierii directe între dezvoltator și constructor, este mai mare decât valoarea cu care Operatorul ar fi putut realiza lucrarea la momentul încheierii contractului

de execuție pentru realizarea Rețelei, în baza contractelor încheiate în urma unor proceduri de achiziție publică, Cota care se restituie utilizatorului va fi cea cu care Operatorul ar putea executa lucrarea.

În perioada 2026-2035, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2022 se vor prevedea în programele de investiții, cota parte din valoarea investițiilor pentru realizarea rețelelor electrice de interes public pentru alimentarea ansamblurilor de locuințe.

2.7.4 Lucrări de întărire necesare pentru racordarea consumatorilor/dezvoltatorilor/producătorilor și lucrări pentru racordarea obiectivelor de interes public local și obiective strategice de siguranță națională

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale, prin Ordinul ANRE nr 59/2013 de aprobare a Regulamentului privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public actualizat public cu modificările și completările ulterioare, Ordinul nr. 11/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările aduse prin Ordinul 87/2014 și Ordinul 141/2014 pentru aprobarea tarifelor și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de interes public, dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

Pentru situațiile în care, ca urmare a solicitărilor de racordare la rețeaua electrică de distribuție a unui utilizator (consumator)/dezvoltator și după elaborarea studiului de soluție, în soluția de racordare sunt necesare lucrări de întărire în conformitate cu prevederile legale, OD informează prin oferta de racordare pe care o face prin avizul tehnic de racordare, termene posibile de realizare a lucrărilor respective și puterea maximă care poate fi aprobată fără realizarea acestora.

În perioada 2026-2035, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2016, se va prevedea în programele de investiții cota parte din valoarea investițiilor pentru lucrările de întărire necesare racordării consumatorilor/dezvoltatorilor, iar pentru racordarea producătorilor în situația în care componenta T_1 prevăzută în avizele tehnice de racordare ale producătorilor nu va acoperi integral valoarea lucrărilor de întărire pentru racordarea acestora, OD va permite producătorilor să achite lucrările urmând ca ulterior să fie calculate compensații din partea următorilor producători care beneficiază de lucrările de întărire finanțate de către primul producător.

2.8 Studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung

Digitalizarea joacă un rol crucial în sectorul energetic, mai ales în contextul tranziției energetice și al necesității de a respecta și proteja mediul.

Prin adoptarea tehnologiilor digitale și extinderea pe scară largă a automatizărilor în rețeaua de distribuție, companiile de distribuție pot gestiona mai eficient rețelele, optimizând fluxurile de energie, crescând siguranța în funcționare și reducând pierderile, contribuind semnificativ la creșterea eficienței și fiabilității operaționale.

Automatizarea proceselor repetitive contribuie la reducerea erorilor umane și crește eficiența, ceea ce duce la scăderea costurilor și îmbunătățirea răspunsului la evenimentele din rețea. De asemenea, analiza datelor în timp real optimizează procesele și facilitează luarea unor decizii rapide și informate, oferind informații valoroase pentru identificarea tendințelor, prognozarea consumului și îmbunătățirea serviciilor oferite utilizatorilor.

Tehnologiile digitale permit, de asemenea, o comunicare mai eficientă în relația cu clienții, contribuind la satisfacția acestora. Platformele digitale asigură accesul rapid și eficient la servicii, îmbunătățind semnificativ experiența utilizatorului. Aceste avantaje transformă digitalizarea într-un factor esențial pentru competitivitate și succes pe termen lung.

Companiile Rețele Electrice acordă un interes crescut dezvoltărilor aduse proceselor și noilor tehnologii prin digitalizare. În acest sens, își propun implementarea mai multor soluții pentru a transforma rețelele de distribuție în sisteme reziliente, participative și sustenabile, precum și pentru a îmbunătăți procesele operaționale. Aceste eforturi reflectă angajamentul companiei de a adopta cele mai avansate tehnologii din piață, de a inova continuu, asigurând astfel o distribuție eficientă și fiabilă a energiei electrice, în acord cu obiectivele de sustenabilitate și eficiență energetică.

Rețele Electrice România va continua să investească în modernizarea și actualizarea permanentă a sistemului de telecomandă capabil să gestioneze instalațiile de înaltă, medie și graduală, în rețelele de joasă tensiune. A fost demarată o licitație publică pentru achiziția de servicii de implementare sistem avansat, automatizat de management al distribuției (AADMS) și sistem de management al forței de muncă (WFM), planificate a fi implementate în perioada 2025-2028.

Implementarea noului sistem SCADA se va face utilizând o infrastructură de telecomunicații ce va avea la bază cea mai nouă tehnologie HW disponibilă în piață, fiind prevăzută înlocuirea echipamentelor actuale (routere, switch-uri) etc, concomitent cu implementarea de sisteme de monitorizare a performanței acestora, în condiții de cybersecurity avansate.

Implementarea platformei integrate AADMS va digitaliza și eficientiza procesele de management al rețelei de distribuție, iar, în același timp, procesele de operare și întreținere vor fi modernizate prin implementarea Sistemului de Management al Forței de Muncă (WFM). Aceasta va duce la reducerea timpilor de intervenție în caz de avarii, digitalizarea proceselor și creșterea eficienței economice, precum și îmbunătățirea accesului consumatorilor la serviciu, creșterea calității energiei livrate și reducerea duratei întreruperilor, atât planificate, cât și neplanificate.

Sistemul de Telecontrol este o tehnologie care permite controlul de la distanță al dispozitivelor de întrerupere și manevră din rețeaua de energie electrică. Implementând această tehnologie, reducem considerabil sau chiar eliminând în multe cazuri nevoia de deplasare în teren a echipelor de intervenție.

De asemenea, trecerea la un sistem SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) performant permite monitorizarea și controlul în timp real al rețelelor de distribuție. Astfel, se colectează date direct din echipamentele rețelei de distribuție, precum stațiile și posturile de transformare. Sistemul generează alarme și notificări în cazul în care apar defecțiuni, iar monitorizarea constantă permite identificarea rapidă a defecțiunilor și anomaliilor din rețea, cum ar fi supratensiunile, întreruperile sau alte probleme operaționale. Astfel, pot fi trimise comenzi de la distanță pentru deschiderea și închiderea întrerupătoarelor sau alte operațiuni necesare reconfigurării rețelei.

Sistemul permite acțiuni rapide și precise, reducând timpul de intervenție și costurile asociate cu intervențiile operative, facilitează identificarea și izolarea locurilor de defect, iar prin monitorizarea și analiza datelor în timp real, companiile de distribuție pot anticipa și preveni problemele, îmbunătățind astfel performanța generală a rețelei. Platforma ADMS va integra automatizat și va interfața modulele existente SCADA și OMS. De asemenea, Platforma integrată va interfața și interfuncționa cu sistemele operaționale existente ale REȚELE ELECTRICE ROMANIA prin interfețe deschise, de mare viteză, prin tehnologie cablată sau wireless.

Platforma ADMS va fi capabilă să proceseze date și informații despre aproximativ 500.000 puncte de inserție, actuale și viitoare, estimate a fi dezvoltate pe durata de viață a Platformei. Toate funcționalitățile solicitate pentru Platforma ADMS vor fi aplicabile tuturor activelor rețelei de distribuție, având în vedere interdependența acestora în procesele operaționale esențiale și necesitatea de a realiza manevrele de comandă operațională, planificarea dezvoltării și exploatarea rețelei în mod coordonat, pe toate zonele rețelei de distribuție

Sistemul DMS / EMS va fi utilizat în exploatare, în planificarea exploatarea și a dezvoltării, în simulare și analiză.

Soluția DMS va asigura:

- Monitorizarea și controlul în timp real al rețelei,
- Modelul matematic al rețelei și aplicațiile energetice,
- Gestionarea eficientă a avariilor și îmbunătățirea calității tensiunii,
- Analiza rețelei (scurtcircuite, protecția prin relee, pierderile, fiabilitatea, performanțele),
- Optimizarea și reducerea investițiilor,
- Reducerea vârfurilor de sarcină din rețea și a pierderilor de energie,
- Îmbunătățirea calității energiei și a serviciilor pentru clienți.

Decizia de a introduce un sistem ADMS este o inițiativă strategică, aliniată la viziunea pe termen lung a organizației. ADMS va schimba felul în care se desfășoară activitățile operaționale și necesită modificări și noi deprinderi care trebuie însușite. Gestionarea acestor modificări este dificilă, dar importantă, și constituie o parte importantă a implementării sistemului ADMS.

Compatibilitatea în procesarea datelor a platformei ADMS va include toate punctele de inserție pentru elementele de interes ale rețelei de distribuție, aceasta pentru a da posibilitatea asigurării coerenței și omogenității proceselor operaționale aplicabile, a procedurilor și ordinii operațiilor dar și pentru a nu crea discriminări procedurale și funcționale între aceste elemente.

Sistemul DMS și EMS va interacționa cu sistemele existente prin canale de comunicații ad hoc concepute să decupleze și să omogenizeze informațiile. Vor exista două mari domenii de date: „În timp real” și „master”.

Sistemele DMS și EMS cu SCADA efectuează în general operații în buclă închisă cu date în timp real, cu grad ridicat de reacție la misiunile executate în medii critice pe când cu sistemele tradiționale IoT se prelucrează o cantitate mare de date în timp pseudo-real pentru analiza off-line. În acest sens, noua arhitectura preconizată a fi implementată intră în categoria IIoT, Industrial Internet of Things, mai degrabă decât în tradiționalul IoT.

Din acest motiv arhitectura pentru mediile DMS/EMS/SCADA va utiliza micro-servicii ce trebuie actualizate în timp real, cu întârzieri extrem de mici, iar acest tip de răspuns se realizează cu ajutorul serviciilor pentru a obține un sistem de mesaje fiabile în timp real.

Funcționalitățile DMS vor fi:

- Modelul rețelei de distribuție - Distribution Feeder Network Model
- Circulații de putere din rețeaua de distribuție - Distribution Power Flow (DPF)
- Estimarea sarcinilor - Load Estimation (LE)
- Analiza scurtcircuitelor - Short Circuit Analysis (SCA)
- Fluxul de putere optim - Optimal Power Flow (OPF)
- Comutarea inteligentă - Intelligent Switching (ISw)
- Gestionarea planului de manevre - Switching Plan Management
- Estimatorul de stare a sistemului de distribuție - Distribution System State Estimator (SE)
- Localizarea și izolarea avariilor și restabilirea serviciului - Fault Location Isolation and Service Restoration (FLISR)
- Sistemul de management al resurselor distribuite de energie - Distributed Energy Resources Management System (DERMS)
- Controlul integrat al tensiunii/Var - Integrated Voltage/Var Control (IVVC)
- Simulatorul de antrenare a operatorilor - Operator Training Simulator

Funcționalitățile EMS vor fi:

- Estimarea stării EMS - EMS State Estimation
- Fluxul de putere EMS - EMS Power Flow
- Analiza situațiilor neprevăzute în EMS - EMS Contingency Analysis
- Calculul întreruperilor în EMS - EMS Fault Calculation
- Fluxul de putere optim EMS - EMS Optimal Power Flow

Accesul la datele rețelei electrice de distribuție este esențial pentru organizarea, planificarea și coordonarea activităților de mentenanță, atât pentru lucrările planificate, cât și pentru cele neplanificate. Pentru a îmbunătăți aceste activități, companiile de distribuție își propun să dezvolte soluții de tip Network Digital Twin, care digitalizează elementele rețelei electrice de distribuție, permițând utilizarea unor imagini virtuale ale rețelelor existente și facilitând emiterea soluțiilor tehnice de racordare la rețea sau identificarea zonelor cu risc de defect ridicat în funcționare. Se va optimiza astfel activitatea de mentenanță, reducând numărul deplasărilor în teren și integrând fotografii 2D și 3D ale rețelei pentru o vizualizare detaliată. Până în 2024, s-au digitalizat peste 6000 km de linii de înaltă tensiune și 5900 km de medie tensiune (necesită actualizare cu datele de la 31.12.2024), iar procesul de cartografiere mobilă pentru liniile de joasă tensiune a acoperit

primii 1200 km. Crearea rețelei electrice digitale de distribuție va fi realizată și în continuare prin inspecții cu drone, prin cartografiere mobilă (mobile mapping).

În continuarea procesului de digitalizare se analizează implementarea de noi module de asset management și GIS corelat cu proiectul de actualizare a proceselor gestionate prin sistemul SAP, trecerea la versiunea SAP HANA fiind planificată a se realiza în perioada 2026-2027. Urmărim finalizarea digitalizării rețelelor de IT, MT și JT și integrarea lor într-o platformă software unică până în anul 2028.

Utilizarea și extinderea sistemelor tip DigSilence include, de asemenea, modelarea rețelei, utilizarea analizelor de date pentru optimizarea consumului și a distribuției, și facilitarea integrării în rețea a producătorilor de energie regenerabilă. Permite, de asemenea, implementarea unor soluții mai avansate de management al cererii și de integrare a energiilor regenerabile, contribuind astfel la sustenabilitatea și fiabilitatea sistemului de distribuție a energiei electrice.

Concomitent, se vor identifica soluții pentru activitățile din zona supply-chain care să eficientizeze atât fluxurile de materiale și echipamente de la/către Platformele centrale către/de la unitățile beneficiare, cât și un management mai bun al consumurilor și al stocurilor în depozitele de nivel 2 (de la unitățile operative sau contractori). Se va pune accent pe zona de gestionare a materialelor reutilizabile, facilitând abordări conexe legate de economia circulară, dar și pe zona de colectare, eliminare și valorificare a deșeurilor rezultate, preponderent din activitățile de investiții și mentenanță desfășurate.

Prin aceste proiecte se va face tranziția către noi sisteme informatice care vor gestiona procesele operative, sisteme moderne și aliniate la cele mai noi exigente din sectorul energetic contribuind fundamental la îndeplinirea obiectivelor companiei în tranziția energetică.

Astfel prin obiectivele descrise în strategie privind sistemele informatice se va înlocui întreaga suită de sisteme informatice și aplicații existente care și-au atins maturitatea și al căror proces de mentenanță și dezvoltare este îngreunat datorită limitărilor tehnologice.

Toate aceste sisteme vor funcționa integrat pentru creșterea eficienței și maximizarea beneficiului pe care acestea le oferă în operațiunile societăților de distribuție.

Concomitent, ne vom îndrepta eforturile pentru a oferi clienților o experiență mai bună la punctul de contact cu noi, indiferent de canalele de comunicare accesate, inclusiv pe zona de informare privind întreruperile de rețea, planificate sau accidentale, care îi afectează calitatea sau continuitatea serviciului de distribuție.

Alte acțiuni necesare tranziției digitale:

- înlocuirea graduală a **UP/modem** vechi cu **UP/modem 4G** și/sau upgrade firmware ca soluție de tranziție, astfel încât la implementarea noului sistem **SCADA** acestea să fie funcționale în proporție de minim 60%, cu perspectiva de înlocuire totală pe parcursul ciclului V de reglementare. Se vor identifica soluții care să facă posibilă preluarea informațiilor de la echipamentele telecontrolate cu tehnologii legacy actuale (prin comunicație preponderent 2G) și folosirea în noul sistem **SCADA** ce va fi implementat pe parcursul ciclului V de reglementare.
- montarea de reanclanșatoare pe derivațiile aeriene mai lungi de 500m din proprietatea terților.
- se vor demara proiecte pilot pentru extinderea utilizării telecontrolului în rețelele de joasă tensiune (atât în posturile de transformare cât și prin montarea de senzori în rețele de joasă tensiune), condiție

absolut necesară pentru reducerea costurilor de operare, a timpilor de întrerupere în cazul deranjamentelor colective și, implicit, a valorilor **SAIDI**.

- vom continua inițierea de proiecte pilot pentru identificarea celor mai bune soluții adaptate la tipologia rețelelor și natura problemelor întâlnite, cu scopul de a crea un mediu propice de implementare al celor mai noi tehnologii din piață, urmărind în permanentă integrabilitatea în sistemele centrale de comandă și control.
- Întrucât, urmare apariției unui număr tot mai mare de prosumatori, nivelul de tensiune a început să crească, cu riscul depășirii pragului de **Unom+5% Unom**, se va urmări în permanență nivelul de tensiune în rețeaua de joasă tensiune, de la distanță (prin informațiile furnizate prin sistemul de măsurare inteligentă) și se vor lua măsuri de atenuare a impactului, prin soluții tehnice specifice (montare de transformatoare cu reglaj sub sarcină în posturi, integrabile în **SCADA**, montare dispozitive complexe de reglaj al nivelului de tensiune în rețeaua de joasă tensiune tip **LVRS** etc.).
- Realizarea unui centru operativ unic la nivel de RER este unul dintre obiectivele PR5 și va fi demarat în acest an.

Acțiunile se referă în principal la următoarele măsuri pentru digitalizarea rețelei:

- **Alte acțiuni obligatorii prin prevederi de reglementare locală, Directive Europene**
 - Completarea acțiunii privind instalarea de sisteme de măsură inteligentă la toți utilizatorii în conformitate cu prevederile Directivei Europene și corelat cu volumele fixate de către Autoritate;
 - Dezvoltarea împreună cu OTS și cu ceilalți OD de platforme de piață pentru achiziție de energie pentru pierderi și pentru alte funcționalități (cum ar fi prognoze de producție, etc), servicii de gestiune a congestiilor și servicii de flexibilitate;
 - Completarea, sub coordonarea OTS, a acțiunilor de interoperabilitate prin conectarea sistemelor de comandă control de la distanță între OD și OTS;
 - Instalarea analizatoarelor de calitate a energiei/a soluțiilor alternative acceptate de către Autoritate pentru monitorizarea calității energiei în stațiile și posturile de transformare, prin continuarea acțiunii de instalare de concentratoare și contoare de balanță cu posibilități la nivelul posturilor de transformare, concomitent cu proiectul de implementare sisteme de măsură inteligentă și chiar anticipând anumite instalări în posturile de transformare;
- **Alte acțiuni proprii operatorului de distribuție Rețele Electrice România**
 - Continuarea acțiunii de integrare în sistemul de comandă control de la distanță a stațiilor, posturilor de transformare și punctelor de alimentare;
 - Continuarea acțiunii de implementare sisteme de automatizare în stațiile de transformare și punctele de alimentare de tip AAR atât la medie tensiune cât și la 110 kV în conformitate cu solicitările OTS;
 - Continuarea acțiunii de implementare a soluțiilor de automatizare a liniilor de medie tensiune prin automatizări cu funcționare basic sau avansată funcție de posibilitățile de implementare;
 - Identificarea unor soluții avansate tehnologic, testarea acestora on-field și implementare masivă în cazul rezultatelor pozitive pentru echipamente care înglobează funcționalități de concentrator,

comandă control de la distanță, protecții pe linii de medie tensiune din posturile de transformare, echipamente de comunicație și analizor de calitate a energiei electrice.

- Dezvoltarea de fibră optică atât la înaltă tensiune cât și la medie tensiune (concomitent cu lucrările de racordare utilizatori noi) și cu înlocuirea echipamentelor de comunicație la nivelul stațiilor de transformare, posturilor de transformare, punctelor de alimentare și a punctelor de comandă și control de la distanță din lungul liniilor de medie tensiune (reclosere, separatoare telecomandate).
- Extinderea rețelelor de fibră optică în rețeaua de înaltă tensiune pentru asigurarea căilor de comunicație pentru sistemul de comandă control de la distanță (diferite de GSM care prezintă riscuri de nefuncționare în cazul unor condiții meteo nefavorabile), funcționarea protecțiilor diferențiale, interconectare facilă cu rețeaua OTS și pentru facilitarea implementării soluțiilor de limitare operațională la N-1 pentru producătorii din surse regenerabile cu astfel de soluții;

Cartografierea rețelelor

Rețele Electrice Romania a demarat activitatea de cartografiere a rețelei, în prezent, situația cartografierii fiind după cum urmează:

- Regiunea Muntenia:
 - Linii de înaltă tensiune – 81%
 - Stații de transformare – 100%
 - Linii de medie tensiune – 100%
 - Posturi de transformare – 100%
 - Rețeaua de joasă tensiune – 39%
 - Branșamente – 48%
- Regiunea Banat:
 - Linii de înaltă tensiune – 100%
 - Stații de transformare – 100%
 - Linii de medie tensiune – 100%
 - Posturi de transformare – 100%
 - Rețeaua de joasă tensiune – 72%
 - Branșamente – 50%
- Regiunea Dobrogea:
 - Linii de înaltă tensiune – 82%
 - Stații de transformare – 100%
 - Linii de medie tensiune – 100%
 - Posturi de transformare – 100%
 - Rețeaua de joasă tensiune – 85%
 - Branșamente – 40%

Rezultă în continuare necesitatea de a finaliza cartografierea rețelei de înaltă tensiune pentru regiunile Muntenia și Dobrogea respectiv a rețelelor de joasă tensiune inclusiv branșamentele pentru toate cele trei regiuni cu accent pe zona Banat.

Stadiul Implementării sistemelor de măsură inteligente

Sistemele de măsurare inteligentă care vor fi integrate în rețelele electrice de distribuție în RER trebuie să răspundă cerințelor Ordinului ANRE nr. 177/2018 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice care impun funcționalități obligatorii și optionale concrete aliniate funcționalităților de bază anterior descrise, după cum urmează:

Funcționalitățile obligatorii pentru clientul final sunt următoarele:

- i. Să transmită clientului final și oricărui tert desemnat de către acesta, citiri din sistem, în vederea gestionării consumului. Transmiterea către clientul final sau către oricare terț desemnat de acesta, în timp util, a unor citiri precise, ușor de înțeles și de utilizat. Prin citiri se înțelege evoluția indexelor aferente consumului, cu periodicitate și pentru o perioadă de timp suficientă, stabilită prin contract.
- ii. Să actualizeze citirile menționate la punctul 1, cu o frecvență suficientă pentru a permite ca informațiile să fie utilizate în vederea realizării de eficiență energetică. Sub sistemele de măsurare/sub sistemele de transmitere a informațiilor vor fi prevăzute cu capacitatea de a stoca datele privind consumul înregistrat pentru o perioadă de timp rezonabilă, conform prevederilor legale specifice în vigoare, pentru a permite consultarea și extragerea datelor privind consumul anterior. Sub sistemele de măsurare/sub sistemele de transmitere a informațiilor trebuie să permită înregistrarea datelor de consum la cel puțin 15 minute și transmiterea acestora ca funcție de bază o dată pe zi (în ziua următoare), conform condițiilor prevăzute pentru plata energiei electrice în contractele încheiate între părți. Face posibilă, în acest fel, o predicție ridicată a palierelor de consum, cu efect important în achiziția de energie în condiții de eficiență.

Funcționalitățile obligatorii pentru operatorul de rețea sunt următoarele:

- i. Să permită citirea la distanță a contoarelor de către operatorul de distribuție concesionar. Aceasta funcționalitate asigură citirea de la distanță a contoarelor, atât pentru energia injectată în rețea, cât și pentru energia consumată din rețeaua de distribuție.
- ii. Să asigure o comunicare bidirecțională între subsistemul de măsurare montat la locul de consum și subsistemul de gestiune a informațiilor. Sub sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită comunicația bidirecțională între subsistemul de măsurare aferent unui loc de consum și subsistemul de gestiune a informațiilor, pentru a asigura cel puțin:
 - eliminarea deplasării pentru activități operaționale curente;
 - actualizarea securizată de la distanță a softului intern al contorului, care este permisă în partea metrologică a acestuia;
 - monitorizarea funcționării sistemului de măsurare inteligentă și culegerea semnalizărilor generate de acesta;
 - sincronizarea referinței de timp (contoarele, prin soft-ul intern de funcționare și infrastructură de comunicații aferentă acestora, trebuie să aibă capacitatea de sincronizare a datelor măsurate cu datele recepționate de sistemul central, suficient de frecvent, încât să se poată obține beneficiile generate de alte funcționalități);
 - actualizarea tipurilor de tarife conform reglementărilor în vigoare și/sau prevederilor contractuale.
- iii. Să permită citiri suficient de frecvente pentru ca informațiile să fie utilizate în managementul operațional al rețelei, precum și la planificarea dezvoltării rețelei. Sistemele de măsurare inteligentă

trebuie să furnizeze date utile pentru planificarea dezvoltării rețelei de distribuție. Datele înregistrate de sistemele de măsurare inteligentă trebuie să fie suficiente pentru a permite optimizarea funcționării rețelelor de distribuție și pentru a crește eficiența rețelei.

Funcționalități obligatorii pentru aspectele comerciale ale furnizării de energie:

- i. Să sprijine sistemele tarifare avansate - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să cuprindă obligatoriu structuri tarifare avansate. Structura tarifară minimală obligatorie trebuie să îndeplinească următoarele condiții:
 - în cazul clienților finali noncasnici, cu puteri maxime aprobate/contractate de peste 30 kW să permită aplicarea tuturor structurilor tarifare în vigoare la data emiterii ordinului, (tarife binomiale cu înregistrarea puterii orare la 15 minute atât în ore de vârf cât și în restul orelor, cu posibilitatea de definire lunară a zonelor orare, tarife monomiale cu maximum 3 zone orare în timpul unei zile, cu posibilitatea de modificare sezonieră a intervalelor orare);
 - în cazul consumatorilor casnici să permită aplicarea tarifelor monomiale cu 3 zone orare în timpul unei zile, cu posibilitatea de modificare lunară a intervalelor orare.
- ii. Subsistemele de măsurare vor permite și înregistrarea consumului în funcție de perioada și controlul tarifelor de la distanță, cu asigurarea confidențialității informațiilor de natură comercială aferente părților contractante, corespunzător fiecărui loc de consum.
- iii. De asemenea, subsistemele de măsurare pot permite înregistrarea consumului în funcție de perioada și controlul tarifelor de la distanță, fără a fi trecut prin sistemul informatic al distribuitorului. În aceasta situație, va fi folosită înregistrarea curbei de sarcină la utilizarea tarifelor avansate în vederea calculării corecte a facturii de energie electrică în funcție de tariful ales.
- iv. Să permită controlul de la distanță al conectării/deconectării de la rețea sau limitarea puterii - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să asigure protecție privind utilizarea rețelei pentru clienții finali, permițând limitarea sau ajustarea progresivă a puterii absorbite. Funcționalitatea conduce la simplificarea proceselor de conectare și deconectare, în conformitate cu prevederile legale. Aceasta funcționalitate asigură, în mod automat, gestionarea urgențelor de ordin tehnic, care pot afecta rețeaua, precum și limitarea dezechilibrelor în piața de energie electrică.

Funcționalități obligatorii pentru securitatea și protecția datelor

- i. Să asigure comunicări securizate ale datelor - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită implementarea protocoalelor de securitate și protecție a datelor, inclusiv a datelor personale; protocoalele de securizare a datelor trebuie să poată fi implementate și în cazul mesajelor transmise prin intermediul contorului către sau dinspre orice dispozitive ori sisteme de control existente la domiciliul clientului final.
- ii. Să prevină, să detecteze și să transmită către subsistemul de gestiune a informațiilor, semnalizările legate de accesul neautorizat. Această funcționalitate are scopul de a asigura securitatea și siguranța în caz de acces neautorizat și exprimă obligativitatea de a proteja utilizatorii sistemelor de măsurare inteligentă și operatorii de măsurare atât la tentativa de utilizare neconformă a rețelei, cât și față de fraudă informatică. Aceasta funcționalitate impune obligativitatea de a dota sistemele de măsurare

inteligentă cu mecanisme de detectare și semnalizare către subsistemele de gestiune a datelor, a tentativelor de acces neautorizat.

Funcționalități obligatorii pentru producția descentralizată

- i. Să asigure măsurarea energiei electrice, separat, atât a cantității absorbite de către client, cât și a cantității de energie electrică injectată în rețea de către client. De asemenea, să asigure măsurarea energiei electrice reactive. Aceasta funcționalitate este obligatorie doar în cazurile în care se integrează microproducția locală de energie electrică produsă din surse regenerabile cu consumul din rețeaua de distribuție, la același loc de consum.
Această funcție trebuie să existe numai în cazul contoarelor instalate la categoriile de clienți care detin microproducție, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.
- ii. Să permită identificarea automată a defecțiunilor, reducerea timpilor de întreruperi, îmbunătățirea monitorizării și a controlului principalilor parametri tehnici privind calitatea energiei electrice. Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită funcția de înregistrare a informațiilor cu privire la căderile de tensiune, la durata acestora și să permită înregistrarea de informații cu privire la durata depășirii limitelor de tensiune acceptate (înregistrarea orei la care a avut loc depășirea și a orei la care s-a revenit la valoarea acceptată). Subsistemele de gestiune a informațiilor trebuie să aibă capacitatea de a extrage aceste informații și a le pune la dispoziția clientului/furnizorului în cazul reclamațiilor/cererilor de informații, legate de standardul de performanță pentru distribuția energiei electrice.
- iii. Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită integrarea a cel puțin unui contor pentru balanță la fiecare post de transformare (PT), pentru a facilita identificarea pierderilor tehnice și nontehnice prin analiza balanțelor de energie. Datele înregistrate de contoare pentru balanță contribuie la gestionarea pierderilor tehnice și nontehnice. Această funcționalitate este obligatorie deoarece unul dintre beneficiile principale ale introducerii sistemelor de măsurare inteligentă este reducerea pierderilor tehnice, în special a celor nontehnice. Contoarele pentru balanță sunt componente necesare pentru implementarea acestei funcționalități.

Funcționalități opționale

- i. Sistemul de măsurare inteligentă ar trebui să permită comunicarea cu receptorii din locuința clientului final, inclusiv cu contoarele altor utilități - Home Area Network (HAN). Sistemul de măsurare inteligentă ar trebui să facă posibilă comunicarea cu aparatele de uz casnic care permit acest lucru, inclusiv cu alte contoare. Comunicația ar trebui să se bazeze pe standardele și protocoalele utilizate în general, iar contorul ar trebui să ofere posibilitatea de setare a soft-ului intern, fără a se interveni în modulul de măsurare și în memoria de stocare a datelor.
- ii. Subsistemul de gestiune a informațiilor din contoare ar trebui să stocheze datele contorizate cel puțin pentru perioada relevantă pentru facturare, reclamații sau recuperare a eventualelor datorii. Această funcționalitate privește subsistemul de gestiune a informațiilor și vizează păstrarea datelor istorice pentru o perioadă definită, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.
- iii. Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă ar trebui să permită montarea de contoare suplimentare, fără a fi nevoie de înlocuirea elementelor existente. Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită montarea unui număr rezonabil de contoare suplimentare, fără a fi nevoie de înlocuirea celorlalte elemente existente.

Subsistemele de măsurare/subsistemele de transmitere a informațiilor ar trebui să aibă capacitatea de stocare a datelor pentru o perioadă suficientă de timp. Datele memorate trebuie să fie disponibile pentru o durată suficient de lungă (maximum 60 de zile după expirarea perioadei de facturare), care să permită recuperarea acestora în condiții de siguranță în cazul în care nu se reușește accesarea sistemului de măsurare inteligentă de la distanță în vederea colectării datelor (de exemplu, la perioada de facturare). Modul de stocare a datelor în subsistemele de măsurare/subsistemele de transmitere a informațiilor trebuie să respecte prevederile legale în vigoare referitoare la securitatea datelor cu caracter personal.

În vederea respectării Directivei Europene se impune instalarea în perioada 2025-2028 a sistemelor de măsură inteligente și pentru ceilalți utilizatori.

Operatorul de distribuție REȚELE ELECTRICE ROMANIA derulează în prezent un plan de înlocuire a contoarelor de energie electrică prin proiectul SMI, cu o planificare anuală a instalării unui număr de contoare de aproximativ 180 000 contoare/an. Scopul acestui program este modernizarea infrastructurii de măsurare și alinierea acestora la cerințele tehnice și operaționale actuale.

Cu toate acestea, un număr semnificativ de contoare tradiționale (electromecanice și electronice fără funcție de telecitire) și contoare cu telecitire, ce au atins sau vor atinge în perioada următoare termenul de valabilitate metrologică. Conform reglementărilor metrologice în vigoare, aceste contoare trebuie înlocuite la expirarea valabilității.

Pentru a respecta obligațiile legale privind valabilitatea metrologică a echipamentelor de măsurare și pentru a sprijini obiectivele strategice privind digitalizarea rețelei, este necesară suplimentarea planului de înlocuire a contoarelor pentru perioada **2026–2029**, prin depășirea pragului actual de **7%** pe an din totalul flotei în funcție de capacitățile operaționale și disponibilitatea echipamentelor.

Necesar suplimentare plan înlocuire contoare (expirate metrologic):

	2026	2027	2028	2029
Inlocuri grupuri masura(ROn)	11,377,452	20,369,960	20,573,726	51,356,445

Această suplimentare are drept beneficii:

- **asigurarea conformității metrologice** a parcului de contoare;
- **reducerea riscurilor operaționale** și a potențialelor neconformități în relația cu utilizatorii rețelei;
- **accelerarea procesului de modernizare** a infrastructurii de măsurare prin adoptarea contoarelor inteligente;
- **scaderea intervențiilor fizice** la locurile de consum și optimizarea activităților de mentenanță;
- **reducerea pierderilor comerciale** și îmbunătățirea eficienței operaționale;
- **creșterea calității serviciilor oferite clienților**, prin accesul la date detaliate privind consumul.

Având în vedere cele de mai sus, în cadrul Rețele Electrice România **este necesară suplimentarea planului de înlocuire a contoarelor pentru perioada 2026–2029**, cu depășirea pragului de 7% anual și atingerea unui nivel de până la 12–13%, pentru a asigura atât respectarea cerințelor legale, cât și realizarea obiectivelor strategice de digitalizare și eficientizare a rețelei de distribuție.

Odata cu aprobarea planului de dezvoltare, vom demara promovarea acestor lucrări.

Dezvoltarea împreună cu OTS și cu ceilalți OD a unor platforme pentru serviciile de flexibilitate

Contextul legislative pentru dezvoltarea segmentului de flexibilitate este dat de:

Legea energiei 123/2012, modificată cu OUG 143/2021

Articolul 3

(105) serviciu de flexibilitate - serviciu furnizat de un participant la piață și achiziționat de operatorii de distribuție pentru susținerea funcționării eficiente și sigure a sistemului de distribuție și pentru a maximiza calitatea serviciilor furnizate

Articolul 45

Operatorul de distribuție are următoarele atribuții principale:

(...) c) elaborează, prin consultare cu utilizatorii relevanți ai rețelei și cu operatorul de transport și de sistem, un plan transparent de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție, care va fi publicat împreună cu rezultatele procesului de consultare publică cel puțin la fiecare doi ani și prezentat ANRE spre aprobare, însoțit de rezultatele procesului de consultare publică. Planul de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție oferă transparență în privința serviciilor de flexibilitate necesare pe termen mediu și lung și stabilește cel puțin investițiile planificate pentru următorii cinci-zece ani, punând un accent deosebit pe infrastructura de distribuție principală necesară pentru a racorda noile capacități de producere și noii consumatori, inclusiv punctele de încărcare pentru vehiculele electrice. Planul de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție include, dar fără a se limita la utilizarea consumului dispecerizabil, a eficienței energetice, a instalațiilor de stocare a energiei sau a altor resurse pe care trebuie să le utilizeze operatorul de distribuție ca alternativă la extinderea sistemului;

Articolul 45¹

Stimulente pentru utilizarea flexibilității în rețelele de distribuție

(1) ANRE elaborează cadrul de reglementare prin care operatorii de distribuție sunt stimulați să achiziționeze servicii de flexibilitate, inclusiv gestionarea congestiilor în regiunile pe care le deservesc, în vederea îmbunătățirii eficienței în ceea ce privește exploatarea și dezvoltarea sistemului de distribuție.

(2) Operatorii de distribuție pot achiziționa serviciile prevăzute la alin. (1) de la entitățile care oferă servicii de producere distribuită, de consum dispecerizabil sau de stocare a energiei și promovează luarea unor măsuri de eficiență energetică, în cazul în care aceste servicii reduc în mod eficient din punctul de vedere al costurilor necesitatea de modernizare sau de înlocuire a capacităților de energie electrică și susțin funcționarea eficientă și sigură a sistemului de distribuție.

(3) Operatorii de distribuție achiziționează serviciile prevăzute la alin. 1 conform unor proceduri transparente, nediscriminatorii și bazate pe piață, conform reglementărilor ANRE.

(4) ANRE elaborează specificațiile pentru serviciile de flexibilitate achiziționate și, după caz, produsele de piață standardizate pentru astfel de servicii cel puțin la nivel național.

(5) Operatorii de distribuție schimbă între ei toate informațiile necesare și se coordonează cu operatorii de transport și de sistem pentru a asigura o utilizare optimă a resurselor, pentru a asigura funcționarea eficientă și sigură a sistemului și pentru a facilita dezvoltarea pieței.

(6) Operatorii de distribuție sunt remunerați în mod adecvat pentru achiziționarea unor astfel de servicii pentru a le permite să recupereze cel puțin costurile rezonabile corespunzătoare, inclusiv cheltuielile cu tehnologiile de informare și comunicare necesare și costurile cu infrastructura.

Directiva (UE) 2019/944 Articolul 32: „Stimulente pentru utilizarea flexibilității în rețelele de distribuție”:

(1) Statele membre furnizează cadrul de reglementare necesar pentru a permite operatorilor de distribuție și pentru a stimula să achiziționeze servicii de flexibilitate, inclusiv gestionarea congestiilor în regiunile pe care le deservesc, în vederea îmbunătățirii eficienței în ceea ce privește exploatarea și dezvoltarea sistemului de distribuție. În mod concret, cadrul de reglementare asigură faptul că operatorii de distribuție pot achiziționa astfel de servicii de la entitățile care oferă servicii de producere distribuită, de consum dispecerizabil sau de stocare a energiei și promovează luarea unor măsuri de eficiență energetică, în cazul în care aceste servicii reduc în mod eficient din punctul de vedere al costurilor necesitatea de modernizare sau de înlocuire a capacităților de energie electrică, și susțin funcționarea eficientă și sigură a sistemului de distribuție. Operatorii de distribuție achiziționează astfel de servicii conform unor proceduri transparente, nediscriminatorii și bazate pe piață, cu excepția cazului în care autoritățile de reglementare au determinat că achiziționarea unor astfel de servicii este inefficientă din punct de vedere economic sau că o astfel de achiziție ar conduce la denaturări grave ale pieței sau la congestii mai ridicate.

(2) Operatorii de distribuție, cu aprobarea autorității de reglementare, sau autoritatea de reglementare însăși stabilesc, într-un proces transparent și participativ care include toți utilizatorii de sistem și operatorii de transport și de sistem relevanți, specificațiile pentru serviciile de flexibilitate achiziționate și, după caz, produsele de piață standardizate pentru astfel de servicii cel puțin la nivel național. Specificațiile asigură participarea efectivă și nediscriminatorie a tuturor participanților la piață, inclusiv a participanților la piață care oferă energie din surse regenerabile, a participanților care oferă servicii de consum dispecerizabil, a operatorilor de instalații de stocare a energiei și a participanților la piață implicați în agregare. Operatorii de distribuție schimbă între ei toate informațiile necesare și se coordonează cu operatorii de transport și de sistem pentru a asigura o utilizare optimă a resurselor, pentru a asigura funcționarea eficientă și sigură a sistemului și pentru a facilita dezvoltarea pieței. Operatorii de distribuție sunt remunerați în mod adecvat pentru achiziționarea unor astfel de servicii pentru a le permite să recupereze cel puțin costurile rezonabile corespunzătoare, inclusiv cheltuielile cu tehnologiile de informare și comunicare necesare și costurile cu infrastructura.

Obligațiile privind gestionarea congestiilor și serviciile de flexibilitate au fost transpuse în **Ordinul ANRE 124/2021** privind aprobarea Regulilor pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață de către operatorii de rețea a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport, a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorul de transport și de sistem și a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorii de distribuție concesionari și privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul

Energiei nr. 127/2021 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 președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

Datorita unor factori obiectivi (întârzieri în aprobarea noului cod de rețea european, lipsa unor reglementari suport), implementarea Ordinul 124/2022 a fost prorogata de doua ori, termenele actualizate fiind:

- Termenul pentru elaborarea procedurilor operaționale proprii se prelungește de la 5 aprilie 2025 pana la **1 decembrie 2026**,
- Implementarea regulilor pentru gestionarea congestiilor prin flexibilitate, achiziția de energie reactivă de către distribuitori și actualizarea cadrului pentru echilibrare în sistem se amână de la 1 mai 2025 până la **1 ianuarie 2027**
- Implementarea serviciilor de flexibilitate bazate pe piață implică o schimbare a strategiilor de monitorizare și control a rețelei de distribuție către o abordare mai predictivă. O strategie predictivă de gestionare a rețelei va permite prognozarea restricțiilor tehnice (probleme de tensiune și congestii) și de a defini strategia optimă de funcționare luând în considerare atât activele rețelei, cât și resursele de flexibilitate.
- Sistemele avansate de management al distribuției adresează această abordare predictivă, în special pentru rețelele IT și MT, utilizând instrumente de prognoză a sarcinii și fluxurile optime de putere.
- Principala provocare rămâne dezvoltarea unui cadru adecvat de management al rețelei pentru rețelele de JT, având în vedere observabilitatea scăzută din cauza capacităților de monitorizare reduse și eroarea mare a prognozelor de sarcină JT. Trebuie dezvoltate instrumente specifice, profitând de infrastructura de contorizare inteligentă și de datele sale istorice și capabile să se ocupe de maparea topologică slabă și caracterizarea parametrilor electrici ai rețelei de alimentare.
- Extinderea serviciilor de flexibilitate bazate pe piață în rețelele de distribuție necesită:
 - - dezvoltarea unui cadru național adecvat de reglementare;
 - - creșterea observabilității rețelelor de distribuție și trecerea către cadrul de gestionare predictivă a rețelei, inclusiv instrumente adecvate pentru rețelele de JT;
 - - promovarea implementării de soluții interoperabile de management al energiei pentru creșterea capacităților de control de la distanță ale resurselor flexibile.

Totodată, în vederea elaborării documentației obligațiilor ce revin operatorilor de rețea, a fost organizat un program comun și un grup de lucru cu reprezentanții Transelectrica și ai operatorilor de distribuție. Acțiunile desfășurate până în prezent de către grupul de lucru OR pentru implementarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 124/2022 sunt:

- Elaborarea metodologiilor și procedurilor de profil necesare (Anexa 7):
 - Metodologie pentru gestionarea congestiilor în rețelele de IT;
 - Metodologie pentru gestionarea congestiilor în rețelele de MT;
 - Procedura de calificare tehnică a instalațiilor de producere, stocare sau consum pentru participare la piață pentru gestionarea congestiilor;
 - Tipuri de produse pentru managementul congestiilor și reglajul tensiunii;
 - Registru de flexibilitate;

- Metodologie de stabilirea curbelor de referință pentru participarea la piața serviciilor de flexibilitate;
- Elaborarea specificațiilor tehnice pentru platforma de calcul pentru gestionarea congestiilor și derularea unui proces de consultare publică prin intermediul sistemului SEAP (anunțul cu numărul MC1030793) pentru verificarea posibilității de realizare a funcționalităților și modulelor solicitate, respectiv estimarea valorii de piață a achiziției unei astfel de platforme;
- Organizarea unor ateliere de lucru pentru elaborarea unui model referitor la procedurile operaționale proprii pentru punerea în aplicare a prevederilor din Anexa nr. 1 la Ordinul ANRE nr. 124/2022, conform obligației operatorilor de rețea de la art. 6 din Ordin.

Ca urmare a parcurgerii etapelor de mai sus și a prorogării termenelor din Ordin 124/2022, un nou plan de acțiuni actualizat a fost convenit în comun de către operatorii de rețea pentru implementarea prevederilor Ordinului ANRE 124/2022:

Nr. crt.	Măsură	Responsabili	Termen estimat de OTS și OD
1.	Clarificări și suport din partea ANRE cu privire la: - Aprobare metodologii, tipuri de produse, emiterea condițiilor tehnice obligatorii pe baza cărora să se realizeze precalificarea tehnică a instalațiilor; - Definirea și includerea în Ordinul 124/2022 a tipurilor de congestii pentru care se aplică Ordinul și pentru care sunt recunoscute costurile - Realizare metodologie pentru analiza cost – beneficiu în baza căreia se ia decizia achiziției de serviciilor de flexibilitate de la orice tip de resurse în detrimentul nevoilor de întărire/extindere - Stabilirea modului în care se face investiția în platformele de gestionare a congestiilor și alocarea costurilor între OR	ANRE, OTS, OD	01.06.2025
2.	Încheierea unui Acord de cooperare și responsabilități OTS-OD pentru implementarea procesului de gestionare a congestiilor	OTS, OD	01.06.2025
3.	Aprobarea procedurilor interne de calificare tehnică la nivelul OTS și OD, în urma emiterii condițiilor tehnice obligatorii pe baza cărora să se realizeze precalificarea tehnică a instalațiilor	OTS, OD	01.07.2025

Nr. crt.	Măsură	Responsabili	Termen estimat de OTS și OD
4.	Aprobarea procedurilor interne pentru gestionarea congestiilor la nivelul OTS și OD	OTS, OD	01.12.2026
5.	Realizarea specificațiilor/ cerințelor pentru platforma/ modulul de tranzacționare de piață	OTS, OD	01.07.2025
6.	Finalizarea specificațiilor/ cerințelor pentru platforma de gestionare a congestiilor	OTS, OD	01.07.2025
7.	Realizarea unui model operațional la nivel de OR si asigurarea resurselor de personal pentru implementarea, operarea și monitorizarea procesului de gestionare a congestiilor	OTS, OD	31.12.2025
8.1	Derularea procedurii de achiziție pentru platforma de gestionare a congestiilor	OTS, OD	01.07.2025 – 31.12.2025
8.2	Derularea procedurii de achiziție pentru platforma sau serviciile de tranzacționare	OTS, OD	01.07.2025 – 31.12.2025
9.1	Dezvoltarea platformei pentru gestionarea congestiilor	Furnizor platformă	01.01.2026 – 30.06.2026
9.2	Dezvoltarea sau adaptarea (în cazul achiziției de servicii) platformei de tranzacționare;	Furnizor platformă	01.01.2026 – 30.06.2026
10.1	Testarea platformei pentru gestionarea congestiilor	OTS, OD, Furnizor platformă	01.07.2026 – 31.12.2026
10.2	Testarea platformei pentru procesul de tranzacționare	OTS, OD, Furnizor platformă	01.07.2026 – 31.12.2026
10.3	Testarea procesului pentru gestionarea congestiilor prin realizarea unui scenariu complet de rezolvare a unei congestii la nivelul fiecărui OR	OTS, OD, Furnizori platforme	01.07.2026 – 31.12.2026
11.	Operaționalizarea procesului pentru gestionarea congestiilor	OTS, OD	01.01.2027

Pe parcursul anului 2024 CNTEE Transelectrica SA împreună cu operatorii de distribuție au elaborat specificațiile tehnice pentru platforma de calcul pentru gestionarea congestiilor și au derulat un proces

consultare publică prin intermediul sistemului SEAP pentru verificarea funcționalităților și modulelor solicitate, respectiv estimarea valorii de piață a achiziției unei astfel de platforme.

În urma analizei ofertelor obținute CNTEE Transelectrica SA a solicitat recunoașterea în tarifele de rețea, în diverse scenarii, a costurilor pentru dezvoltarea platformei de calcul pentru gestionarea congestiilor și a unei platforme de tranzacționare.

Având în vedere răspunsul ANRE, care cuprinde următoarea abordare:

- Pentru platforma de calcul:
 - În prima fază atât cheltuielile de natura CAPEX cât și OPEX (mentenanța) vor fi recunoscute în tarifele de transport
 - Pe măsura ce se vor înregistra congestii și în rețeaua OD, se va identifica o cheie de alocare astfel încât cheltuielile CAPEX și OPEX aferente să fie recunoscute în tarifele de distribuție
- Pentru platforma de tranzacționare – nu se justifică dezvoltarea unei platforme, ci închirierea acesteia până la atingerea unui volum considerabil de tranzacții

obiectivul grupului de lucru comun, dar și al Rețele Electrice România pentru perioada următoare constă în asigurarea resurselor necesare pentru operationalizarea etapelor asumate în planul comun de acțiuni pentru implementarea prevederilor Ordinului ANRE 124/2022.

Interoperabilitatea OTS-OD

Pentru zona Rețele Electrice România au fost realizate căile de comunicație (fibră optică) între OD și DEN și urmează, după colaborarea cu OTS, să fie identificate punctele unde vor fi conectate aceste căi de comunicație și acțiunile necesare pentru Cyber Security.

Instalare de analizoare de calitate a energiei/soluții alternative

Urmare a analizei efectuate de Rețele Electrice România a rezultat necesitatea unei valori de investiții semnificativă care conducea la dublarea anumitor funcționalități cu echipamente existente în posturile de transformare sau care vor fi instalate în posturi prin proiectul de implementare sisteme de măsurare inteligentă.

Pentru a crește eficiența investițiilor, Rețele Electrice România a propus către Autoritate folosirea acestor soluții alternative la instalarea analizatoarelor de calitate a energiei, soluție acceptată de către Autoritate.

În planul de investiții al OD au fost incluse lucrări de instalare a contoarelor de balanță și a concentratoarelor pentru monitorizarea parametrilor de calitate a energiei corelat cu proiectul de implementare sisteme de măsură inteligentă dar și cu numărul de concentratoare instalat la sfârșitul anului 2024.

2.9 Identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții

În urma analizelor privind starea tehnică a rețelelor/instalațiilor, comportarea în exploatare a instalațiilor, riscul operativ pentru rețeaua de înaltă tensiune și stațiile de transformare, analiza regimurilor de funcționare a rețelei de 110 kV, analiza rețelelor de medie tensiune, analiza rețelelor de joasă tensiune, analiza încărcărilor stațiilor de transformare, analiza încărcărilor pe liniile de medie tensiune, analiza încărcărilor pe posturile de transformare și în rețeaua de joasă tensiune, analiza privind digitalizarea rețelei, analiza obsolescenței rețelei, analiza investițiilor privind asigurarea securității personalului și securitatea populației au fost identificate zonele și categoriile de instalații ale rețelei electrice de distribuție pentru care sunt necesare lucrări de investiții după cum urmează:

2.9.1 Regiunea Muntenia

Zona București

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- realizare unor stații de transformare noi și a creșterii capacității rețelei de 110 kV prin linii noi/înlocuiri de cablu de 110 kV cu cabluri cu capacitate mai mare care să asigure un nivel ridicat de siguranță în funcționarea și totodată să asigure dezvoltarea rețelei corelată cu solicitările de racordare și cu necesitățile de trecere la 20 kV ale rețelelor existente;
- dezvoltarea stațiilor de transformare prin introducerea tensiunii de 20 kV în stațiile în care în prezent nu există iar zonele sunt alimentate preponderent la 10 kV sau prin extinderea conexiunilor de medie tensiune pentru realizarea unor linii noi în vederea îmbunătățirii indicatorului de densitate de client/km de linie pentru a crește gradul de siguranță în alimentarea utilizatorilor;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din București au o vechime de până la 80 - 90 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea parțială a trecerii la 20 kV a rețelei existente de MT 6 kV și 10 kV și înlocuirea parțială a rețelei de JT;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;

- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Ilfov

- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune;
- realizarea unor stații noi de transformare și/sau extinderea conexiunilor de medie tensiune pentru realizarea unor linii noi în vederea îmbunătățirii indicatorului de densitate de client/km de linie pentru a îmbunătăți calitatea serviciului de distribuție la utilizatori;
- realizarea unor linii noi de medie tensiune pentru reducerea numărului de clienți/linie care în ultimii ani a crescut datorită trecerii din rural în urban;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecomunicații a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care pe viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Giurgiu

- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter în zonele în care în prezent nu există;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;

- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Detaliile cu investițiile necesare se regăsesc în Anexa_10 Investiții detaliat pentru fiecare nivel de tensiune cu detaliu pe zone de rețea și grupat pe activități pentru proiecte de modernizare grupuri de măsură, înlocuire echipamente de comunicație, întăriri, estimări privind racordările pentru care nu au existat suficiente date pentru planificare nominativă.

2.9.2 Regiunea Banat

Zona Arad

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- realizarea unei stații de transformare noi (Ineu) și închiderea buclei pe 110 kV între stațiile Sebis și Pincota, alimentate în prezent;
- modernizarea liniilor de 110kV;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani ne fiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Reșița

-

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea liniilor de 110kV;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Deva

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea liniilor de 110kV;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;

- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Timișoara

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
 - realizarea unei stații de transformare noi Calea Sagului;
 - asigurarea alimentării de rezerva a stațiilor Giulvaz și Deta prin realizarea unei linii noi de 110kV;
 - modernizarea liniilor de 110kV;
 - modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
 - implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
 - instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
 - refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
 - realizarea parțială a trecerii la 20 kV a rețelei existente de MT 6 kV și 10 kV și înlocuirea parțială a rețelei de JT;
 - realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
 - modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
 - înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;
 - realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
 - înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;
- Detaliile cu investițiile necesare se regăsesc în Anexa_10 Investiții detaliat pentru fiecare nivel de tensiune cu detaliu pe zone de rețea și grupat pe activități pentru proiecte de modernizare grupuri de măsură, înlocuire echipamente de comunicație, întăriri, estimări privind racordările pentru care nu au existat suficiente date pentru planificare nominativă.

2.9.3 Regiunea Dobrogea

Județul Constanța

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- realizarea unei stații de conexiune;

- modernizarea și rețehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecomandă a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea parțială a trecerii la 20 kV a rețelei existente de MT 6 kV și 10 kV și înlocuirea parțială a rețelei de JT;
- rețehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecomandă;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Județul Tulcea

- modernizarea și rețehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea și rețehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecomandă a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- rețehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecomandă;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Județul Călărași

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecomandă a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecomandă;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Județul Ialomița

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- realizarea unei stații noi;
- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecomandă a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecomandă;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;

- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Detaliile cu investițiile necesare se regăsesc în Anexa 10 Investiții detaliat pentru fiecare nivel de tensiune cu detaliu pe zone de rețea și grupat pe activități pentru proiecte de modernizare grupuri de măsură, înlocuire echipamente de comunicație, întăriri, estimări privind racordările pentru care nu au existat suficiente date pentru planificare nominativă.

Consultare publica-DRAFT

2.10 Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice

Framework-ul de securitate cibernetică aprobat prin politicile interne ale companiei este menit să se asigure că există o abordare care are principii de “CyberSecurity by design” și management al riscurilor informatice în toate activitățile care țin de tehnologii, oameni și procese. Acest framework este aliniat cu diferite cerințe legale precum Directiva NIS (UE) 2022/2555 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 decembrie 2022 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate cibernetică în Uniune, de modificare a Regulamentului (UE) nr. 910/2014 și a Directivei (UE) 2018/1972, transpusă în legislația națională prin OUG 155/2024 și de abrogare a Directivei (UE) 2016/1148 (Directiva NIS 2).

Situația actuală

Grupul PPC oferă entităților din România servicii de securitate și conformitate care asigură integritatea, protecția și folosirea în mod corespunzător a tehnologiilor și datelor.

Printre aceste servicii se enumeră: managementul identității și al accesului, programe de Security Awareness, răspunsul la incidente (cybersecurity & incident response), management-ul vulnerabilităților (threat & vulnerability management), protecția și confidențialitatea datelor (data privacy & security), guvernanta, risc și conformitate (risk & compliance), disponibilitatea datelor (business continuity & disaster recovery).

În momentul actual, majoritatea serviciilor (în proporție de peste 90%) sunt asigurate de către societăți din cadrul grupului. Aceste servicii respectă toate bunele practici din industrie și asigură un nivel adecvat de securitate.

Acțiuni

Având în vedere contextul socio-politic defavorabil și tendința de creștere a amenințărilor la adresa securității cibernetice ale operatorilor de servicii esențiale, sunt prevăzute acțiuni pentru menținerea cel puțin a nivelului de securitate actual. Pentru a putea facilita acest lucru acțiunile care urmează a fi întreprinse sunt următoarele:

- Proceduri și politici rescrise, adaptate la cerințele locale
- Unificarea strategiei de securitate cibernetică indiferent dacă este o zonă cu tehnologie operațională (OT) sau doar tehnologie informatică (IT)
- Gestionarea echipamentelor IT
- Aplicarea conceptelor de “zero trust” în proiectarea securității aplicațiilor, serverelor și a securității rețelilor
- Soluție de management al identității și al accesului (Identity and access management, IAM) care să suporte modelul de access bazat pe roluri (Role based access, RBAC), dar și de soluții de autentificare cu factor multiplu (MFA)
- Monitorizarea 24/7 a sistemelor IT/OT.
- Resurse calificate pentru diferitele arii pe care le acoperim.
- Investiție constantă în produse și servicii de cybersecurity, proporțională cu evoluția riscurilor și provocărilor din domeniul securității cibernetice.

2.10.1 Investițiile prevăzute a fi realizate din Programe de Finanțare Ajutor de Stat/Fonduri Europene

Lucrări de investiții necesare în RED pe o perioadă de 10 ani, având ca sursă de finanțare Fondurile Europene

Pentru atingerea obiectivelor din Planul de Dezvoltare, Rețele Electrice România și-a propus investiții ce vor urmări în principal, creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor și reducerea consumului propriu tehnologic, introducerea de tehnologii și capacități noi, modernizarea și creșterea capacității rețelelor pentru racordarea unui număr de utilizatori în continuă creștere.

La baza elaborării Planului de Dezvoltare a RED pe 10 ani al Rețele Electrice România, stau studiile ce evidențiază cel puțin unul dintre beneficiile următoare:

- reducerea consumului propriu tehnologic prin îmbunătățirea eficienței energetice a rețelei;
- îmbunătățirea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție (SAIFI, SAIDI, MAIFI, etc);
- asigurarea continuității în alimentarea cu energie electrică;
- asigurarea capacității de racordare la RED a utilizatorilor;
- reducerea costurilor cu mentenanța, OPEX;
- decarbonizarea rețelei în linie cu Planul Național Integrat în Energie și Schimbări Climatice.

Pentru respectarea standardului de performanță, cât și pentru implementarea tuturor proiectelor necesare pentru rezolvarea criticităților din rețea și pentru integrarea surselor regenerabile în RED, Rețele Electrice România își propune demararea a cât mai multe proiecte pe diverse axe de finanțare cu privire la dezvoltarea RED prin atragerea de Fonduri Subvenționate (Ajutor de stat, Fonduri Europene, Grant-uri).

Rețele Electrice România, în momentul de față, are în implementare 21 de proiecte finanțate prin **Fondul pentru Modernizare** 3.2 Sprijinirea investițiilor pentru extinderea și modernizarea rețelei de distribuție a energiei electrice, **Programul de Dezvoltare Durabilă** 4.5 Sisteme și rețele inteligente de energie și **Programul LIFE**, după cum urmează:

1. Fondul pentru Modernizare:

Fondul pentru Modernizare a fost cel mai mare apel lansat până acum în România pentru operatorii de distribuție, având o valoare de 1.1 mld euro în grant, ce contribuie substanțial la creșterea capacității investiționale a operatorilor de distribuție astfel încât aceștia să poată efectua lucrări de investiții pentru modernizarea și reînnoirea rețelor electrice, creșterea gradului de digitalizare a acestora, creșterea siguranței în alimentare și îmbunătățirea indicatorilor de performanță, dar și reducerea pierderilor tehnice prin instalarea de tehnologii noi în cadrul rețelelor.

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de sera în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE (denumită, în continuare Directiva ETS).

În România, Fondul pentru Modernizare va finanța investiții din sectoarele prioritare menționate la art. 3, alin. 5 din Ordonanța de urgență nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative și va fi implementat prin intermediul programelor-cheie

cuprinse la art. 3, alin. 6 din OUG nr. 60/2022; în cadrul fiecărui program-cheie, fiind definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Finanțarea proiectelor în cadrul acestei operațiuni este de tip nerambursabil și constă în rambursarea cheltuielilor eligibile făcute pentru realizarea proiectului, la valoarea și în condițiile stabilite prin Contractul de finanțare.

Rețele Electrice România, prin proiectele pe care le are în implementare, estimează că va atinge următorii indicatori principali de realizare la finalul perioadei de implementare a tuturor proiectelor:

- Linii electrice de medie tensiune noi/modernizate: 750,37 km
- Linii electrice de joasă tensiune noi/modernizate: 572,62 km
- Posturi de transformare noi/modernizate 680 buc.
- Sisteme pentru rețele digitalizate 224 buc.

Zona	Denumire proiect	Valoare Totală (fara TVA) [RON]
Muntenia	Creșterea siguranței în alimentare cu energie electrică a localităților Dascalu și Petrachioaia, prin modernizarea liniei Petrachioaia, jud. Ilfov	64,415,807
Muntenia	Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localității Balotești, prin modernizarea liniilor de MT LEA 20KV Balotești, Radio Saftica, Saftica, Magura, Ghermanești, Muntenia 1, Muntenia 2, Ana Aslan și injectii noi, jud. Ilfov	166,924,839
Muntenia	Modernizare linii MT 20kV Ianculești, Călugăreni, Motoare, Uzun, Pompe 2 și modernizare RED JT cu centralizare măsură în localitățile Călugăreni, Crucea de Piatră și Moșteni-Brăniștari	127,648,600
Muntenia	„Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localității Mogosoia, prin modernizarea liniilor Mogosoia, Oxigen, BDP1, BDP2, Radar Otopeni, Otopeni1”	61,413,851
Muntenia	Intervenții inteligente pentru optimizarea consumului la clienții finali și îmbunătățirea calității serviciului de distribuție prin utilizarea de date de consum de înaltă calitate, jud. Giurgiu**	46,697,239
Banat	Trecere la 20kV rețele de distribuție alimentate din stațiile 110/20/10 kV Cetate și Fratelia	39,018,715

Banat	„Creșterea siguranței în alimentare a consumatorilor din zona de agrement Trei Ape prin buclare LEA 20 kV Văliug, din stația Mociur, cu LEA 20 kV Slatina Timiș, din stația Balta Sărată”	48,584,295
Banat	Modernizare rețea de distribuție MT și JT, în localitatea CENAD - jud. Timiș	48,895,630
Banat	Lucrări de modernizare LEA 20 kV Avicola Berzovia prin trecerea parțială din LEA în LES a rețelei MT, transformarea PT aeriene în PT în anvelopă de beton și modernizarea rețelei LEA JT din localitățile Duleu, Remetea Pogăniș , Valea Mare, Bocșa - strada Binisului	74,074,783
Banat	Modernizare rețele electrice în Aradul Nou	86,741,213
Banat	Modernizare rețele de distribuție în Orasul Geoagiu, Geoagiu Bai și localitățile: Aurel Vlaicu, Bozes, Cigmau, Homorod, Mărmezeu-Valeni, Renghet, Poienari și Valeni	48,684,124
Banat	Modernizarea rețelei de distribuție din Orașul Bocșa, prin pozarea subterana a liniilor aeriene de medie tensiune, transformarea PT aeriene în PT în anvelopa de beton și modernizarea rețelelor de joasă tensiune	204,255,400
Banat	Modernizare rețele electrice de distribuție din localitatea Nadlac prin pozarea subterana a liniilor aeriene de medie tensiune, alimentate din localitatea Nadlac, și transformarea PT aeriene în PT în anvelopa de beton, trecerea LEA JT în LES JT și înlocuire LEA JT conductor clasic cu conductor torsadat, jud. Arad	122,541,180
Banat	Intervenții inteligente pentru optimizarea consumului la clienții finali și îmbunătățirea calității serviciului de distribuție prin utilizarea de date de consum de înaltă calitate, localitatea Timisoara, jud. Timis**	38,233,284

Dobrogea	Dezvoltarea, modernizarea și sistematizarea instalațiilor electrice de medie tensiune aferente stației de transformare Navodari 110/20kV, în vederea distribuției și furnizării energiei electrice la nivelul de calitate în concordanță cu standardul de performanță	40,199,604
Dobrogea	Modernizare L420a și îmbunătățirea calității serviciului de distribuție în zona Valu lui Traian și Murfatlar, Jud. CONSTANȚA	44,058,312
Dobrogea	CREȘTEREA SIGURANȚEI ÎN ALIMENTARE A L.20 KV MANASIA, JUD. IALOMIȚA	45,311,694
Dobrogea	Modernizarea rețelei electrice de distribuție pentru creșterea capacității și siguranței în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor din localitățile Frumusani, Vasilati, Galbinasi, Plataresti și Fundeni, Jud. Calarasi	136,590,534
Dobrogea	MODERNIZARE LEA 20KV PERIȘORU, JUD. CĂLĂRAȘI	81,307,936
Dobrogea	Danube Free Sky	2,385,602
Dobrogea	Interventii inteligente pentru optimizarea consumului la clientii finali și îmbunătățirea calității serviciului de distribuție prin utilizarea de date de consum de înaltă calitate, jud. CONSTANTA**	38,354,725

2. Programul de Dezvoltare Durabilă - Acțiunea 4.5 - Sisteme și rețele inteligente de energie – proiecte ETAPIZATE

Programul Dezvoltare Durabilă 2021-2027 este un program multifond, cofinanțat atât din FEDR cât și din FC, fiind aprobat de Comisia Europeană prin Decizia nr. C(2022) 8703/24.11.2022 implementat de Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene prin Autoritatea de Management Dezvoltare Durabilă.

Proiectele etapizate, semnate după data de 29 iunie 2022 (conform art. 118a din Regulamentul 2021/1060), trebuie să respecte încadrarea în condiția favorizantă aferentă Priorității 4 - Promovarea eficienței energetice, a sistemelor și rețelelor inteligente de energie și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, după cum urmează:

- RSO 2.1 Promovarea eficienței energetice și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră - Planul național integrat privind energia și clima (PNIESC 2021-2030) - Condiția favorizantă 2.2. Guvernanța sectorului energetic;
- RSO 2.2 Promovarea energiei din surse regenerabile în conformitate cu Directiva privind energiei din surse regenerabile (UE) 2018/2001[1], inclusiv cu criteriile de sustenabilitate prevăzute în aceasta - Respectarea obiectivului național obligatoriu privind energia din surse regenerabile pentru 2020 și a ponderii energiei din surse regenerabile ca valoare de bază până în 2030 sau luarea de

măsuri suplimentare în cazul în care valoarea de bază nu este menținută în decursul oricărei perioade de un an, în conformitate cu Directiva (UE) 2018/2001 și cu Regulamentul (UE) 2018/1999 - Condiția favorizantă 2.3 Promovarea eficace a utilizării energiei regenerabile în toate sectoarele și în întreaga UE.

Indicatori

Indicatorii ce vor fi prezentați în cererea de finanțare vor fi aferenți etapei a II-a a proiectului.

Preluarea indicatorilor aferenți etapei a doua a proiectelor propuse la finanțare în conformitate cu prevederile Regulamentului UE 2021/1060 se va realiza în conformitate cu stadiul financiar al proiectului.

Indicatori de realizare

Sisteme digitale de gestionare pentru sisteme energetice inteligente - numărul de componente ale sistemului de distribuție a energiei electrice create, instalate sau îmbunătățite pentru gestionarea inteligentă a energiei de către sisteme digitale de gestionare.

Componentele pot include instalarea echipamentelor de teledetecție și control în nodurile de distribuție, substații, sisteme și structuri de gestionare a datelor (de exemplu hub-uri de date).

Emisii de gaze cu efect de seră - Totalul emisiilor GES estimate pentru entitățile sau procesele sprijinite. Valoarea de bază se referă la nivelul estimat al emisiilor GES pe parcursul anului anterior demarării intervenției, iar valoarea atinsă este calculată ca totalul emisiilor GES estimate pe baza nivelului atins al performanței energetice pe parcursul anului ulterior finalizării intervenției.

Utilizatori conectați la sisteme energetice inteligente - Utilizatori finali anuali conectați la rețele de transport și distribuție a energiei pentru facilitarea preluării în sistem a energiei din surse regenerabile și reducerii gazelor cu emisii de carbon, sprijinite de proiecte. Utilizatorii finali includ clienți casnici și noncasnici, pot include gospodării private și colective, întreprinderi etc. , și sunt clienții conectați la rețeaua de distribuție/ transport.

Retele Electrice Romania are în implementare următoarele 3 proiecte, în cadrul axei PDD 4.5. – proiecte ETAPIZATE :

Zona	Denumire proiect	Valoare Totala fara TVA
Muntenia	Interventii inteligente pentru optimizarea consumului la clientii finali si imbunatatirea calitatii serviciului de distributie prin utilizarea de date de consum de inalta calitate, jud. Giurgiu**	46,697,239.38

Banat	Interventii inteligente pentru optimizarea consumului la clientii finali si imbunatatirea calitatii serviciului de distributie prin utilizarea de date de consum de inalta calitate, localitatea Timisoara, jud. Timis**	38,233,284.33
Dobrogea	Interventii inteligente pentru optimizarea consumului la clientii finali si imbunatatirea calitatii serviciului de distributie prin utilizarea de date de consum de inalta calitate, jud. CONSTANTA**	38,354,725.06

În cadrul fazei nr. 1, prin Programul Operațional Infrastructură Mare (POIM) 2014-2020, Axa prioritară 10.2 au fost realizate următoarele componente:

Componenta 1- care a constat în realizarea unui Sistem Analytics pentru procesul de masurare-colectare, situate în Cloud;

Componenta 3-, care a constat în reabilitarea/modernizarea rețelei de distribuție, la nivel de medie tensiune, aferenta rețelei de distribuție în zona omogena.

În cadrul fazei nr. 2, Rețele Electrice România își propune să realizeze implementarea componentei nr 2 - care constă într-o Platformă integrată ADMS (managementul avansat al rețelei de distribuție). Această componentă include un modul nou DMS/EMS și integrarea cu modulele existente SCADA și OMS.

3. Programul LIFE

Proiectul LIFE Danube Free Sky reprezintă un exemplu unic de cooperare transnațională largă. Este prezentată o colaborare puternică a beneficiarilor din 7 țări, inclusiv din sectorul comercial privat, autorități de conservare a naturii, municipalități și entități private necomerciale.

Proiectul prezintă o soluție la una dintre cele mai mari amenințări pentru speciile sălbatice vii de păsări de astăzi – interacțiunea cu linii electrice. Mai mult, această problemă va fi rezolvată de-a lungul uneia dintre cele mai importante migrații coridor, loc de oprire și loc de iernare pentru multe specii de păsări din Europa - fluviul Dunărea.

În plus, proiectul îmbunătățește crearea de rețele ca instrument important pentru diseminarea rezultatelor către toate statele membre, inclusiv cele care nu sunt implicate direct în proiect.

Conformitatea cu articolul 11, paragraful (a): Prin aplicarea, dezvoltarea, testarea și demonstrând abordări, bune practici și soluții pentru a proteja păsările de liniile electrice din proiect contribuie la implementarea, actualizarea și dezvoltarea politicii de mediu a Uniunii Europene și legislație, inclusiv directivele privind păsările și habitatele și rețeaua Natura 2000, Strategia UE privind biodiversitatea până în 2020, strategia UE privind infrastructura verde, Convenția de la Berna și Bonn.

Strategiile macroregionale ale UE sunt, de asemenea, relevante în acest context, în special Strategia UE pentru Regiunea Dunării (EUSDR - în special Zona Prioritară 6; conservarea biodiversității, a peisajelor și a calitatea aerului și a solurilor), Strategia UE pentru Regiunea Alpină (EUSALO EUSALP) și Strategia UE pentru Regiunea Adriatică și Ionică (EUSAIR). Ghidul privind infrastructura de transport al energiei și Legislația UE privind natura va fi respectată. Prin extinderea participării publice și a conștientizării generale proiectul va contribui la implementarea Directivei-cadru privind apa și a Ramsar.

Conformitatea cu articolul 11, paragraful (c): Cota, aplicarea și replicarea documentele de orientare transnaționale vor îmbunătăți baza de cunoștințe pentru dezvoltare, implementarea, evaluarea,

monitorizarea și evaluarea politicii Uniunii privind natura și biodiversitatea și legislație, precum și pentru evaluarea și monitorizarea factorilor, presiunilor și răspunsurilor care influențează privind natura și biodiversitatea în interiorul și în afara Uniunii. Prin metode standardizate de colectare a datelor și partajarea proiectului va contribui la implementarea Directivei INSPIRE.

Cooperarea transnațională este esențială pentru garantarea obiectivelor proiectului.

În ceea ce privește principiile economiei circulare, pentru a preveni producerea de deșeuri și a reduce amprenta de carbon a proiectului, ori de câte ori este posibil, rezultatele online vor fi preferate imprimărilor. UE Criteriile privind achizițiile publice ecologice (GPP) și eticheta ecologică a UE vor fi urmate în specificarea produsul/serviciul în cauză.

Zona	Denumire proiect	Valoare Totala fara TVA
Dobrogea	Danube Free Sky	2,385,602.95

Avertizoarele (divertoarele) pentru păsări sunt necesare deoarece liniile electrice aeriene de medie și înaltă tensiune sunt expuse la coliziuni cu păsările, coliziuni ce produc scurtcircuit, distrugeri de echipamente și alte incidente costisitoare și în același timp rănirea sau chiar moartea păsărilor ce lovesc în zbor conductoarele liniilor. Dispozitivele de protecție pentru păsări se montează pe liniile electrice aeriene și conțin elemente vizuale care ajută păsările să sesizeze de la distanță prezența conductoarelor liniilor electrice și să evite astfel coliziunile potențial letale cu acestea.

Tecile electroizolante sunt destinate izolării conductoarelor electrice neizolate la liniile electrice de medie tensiune. Montajul se face în zona izolatoarelor atât la stâlpii cu console din beton cât și la cei cu console metalice cu scopul reducerii numărului de reanclanșări automate rapide (RAR) datorate pătrunderii în instalație a păsărilor sau altor obiecte sau corpuri străine care pot genera avarii.

Acestea vor fi dispuse în felul următor:

- Divertoare (avertizoare) instalate pe liniile de Medie Tensiune: 2700 de buc.
- Divertoare (avertizoare) instalate pe liniile de Inalta Tensiune: 350 de buc.
- Teci electroizolante: 390 de buc.

Rețele Electrice România are o listă de 25 proiecte transmise către autoritatea de finanțare, Ministerul Energiei, proiectele cumulând o valoare totală de aproximativ **33 miliarde RON** pentru care se așteaptă deschiderea unor noi programe de finanțare

1. Stații noi de transformare IT/MT

Zona	Denumire proiect	Valoare Totala fara TVA
Muntenia	”Modernizare și creștere capacitate de distribuție a rețelelor electrice din zona de nord a orașului București prin realizarea unei noi stații de 110/20 kV Henri Coandă și conectarea ei la rețelele de 110 kV și 20 kV din zonă, respectiv înlocuire linii de 110 kV Pipera-Băneasa 2 și Pipera-Fundeni 1”	141.858.204

Muntenia	”Modernizare și creștere siguranță în exploatare a rețelelor de distribuție din zona Balotești prin realizarea unei noi stații de 110/20 kV și conectarea ei la rețelele de 110 kV și 20 kV din zona”,	133.441.806
Banat	„REALIZARE STAȚIE ELECTRICĂ DE TRANSFORMARE NOUĂ 110/20 KV INEU”	319.406.892

2. Retehnologizare stații de transformare IT/MT

Zona	Denumire proiect	Valoare Totala fara TVA
Muntenia	Marirea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor prin realizare lucrari de extindere și modernizare în stațiile electrice de transformare 110/20 kV IZVORU și 110/20 kV COLIBAȘI, județul Giurgiu	82.567.421
Banat	„Reducerea consumurilor tehnologice în stațiile de transformare 110/20/10 kV din gestiunea REB și asigurarea criteriilor de siguranță a alimentării cu energie electrică prin înlocuirea transformatoarelor cu o durată de funcționare mare si cu pierderi de energie electrică mari”.	85.786.131
Dobrogea	” Modernizarea rețelelor electrice de distribuție pentru creșterea capacității și siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților prin trecerea de la 6 kV la 20 kV din zona Medgidia”	192.053.542
Dobrogea	” Modernizarea Stațiilor Electrice De Transformare Din Jud. Călărași – Dragalina, Lehliu, Oltenița Sud, Pietroiu ”	217.734.348

3. Retehnologizare linii IT

Zona	Denumire proiect	Valoare Totala fara TVA
Muntenia	”Modernizare cu creștere capacitate de transport LES 110 kV racordate în stația București Sud: Centru, Balta Albă și realizare lucrări de adaptare la noua capacitate de distribuție a echipamentelor din stațiile respective”	70.015.932
Muntenia	”Modernizare cu creștere capacitate de transport LES 110 kV din zona Laromet-Pajura-Timpuri Noi-Crângași și realizare lucrări de adaptare la noua capacitate de distribuție a echipamentelor din stațiile respective”	111.517.166

4. Lucrări noi și de retehnologizare linii MT/JT și posturi MT/JT

Zona	Denumire proiect	Valoare Totala fara TVA
Muntenia	Modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol al rețelei electrice de distribuție medie tensiune a Punctelor de Alimentare din București zonele: Nord, Sud, Est	90.920.206
Muntenia	Modernizare Posturi de Transformare – Zonele Nord, Sud, Est, Vest – Municipiul București	204.068.079
Muntenia	Modernizare linii MT 20 kV Bila, Ghizdaru, Dumitrana si SPPA 23 si modernizare RED JT cu centralizare masura in localitatile Cucuruzu, Valea Bujorului si Vlasin, judetul Giurgiu	214.452.930

Muntenia	”Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților din localitățile Bragadiru, Cornetu, Măgurele, Modernizarea L20KV : IFA1, IFA2, NH5, Fulgerul, Militari 1, Militari 2 și injecție nouă din St. IFA Măgurele în L20KV Vârteju și NH5”	253.677.593
Muntenia	Cresterea sigurantei in alimentarea cu energie electrica a clientilor din localitatile Cretesti, Sintesti, 1 Decembrie, Copaceni, Darasti, Dumitrana si Jilava, Modernizare L20 kV Cretesti, L20 kV Copaceni, L20 kV Pui, si injectie noua din ST Copaceni in L20 kV Cretesti, L20 kV Copaceni si L20 kV Pui	140.454.082
Muntenia	”Modernizare L 20 kV Avicola Afumati, judetul Ilfov”	71.023.111
Muntenia	”Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localităților Corbeanca și Bufta, prin modernizarea liniilor MT, LEA 20 kV Avicola Buciumeni, Radar Otopeni, CPC 1, CPC 2, Ambalaje, Cartonaje, Vata, CFR, PA 7305, Oraș, Oxigen, Măgura și injecții noi, județul Ilfov”	203.617.727
Muntenia	”Modernizare linii MT 20 kV Vieru, Stanesti, Port, Cetatuia, IAS, Oncesti si modernizare RED JT cu centralizare masura in localitatile Ralesti, Gogosari, Hodiwoaia, Slobozia, Malu, Cetatuia, Ghizdaru, Stanesti, Oncesti, Radu Voda, Dimitrie Cantemir si Cetatea, judetul Giurgiu”	174.483.300
Banat	„Modernizare rețele electrice de distribuție ce alimentează consumatorii din comunele Blăjeni, Buceș, Ribița, Ormindea și localitatea Brad”	80.479.695
Banat	„Modernizare rețele electrice de distribuție ce alimentează consumatorii din comunele Gurasada, Branisca, Vorta, Burjuc și Zam”	113.815.437
Banat	„Modernizare rețele electrice de distribuție din UAT Sebiș (loc Sebiș, Prunișor, Doncenii, Sălăjeni) , UAT Barsa (loc Barsa, Aldesti, Hodis, Voivodeni), UAT Buteni (loc. Buteni)”	91.141.720
Banat	„Modernizare rețele distribuție electrică pentru alimentarea consumatorilor din orașul Jimbolia, prin trecerea din LEA în LES a LEA 20 KV oraș 1 și oraș 2 și transformare PTA și PTAB și rețea JT aferentă posturilor T21552, T21542, T21529, T21545, T21546, T21544, T21527, T21543, T1504”.	148.636.891

Dobrogea	”Modernizarea rețelei electrice de distribuție pentru creșterea capacității și siguranței în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor din UAT Jijila, Văcăreni, Luncavița, Grindu, I.C. Brătianu, Smârdan și LEA MT 20 kV 9903 și 9901, Jud. Tulcea”	152.705.326
----------	---	-------------

*Toate valorile prezentate anterior sunt în moneda RON

Rețele Electrice România își propune să atragă fonduri subvenționate din diferite programe de finanțare ce sunt în derulare sau vor fi în derulare pe perioada prezentului Plan de Dezvoltare, astfel că mai jos vor fi prezentate noile și posibile oportunități ce pot apărea în viitor:

1. Programul Dezvoltare Durabilă 2021-2027 - Acțiunea 4.5 - Sisteme și rețele inteligente de energie – proiecte NOI

Programul Dezvoltare Durabilă 2021-2027 este un program multifond, cofinanțat atât din FEDR cât și din FC, fiind aprobat de Comisia Europeană prin Decizia nr. C(2022) 8703/24.11.2022 implementat de Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene prin Autoritatea de Management Dezvoltare Durabilă

PDD dispune de o alocare totală de 5,25 mld. euro (UE și BS) din care aproximativ 4,04 mld. euro fiind cofinanțarea din partea UE (FEDR și FC), iar diferența de 1,21 mld. euro reprezentând contribuția națională.

Indicatori

Indicatori de realizare

- Sisteme digitale de gestionare pentru sisteme energetice inteligente - Numărul de componente ale sistemului de distribuție a energiei electrice nou create, instalate sau modernizate semnificativ pentru sisteme digitale de management a energiei inteligente.

Indicatori de rezultat

- Utilizatori conectați la sisteme energetice inteligente - Utilizatori finali anuali conectați la sistemele energetice inteligente, precum rețelele inteligente de distribuție a energiei electrice sprijinite în proiecte. Utilizatorii pot fi gospodării private sau colective, întreprinderi etc.

Retele Electrice Romania are in pregătire următoarele 3 proiecte, in cadrul axei PDD 4.5.- proiecte NOI:

Zona	Denumire proiect	Valoare Totală (fără TVA) RON*
Muntenia	Realizare stație de transformare 110/20kV VOLUNTARI, 2x25MVA si racord LES 110kV”, Voluntari jud. Ilfov	267,576,767.00

Banat	Marirea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor prin modernizarea celulelor de ÎT și MT din stația 110/20/10kV CETATE	72,722,172.13
Dobrogea	”Creșterea capacității de distribuție a LEA 110 kV Sitorman – Sacele – Mihai Viteazu și LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog – Lucrări de întărire a rețelei electrice”	52,585,486.00

**valorile totale sunt pot fi supuse unor actualizări viitoare*

2. Proiecte de Interes Comun / Proiecte de Interes Reciproc (Regulament UE 869/2022)

Comisia Europeană, în anul 2022 a emis un regulament de promovare a proiectelor de interes comun și interes reciproc ce vizează un impact asupra mai multor țări din cadrul Uniunii Europene, sau prezente pe continent (în cazul proiectelor de interes reciproc) prin implementarea aceluiași proiect având rezultate comune și beneficii asupra Uniunii Europene.

Astfel, acest regulament face parte din noua strategie de creștere care are drept scop transformarea Uniunii într-o societate echitabilă și prosperă, cu o economie modernă, competitivă și eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor, în care obiectivul privind neutralitatea climatică să fie realizat cel târziu până în 2050 și în care creșterea economică să fie decuplată de utilizarea resurselor.

Luând în considerare nevoile actuale ale operatorilor de distribuție și transport atât la nivel european cât și la nivel local, aceste proiecte pot aduce un plus valoare în creșterea gradului de digitalizare al rețelei, pot facilita tranziția către serviciile de flexibilitate dar și tratarea congestiilor din rețelele de distribuție și transport prin construcția de infrastructură energetică de tranzit între țările prezente pe continentul European.

Condiția, în cazul unui proiect de interes comun, pentru a putea participa la acest tip de finanțare conform anexei IV, pct. 1, lit (c), este:

(c) pentru rețelele electrice inteligente, proiectul este conceput pentru echipamente și instalații de înaltă tensiune și de medie tensiune și implică OTS, OTS și OD sau OD din cel puțin două state membre. Proiectul poate implica numai OD, cu condiția ca aceștia să provină din cel puțin două state membre și ca interoperabilitatea să fie asigurată. Proiectul îndeplinește cel puțin două dintre următoarele criterii: implică 50 000 de utilizatori, producători, consumatori sau prosumatori de energie electrică, captează o zonă de consum de cel puțin 300 GWh/an, cel puțin 20 % din consumul de energie electrică aferent proiectului provine din resurse regenerabile variabile sau reduce izolarea energetică a sistemelor neinterconectate în unul sau mai multe state membre. Nu este necesar ca proiectul să implice o frontieră fizică comună. Pentru proiectele ce țin de sistemele izolate mici, astfel cum sunt definite la articolul 2 punctul 42 din Directiva (UE) 2019/944, inclusiv insulele, respectivele niveluri de tensiune sunt egale cu cel mai înalt nivel de tensiune din sistemul de energie electrică relevant;

Acest regulament, dă oportunitatea operatorilor de distribuție și transport să lucreze într-o manieră unitară pentru a putea crește eficiența sistemul energetic național și european, gestionarea surselor regenerabile de energie dar și gestiunea congestiilor.

Pentru estimările bugetare aferente viitoarelor proiecte finanțate din fonduri subvenționate au fost luate în considerare două perioade de câte 5 ani iar ca și asumptii pentru contribuțiile proprii dar și pentru valorile subvenționate de către autoritățile de management s-au luat în considerare condițiile actuale de finanțare în conformitate cu ghidurile de finanțare¹ existente pentru activitatea de distribuție de energie electrică.

Valorile vor fi revizuite pe măsura finalizării documentațiilor de proiectare, încheierii contractelor de finanțare, achiziția lucrărilor. La următoarea revizie a Planului de Dezvoltare, lista va fi actualizată în funcție de proiectele pentru care au fost încheiate contracte de finanțare.

<i>Sursă Finanțare</i>	<i>Perioada</i>	
	<i>2025-2029</i>	<i>2030-2035</i>
<i>Contribuții Proprii [mii lei]</i>	<i>368,169</i>	<i>900,993</i>
<i>Fonduri Subvenționate [mii lei]</i>	<i>1,346,318</i>	<i>1,850,179</i>

Deficitul de finanțare pentru Operatorii de Distribuție și impactul acestuia

Finanțarea din fonduri nerambursabile reprezintă un element esențial pentru funcționarea și dezvoltarea operatorilor de distribuție, în special în contextul obiectivelor de tranziție energetică și digitalizare stabilite la nivelul Uniunii Europene. Conform regulamentelor și politicilor europene în vigoare, fondurile nerambursabile joacă un rol crucial în sprijinirea investițiilor necesare modernizării infrastructurii, reducerii pierderilor din rețea, creșterii eficienței și integrării surselor regenerabile. Totuși, absența apelurilor de proiecte dedicate acestui sector limitează grav posibilitatea operatorilor de a accesa astfel de surse de finanțare, punând presiune pe resursele proprii sau alternative comerciale, mai puțin avantajoase.

Pe de altă parte, un deficit de finanțare poate genera întârzieri semnificative în derularea investițiilor esențiale, afectând direct capacitatea operatorilor de a-și îndeplini obligațiile de serviciu public. Lipsa resurselor financiare compromite modernizarea infrastructurii, ceea ce poate conduce la creșterea numărului de întreruperi, pierderi tehnologice accentuate, penalități și, în final, o scădere a încrederii consumatorilor și autorităților. Într-un context în care presiunile pentru decarbonizare și digitalizare se intensifică, un astfel de deficit riscă să creeze decalaje față de obiectivele asumate la nivel european, limitând competitivitatea și sustenabilitatea pe termen lung a sectorului.

Fondurile nerambursabile, aduc un beneficiu adițional operatorilor de distribuție ce contribuie la creșterea capacității investiționale cu un impact redus asupra tarifelor de distribuție și implicit asupra consumatorilor din ariile de concesiune. Mai mult, o dată cu creșterea capacității investiționale, fondurile nerambursabile ajută și la dezvoltarea economiei naționale dezvoltând un grad ridicat de competitivitate în piață ce duce la creșterea capacității operaționale pentru execuția acestor investiții și stimulează creșterea business-urilor prezente în România.

¹ Ghidul solicitantului pentru Fondul de Modernizare (Sprijinirea investițiilor pentru extinderea și modernizarea rețelei de distribuție a energiei electrice) - <https://energie.gov.ro/old/fondul-pentru-modernizare/>

În funcție și de cadrul de reglementare, fondurile nerambursabile pot deveni atractive pentru operatorii de distribuție, întrucât acestea ajută operatorii să aducă îmbunătățiri adiționale asupra indicatorilor de calitate a serviciului de distribuție, contribuie masiv la modernizarea infrastructurii energetice prin înlocuirea echipamentelor ce sunt depășite atât din punct de vedere tehnic, cât și ca durată de viață, dar și la creșterea gradului de digitalizare a rețelei care astăzi devine din ce în ce mai important, luând în considerare trendul de digitalizare și apariția serviciilor de flexibilitate și gestiune a congestiilor, dar și a cadrului de reglementare cu privire la calitatea serviciului de distribuție.

Deși astăzi nu sunt oportunități multiple de finanțare, atât la nivel național cât și la nivel european, apariția programelor de finanțare ar ajuta enorm în dezvoltarea infrastructurii energetice din România, ar accelera tranziția către surse regenerabile de energie prin creșterea capacității de distribuție și transport și ar ajuta la atingerea indicatorilor din PNIESC.

În concluzie, finanțarea din fonduri nerambursabile este vitală pentru dezvoltarea și modernizarea rețelelor de distribuție a energiei electrice, contribuind la sustenabilitate, eficiență și dezvoltare economică. Fără aceste fonduri, operatorii ar întâmpina dificultăți majore în realizarea investițiilor necesare pentru a răspunde cerințelor viitoare.

2.11 Analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor

Pentru prioritizare investițiilor în rețea au fost avute în vedere următoarele criterii:

- Investițiile pentru creșterea capacității rețelei în vederea adaptării la creșterea prognozată de sarcină (consum) rezultată din analizele efectuate pentru rețeaua de înaltă tensiune (pentru criteriul cu N și N-1 elemente în funcțiune), stațiile de transformare (pentru criteriul cu N și N-1 elemente în funcțiune), rețeaua de medie tensiune (pentru schema normală de funcționare), efectuate pentru posturile de transformare și rețeaua de joasă tensiune (pentru schema normală de funcționare) pentru asigurarea accesului la rețea al consumatorilor/dezvoltatorilor și pentru extinderile de rețele solicitate de Autoritățile locale.
- Investiții necesare care derivă din obligații prevăzute de reglementările/legislația în vigoare/normative în vigoare (cum ar fi instalarea de sisteme de măsură inteligente, instalare concentratoarelor în posturile de transformare ca soluție alternativă la instalarea analizoarelor de calitate energie, realizarea unor posturi noi de transformare etc).
- Investiții care derivă din constrângeri tehnologice (cum ar fi de exemplu înlocuirii de echipamente de comunicație/concentratoare în posturi care utilizează tehnologie 2G și 4G etc);
- Investiții care derivă din analiza regimurilor de funcționare pentru care au fost detaliate criteriile avute în vedere în capitolul 2.5. Analiza multicriterială pentru selectare lucrărilor și prioritizarea acestora se regăsește prezentată în capitolul 2.5.
- Investiții pentru reducerea CPT/îmbunătățire nivel tensiune de realizare posturi noi de transformare și circuite noi de joasă tensiune (zone cu circuite cu lungime medie mai mare de 1,5km), suplimentar aportului în reducerea de CPT adus de investițiile de modernizare/retehnologizare ale rețelei și instalațiilor selectate în analiza de regimuri de funcționare, de investițiile de adaptare a capacității elementelor de rețea la sarcină selectate în analiza capacității rețelei, de investițiile scoaterea la limita de proprietate/ centralizări de grupuri de măsură, securizări de grupuri de măsură au fost incluse realizate împreună cu sistemele de măsură inteligente.

2.12 Prezentarea și argumentarea modului de corelare și conformare a planului cu Strategia energetică a României pe termen mediu și lung și cu PNIESC, edițiile în vigoare

Obiectivele Strategiei Energetice, ediția în vigoare, sunt:

1. Securitate energetică;
2. Energie cu emisii scăzute de carbon;
3. Eficiență energetică;
4. Acces fizic la energie pentru toți consumatorii și accesibilitate financiară și competitivitate economică a energiei;
5. Piețe de energie eficiente;
6. Digitalizare, dezvoltarea rețelelor inteligente și securitate cibernetică.

Obiectivele strategiei sprijină realizarea ȋntinelor naționale asumate la nivelul anului 2035: 62% reducere a emisiilor aferente sectoarelor ETS față de nivelul anului 2005, respectiv cu 2% a emisiilor aferente sectoarelor non-ETS față de nivelul anului 2005; 38,3 % pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie, Desi Comisia Europeană a recomandat 41%; 40,4% reducere a consumului final de energie față de proiecția PRIMES 2007.

Măsurile și politicile necesare pentru atingerea obiectivelor strategice sunt stabilite si prin Planul Național Energie Schimbări Climatice (PNIESC).

Obiective naționale (PNIESC)

A. Dimensiunea Decarbonare

A.1 Emisiile și absorbțiile GES

România își propune reducerea emisiilor nete de GES cu 85% până în 2030, comparativ cu nivelul din 1990. În acest domeniu, România a făcut deja progrese semnificative, realizând, până în 2022, 85% din ținta stabilită pentru 2030 privind reducerea emisiilor nete de GES (cu LULUCF). Traectoria estimată arată că, până în 2025, 93% din ținta stabilită pentru 2030 de reducere a emisiilor nete de GES va fi deja obținută. Obiectivul pe termen lung este de a obține o reducere cu 96% a emisiilor de GES până în 2040 și o reducere completă a emisiilor de GES până în 2050: reducere cu 105% a emisiilor nete de GES în 2050 comparativ cu nivelul din 1990.

Ca urmare a politicilor și măsurilor preconizate, emisiile GES aferente sectorului ETS la nivelul anului 2030 arată un nivel de 39 mil. t echivalent CO₂.

Rolul RER, ca operator de distribuție este să faciliteze racordarea surselor regenerabile respectiv a instalațiilor de stocare, în condiții reglementate, de securitate a sistemului, eficientă și securitate energetică. Decarbonizarea este una dintre cele 5 dimensiuni pe care a fost fundamentat PNIESC – Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2025-2030, revizuit în octombrie 2024.

A.2 Energia din surse regenerabile

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeii”.

Având în vedere că, la nivelul anului 2017, ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030.

Cu toate acestea, în condițiile inexistenței unor bariere legislative pentru creșterea capacităților SRE și a disponibilității unor instrumente de finanțare pentru 2021-2030, deosebit de prietenoase pentru SRE, acestea se vor putea dezvolta în funcție de cererea pieței, iar capacitățile dezvoltate vor putea depăși valoarea propusă la acest moment în Plan, dacă cererea din piață și potențialul efectiv utilizabil vor permite acest lucru.

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în PNIESC, noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

a) Eolian:

- + 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

b) Solar:

- + 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

- Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;

- Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.

În ceea ce privește consumul final brut de energie, conform scenariului WAM, se preconizează o creștere de aprox. 2,7% în perioada 2021-2030, cu o creștere accentuată până în 2025, urmând apoi o atenuare datorată măsurilor de eficiență energetică.

B. Dimensiunea Eficiență Energetică

Dimensiunea Eficiență Energetică are o importanță semnificativă în PNIESC 2021-2030, întrucât pachetul “Energie Curată pentru Toți Europeanii” prioritizează eficiența energetică în procesul de tranziție către o energie curată.

Raportat la prognoza consumului de energie primară aferentă anului 2030, așa cum a fost calculată în scenariul PRIMES 2007 pentru România, respectiv 58,7 Mtep, scenariul WAM indică o scădere de 45,1% la nivelul anului 2030.

Politicile și măsurile pe care România își propune să le adopte pentru realizarea ȋntelilor de consum au o sferă largă de aplicare și necesită, după caz, o perioadă mai lungă de confirmare a efectelor generate. Din acest motiv, majoritatea efectelor consistente în sensul reducerii consumului de energie, se vor resimți începând cu anul 2025, când tendința reducerilor este în creștere, fiind influențată de efectele investițiilor realizate în perioada 2020 – 2025. Astfel, traiectoria indică o creștere a economiilor de la 38,4% în 2025 la 45,1% în 2030 pentru consumul primar, respectiv de la 34,0% la 40,4% pentru consumul final în aceeași perioadă, în raport cu scenariul de referință PRIMES 2007.

C. Dimensiunea „securitate energetică”

În vederea stabilirii și alinierii obiectivelor naționale specifice acestei dimensiuni, s-a procedat la o inventariere a diverselor inițiative, decizii și dezvoltări curente care aduc în prim plan obiectivele specifice acestei dimensiuni și care constituie baza activităților și planurilor strategice de acțiune pentru perioada 2021 - 2030, cu perspectiva anului 2050.

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia.

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat.

De asemenea, este preconizată înlocuirea mai multor grupuri pe cărbune cu unități în ciclu combinat alimentate cu gaze naturale, re tehnologizarea unei unități nucleare, precum și construcția cel puțin unei noi unități nucleare până în 2030.

Asigurarea flexibilității și adecvănței sistemului energetic național reprezintă un obiectiv important pentru România în domeniul securității energetice. În conexiune cu obiectivul de asigurare a unui mix energetic diversificat, România își propune să înlocuiască capacitățile de producție de energie electrică care vor ieși din exploatare cu capacități noi, eficiente și cu emisii reduse, la nivelul anului 2030 (a se vedea Planul de Decarbonare propus de Complexul Energetic Oltenia). Până la înlocuirea capacităților pe cărbune cu capacități noi bazate pe tehnologii cu emisii reduse, se au în vedere lucrări de reabilitare și creșterea eficienței energetice a capacităților existente și care vor rămâne în exploatare din rațiuni de asigurare a securității energetice a României.

România își propune, de asemenea, obiective cu privire la încurajarea consumului dispecerizabil în vederea asigurării răspunsului la variațiile cererii precum și obiective cu privire la stocarea energiei. Dezvoltarea și utilizarea potențialului tehnico-economic al SRE în SEN depinde de dezvoltarea capacităților de stocare, precum și a tehnologiilor privind injectarea de hidrogen sub formă de gaz de sinteză din SRE și utilizarea hidrogenului în procesele industriale.

Cu privire la asigurarea adecvănței sistemului energetic, potrivit analizelor Transelectrica, în prezent, limitele acceptabile pentru puterea produsă din surse eoliene și fotovoltaice sunt puternic condiționate de nivelul hidraulicității și al regimului termic. Astfel, din punctul de vedere al flexibilității puterii reziduale, critice la nivelul anului sunt orele cu consum ridicat iarna/vara, orele de minim/maxim termic și orele cu hidraulicitate extremă (minimă/maximă).

D. Dimensiunea „piață internă a energiei”

D.1 Interconectivitatea rețelelor electrice

Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde România, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, are în vedere o strategie începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, și a ținut seamă de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

- 1) Diferențele de preț pe piața angro ce depășesc un prag orientativ de 2 euro/MWh între statele membre, regiuni sau zone de ofertare;
- 2) Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din vârful de sarcină;
- 3) Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile.

D.2 Infrastructura de transport a energiei

Proiectele esențiale privind infrastructura de transport al energiei electrice și al gazului și, dacă este cazul, proiectele de modernizare, care sunt necesare pentru atingerea obiectivelor din cadrul celor cinci dimensiuni ale strategiei pentru uniunea energetică.

Pentru îndeplinirea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030 operaționalizat prin Comunicarea Comisiei Europene nr. 718/2017 privind consolidarea rețelelor energetice europene, vor fi

realizate toate proiectele de interes comun (PIC) în care România este partener, precum și alte proiecte majore de infrastructură incluse în documentul “Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada 2022 – 2031” elaborat de Transelectrica și în “Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2024 – 2033” elaborat de Transgaz.

România este inclusă în Coridorul prioritar Interconexiunile electrice pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est (NSI East Electricity) care vizează realizarea de interconexiuni și linii interne pe direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile. Proiectele de tip PIC vizând acest coridor sunt incluse în Regulamentul Delegat (UE) 2022/564 al Comisiei din 19 noiembrie 2021 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește lista proiectelor de interes comun a Uniunii. În lista a patra și a cincea de PIC, sunt aprobate următoarele proiecte:

Proiectul transfrontalier de dezvoltare a rețelei de transport a energiei electrice Black Sea Corridor (ID 138 din TYNDP al ENTSO-E)

Proiectul transfrontalier de dezvoltare a rețelei de transport a energiei electrice “Mid Continental East Corridor” (ID 144 din TYNDP al ENTSO-E)

Proiectul “Carpathian Modernized Energy Network (CARMEN) Smart Grid

Îmbunătățirea indicatorului capacității de interconectare este esențială pentru asigurarea securității și accesibilității energiei. În lipsa îmbunătățirii acestui indicator, excesul de energie electrică ar putea rămâne în interiorul granițelor României periclitând sistemul electroenergetic, cu excepția cazului în care producția de hidrogen regenerabil devine o opțiune viabilă. Pe de altă parte, în perioadele în care cererea depășește oferta, din cauza interconectării inadecvate, importul de energie electrică nu ar fi fezabil, cu impact semnificativ asupra tarifelor de energie electrică din România, în ciuda prognozei conform căreia România nu va depinde în mare măsură de importuri. În consecință, este imperativă o creștere substanțială a nivelului de interconectare.

Un obiectiv asumat de RER este implementarea unui PCI, în calitate de leader, alături de OTS și HEDNO, ca parteneri în acest demers². Până în 2026, RE va pregăti candidatura pentru obținerea statutului de participant.

D.3 Integrarea piețelor

Obiectivele naționale referitoare la alte aspecte ale pieței interne a energiei, precum creșterea gradului de flexibilitate a sistemului, în special, referitoare la promovarea unor prețuri la energia electrică stabilite în mod competitiv în conformitate cu legislația sectorială relevantă, integrarea și cuplarea piețelor, având drept scop sporirea capacității comercializabile a interconexiunilor existente, rețelele inteligente, agregarea, participarea activă a cererii stocarea, producerea distribuită, mecanismele pentru dispecerizare, redispecerizare și limitare, precum și semnalele de preț în timp real, inclusiv un termen până la care să fie îndeplinite obiectivele.

² detalii despre proiect, în capitolul...

Urmărind îndeplinirea obiectivului prioritar de integrare în piața internă, România va continua procesul de integrare a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare și intra-zilnică în cadrul cuplării unice a piețelor de energie electrică (pan-European Single Day-Ahead Coupling, SDAC), respectiv Single Intra-Day Coupling, SIDC), având în vedere metodologia de alocare implicită a capacităților trans-frontaliere “flow based” aplicabilă regiunii CORE (termen de implementare: conform foilor de parcurs ale proiectelor de punere în aplicare ale prevederilor regulamentelor europene cu relevanță) din care face parte și fără a exclude implementarea timpurie a cuplării unice a piețelor de energie electrică pe baza de NTC.

D.4 Sărăcia energetică

În 2022 15,2%¹ din populația României nu a reușit să mențină un nivel adecvat de încălzire în locuințele proprii (au dificultăți în a-și plăti facturile de energie electrică, nu își pot încălzi în mod adecvat locuințele sau nu au acces la surse accesibile de alimentare cu energie). La nivelul UE, valoarea indicatorului citat este 9,3% din populație.

Potrivit recomandărilor Comisiei Europene, România ar trebui să-și definească obiectivele în ceea ce privește sărăcia energetică în conformitate cu specificul național. Țările membre care au un număr semnificativ al gospodăriilor aflate în sărăcie energetică trebuie să includă în planurile lor naționale integrate de energie și schimbări climatice un obiectiv indicativ pentru reducerea sărăciei energetice.

Potrivit datelor Eurostat pentru 2019, România se regăsește în treimea inferioară a valorii prețului la energia electrică pentru consumatorii casnici din UE. Totuși, dată fiind puterea relativ scăzută de cumpărare, suportabilitatea prețului este o problemă de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de sărăcie energetică.

România își propune să scadă ponderea gospodăriilor afectate de sărăcia energetică, vizând o reducere a indicatorului „Incapacitatea de a încălzi gospodăria la un nivel adecvat” la 9,8% până în 2030.

E. Dimensiunea „cercetare, inovare și competitivitate”

Obiectivul UE de dublă tranziție, verde și digitală, aduce inovația (în sensul său cel mai larg) în centrul atenției, în timp ce Politica de Coeziune a UE (care are ca scop remedierea decalajelor dintre țările și regiunile UE) se bazează în mare măsură pe strategiile naționale de specializare inteligentă ca principal instrument pentru consolidarea ecosistemelor naționale și regionale de inovare.

Uniunea energetică este un set de politici și inițiative ale UE menit să asigure energie sigură, durabilă, competitivă și accesibilă pentru cetățenii săi. Aceasta se bazează pe cinci dimensiuni care se susțin reciproc: securitate energetică, solidaritate și încredere; piața internă a energiei; eficiența energetică; decarbonizarea economiei; cercetare, inovare și competitivitate.

UE a făcut progrese semnificative în ultimii ani în atingerea obiectivelor Uniunii Energetice. De exemplu, UE și-a redus emisiile de GES cu 22% față de nivelul din 1990, iar ponderea energiei regenerabile în mixul energetic al UE a crescut la 22%². Cu toate acestea, mai sunt mulți pași de făcut până la atingerea neutralității climatice.

Tranziția către o economie cu emisii scăzute de carbon este costisitoare și va necesita investiții semnificative. De asemenea, este necesar să se dezvolte noi tehnologii care să le înlocuiască pe cele bazate

pe combustibilii fosili și să îmbunătățească eficiența energetică. Obiectivele principale ale Uniunii Energetice sunt:

- Reducerea emisiilor de GES cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu nivelul din 1990.
- Creșterea eficienței energetice cu cel puțin 32,5% până în 2030.
- Creșterea ponderii energiei din SRE în consumul din consumul final brut de energie până la cel puțin 32% până în 2030.
- Atingerea unui nivel de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 15% între statele membre învecinate până în 2030.

Cercetare și inovare: România a promovat cercetarea și inovarea în sectorul energetic. Inițiativele de cercetare axate pe tehnologiile energetice avansate, rețelele inteligente, stocarea energiei și digitalizarea joacă un rol crucial în promovarea obiectivelor uniunii energetice și în îmbunătățirea peisajului energetic comunitar.

Rețele Electrice Romania (RER) se confruntă cu multiple schimbări:

1. Schimbări de procese: noul model de business pune accent pe optimizarea și eficientizarea proceselor și a modului de lucru și pe un grad accelerat de digitalizare;
2. Schimbări legislative - sunt esențiale în definirea noilor strategii de abordare a proceselor prin:
 - introducerea noțiunii de flexibilitate,
 - regulamentele europene preluate în legislația primară și secundară (ex: stocarea),
 - abordare anticipativă asupra posibilelor modificări legislative la nivel UE.
3. Schimbări climatice și obligații legale europene în domeniu, cascade la nivel național – pentru operatorii de distribuție, crește responsabilitatea în ceea ce privește îndeplinirea obiectivului de țară, respectiv reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea ponderii surselor de energie regenerabilă și a eficienței energetice în toate sectoarele.
4. Schimbări socio-economice

Prin inițiativele propuse a fi implementate prin Planul de Dezvoltare Rețele Electrice Romania au fost prevăzute:

1. Pentru atingerea obiectivului "Securitate energetica".

Implementarea unui PCI, în calitate de leader, alături de OTS și HEDNO, ca parteneri în acest demers. Până în 2026, RE va pregăti candidatura pentru obținerea statutului de participant.

2. Pentru obiectivul „Energie cu emisii scăzute de carbon”

Unul dintre principalele obiective urmărite în cadrul acțiunilor propuse de Rețele Electrice de Distribuție este să faciliteze racordarea acestor surse regenerabile respectiv a instalațiilor de stocare, în condiții reglementate, de securitate a sistemului, eficiență și securitate energetică.

3. Pentru obiectivele “Eficiența energetică”. REȚELE ELECTRICE ROMANIA are în vedere următoarele:

➤ **Eficiența operațională:**

- ✓ optimizarea proceselor în vederea minimizării costurilor,
- ✓ utilizarea tehnologiilor și practicilor avansate pentru a îmbunătăți eficiența rețelilor și a altor infrastructuri,
- ✓ realizarea lucrărilor de întreținere și modernizare pe baze predictive și inteligente a echipamentelor;

➤ **Eficiența energetică:** reducerea CPT; eficiența energetică în clădiri

➤ **Eficiența costurilor:** prioritizarea investițiilor în instalațiile electrice, în tehnologii și proiecte care oferă cea mai bună rentabilitate a investiției în timp.

4. Pentru obiectivul „Acces fizic la energie pentru toți utilizatorii și accesibilitate financiară și competitivitate economică a energiei”

Un aspect cheie al echității în sectorul energetic este asigurarea accesului universal la energie utilizatorilor.

RER acționează într-un cadru strict reglementat în ceea ce privește racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție ce deriivă creșterea calității comerciale a serviciului de distribuție prin încadrarea în prevederile Standardului de Performanță.

România are un grad de racordare a consumatorilor casnici la rețeaua electrică de distribuție de peste 99,9%. În prezent 7.500 de locuințe (din care 4.700 locuite permanent) nu sunt conectate la rețeaua de energie electrică, din rațiuni de sărăcie și costuri prohibitive cu racordarea și/sau cu instalația electrică la nivel de gospodărie, distanță mare față de rețea, lipsă a actelor de proprietate asupra casei/terenurilor ori prevalență a locuirii informale.

Cele mai potrivite soluții pentru acestea sunt sistemele izolate de producere și distribuție a energiei, dar și soluții de modificare și simplificare a legislației cu privire la regimul proprietății și cerințele privind racordarea.

Accesarea fondurilor nerambursabile reprezintă o oportunitate esențială și pentru sprijinirea consumatorilor vulnerabili, oferindu-le acces la resurse și servicii care le pot îmbunătăți semnificativ calitatea vieții și reducând decalajele sociale și economice.

Propunerile de investiții finanțate subvenționat au în vedere rețelele de distribuție care sunt uzate moral dar și în zone greu accesibile, luând în considerare indicatorii necesari ce trebuie să fie îndepliniți prin cadrul de reglementare care nu facilitează investițiile pentru rețelele izolate care aduc beneficii mari pentru populația zonelor aferente ariilor de proiect. Astfel, reușim să ajutăm și comunitățile izolate astfel încât să beneficieze de un serviciu de distribuție de calitate care să necesite o intervenție redusă a operatorului de distribuție dar și de a putea interveni telecontrolat asupra rețelilor.

Atragerea de fonduri nerambursabile ajută la accelerarea investițiilor în rețeaua electrică de distribuție pentru a putea îmbunătăți indicatorii de performanță ai rețelei, calitatea serviciului de distribuție, dar și pentru a crește capacitatea de racordare și de a debloca racordările pentru prosumatori, producători și instalarea de stații electrice de încărcare a vehiculelor electrice.

Compania Rețele Electrice România s-a concentrat în ultimii 2 ani pe depunerea unui număr mare de documentații pentru obținerea finanțării prin programul de finanțare Fondul pentru Modernizare gestionat de către Ministerul Energiei. În urma eforturilor depuse au fost depuse 42 de proiecte pentru finanțare, din care 17 au deja contracte de finanțare semnate, aceste proiecte fiind în implementare.

Strategia companiei de a atrage fonduri nerambursabile are efect direct în bugetul companiei și deblochează unelte disponibile pentru a putea finanța lucrări fără a impacta major planul de investiții propriu. Prin investițiile propuse se urmărește modernizarea liniilor electrice (pentru toate nivelele de tensiune), modernizarea stațiilor de transformare, posturilor de transformare și a punctelor de alimentare, crearea de capacități noi de distribuție (linii noi, posturi noi, stații noi) prin acestea crescând gradul de siguranță în alimentarea cu energie electrică.

Atragerea fondurilor nerambursabile aduce un beneficiu direct consumatorului final, atât cu impact în tariful de distribuție cât și în calitatea vieții. Finanțările disponibile prin axele actuale duc și la reduceri ale gazelor cu efect de seră (de tipul CO₂) dar și deschide accesul la rețea către noii utilizatori punând la dispoziția operatorului de distribuție unelte financiare încât să susțină operatorii în expansiunea rețelilor.

Programe de finanțare accesate de către Rețele Electrice România:

a) Fondul pentru Modernizare

Proiectele în implementare vor avea finalizate pe parcursul anului 2025 toate licitațiile necesare implementării (contracte de proiectare și execuție, asistență în managementul execuției și audit financiar).

Odată începută implementarea, vom pune foarte mult accent pe menținerea soluției tehnice în conformitate cu documentația transmisă către autoritatea de finanțare pentru a reduce eventualele riscuri care pot apărea ca urmare a acestor modificări, ce pot avea impact direct asupra contractului de finanțare, dar și a bugetului aprobat de către autoritatea de finanțare și de către Consiliul de Administrație.

Luând în considerare modalitatea de operare din punct de vedere financiar și contabil a contractelor de finanțare, pe perioada de implementare a proiectelor cu contracte de finanțare semnate, se va optimiza fluxul de numerar aferent acestor proiecte încât să poată fi auto-susținute pentru valoarea nerambursabilă, încât impactul în cash să fie minimal. Această gestionare va fi corelată împreună cu departamentul AFC și va fi urmărită recurent cu o atenție sporită. Gestionarea fluxului de numerar se va face prin optimizarea cererilor de prefinanțare și rambursare astfel încât să menținem criteriile obținerii prefinanțării, dar și de a avea o predictibilitate cu privire la avansamentul economic al lucrărilor.

b) Programul Dezvoltare Durabilă

În momentul de față, în cadrul Rețele Electrice România există 3 proiecte finanțate prin acest program, ce au fost fazate din Programul Operațional Infrastructură Mare și au avut ca scop:

- Modernizarea rețelilor de distribuție de Joasă și Medie Tensiune din zonele omogene de proiect;
- Dezvoltarea unei aplicații pentru procesul de măsurare-facturare;
- Implementarea unei platforme integrate ADMS pentru gestiunea întreruperilor și monitorizarea performanței rețelei

Componenta din urmă este cea fazată pe Programul de Dezvoltare Durabilă unde are ca termen de finalizare anul 2027 și își propune ca prin acest sistem să atingă performanțe mult mai bune față de cele actuale în ce privește serviciul de distribuție.

5. Pentru obiectivul “Piețe de energie eficientă.”

Creșterea ponderii surselor de energie regenerabilă, în scopul de a spori eficiența energetică, a devenit provocarea operatorilor de distribuție de a consolida rețelele și de a adopta tehnologii moderne și digitale, cu scopul final de a furniza energie în condiții de calitate tehnică și siguranță. Dar în acest demers este necesară consolidarea cadrului de reglementare. Organismele de reglementare din sectorul energetic trebuie să opereze imparțial și echitabil, aplicând regulile și standardele în mod consistent tuturor participanților.

6. Pentru obiectivul „Digitalizare, dezvoltarea rețelor inteligente și securitatea cibernetică”

RER înțelege ca introducerea sistemelor de măsurare inteligente (SMI) și construcția infrastructurii SMARTGRID reprezintă un pas înainte semnificativ pentru modernizarea infrastructurii energetice. Digitalizarea permite implementarea unor funcții de tip Smart Grids la nivelul rețelor de distribuției de energie electrică, dar și la cel al utilizatorilor.

Implementarea sistemelor AADMS și WFM, combinate cu platforme software avansate care includ module de inteligență artificială, va transforma modul în care rețelele energetice operează și sunt întreținute. Aceste sisteme vor permite o detecție mai rapidă și mai precisă a defecțiunilor, optimizarea răspunsurilor la incidente și îmbunătățirea gestionării activelor rețelei.

Având în vedere evoluția sectorului energetic și emergența noilor tehnologii, serviciile de protecție vor necesita integrarea unor soluții tehnologice avansate pentru a asigura eficiența și acuratețea datelor de intrare.

Consolidarea siguranței instalațiilor industriale pe întreg lanțul energetic nu este doar o necesitate, ci și o oportunitate de a construi un sector energetic mai sigur, mai rezilient și mai sustenabil, care să servească nevoile actuale și viitoare ale companiei.