



PLANUL DE DEZVOLTARE A REȚELEI ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE E-DISTRIBUȚIE MUNTENIA PENTRU PERIOADA 2024-2033

Prezentul document este proprietatea intelectuală a societății E- Distribuție Muntenia 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 E-Distribuție Muntenia 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
0	Analiza Rețea și Soluții de Optimizare	Director Dezvoltare Rețea	Director General	Iunie 2023
	Lungu Aurel	Dumitru Iulian	Hodor Monica	

Cuprins

1. Scopul și obiectivele Planului de dezvoltare a RED pe zece ani.....	2
1.1 Contextul politic, economic, social și de mediu	2
1.2 Contextul național.....	3
1.3 Cadrul de reglementare aplicabil pentru operatorii de rețea de distribuție.....	8
1.4 Scopul și Obiectivele Planului	10
1.4.1 Scopul Planului.....	10
1.5 Obiectivele E-Distribuție Muntenia pentru perioada 2024-2033	14
2. Operatorul de distribuție SC E-Distribuție Muntenia SA.....	14
2.1 Introducere.....	14
2.2 Analiza RED în funcție de vechime și starea tehnică în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție.....	16
2.2.1 Municipiul București	21
2.2.2 Județul Ilfov	23
2.2.3 Județul Giurgiu	24
2.3 Analiza CPT în RED	27
2.3.1 Municipiul București	29
2.3.2 Județul Ilfov	31
2.3.3 Județul Giurgiu	32
2.3.4 Soluții adoptate pentru reducerea CPT	34
2.4 Analiza potențialului de creștere a eficienței energetice.....	35
2.5 Analiza regimurilor de funcționare RED.....	39
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	44
2.6.2 Analiza rețelei.....	48
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	62
2.8 Studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung	67
2.9 Identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții.....	78
2.10 Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice	81
2.11 Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții	82
2.11.1 Investiții ale operatorului E-Distribuție Muntenia.....	82
2.11.2 Investițiile prevăzute a fi realizate din Programe de Finanțare Ajutor de Stat/Fonduri Europene	87
2.11.3 Programul de lucrări/dotări necesare desfășurării activității de distribuție.....	92
2.12 Analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor	95
2.13 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	96

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 cu 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.

Sigur că, contextul pandemic a provocat erodări în politica energetică, dar lovitura pentru acest sector a fost marcată de războiul Rusiei împotriva Ucrainei. 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, ca mai apoi, în 2021, Consiliul să traseze clar obiectivele de accelerare a tranziției energiei globale. 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 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% 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, respectiv al schimbărilor climatice, bazându-se în același timp pe documentele programatice 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 revizuite, având în vedere resursele disponibile, necesitatea asigurării unei tranziții suportabile pentru industrie și consumatori și capacitatea instituțională de implementare.

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 la consolidarea Uniunii Energetice.

În acest sens, elementele principale luate în considerare în abordarea strategică a Planului au fost următoarele:

- Abordarea holistică energie, economie, mediu și schimbări climatice să se deruleze în strânsă corelare cu realitatea economică a Statelor Membre, astfel încât să nu fie afectat echilibrul macroeconomic și social intern;
- Restructurarea cadrului de piață, în contextul costurilor induse de tranziție și capacitatea Statelor Membre de a susține aceste costuri, în termeni de accesibilitate și competitivitate;
- Creșterea economică și a veniturilor per gospodărie (la orizontul anului 2030);
- Reducerea sărăciei energetice.

1.2 Contextul național

„Strategia Energetică a României 2022-2030, 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 **opt obiective strategice fundamentale** care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2022-2030 și orizontul de timp al anului 2050. 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 Energetice sunt:

1. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii;
2. Energie curată și eficiență energetică;
3. Modernizarea sistemului de guvernare corporativă și a capacității instituționale de reglementare;
4. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;
5. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;
6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane calificate;
7. România, furnizor regional de securitate energetică;
8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.

Obiectivele strategiei sprijină realizarea țintelor naționale asumate la nivelul anului 2030: 43,9% 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; 30,7 % pondere a energiei din surse regenerabile în

consumul final brut de energie; 40,4% reducere a consumului final de energie față de proiecția PRIMES 2007.

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

Obiective naționale (PNIESC)

A. Dimensiunea Decarbonare

A.1 Emisiile și absorbțiile GES

România își propune să aducă o contribuție echitabilă la realizarea țintei de decarbonare a Uniunii Europene și va urma cele mai bune practici de protecție a mediului. Aplicarea schemei EU-ETS și respectarea țăntelor anuale de emisii pentru sectoarele non-ETS reprezintă angajamentele principale pentru realizarea țăntelor. Pentru sectoarele care fac obiectivul schemei EU-ETS, obiectivul general al României de reducere a emisiilor se ridică la aproximativ 44% până în 2030 față de anul 2005.

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.

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 Europeanii”.

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.

În contextul strategiilor de tip „Smart City” în curs de elaborare (ex. București, Cluj-Napoca), autoritățile locale au planificate o serie de proiecte orientate către producerea de energie electrică și termică din surse regenerabile, utilizând panouri fotovoltaice, panouri solare termice sau biomasă.

De asemenea, Proiectul Strategiei de Renovare pe Termen Lung prezintă informații cu privire la evoluția preconizată a utilizării SRE în clădirile rezidențiale, guvernamentale și comerciale.

B. Dimensiunea Eficiență Energetică

Dimensiunea Eficiență Energetică are o importanță semnificativă în PNIESC 2021-2030, întrucât pachetul “Energie Curată pentru Toți Europeii” 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. În contextul măsurilor și politicilor adiționale, România țintește la 2030 un consum primar de energie de 32,3 Mtep, respectiv un consum final de energie de 25,7 Mtep.

Politicile și măsurile pe care România își propune să le adopte pentru realizarea țintelor 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 adecvănței 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). Analizele menționate mai sus indică drept obiectiv necesitatea instalării de capacități suplimentare de cel puțin 400 MW la orizontul anului 2020, respectiv 600 MW (suplimentar față de 2020) în 2025.

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

Conform datelor din PNIESC, principalele proiecte de dezvoltare a rețelei (cu excepția PIC) comunicate de CNTEE Transelectrică sunt următoarele:

- LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița (etapa I din trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad);
- Racordarea LEA 400kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia printr-o LEA 400kV d.c.;
- Racordarea LEA 400kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud printr-o LEA 400kV d.c.;
- Al II-lea TR 250MVA, 400/110kV în stația Sibiu Sud;
- Racordarea stației 220kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într- un circuit al LEA 220kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
- Al II-lea AT 400MVA, 400/220kV în stația Iernut;
- Al II-lea AT 400MVA, 400/220kV în stația Brazi Vest;
- LEA 400kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp;
- trecerea la tensiunea de 400kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud – Constanța Nord;
- LEA 400kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad);
- LEA 400kV s.c. Gădălin – Suceava;
- LEA 400kV s.c. Suceava – Bălți;
- LEA 400 kV d.c. Stâlp – Brașov (1 circuit echipat).

Suplimentar proiectelor menționate mai sus în planul de dezvoltare CNTEE Transelectrica SA sunt incluse și alte proiecte care vizează creșterea capacității rețelei pentru integrarea surselor regenerabile de energie, pentru creșterea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică și flexibilității în exploatarea a rețelelor de transport.

Pentru funcționarea optimă a sistemului energetic, se va urmări dezvoltarea sistemelor inteligente de energie, rețele și stocare în afara TEN-E. În acest sens au fost identificate următoarele priorități de investiții:

- Digitalizarea sistemului energetic național în segmentele de transport, distribuție și consum și introducerea sistemelor de management inteligent și măsuri de sprijin pentru implementarea pas cu pas a conceptului de oraș inteligent;
- Consolidarea transportului și distribuției rețelelor de energie electrică cu scopul de a asigura parametrii tehnici necesari de bună interconexiune cu infrastructura energetică transeuropeană pentru energie electrică;
- Echipamente și sisteme inteligente pentru asigurarea calității energiei electrice;
- Implementarea de soluții digitale pentru izolarea defectelor și realimentarea cu energie în mediul rural și urban;
- Digitalizarea stațiilor de transformare și soluții privind controlul rețelei de la distanță - integrare stații în SCADA;
- Implementarea de soluții privind stocarea energiei electrice pentru eficientizarea consumului și remedierea fluctuațiilor majore de producție;
- Creșterea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier;
- Măsuri de creștere a adecvantei rețelei naționale de energie electrică pentru a crește capacitatea de integrare a energiei provenite din surse regenerabile, de natură variabilă.

D.3 Integrarea piețelor

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

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.

E. Dimensiunea „cercetare, inovare și competitivitate”

Activitatea de Cercetare-Inovare din sectorul Energetic va fi susținută și prin orientarea strategică a operatorului de transport. În planul de dezvoltare al RET pentru perioada 2018-2027, operatorul și-a stabilit o listă preliminară de obiective specifice pentru Cercetare-Inovare, precum:

- Inovarea va fi motorul care va permite Companiei să implementeze conceptele „Organizație care învață”;
- Inovarea și cercetarea vor susține ca obiectiv major „Digitalizarea”;
- Cercetarea în cadrul Companiei se va concentra pe dezvoltarea parteneriatelor naționale și internaționale;
- Intensificarea acțiunilor de „knowledge sharing” și learning from „best practices”, atât în cadrul național cât și internațional;
- Sincronizarea obiectivelor generale și specifice, în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul C-I;
- Finanțarea lucrărilor de C-I va fi asigurată prioritar atât din surse proprii cât și din alte surse ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de rețea europeni.

1.3 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 nr.123/2012 „Legea energiei electrice și gazelor naturale” cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare
- Ordinul ANRE nr.73/2014 privind “Condiții 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” modificat și completat cu ordinul 32/2013 și 72/2017;
- Ordinul ANRE nr.128/2008 pentru aprobarea „Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție”, revizia I, modificat prin ordinul 72/2017;
- Ordinul ANRE nr. 72/2017 „ORDIN de aprobare a Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone”, cu modificările 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”
- Ordinul ANRE nr.169/2019 pentru modificarea 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, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 62/2013
- 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.96/2017 de aprobare a „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”, modificat și completat de Ordinul 51/2019;
- Ordinul ANRE nr.30/2013 pentru aprobarea „Condițiilor tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, art.2 din anexa s-a abrogat prin Ordinul 208/2018. Modificat prin Ordinul 51/2019;
- Ordinul ANRE nr.51/2009 pentru aprobarea „Condițiilor tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice eoliene”, cu modificările și completările din Ordinul nr. 29/2013, art. 2 din anexa se abroga prin Ordinul 208/2018;
- 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.102/2015 de aprobare a „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;
- 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 aprobare a „Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor” cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.69/2020 pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor, care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum;
- 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 energiei electrice.

1.4 Scopul și Obiectivele Planului

1.4.1 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 2024-2033, 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 E-Distribuție Muntenia SA.

Prezentul document furnizează programele specifice de modernizare și dezvoltare optimă pe termen mediu, pentru perioada 2024-2028 și generale pentru perioada 2029-2033 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 E-Distribuție Muntenia SA pentru perioada 2024 - 2033 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;
 - 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 nivelului 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 însa și activitățile de relaționare cu stakeholderi externi inclusiv pentru viitoarele servicii de flexibilitate/consum dispecerizabil;
 - 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;
- 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 E-Distribuție Muntenia SA.
 - 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 E-Distribuție, 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. Finalizarea investițiilor începute și demararea numai acelor investiții care au condiții certe de realizare.

- n. 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.
- o. 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.
- p. 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 cel puțin 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 retehnologizare/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 dispececerizabil 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/ zonale 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 2024-2033:

- a. 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.
- b. 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.
- c. Identificarea elementelor cu risc privitor la securitatea persoanelor și mediului.
- d. Identificarea unor măsuri pentru eficiență energetică și pentru proiecte necesare în vederea alinierii la obiectivul pietei competitive;
- e. 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.
- f. Identificarea unor investiții care trebuie executate pe baza prevederilor legale (extindere 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).
- g. Identificarea lucrărilor necesare pentru reducerea nivelului de pierderi de energie.
- h. Identificarea necesităților de extindere/realizare a unor sisteme moderne de tipul TELECONTROL(SCADA), telecomunicații, cartografiere rețele, sisteme de măsură inteligente, etc.
- i. Identificarea necesităților de îmbunătățire a proceselor de exploatare și mentenanță și a dotărilor necesare.

și ca produse finale:

- i. programul de rețehnologizare/modernizare/dezvoltare instalații specific pentru perioada 2024-2028 și general pentru perioada 2029-2033 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 2024-2028 și pentru perioada 2029-2033;
- iii. programul de investiții pentru achiziția de dotări pentru securitatea muncii, dotări pentru execuția lucrărilor, dotări pentru respectarea cerințelor legale, dotări informatice, dotări pentru securitatea cibernetică, dotări pentru transport/utilaje specific pentru perioada 2024-2028 pentru derularea în condiții optime și pentru realizarea programelor de asigurare a mentenanței RED și a programelor de investiții în RED.
- iv. programul de investiții pentru implementarea/dezvoltarea aplicațiilor informatice în vederea desfășurării proceselor (gestiune operativă, gestiunea întreprinderii, activitate comercială privind derularea procesului de racordare, facturare, emiterea avize de amplasament) derulate în cadrul activității de distribuție.
- v. acțiuni privind asigurarea cadrului necesar îndeplinirii obiectivului “0 accidente” și protecției mediului conform legislației în vigoare.

1.5 Obiectivele E-Distribuție Muntenia pentru perioada 2024-2033

Principalele obiective E-Distribuție Muntenia pentru perioada 2024 - 2033 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 SC E-Distribuție Muntenia SA

2.1 Introducere

E-Distribuție Muntenia SA asigură distribuția energiei electrice către un număr de 1.447.634 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.

Serviciul de distribuție este asigurat prin utilizarea unei rețele de cca. 49.404 km (inclusiv bransamentele), a unui număr de 70 de stații de transformare cu o putere instalată de 5.096 MVA (inclusiv transformatoarele MT/MT și transformatoarele de servicii proprii) și a unui număr de cca 9.602 de posturi de transformare (inclusiv puncte de alimentare și puncte de conexiune cu distribuție la medie tensiune) cu o putere instalată de cca 4.291 MVA în transformatoarele MT/JT din proprietatea E-Distribuție Muntenia SA.

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.

Tabelul 2.1. Indicatorii privind consistența rețelei la 31.12.2022

Indicator	Zona	Indicatori consistenta retea								Data actualizare
		Bucuresti		Ilfov		Giurgiu		ED Muntenia		
		UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	
Suprafata	km ²	238	4%	1.583	30%	3.526	66%	5.347	100%	31.12.2022
Inclusiv zona muntoasa	km ²									31.12.2022
Populatie	no	2.162.281	74%	488.410	17%	274.848	9%	2.925.539	100%	31.12.2022
Densitatea populatiei	no/km ²	9.085		309		78		547		31.12.2022
Cienti IT	no	9	47%	5	26%	5	26%	19	100%	31.12.2022
Cienti MT	no	1.289	43%	1.314	44%	389	13%	2.992	100%	31.12.2022
Cienti JT	no	1.054.414	73%	265.202	18%	125.009	9%	1.444.625	100%	31.12.2022
Cienti JT/Populatie	no/no		49%		54%		45%		49%	31.12.2022
Linii IT	km	272	23%	440	38%	451	39%	1.163	100%	31.12.2022
Subterane	km	272	100%	-	-	-	-	272	23%	31.12.2022
Aeriane	km	-	-	440	100%	451	100%	891	77%	31.12.2022
Linii IT	no	71	47%	49	32%	31	21%	151	100%	31.12.2022
Subterane	no	71	92%	6	0,08	-	-	77	51%	31.12.2022
Aeriane	no	-	-	43	56%	31	40%	74	49%	31.12.2022
Linii MT	km	7.436	61%	2.672	22%	2.115	17%	12.222	100%	31.12.2022
Subterane	km	7.429	76%	1.806	18%	528	5%	9.764	80%	31.12.2022
20 kV	km	1.799	24%	1.770	98%	507	96%	4.075	42%	31.12.2022
10 kV	km	5.329	72%	16	1%	21	4%	5.366	55%	31.12.2022
6 kV	km	302	4%	21	1%	0	0,03%	323	3%	31.12.2022
Cablue aerian	km	4	2%	79	44%	98	54%	181	1%	31.12.2022
Conductor neizolat	km	3	0%	786	35%	1.488	65%	2.278	19%	31.12.2022
Separatoare telecomandate	no	-	-	348	-	422	-	770	-	31.12.2022
Linii MT	no	2.000	84%	229	10%	138	6%	2.367	100%	31.12.2022
Lungime medie linie MT	km	3,72		11,67		15,32		5,16		31.12.2022
Linii JT (fara bransamente)	km	17.730	76%	3.432	15%	2.298	10%	23.460	100%	31.12.2022
Conductor neizolat	km	467	3%	618	18%	950	41%	2.036	9%	31.12.2022
Cablue aerian	km	3.688	21%	1.670	49%	1.136	49%	6.495	28%	31.12.2022
Subterane	km	13.575	77%	1.143	33%	211	9%	14.929	64%	31.12.2022
Bransamente JT	km	5.115	41%	4.941	39%	2.504	20%	12.559	100%	31.12.2022
Aeriane	km	1.743	34%	1.730	35%	2.269	91%	5.742	46%	31.12.2022
Subterane	km	3.372	66%	3.211	65%	235	9%	6.817	54%	31.12.2022
Statii de transformare	no	37	53%	14	20%	19	27%	70	100%	31.12.2022
Putere instalata(IT/IT, IT/MT, MT/MT)	MVA	3.500	69%	956	19%	612	12%	5.067	100%	31.12.2022
Statii telecomandate	no	35	95%	14	100%	16	84%	65	93%	31.12.2022
Transformatoare IT/MT	no	98	63%	29	19%	29	19%	156	100%	31.12.2022
Posturi de transformare/Puncte de alimentare	no	5.365	56%	2.997	31%	1.240	13%	9.602	100%	31.12.2022
Din care PTA	no	3	0%	894	30%	600	48%	1.497	16%	31.12.2022
Posturi de transformare/Puncte de alimentare telecomandate	no	3.247	61%	1.250	42%	450	36%	4.947	52%	31.12.2022
Transformatoare MT/JT, MT/MT	no	5.379	59%	2.523	28%	1.149	13%	9.051	100%	31.12.2022
Putere instalata	MVA	2.895	69%	941	22%	347	8%	4.182	100%	31.12.2022
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Suprafata	no/km ²	22,54		1,89		0,35		1,80		31.12.2022
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Linii MT	no/km	0,72		1,12		0,59		0,79		31.12.2022
Linii JT / Posturi de transformare&Puncte de alimentare	km/no	3,30		1,15		1,85		2,44		31.12.2022
Cienti JT / Linii MT	no/no	527,21		1.158,09		905,86		610,32		31.12.2022
Linii MT / Suprafata	km/km ²	31,24		1,69		0,60		2,29		31.12.2022
Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate) / Linii MT	no/no	1,62		6,98		6,32		2,42		31.12.2022
Cienti (MT+JT) / Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate)	no/no	325,13		166,78		143,81		253,21		31.12.2022
Cienti JT/Nr. Transformatoare	no/no	196,54		88,49		100,81		150,45		31.12.2022

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

E-Distribuție Muntenia a realizat investiții în perioada 2019-2022 de peste 1,01 miliarde lei din fonduri proprii și contribuții financiare în valoare de 0,75 miliarde lei. Pentru anul 2023 valoarea investițiilor planificate declarată la începutul ciclului de reglementare a fi puse în funcțiune de E-Distribuție Muntenia în rețea este de 0,22 miliarde lei din fonduri proprii și 0,08 miliarde lei din contribuții financiare. Suplimentar sunt prevăzute investiții din contribuții financiare de 0,04 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 2019-2023 în E-Distribuție Muntenia SA din fonduri proprii și contribuții financiare sunt prezentate în tabelul 2.3.

Tabelul 2.3 Investițiile realizate în perioada 2019-2023

Companie	An	u.m.	Fonduri Proprii	Contribuții Financiare	Total
E-Distribuție Muntenia SA	2019	MRON	242,11	198,46	440,57
E-Distribuție Muntenia SA	2020	MRON	239,52	167,18	406,70
E-Distribuție Muntenia SA	2021	MRON	284,21	212,71	496,92
E-Distribuție Muntenia SA	2022	MRON	240,69	166,96	407,65
E-Distribuție Muntenia SA	Total '19-22'	MRON	1.007	745	1.751,84
E-Distribuție Muntenia SA	2023	MRON	215,82	112,78	328,60
E-Distribuție Muntenia SA	Total '19-23'	MRON	1.222	858	2.080

Investițiile din surse proprii pe niveluri de tensiune puse în funcțiune în perioada 2019-2022 în rețeaua E-Distribuție Muntenia și planificate pentru anul 2023, sunt prezentate în tabelul 2.4:

Tabelul 2.4. Investițiile în perioada 2019-2023

An/Nivel tensiune	IT	MT	JT	Grupuri de măsură	ICT, Alte investiții	Total
2019	61,84	66,98	58,32	40,51	14,46	242,11
2020	57,73	66,50	46,82	54,04	14,42	239,52
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	66,10	28,03	36,78	48,34	36,58	215,82
Total	303,86	334,28	225,75	241,90	116,56	1.222,35

Începând cu anul 2010 și până în anul 2022 în instalațiile E-Distribuție 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, IMGB, Glina, 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;**

- Realizare de noi stații de transformare IT/MT din fonduri proprii la stația Transilvania corelat cu lucrarea de realizare a stației de conexiuni pentru alimentare cu energie electrică la 110 kV a unui utilizator important;
- 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 2010-2022 pentru creșterea capacității, reducerea costurilor de mentenanță, reducerea impactului asupra mediului (în special cabluri cu ulei, cu vechime de peste 40 ani) cu un volum total de cca. 100 km.

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 înaltă tensiune.

În perioada 2021-2024, datorită construcțiilor realizate în culoarul de protecție și siguranță al liniilor LEA 110 kV Fundeni-Afumați și al LEA 110 kV Fundeni-Brazi cu nerespectarea prevederilor avizelor de amplasament emise **și în urma solicitării Autorității** a rezultat necesitatea de trecere în subteran a liniilor de 110 kV LEA 110 kV Fundeni-Afumați și LEA 110 kV Fundeni-Brazi.

Această situație este întâlnită în mai multe zone din concesiunea E-Distribuție 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 2024-2033.

- În rețeaua de medie tensiune în perioada 2010-2022 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 re tehnologizate**, digitalizate și introduse în sistemul de telecontrol al E-Distribuție 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 E-Distribuție Muntenia care sunt exploatate cu dificultate de personal.

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 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 a calității serviciului, indicatorul SAIDI s-a îmbunătățit constant în perioada 2010-2022, în anul 2022 față de sfârșitul anului 2019 cu circa 45% la nivelul E-DM, de la 141 minute/client la 78 minute/client. Evoluția indicatorului SAIDI pentru operatorul E-Distribuție Muntenia SA 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 regăsește în graficul din figura 2.1.

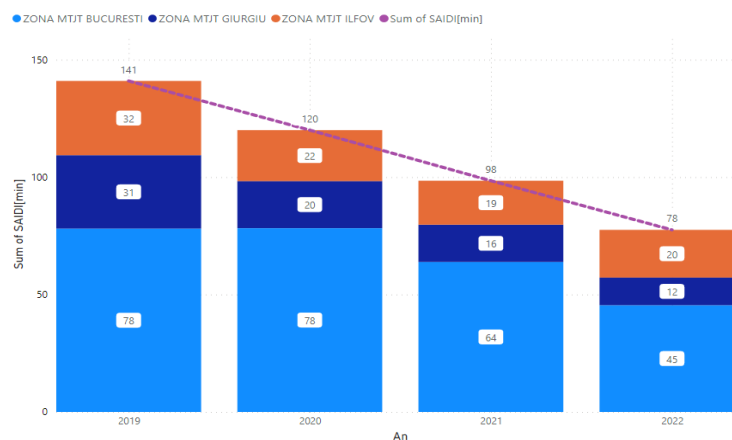


Figura 2.1 Indicatori SAIDI pe zone geografice

În ceea ce privește evoluția SAIDI 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 43% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 100 min/client la 57 min/client, cât și în instalațiile de joasă tensiune unde s-a obținut o reducere de 52% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 39 min/client la 18 min/client. Impactul instalațiilor de înaltă tensiune în indicatorul total este foarte redus datorită modului de realizare și funcționare (regim de funcționare buclat) a acestor instalații. Această evoluție se regăsește în graficul din figura 2.2.

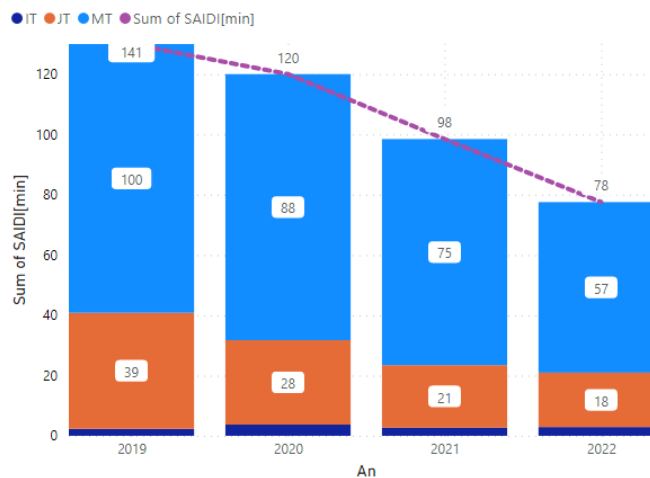


Fig. 2.2 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune EDM

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în Municipiul București, se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului în mod reprezentativ în instalațiile de medie tensiune. Începând cu anul 2021, an în care a existat un focus dedicat asupra cablurilor de medie tensiune cu cea mai mare rată de defectare (ex: zona de rețea aferentă stațiilor de transformare Sălaj și Vulcan) obținându-se o reducere de 43% față de valoarea de la sfârșitul anului 2020, de la 58 min/client la 32 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune unde s-a obținut o reducere de 50% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 24 min/client la 12 min/client.

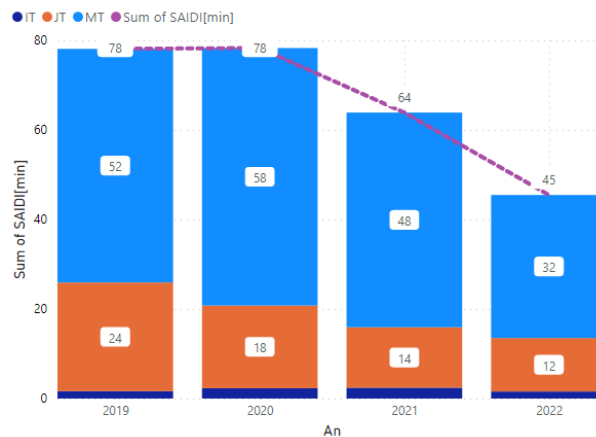


Fig. 2.3 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune București

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Ilfov, se poate remarca faptul că față de anul 2019 s-a îmbunătățit calitatea serviciului cu 38% de la 32 min/client la 20 min/client, valorile rămânând aproximativ constante în jurul valorii de 20 min/client (în ultimii 3 ani); în instalațiile de medie tensiune s-a obținut o reducere de 30% , de la 24 min/client la 17 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune s-a obținut o reducere de 57% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 7 min/client la 3 min/client.

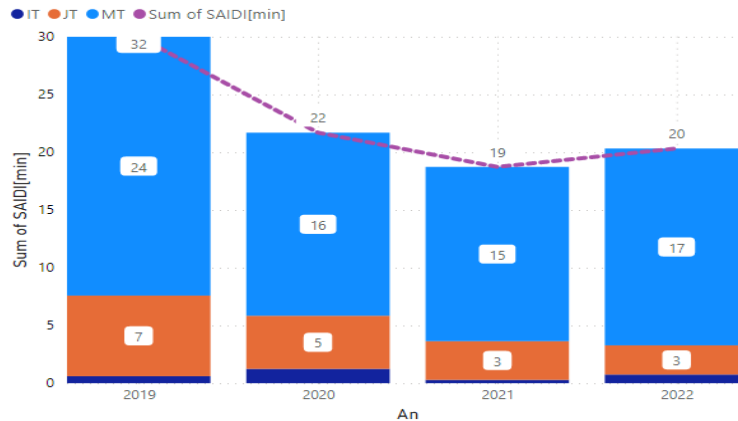


Fig. 2.4 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Ilfov

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 unde s-a obținut o reducere de 66% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 24 min/client la 8 min/client, cât și în instalațiile de joasă tensiune unde s-a obținut o reducere de 43% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 7 min/client la 4 min/client.

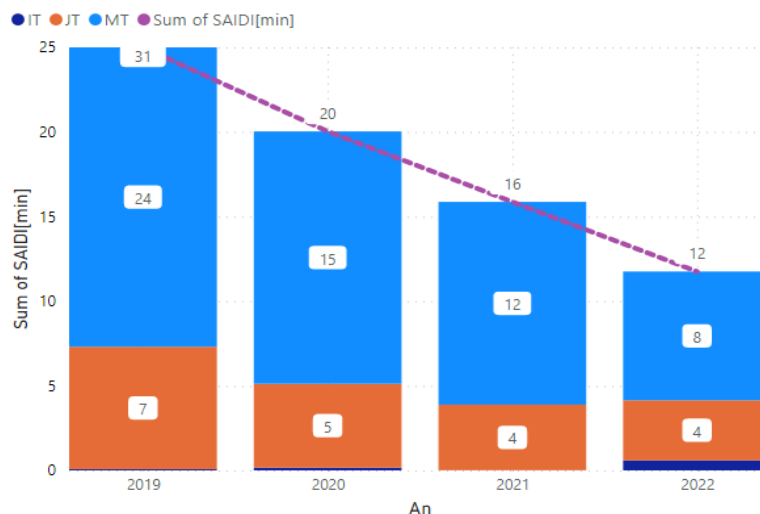


Fig. 2.5 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Giurgiu

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 E_Distribuție 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 2024-2028 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 Municipiul București

În Municipiul București, E-Distribuție Muntenia asigură alimentarea cu energie electrică a cca 1.055.712 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelurile de tensiune: 9 utilizatori la IT, 1289 la MT și 1.054.414 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca. 30.553 km de rețea, 37 stații de transformare cu o putere de cca 3.520 MVA și 5.365 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de peste 2.895 de MVA.

Energia distribuită este de 5.056.913 MWh din care MWh 122.357 la IT, MWh 2.043.226 la MT și 2.891.330 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 72% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 10 kV în cea mai mare parte printr-un sistem de distribuție intermediar realizat cu 176 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 1.055.712 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 E-Distribuție 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, Iremoas etc.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform planului de investiții care va fi supus aprobării pentru perioada 2024 – 2028, va asigura pentru următorii 5 ani:

- **modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;**
- **realizarea unor stații de transformare noi și a creșterii capacității rețelei de 110 kV prin linii noi/inlocuiri 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 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 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 limită 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 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 permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;**

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

2.2.2 Județul Ilfov

În județul Ilfov, E-Distribuție Muntenia SA, asigură alimentarea cu energie electrică a 266.521 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelurile de tensiune de 110kV, 10kV, 6kV, și 0,4kV 10kV: 5 la IT, 1.314 la MT și 265.202 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 11.044 km de rețea MT și JT, 14 stații de transformare cu o putere de 961 MVA și 2.997 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 941 MVA.

Energia distribuită este de 1.897.937 MWh din care 104.858 MWh la IT, 883.868 MWh la MT și 909.211 MWh la JT.

Până în anul 1990 județul Ilfov era o zonă eminentă 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 E-Distribuție 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 retehnologizate, 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 2024-2033 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue mărirea capacității și schimbarea de structură a rețelei.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform planului de investiții care va fi supus aprobării pentru perioada 2024 – 2028, va asigura pentru următorii 5 ani:

- **modernizarea și retehnologizarea 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 telecomandă posturilor de transformare, conform strategiei de realizare a sistemului;
- 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 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;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;

În continuare activitatea de mentenanță în rețelele de MT și JT a E-Distribuție 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.

2.2.3 Județul Giurgiu

În județul Giurgiu, E-Distribuție Muntenia, asigură alimentarea cu energie electrică a 125.403 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelurile de tensiune de 110kV, 10kV, 6kV, și 0,4kV 10kV: 5 la IT, 389 la MT și 125.009 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 6.916 km de rețea MT și JT, 19 stații de transformare cu o putere instalată de 615 MVA și peste 1.240 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 331 MVA. Energia distribuită este de 484.760 MWh din care 7.252 MWh la IT, 142.703 MWh la MT și 334.806 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 descărcată, 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.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform planului de investiții care va fi supus aprobării pentru perioada 2024 – 2028, va asigura pentru următorii 5 ani:

- **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 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 care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;**

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

2.3 Analiza CPT în RED

E-Distribuție Muntenia asigură distribuția energiei electrice către un număr de 1.447.636 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 2018-2022 alimentați din rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Muntenia este prezentată în tabelul 2.5. Se evidențiază o creștere medie și uniformă a numărului de utilizatori 2018-2022 de circa 2,65%/an.

Tabelul 2.5 Evoluția numărului de consumatori în perioada 2018-2022

Număr clienți	Nivelul de tensiune	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022
	Înaltă Tensiune (110kV)	[clienți]	19	18	18	19	19
Medie Tensiune (6,10,20 kV)	[clienți]	2.512	2676	2781	2892	2.992	
Joasă tensiune (0,4kV)	[clienți]	1.300.055	1333941	1373028	1411161	1.444.625	
	TOTAL	[clienți]	1.302.586	1.336.635	1.375.827	1.414.072	1.447.636
Evoluție	Înaltă Tensiune (110kV)	%	-	-5%	0%	6%	0%
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	%	-	7%	4%	4%	3%
	Joasă tensiune (0,4kV)	%	-	3%	3%	3%	2%
	TOTAL	%	-	2,61%	2,93%	2,78%	2,37%

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 2.6 se prezintă evoluția energiei intrate în contur în perioada 2018-2022. 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 29%;
- energia electrică primită din RET din total energie intrată în contur a fost de cca 62-70% 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 0,05% încă nesemnificativă, însă urmare a programelor naționale de sprijin pentru prosumatori și nu numai, sunt așteptate creșteri semnificative;

Tabelul 2.6 Evoluția energiei intrate în contur în perioada 2018-2022

	An	2018	2019	2020	2021	2022
Livrata de centrale	GWh	3.002	2.914	2.481	2.559	2.229
	% intrat în contur	32%	31%	28%	28%	25%
	evoluție		-3%	-15%	3%	-13%
Primita din RET	GWh	5.866	5.915	5.996	6.120	6.150
	% intrat în contur	62%	63%	67%	67%	69%
	evoluție		1%	1%	2%	0%
Primita de la alți OD	GWh	532	487	492	498	460
	% intrat în contur	6%	5%	5%	5%	5%
	evoluție		-8%	1%	1%	-8%
Primita de la prosumatori	GWh	0	0	0,11	2	11
	% intrat în contur	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,1%
	evoluție		0%	0%	1718%	450%
Total intrat în contur	GWh	9.400	9.316	8.969	9.179	8.850
	% intrat în contur	100%	100%	100%	100%	100%
	evoluție		-0,9%	-3,7%	2,3%	-3,6%

În tabelul 2.7 se prezintă evoluția energiei electrice consumate în perioada 2018-2022 realizat și planificat pentru anul 2023. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- se constată pentru anul 2022 o scădere a energiei distribuite la 110kV cu 2,61%, la JT cu 5,14% și o creștere la MT cu 0,15% față de valorile aferente anului 2021;
- se evaluează o scădere anuală medie a consumului de energie electrică de cca 0,2% /an luând în considerare perioada 2018-2022;

În perioada 2018-2022 energia distribuită a avut fluctuații semnificative datorate impactului pandemiei Covid și a situației geopolitice, dar între valoarea înregistrată la finalul anului 2018 și cea de la finalul anului 2022 variația este nesemnificativă (reducere de 1%).

Tabelul 2.7 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2022

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2018	2019	2020	2021	2022
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	283.408	275.208	250.204	240.758	234.467
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	3.075.484	3.107.404	2.886.402	3.065.110	3.069.797
		Joasă tensiune (0,4kV)	4.157.869	4.107.623	4.117.059	4.359.446	4.135.347
		TOTAL	7.516.761	7.490.235	7.253.664	7.665.313	7.439.611
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	4%	4%	3%	3%	3%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	41%	41%	40%	40%	41%
		Joasă tensiune (0,4kV)	55%	55%	57%	57%	56%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	-2,89%	-9,09%	-3,78%	-2,61%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	1,04%	-7,11%	6,19%	0,15%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	-1,21%	0,23%	5,89%	-5,14%
		TOTAL	-	-0,35%	-3,16%	5,68%	-2,94%

În tabelul 2.8 se prezintă evoluția consumului propriu tehnologic în perioada 2018-2022 în rețeaua E-Distribuție Muntenia și planificat pentru anul 2023.

Tabelul 2.8 Evoluția CPT în perioada 2018-2023

Zona de Rețea Muntenia	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CPT înregistrat	[GWh]	1.013	974	876	825	798	791
CPT înregistrat	[%]	10,78%	10,45%	9,76%	8,99%	9,03%	8,66%
CPT recunoscut	[%]	12,00%	11,16%	9,95%	9,62%	9,30%	8,97%
Energia consumată MWh	[GWh]	7.517	7.490	7.254	7.665	7.440	7.544
Energia consumată la înaltă tensiune	[%]	4%	4%	3%	3%	3%	3%
Energia consumată la medie tensiune	[%]	41%	41%	40%	40%	41%	41%
Energia consumată la joasă tensiune	[%]	55%	55%	57%	57%	56%	56%
CPT la înaltă tensiune	[%]	5,31%	5,35%	5,55%	5,95%	5,78%	5,70%
CPT la medie tensiune	[%]	25,43%	25,79%	27,10%	28,94%	29,33%	30,11%
CPT la joasă tensiune	[%]	69,25%	68,86%	67,35%	65,10%	64,89%	64,19%

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 2018-2022 de 6%.

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 tinte impuse de ANRE.

Repartiția CPT pe niveluri de tensiune este prezentată în același tabel și evidențiază faptul că circa 64-69% din pierderile de energie electrică se produc în rețelele de joasă tensiune unde este distribuită circa 55-57% din energia electrică consumată, și cele mai mici pierderi de energie electrică se produc în rețelele de înaltă tensiune unde este distribuită circa 3-4 % din energia electrică consumată.

2.3.1 Municipiul București

Structura numărului mediu de utilizatori racordati la rețeaua de distribuție, aflată în gestiunea E-Distribuție Muntenia SA din zona municipiului București pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.9.

Tabelul 2.9 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2022

Judet	IT	din care URBAN	din care RURAL
BUCUREȘTI	9	9	0
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	1.289	1.286	3
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	1.054.414	1.043.167	11.247
Total	din care URBAN	din care RURAL	
	1.055.712	1.044.462	11.250

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei București în anul 2022 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona București și în total Muntenia este prezentată în tabelul 2.10.

Tabelul 2.10. Structura consumului de energie 2022

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDM	8.238.106	234.467	3.069.797	4.135.347	7.439.611
ZR BUCUREȘTI	5.561.868	122.357	2.043.226	2.891.330	5.056.913
ZR BUCUREȘTI [%]	67,5%	52,2%	66,6%	69,9%	68,0%
CPT ZR BUCUREȘTI [MWh]		29.971	148.684	326.300	504.955
CPT ZR BUCUREȘTI [%]		0,5%	2,7%	5,9%	9,1%
CPT ZR BUCUREȘTI-EDM		0,4%	1,8%	4,0%	6,1%

Din datele prezentate rezultă ca energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 5.409.540 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de cca 1100 MW pe București rezultă ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 4.900 h.

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

- datorită procentului de consum de energie de cca 57% la JT și a procentului de consumatori de JT de cca 99% se poate estima un consum stabil în viitorii ani;
- din aceleași motive menționate mai sus 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);
- la nivel de UTR se remarcă faptul că UTR Est are cel mai mare număr de consumatori;

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabilă, 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.

2.3.2 Județul Ilfov

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Muntenia din zona județului Ilfov pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.11.

Tabelul 2.11 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2022

Judet	IT	din care URBAN	din care RURAL
ILFOV	5	3	2
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	1.314	670	644
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	265.202	108.679	156.523
Total	din care URBAN	din care RURAL	
	266.521	109.352	157.169

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Ilfov în anul 2022 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 2.12.

Din datele prezentate rezultă ca energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 1.954.623 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Considerând puterea maximă consumată de cca 340 MW pe Ilfov rezultă ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 5700 h.

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

- datorită procentului de consum de energie de cca 47% la MT și IT 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 prin dificultatea numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Tabelul 2.12 Structura consumului de energie 2022

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDM	8.238.106	234.467	3.069.797	4.135.347	7.439.611
ZR ILFOV	2.070.497	104.858	883.868	909.211	1.897.937
ZR ILFOV [%]	25,1%	44,7%	28,8%	22,0%	25,5%
CPT ZR ILFOV [MWh]		11.016	51.420	110.124	172.560
CPT ZR ILFOV [%]		0,5%	2,5%	5,3%	8,3%
CPT ZR ILFOV-EDM		0,1%	0,6%	1,3%	2,1%

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 întărire în rețea.

În planul de dezvoltare sunt prevăzute o serie de stații de transformare prin intermediul cărora să fie asigurată o trecere conformtabilă 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.

2.3.3 Județul Giurgiu

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Muntenia SA din zona județului Giurgiu pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.13.

Tabelul 2.13 Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2022

Judet	IT	din care URBAN	din care RURAL
GIURGIU	5	2	3
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	389	77	312
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	125.009	37.547	87.462
Total	din care URBAN	din care RURAL	
	125.403	37.626	87.777

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Giurgiu în anul 2022 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Giurgiu și în total Muntenia este prezentată în tabelul 2.14.

Tabelul 2.14 Structura consumului de energie 2022

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDM	8.238.106	234.467	3.069.797	4.135.347	7.439.611
ZR GIURGIU	605.740	7.252	142.703	334.806	484.760
ZR GIURGIU [%]	7,4%	3,1%	4,6%	8,1%	6,5%
CPT ZR GIURGIU [MWh]		5.155	34.133	81.691	120.980
CPT ZR GIURGIU [%]		0,9%	5,6%	13,5%	20,0%
CPT ZR GIURGIU-EDM		0,1%	0,4%	1,0%	1,5%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 593.333 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de cca 70 MW pe Giurgiu rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca 3100h.

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

- datorită procentului de consum de energie de cca 69% 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.

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.

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.

2.3.4 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 EDM:

- 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

E-Distribuție Muntenia 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 Unității Recuperare Energie și în cadrul Unității Verificări. 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 potențialului de creștere a eficienței energetice

În tabelul 2.15 sunt prezentate domeniile de utilizare a energiei.

În tabelul 2.16 sunt prezentate ponderile de utilizare a energiei pe domenii de utilizare și locul în ierarhia ocupată în utilizarea energiei în vederea prioritizării acțiunilor necesare.

Tabelul 2.15 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 7). Încălzire
	Gaze naturale + Energie termică	

Tabelul 2.16 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	5,66%	3
2	CPT MT	28,73%	2
3	CPT JT	63,54%	1
4	Regie proprie – servicii interne	0,75%	5
5	Regie proprie – sedii administrative	0,29%	6
6	Transport, logistică, activități conexe	0,95%	4
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 2.3.

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.

În tabelul 2.17 se prezintă evaluarea valorilor semnificației „S” respectiv stabilirea domeniilor de utilizare semnificativă a energiei, efectuate pe baza datelor deținute de către E-Distribuție referitoare la utilizările energiei și energiile utilizate, a potențialului de optimizare a acestora.

Tabelul 2.17 Ponderi procentuale ale energiilor utilizate pe domenii de utilizare, din total energie utilizată

Activitate	Instalații, facilități asociate	Factori de semnificație				Semnificația S	Domeniu semnificativ
		Criteriul 1 Reglementare /Legal	Criteriul 2 Ponderea în energia totală utilizată	Criteriul 3 Termen scurt Termen mediu Termen lung	Criteriul 4 ED acționează direct / poate să influențeze		
Distribuția energiei electrice IT	Stații, posturi de transformare și linii	1	1	1	1	4	DA
Distribuția energiei electrice MT	Stații, posturi de transformare și linii	1	2	1	1	5	DA
Distribuția energiei electrice JT	Stații, posturi de transformare și linii	1	2	2	1	6	DA
Servicii interne	Stații	0	0	0	1	1	NU
Activități de gestionare a sediilor, birourilor	Sedii administrative, Unități Operative	0	0	0	1	1	NU
Activități pe teren	Parc auto, echipamente	0	0	0	1	1	NU
Activități de gestionare a sediilor, birourilor	Clădiri	0	0	0	1	1	NU

În tabelul 2.18 se prezintă valoarea CPT pentru anii 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 și 2022

Tabelul 2.18. Valorile CPT pentru perioada 2016-2022

An	CPT [GWh]	CPT [%]
2016	1.145.449	13,0%
2017	1.125.106	12,3%
2018	1.013.016	10,8%
2019	973.582	10,5%
2020	875.508	9,8%
2021	825.129	9,0%
2022	798.495	9,0%

Pentru 2022, 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.

Tabelul 2.19. CPT pentru anul 2022 defalcat pe cele trei domenii

Nivel de tensiune	CPT[%]	CPT [GWh]	Pondere [%]
ÎT	0,54%	46.143	5,78%
MT	2,90%	234.237	29,34%
JT	11,13%	518.115	64,89%
Total	9,03%	798.495	100%

Acțiuni necesare pentru reducerea CPT al rețelei de distribuție sunt detaliate în capitolul anterior și se axează pe ambele categorii de CPT tehnic și comercial:

- **CPT tehnic**
 - 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;
 - activarea tuturor sau majorității cablurilor de IT, MT și JT;
 - creșterea secțiunii liniilor electrice în special o dată cu lucrările de modernizare;
 - 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;
 - implementarea unor soluții de tip ADMS pentru utilizarea eficientă a rețelei de distribuție în vederea stabilirii schemelor optime de funcționare a rețelelor de distribuție;
- **CPT comercial**
 - montarea de BMP-uri;
 - securizarea nișelor firidelor și cutiilor de distribuție;
 - schimbarea amplasamentelor contoarelor la parterul blocurilor, în afara apartamentelor, sau la delimitarea proprietăților;
 - achiziții dotări echipe operative cu principal scop creșterea preciziei măsurătorilor efectuate
 - implementare sisteme informatice și dezvoltarea sistemelor actuale în vederea reducerii probabilității erorilor în procesul de citire și facturare;

Acțiunile E-Distribuție destinate îmbunătățirii performanței energetice vor fi cu preponderență orientate spre **reducerea valorilor cu semnificatia cea mai mare**.

Deși domeniile servicii interne pentru stațiile/posturile/echipamentele montate în rețea, sedii administrative aferente consumurilor sediilor de birouri, parc auto nu prezintă relevanță privind acțiunile de eficiență energetică totuși E-Distribuție Muntenia are în vedere și acțiuni adiționale în aceste domenii pentru îmbunătățirea eficienței energetice cum ar fi:

- a. instalarea de sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în vederea acoperirii parțiale/integrale a consumului;
- b. instalarea de sisteme fotovoltaice pe clădirile administrative în vederea acoperirii parțiale a consumul de energie;
- c. trecerea de la utilizarea unui parc auto pe combustibil clasic la un parc auto hibrid (combustibil clasic și/sau electric plug-in);

- d. utilizarea în cadrul soluțiilor de reabilitare/retehnologizare/modernizare a unor soluții de iluminat de tip LED, aparate de climatizare eficiente;
- e. optimizarea regimurilor de funcționare pentru echipamentele/aparatele de climatizare din stațiile de transformare/sediile administrative, automatizarea sistemelor de climatizare din sediile administrative;

a. Sisteme Fotovoltaice în stații de transformare

Au fost identificate posibilități de realizare măsură de implementare sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în locațiile indicate în tabelul de mai jos:

Tabelul 2.20. Stații de transformare propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2024-2033

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

b. Sisteme Fotovoltaice pentru cladiri administrative

Au fost identificate posibilități de realizare măsură de implementare sisteme fotovoltaice pentru sediile administrative în locațiile indicate în tabelul de mai jos:

Tabelul 2.21. Cladiri administrative propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2024-2033

Societate	Judet	Localitate administrativa (UAT)	Adresa postala	Energie utilizata medie	Puterea instalată estimata	Energie produsa estimata	Valoare totala investitie
				MWh	kW	MWh	mii lei
EDM	București	Sector 2	str. Mieiilor, sector 2	82	40	48	600
EDM	București	Sector 2	bd. Ferdinand I, nr. 137, sector 2	134	40	48	588
EDM	București	Sector 1	bd. Ion Mihalache, nr. 41-43, sector 1, corp B	324	40	48	579
EDM	Giurgiu	Bolintin-Vale	str. Intrarea Republicii, nr. 5	76	40	48	561
EDM	Giurgiu	Giurgiu	str. Dr. Ing. Marin D. Dracea, nr. 2 (fosta str. Frumoasei, nr. 2)	99	40	48	558

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.

c. Trecerea la utilizarea unui parc auto hibrid

Încă din anul 2021 E-Distribuție Muntenia a demarat procesul de înlocuire a parcului auto cu trecerea de la auto din proprietate la auto în leasing cu utilizare de tehnologie hibrid și are planificată în perioada 2023-2033 trecerea treptată de la auto în proprietate la leasing (unde este posibil chiar și pentru auto speciale) iar corelat cu posibilitățile pieței, o trecere la utilizarea unor auto hibride în vedere reducerii consumului de combustibil și a emisiilor de CO₂.

2.5 Analiza regimurilor de funcționare RED

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 2019-2022, în condițiile în care E-Distribuție Muntenia 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 2019-2022 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 ca 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 2010-2022, 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.

În ceea ce privește rețeaua de înaltă tensiune aeriană și comportarea acesteia la evenimente meteo extreme nu au fost înregistrate incidente semnificative care să conducă la întreruperi de lungă durată, fapt datorat în principal lucrărilor de investiții realizate în perioada 2010-2022.

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 2010-2022 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 și în special în stațiile cele mai importante din Municipiul București este necesară continuarea lucrărilor de modernizare/retehnologizare/digitalizare.

La Medie Tensiune

- Rețeaua de medie tensiune în regimurile de funcționare 2019-2022 a generat cel mai mare impact în indicatorii de calitate a serviciului cu cauza OD, cca 75% din total.

În ultima perioadă, urmare a condițiilor meteo (în special zilelor cu caniculă consecutive) s-a constatat (în municipiul București) 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 2019-2022. Aceasta îmbunătățire continuă a fost asigurată în perioada 2019-2022 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 țintite pe liniile de medie tensiune cu aport semnificativ în indicatorii de calitate cu costuri semnificative de mentenanță corectivă: înlocuiri de tronsoane cu defecte multiple, injecții 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 2019-2022 a generat un impact de cca 20-25% 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 (în municipiul București) o creștere a numărului de dernajamente 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 2019-2022. Aceasta îmbunătățire continuă a fost asigurată în

perioada 2019-2022 prin acțiuni de mentenanță (în special defrișări și remedieri de criticitate 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).

E-Distribuție Muntenia 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 E-Distribuție Muntenia 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 rețehnologizare 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 ținute 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.

Un alt aspect important care trebuie avut în vedere la stabilirea lucrărilor necesare pentru rețehnologizare și modernizarea rețelelor este legată de indisponibilitatea anumitor tehnologii pentru asigurarea unui nivel de digitalizare ridicat al rețelei (comunicația pe suport 3G indisponibilă și 2G indisponibilă în viitor).

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 2020-2022). 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 primele 300 de linii de medie tensiune rezultate ca fiind prioritare pe baza unui scor mediu ponderat rezultat din analiza multicriterială și primele 500 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 rețehnologizarea 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 verificari 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

2.6.1.1 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;
- restructurarea economiei;
- modernizarea tehnologica și restructurarea industrială;
- modificarea condițiilor de viață;
- extinderea utilizării aerului condiționat;
- utilizarea energiei electrice pentru încălzitul locuințelor, spațiilor comerciale, de birouri, industriale, social – culturale și/sau pentru gatit;
- caracteristici ale zonei geografice;
- caracterul consumului urban - rural;
- înregistrările ultimilor ani referitoare la consumul de energie și putere electrică din zona E-Distribuție Muntenia SA;
- planuri urbanistice generale;
- estimări ale evoluției puterii electrice la VSI, VDV și GNV pentru perioada 2024-2029-2033 transmise către OTS în vederea dimensionării rețelelor de înaltă tensiune și foarte înaltă tensiune;

În perioada 2018-2022 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 7,5 TWh. în tabelul 2.22 și în figura 2.6 este prezentată evoluția energiei distribuite 2018-2022.

Tabelul 2.22 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2022

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2018	2019	2020	2021	2022
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	283.408	275.208	250.204	240.758	234.467
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	3.075.484	3.107.404	2.886.402	3.065.110	3.069.797
		Joasă tensiune (0,4kV)	4.157.869	4.107.623	4.117.059	4.359.446	4.135.347
		TOTAL	7.516.761	7.490.235	7.253.664	7.665.313	7.439.611
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	4%	4%	3%	3%	3%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	41%	41%	40%	40%	41%
		Joasă tensiune (0,4kV)	55%	55%	57%	57%	56%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	-2,89%	-9,09%	-3,78%	-2,61%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	1,04%	-7,11%	6,19%	0,15%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	-1,21%	0,23%	5,89%	-5,14%
		TOTAL	-	-0,35%	-3,16%	5,68%	-2,94%

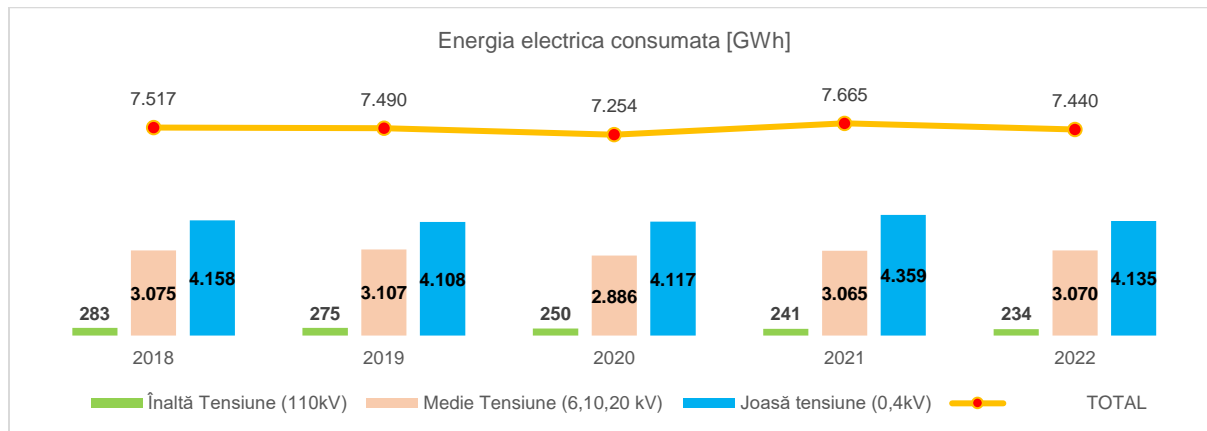


Figura 2.6 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2022 pe niveluri de tensiune

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 2.23.

Tabelul 2.23 Energia electrică intrată în perioada 2018-2022

Categorie	u.m.	An	IT	MT	JT	TOTAL	IT	MT	JT	TOTAL
Livrată centrale	[GWh]	2018	2.457	409	0	2.866				
		2019	2.418	372	0	2.791	-2%	-9%	40%	-3%
		2020	2.020	340	1	2.360	-16%	-9%	21%	-15%
		2021	2.047	332	1	2.380	1%	-2%	-12%	1%
		2022	1.731	355	1	2.086	-15%	7%	9%	-12%
Primit RET	[GWh]	2018	5.866	-	-	5.866				
		2019	5.915	-	-	5.915	1%	0%	0%	1%
		2020	5.996	-	-	5.996	1%	0%	0%	1%
		2021	6.120	-	-	6.120	2%	0%	0%	2%
		2022	6.150	-	-	6.150	0%	0%	0%	0%
Primit alți OD	[GWh]	2018	504	27	1	532				
		2019	458	28	1	487	-9%	3%	-10%	-8%
		2020	468	23	1	492	2%	-19%	-12%	1%
		2021	484	13	1	498	3%	-41%	1%	1%
		2022	444	15	1	460	-8%	10%	-12%	-8%
Prosumatori	[GWh]	2018	-	-	-	-				
		2019	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%
		2020	-	-	0,1	0,1	0%	0%	0%	0%
		2021	-	-	2,3	2,3	0%	0%	1943%	1943%
		2022	-	0,1	10,9	11,0	0%	0%	379%	386%
Total intrat contur	[GWh]	2018	9.071	8.346	4.870	9.400				
		2019	9.030	8.296	4.787	9.316	0%	-1%	-2%	-1%
		2020	8.691	7.962	4.716	8.970	-4%	-4%	-1%	-4%
		2021	8.915	8.342	4.906	9.179	3%	5%	4%	2%
		2022	8.540	8.074	4.656	8.842	-4%	-3%	-5%	-4%

Din datele prezentate mai sus se evidențiază următoarele:

- energia distribuită prezintă valori oscilatorii în jurul valorii de 7,5TWh, anii 2020 și 2021 fiind ani particulari de pandemie care au afectat evoluția;

- energia distribuită la înaltă tensiune înregistrează un trend descendent, la medie tensiune este în creștere, iar la joasă tensiune, cu excepția anilor de pandemie, se menține la o valoare stabilizată de 4,1TWh;
- 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 2018-2022 referitor la stațiile de încărcare și prosumatori se evidențiază 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, datorită unui volum redus de stații, nu se evidențiază o creștere a energiei distribuite;

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.

La acest moment nu există suficiente informații privind amplasamentele stațiilor de încărcare pentru vehiculele electrice iar estimarea realizată în anul 2021 privind apariția acestui consum suplimentar nu s-a materializat, impactul noilor racordări din perioada 2021-2022 nefiind sesizabilă și nu au rezultat necesități de dezvoltare semnificativă a rețelei, fiind prevăzute numai lucrări pentru realizarea instalației 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 160 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.

Proгноza privind evoluția consumului

Având în vedere cele de mai sus, metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2024-2033 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 Energetică și Planul de Dezvoltare al RET (1,5%/an).

În ceea ce privește evoluția producției în condițiile în care nu au apărut racordări în perioada 2018-2022 se constată o reducere a energiei intrate din centrale în special datorită CET-urilor din zona București și din zona Giurgiu din centralele din surse regenerabile mai puțin semnificativă.

Proгноza privind evoluția producției

Există cereri de racordare în special în zona Giurgiu și zona Distribuție Energie Oltenia 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 puterii solicitate în zona Giurgiu.

În ceea ce privește solicitările de racordare pentru racordarea producătorilor la rețea sunt înregistrate în diverse stadii un număr de peste 80 de cereri cu o putere solicitată de cca. 550 MW, cereri care majoritatea sunt 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 31.03.2023 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 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 E-Distribuție 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 E-Distribuție Muntenia SA. 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 E-Distribuție Muntenia.

2.6.2 Analiza rețelei

2.6.2.1 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 iarna 2022-2023;
- 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 2024-2033, având ca baza de plecare consumurile înregistrate în zilele caracteristice definite la nivelul anului 2022;
- 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 E-Distribuție Muntenia;
- 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 2024:
 - 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 2028:
 - 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 31.03.2023);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;
- Etapa 2033:
 - 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 31.03.2023);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;

Pentru regimul în care producția din surse regenerabile s-a deconectat, iar singurele grupuri luate în calcul sunt CET Bujoreni (TA3-70 MW ; TA4-30MW) și CET București Sud (TA3-60MW), 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 2022 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 2024

S-au luat în considerare noile instalații rezultate ca fiind necesare ca urmare a unor cereri de racordare:

- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Mall Promenada;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Centru de date 1;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Centru de date 2;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Centru de date 3;

Lucrări de modernizare

- trecere din LEA în LES 110 kV Fundeni – Afumați;
- trecere parțială din LEA în LES 110 kV Fundeni – CET Brazi;
- înlocuire LES 110 kV Filaret – Grozăvești;
- bobină de compensare (40 MVar) în stația Pipera la 110 kV.

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 31.03.2023 cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2024 sunt prezentate în tabelul 2.24.

Tabelul 2.24 Prognoza consum / SRE PIF

Judet	2024			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
București	1210	10	-	-
Ilfov	57	35	-	-
Giurgiu	309	239	-	-

Etapa 2028

Față de scenariul 2024 au fost considerate următoarele lucrări de creștere a capacității de racordare și modernizare:

- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Voluntari;
- înlocuire LES 110 kV Vulcan – Sălaj;
- înlocuire LES 110 kV Parc Drumul Taberei – Sălaj;
- înlocuire LES 110 kV Băneasa – Pajura;
- înlocuire LES 110 kV Toporași – Jilava C1;
- înlocuire LES 110 kV Toporași – Jilava C2;
- un autotransformator suplimentar AT 3 400 MVA 220/110 kV Fundeni (inclus în 2026 - Plan dezvoltare RET)
- două transformatoare T3, T4 250 MVA 400/110 kV București Sud (incluse în 2026 - 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 31.03.2023, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2028 sunt prezentate în tabelul 2.25.

Tabelul 2.25 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR

Judet	2028			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
București	1366	10	-	8
Ilfov	61	35	0,03	40
Giurgiu	329	239	-	78

Etapa 2033

Față de scenariul 2028 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 – Henry Coandă;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Antiaeriană;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Colosseum;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Bolintin;
- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Cuza;
- Înlocuire LES 110 kV Filaret – Văcărești;
- Înlocuire LES 110 kV Toporași – Văcărești;
- Înlocuire LES 110 kV Centru – Sud;
- Înlocuire LEA+LES 110 kV CET Sud – IMGB C1;
- Înlocuire LEA+LES 110 kV CET Sud – IMGB C2;
- Trecere din LEA în LES 110 kV Crângași – Bujoreni;
- Trecere din LEA în LES 110 kV Cotroceni – Bujoreni;
- Realizare LES nou 110 kV Laromet – Timpuri Noi

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 31.03.2023, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2033 sunt prezentate în tabelul 2.26.

Tabelul 2.26 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR

Judet	2033			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
București	1509	10	-	8
Ilfov	66	35	0,03	40
Giurgiu	374	239	-	78

Din analizele efectuate pentru orizonturile 2024-2028-2033 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 Bujoreni (TA3-70 MW ; TA4-30MW) și CET București Sud (TA3-60MW), cu prognoza de consum aferentă palierului VDV.

Orizontul 2024

- 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 2.24) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție 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 2.27:

Tabelul 2.27 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	Domnesti - IFA	428	110	Măsuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Militari - Bujoreni C2	575	114	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Domnești - CEFIN C2	575	105	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Domnești - Dragomirești C2	575	105	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	172	Masuri operative în stația 400/110 kV Domnesti	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	168		-	-
B	N-1	AT1 220/110 kV Fundeni	400	134	Transfer de sarcina în RED 110 kV din zona Est pe zonele Vest și Sud	-	-
B	N-1	AT2 220/110 kV Fundeni	400	134	Transfer de sarcina în RED 110 kV din zona Est pe zonele Vest și Sud	-	-

Orizontul 2028

- 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 2.25) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție 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 2.28:

Tabelul 2.28 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	Domnesti - IFA	428	108	Măsuri operative în RED 110 kV	-	-
B	N-1	Militari - Bujoreni C1	575	115	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
B	N-1	Militari - Bujoreni C2	575	115		-	-
IF	N-1	Domnesti - Bujoreni C1	754	110	Măsuri operative în stația 400/110 kV Domnești	-	-
B	N-1	Jilava - Progresu C2	499	102		-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	189		-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	185		-	-

Orizontul 2033

- 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 2.26) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție Muntenia. La nivel de interfață cu RET, s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele din stațiile OTS prezentate în tabelul 2.29:

Tabelul 2.29 Congestii - elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare / Masuri operative pentru eliminare criticitati		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	I _{max} [A]
IF	N	T1 400/110 kV Domnești	250	112	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N	T2 400/110 kV Domnești	250	109		-	-

Pentru eliminarea suprasarcinilor identificate pe T1 și T2 400/110 kV din stația Domnesti, s-a luat în considerare definierea schemei normale de funcționare a RED 110 kV prin preluarea barei A din stația Drumul Taberei și integral a stațiilor Parc Drumul Taberei și Sălaj de pe zona de vest pe zona de sud, respectiv inversarea modului de conectare a celor doua circuite 110 kV Vulcan – Filaret la barele de 110 kV din stația Filaret.

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune aplicat la schema normală de funcționare definită la N, s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.30.

Tabelul 2.30 Congestii - elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare / Masuri operative pentru eliminare criticitati		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I _{max} [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări / Masuri operative	Lungime [km]	I _{max} [A]
B	N-1	Bujoreni - Crangasi	630	130	Inlocuire LES 110 kV	7	1050
IF	N-1	IFA - Domnesti	428	118	Trecere LEA în LES	9	630
B	N-1	Militari - Bujoreni C2	575	122	Solutiile de creștere a capacității de transport se vor corela cu dezvoltarea RET	-	-
IF	N-1	Domnesti - Bujoreni C1	754	110		-	-
B	N-1	Jilava - Progresu	499	110	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	Domnesti - CEFIN C2	575	114		-	-
IF	N-1	Domnesti - Dragomiresti C2	575	114	Masuri operative în RED 110 kV	-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnesti	250	201	Masuri operative în stația 400/110 kV Domnesti	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnesti	250	198		-	-

Având în vedere suprasarcinile identificate pe liniile 110 kV Militari – Bujoreni C2, Domnesti – Bujoreni C1, Jilava – Progresu 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 E-Distribuție Muntenia, corelate și cu dezvoltarea rețelei OTS pentru care, în conformitate cu rezultatele ultimului studiu de dezvoltare, a rezultat necesară o stație de 400/110 kV în vederea închiderii inelului de 400 kV.

- Scenariul cu producție

Orizontul 2024

- 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 E-Distribuție 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 2.31.

Tabelul 2.31 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	T1 400/110 kV Domnești	250	143	Măsuri operative în stația 400/110 kV Domnești	-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	140		-	-
B	N-1	AT1 220/110 kV Fundeni	400	131	Transfer de sarcina în RED 110 kV din zona Est pe zonele Vest și Sud	-	-
B	N-1	AT2 220/110 kV Fundeni	400	131		-	-

Orizontul 2028

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 2.32.

Tabelul 2.32 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	Domnești - Mihăilești	428	116	Recondutorare	16,9	850

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.33:

Tabelul 2.33 Congestii - elemente de rețea

Criticități					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Lucrări / Măsuri operative	Lucrări / Măsuri operative	Lucrări / Măsuri operative	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	Imax [A]
IF	N-1	Domnești - Mihăilești	428	133	Recondutorare	16,9	850
IF	N-1	Ghizdaru - Nicolae Caranfil	428	126	Recondutorare	8,4	850
B	N-1	Militari - Bujoreni C1	575	129	Transfer de sarcină în RED 110 kV din zona Vest pe zona de Sud	-	-
IF	N-1	Domnești - Bujoreni C1	754	110		-	-
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	131	Măsuri operative în stația 400/110 kV Domnești	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	128		-	-

Orizontul 2033

- 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 2.26) nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune.
La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrică.
În RED 110 kV E-Distribuție Muntenia s-a identificat o linie 110 kV în suprasarcina prezentată în tabelul 2.34.

Tabelul 2.34 Congestii - elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Lucrări / Măsuri operative	Lucrări / Măsuri operative	Lucrări / Măsuri operative	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	I _{max}
IF	N	Domnesti - Mihailesti	428	126	Reconductoare	16,9	850

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcină prezentate în tabelul 2.35.

Tabelul 2.35 Congestii - elemente de rețea

Criticitati					Lucrări necesare / Măsuri operative pentru eliminare criticități		
Judet	Lucrări / Măsuri operative	Lucrări / Măsuri operative	Lucrări / Măsuri operative	Încărcare [%]	Lucrări / Măsuri operative	Lungime [km]	I _{max} [A]
IF	N-1	Domnești - Mihăilești	428	138	Reconductoare	16,9	850
G	N-1	Ghizdaru - Nicolae Caranfil	428	125	Reconductoare	8,4	850
B	N-1	Militari - Bujoreni C1	575	121	Soluțiile de creștere a capacității de transport se vor corela cu dezvoltarea RET	-	-
B	N-1	Militari - Bujoreni C2	575	105		-	-
IF	N-1	Domnești - Bujoreni C1	754	132		-	-
B	N-1	Bujoreni - Crângași	630	105,3	Înlocuire LES 110 kV	7	1050
IF	N-1	T1 400/110 kV Domnești	250	164	Măsuri operative în stația 400/110 kV Domnești	-	-
IF	N-1	T2 400/110 kV Domnești	250	161		-	-

În urma analizei au fost identificate suprasarcini la regimul cu N-1 elemente în funcțiune, pe elementele de rețea din proprietatea OTS stația Fundeni (ambele autotransformatoare) încă de la orizontul 2024 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 E-Distribuție Muntenia 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 prognozată care impactează stația Fundeni rezultă necesitatea realizării unei stații noi sau amplificarea stației Fundeni lucrare confirmată și prin Planul

de Dezvoltare în care este prevăzută amplificarea stației Fundeni prin instalarea celui de-al treilea transformator.

În urma analizei efectuate au fost identificate suprasarcini la regimul cu N-1 elemente în funcțiune la orizontul 2024, pe elementele de rețea racordate în stația Domnești: LEA 110 kV Domnești-Cefin, LEA 110 kV Cefin-Dragomirești, LEA 110 kV Bujoreni-Militari 2 care se rezolvă operativ prin manevre de preluare a sarcinii local sau pe alte linii de 110 kV.

La etapele 2028 și 2033:

- în scenariul fără producție au rezultat suprasarcini în regimul cu N elemente în funcțiune pe T1 și T2 400/110 kV din stația Domnești, situație ce a condus la propunerea de modificare a schemei normale de funcționare prin preluarea consumului parțial din stația Drumul Taberei și integral din stațiile Parc Drumul Taberei și Sălaj din zona de vest (Domnești) pe zona de sud (București Sud), zonă în care a fost crescută capacitatea de transport atât a RET cât și a RED.
- pentru scenariul cu producție (SRE – PIF+CR+ATR valabile la 31.03.2022) s-au identificat suprasarcini în RED 110 kV încă de la criteriul cu N elemente în funcțiune pe LEA 110 kV Domnești – Mihăilești. Suprasarcina este datorată fluxului de putere evacuat de către sursele regenerabile de energie considerate în zona de rețea aflată în gestiunea E-Distribuție Muntenia cât și a Distribuției Energie Oltenia, rețelele electrice fiind buclate.

O altă linie de 110 kV pentru care rezultă suprasarcini estimate datorită puterii evacuate din SRE este LEA 110 kV Ghizdaru – Nicolae Caranfil identificată ca punct critic la aplicarea criteriului cu N-1 elemente în funcțiune.

Pentru liniile de 110 kV Bujoreni – Crangași și Domnești IFA identificate în suprasarcină la N-1 la orizontul 2033 datorită prognozei de creștere a consumului, s-au avut în vedere creșteri de capacitate a puterii transportate astfel încât să asigure continuitatea în funcționare și în acest regim.

Având în vedere faptul că pe baza ipotezelor de calcul și a analizelor regimurilor de funcționare în condițiile prognozate de consum au rezultat suprasarcini atât pe transformatoarele din stația 400/110 kV stația Domnești, cât și pe liniile 110 kV Militari – Bujoreni C1 și C2, Jilava Progresu, Domnești – Bujoreni C1, se va analiza oportunitatea de creștere a capacității de transport pentru aceste elemente de rețea la revizuirea studiului de dezvoltare în corelare și cu planul de dezvoltare al RET din care a rezultat necesitatea unei noi stații de 400/110 kV pentru închiderea inelului de 400 kV. Propunerile de dezvoltare a rețelei pentru preluarea întregului consum, vor fi direct influențate de finalizarea tuturor cererilor de racordare luate în calcul la momentul elaborării analizelor de sistem, de puterea simultan absorbită de către noii clienți cât și creșterea naturală considerată la acest moment.

2.6.2.2 Stațiile de transformare IT/MT

În baza procedurilor interne SC E-Distribuție Muntenia analizează nivelul de încărcare/utilizare a stațiilor de transformare IT/MT pe termen scurt și termen mediu (5 ani, 2024-2028) 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, E-Distribuție Muntenia a dezvoltat cu resurse interne un instrument de monitorizare a evoluției consumului de energie orar din citirile înregistrate pe contoarele din stație, care oferă posibilitatea personalului E-Distribuție Muntenia 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 electrică cu pompe de cădură pentru care sarcina ar depăși puterea garantată la nivelul stației.

În figura 2.7 se prezintă evoluția curbelor orare de sarcină înregistrate pe stațiile de transformare (cu citiri disponibile în perioada 2018-2022) linia de tendință la nivel de putere absorbită orară fiind în descreștere.

Figura 2.7 Curbe orare de sarcină 2018-2022 în stații de transformare



Din analizele realizate de către E-Distribuție Muntenia în regim normal de funcționare pentru criteriul cu N elemente în funcțiune nu se înregistrează suprasarcini pentru consum la niciunul din orizonturile de timp 2024-2028-2033, o singură stație de transformare fiind cu încărcarea estimată la 2033 de peste 80% (stația Filaret la 20 kV). În tabelul de mai jos sunt prezentate stațiile al căror nivel de utilizare depășește 50% din capacitate în regimul cu N elemente în funcțiune.

Tabelul 2.36 Stații cu nivel de încărcare peste 50% în regimul cu N elemente

Denumire stație	Tensiune nominala [kV]		Nivel de utilizare		
	Infasurare primara	Infasurare secundară	2024	2028	2033
ARCUDA	110	20	54%	58%	63%
CHITILA	110	20	50%	53%	58%
COLIBASI	110	20	56%	60%	65%
COPACENI	110	20	45%	48%	52%
FILARET	110	10	56%	60%	65%
FILARET	110	20	72%	77%	84%
POPESTI LEORDENI	110	6	51%	54%	58%
SALAJ	110	10	52%	56%	60%
TANCABESTI	110	20	46%	49%	53%
VULCAN	110	20	48%	52%	56%

În urma analizelor efectuate pentru regimul cu N-1 elemente în funcțiune pentru consum sunt identificate stații de transformare la orizontul 2033 cu depășirea puterii garantate și de asemenea sunt identificate

probleme în instalațiile de transformare echipate cu un singur transformator, după cum sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabelul 2.37 Stații identificate cu criticități

Denumire stație	Infasurare primara	Infasurare secundară	Nivel de utilizare prognozat [%]			Deficit de capacitate [MVA]		
			2024	2028	2033	2024	2028	2033
ARCUDA	110	20	108%	115%	125%	2,7	5,5	9,2
CHITILA	110	20	100%	107%	116%	0,0	2,1	5,7
COLIBASI	110	20	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU	13,7	14,7	16,0
COPACENI	110	20	89%	95%	103%	0,0	0,0	0,4
CRANGASI	110	10	86%	92%	100%	0,0	0,0	0,0
CUCURUZU	110	20	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU	3,2	3,4	3,7
FILARET	10	20	116%	123%	134%	3,5	5,4	7,9
HOTARELE	110	20	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU	6,5	6,9	7,5
INCREST	110	6	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU	5,3	5,6	6,1
IZVORU	110	20	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU	2,7	2,9	3,1
TANCABESTI	110	20	91%	97%	105%	0,0	0,0	0,9
ZAHAR GIURGIU	110	20	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU	3,0	3,2	3,5

În analizele realizate pentru stațiile de transformare au fost identificate ca măsuri necesare următoarele:

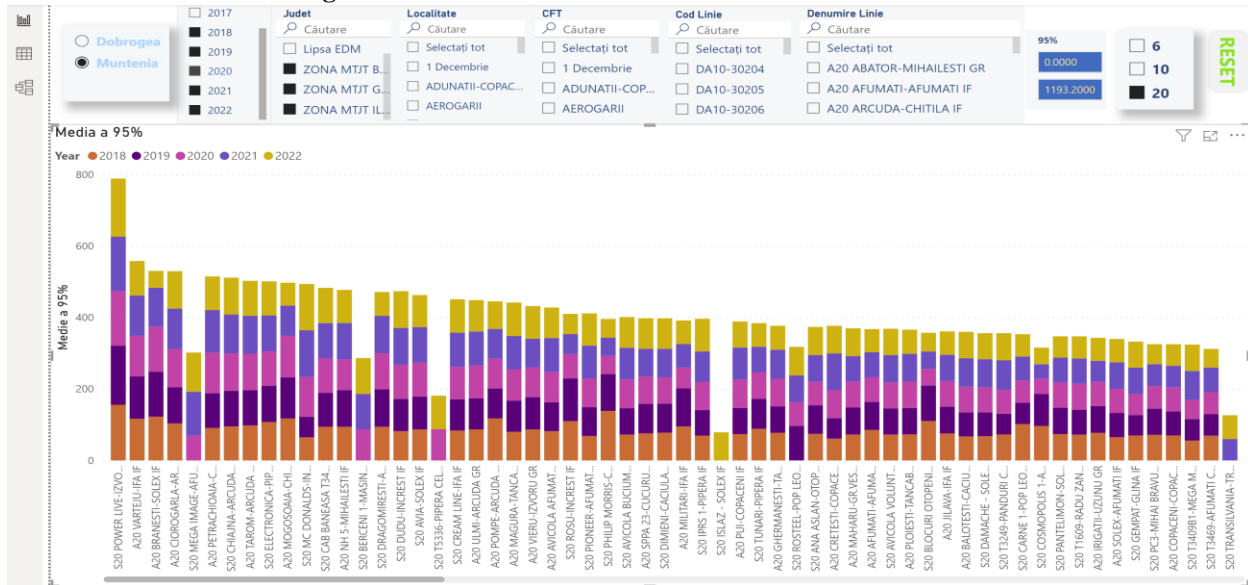
- Realizarea lucrărilor de amplificare a stației de transformare Arcuda planificată a fi realizată pentru anul 2024;
- Pentru stația Chitila se are în vedere realizarea unei noi stații de transformare care va prelua din consumatorii alimentați în prezent din stația Chitila. În cazul în care prognoza de creștere a consumului va fi cea estimată iar posibilitățile de preluare pe medie tensiune se vor demara acțiunile pentru identificare terenului și implementarea proiectului.
- Pentru stațiile Colibași, Izvoru este în curs de elaborare documentația de proiectare faza SF pentru a fi depusă pentru finanțare prin programul de finanțare Fondul de Modernizare pentru instalarea celui de-al doilea transformator;
- Pentru stațiile Cucuruzu, Zahăr și Hotarele sarcina poate fi preluată prin rețeaua de medie tensiune;
- Pentru stația Copăceni având în vedere faptul că suprasarcina estimată pentru orizontul 2033 este de numai 0.4 MVA aceasta poate fi preluată prin rețeaua de medie tensiune de pe o altă stație de transformare.
- Pentru stația Tâncăbești având în vedere faptul că suprasarcina înregistrată este de 0.9 MVA la orizontul 2033 se poate prelua prin rețelele de medie tensiune de pe stațiile adiacente.
- Realizarea lucrărilor de amplificare în stația Filaret. Prin proiectul multianual aflat în curs de execuție este prevăzută înlocuirea transformatorului de 25 MVA 20/10 kV și reconfigurarea stației de transformare cu prevederea a unui transformator suplimentar la 20 kV de 40 MVA, 110/20 kV, astfel la 20 kV stația va fi echipată cu 2 transformatoare de 40 MVA 110/20 kV.
- Stația Increst la 6 kV poate fi preluată pe stația Militari prin rețeaua de medie tensiune și transformatoarele 10/6 kV;

Pentru creșterea nivelului de siguranță în alimentare, în zonele de dezvoltare cu probleme din punct de vedere topologic datorită unor dezvoltări cu solicitări multiple din partea dezvoltatorilor/utilizatorilor cu puteri mici pentru care conform Ordinului 102/2015 nu pot fi prevăzute soluții de racordare la 110 kV rețelelor în zonele cu probleme, au fost prevăzute stații de transformare noi: o stație în zona de Vest a Bucureștiului (Ilfov-Antiaeriana-Centura București) care poate fi utilizată la reconfigurarea rețelei de medie tensiune din 3 stații de transformare (Sălaj, Domnești, IFA Magurele).

2.6.2.3 Liniile de medie tensiune

E-Distribuție Muntenia a dezvoltat cu resurse proprii sisteme de analiză pentru încărcarea liniilor de medie tensiune, sisteme pentru care ilustrăm extras în figura 2.8.

Figura 2.8 Încărcarea liniilor de medie tensiune 2018-2022



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 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.

Din analiza încărcărilor în perioada 2018-2022 pentru regimul de funcționare la schemă normală, liniile cu încărcări de peste 60% din capacitate în anul 2022 sunt următoarele:

- Linia S20 Power Live-Izvoru – linie dedicată unui producător care are prevăzută alimentarea radială conform solicitării de racordare a acestuia;
- Linia S20 Mega Image din stația Afumați – linie dedicată pentru alimentarea halei de depozitare;
- Linia S20 MC Donalds din stația Increst, linia A20 Ciorogârla din stația Arcuda, linia S20 Chiajna din stația Arcuda, linia S20 Dudu din stația Increst pentru care sunt în curs de elaborare studii de fezabilitate pentru realizare din fonduri proprii (lucrări de întărire din stația Increst) și pentru accesare fonduri europene pe programul Fondul de Modernizare (ieșiri pe MT din stația Domnești gestiunea OTS);

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.

E-Distribuție Muntenia a dezvoltat prin resurse interne instrumente de monitorizare a sarcinilor înregistrate pe liniile de medie tensiune prezentate în figura de ma jos.



2.6.2.4 Posturile de transformare și rețeaua de joasă tensiune

La nivelul posturilor de transformare puterea instalată în transformatoarele din posturi este de 4182 MVA, pe zone fiind după cum urmează:

- București: 2895 MVA
- Ilfov: 941 MVA
- Giurgiu: 347 MVA

După cum a fost prezentat în capitolele anterioare energia distribuită la joasă tensiune în anul 2022 la nivelul întregii companii a fost de 4,13 TWh, pe zone de rețea fiind după cum urmează:

- București: 2,89 TWh
- Ilfov: 0,91 TWh;
- Giurgiu: 0,33 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: 590 MW
- Ilfov: 159 MW
- Giurgiu: 106 MW

un nivel de încărcare mediu pe transformator de cca

- București: 22%
- Ilfov: 18%
- 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 2024-2033 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 simultanitate de la nivelul transformatoarelor din post fiind de:

- București: 738 MW
- Ilfov: 199 MW
- Giurgiu: 133 MW

rezultând un nivel de încărcare mediu de cca 40% al rețelei.

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

Au fost transmise scrisori către consiliile județene pentru transmiterea solicitărilor privind planurile generale/zonale în vederea corelării lucrărilor de dezvoltare cu acestea. Au fost comunicate două răspunsuri pentru zona Ilfov din partea autorităților locale (Snagov, Bragadiru) pentru extinderea rețelelor, fiind identificate instalațiile de medie tensiune impactate însă nu au fost identificate probleme din punct de vedere al creșterii de consum care ar conduce la depășirea capacității rețelei, cererile urmând a fi tratate punctual în baza prevederilor reglementărilor în vigoare la data depunerii solicitărilor.

Pentru zona Ilfov au rezultat aproximativ 52 de străzi pentru care se dorește extinderea rețelelor de distribuție. În afara răspunsurilor oferite de autorități, de la începutul anului până în prezent au fost înregistrate și au documentație completă 36 de solicitări de extindere rețea de interes public.

2.7.1 Solicitări de extinderi de rețea de interes public din partea autorităților locale

Considerând răspunsurile transmise, cererile de extindere/electrificare primite până la această dată rezultă că există capacitatea în rețea de a prelua integral consumul aferent solicitărilor transmise și aferent cererilor de extindere/electrificare aflate în lucru la E-Distribuție Muntenia SA.

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 prevazute 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 studiu de fezabilitate după depunerea 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 baza 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 întarire 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 2024-2033, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2022 se va prevedea în programele de investiții cota parte din valoarea investițiilor pentru co-participarea 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 transmise de autoritățile locale.

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 prevazute în legislația în vigoare.

Noile cereri de racordare ale locurilor de producere sau locurilor de consum și producere de energie electrica sunt prezentate de catre producător direct/prin imputernicit în numele și pe seama solicitantului, către E - Distribuție Muntenia SA.

Stabilirea soluției de racordare se face pe baza de fisă 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 indicele aferent 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, E - Distribuție Muntenia va solicita punctul de vedere al ANRE pentru a stabili modalitatea de alocare a componentei Ti între operatorii de rețea.

Din analiza de regimuri de funcționare cu ***producătorii cu avize tehnice de racordare valabile, contracte de racordare valabile și producătorii puși în funcțiune la 30.03.2023*** rezultă în regimul de funcționare cu producție la orizonturile 2028 și 2033 că racordarea suplimentară a producătorilor din zona Muntenia-Giurgiu și din zona Distribuție Energie Oltenia a cărei RED 110 kV funcționează interconectat cu rețeaua E-Distribuție Muntenia generează suprasarcini la N-1 pe liniile LEA 110 kV Domnești-Mihăilești și LEA 110 kV Nicolae Caranfil-Ghizdaru și la N pe linia Domnești-Mihăilești.

Liniile sunt prevăzute în avizele tehnice de racordare ale producătorilor iar pentru una dintre acestea a fost încheiat un contract de realizare a lucrărilor de întărire la rețea tripartit E-Distribuție Muntenia-Distribuție Energie Oltenia-client și a fost achitată valoarea lucrărilor prevăzută în avizul tehnic de racordare emis de Distribuție Energie Oltenia SA.

Cadrul de reglementare pentru racordarea producătorilor în acest moment este foarte dificil de aplicat, existând riscul realizării unor lucrări de investiții de către operator care să nu respecte principiile prudenței, fapt pentru care realizarea lucrărilor de întărire este prevăzută a fi realizată din componenta T_i a tarifului de racordare încasată de la producători și, dacă se impune, acoperirea de către OD a valorii lucrărilor în situația în care T_i nu acoperă integral lucrarea de întărire.

2.7.3 Dezvoltarea ansamblurilor de locuințe

În răspunsurile transmise de autorități la solicitările transmise de OD nu 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 E - Distribuție Muntenia, 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 E - Distribuție Muntenia, 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 E - Distribuție Muntenia ;
- condițiile de restituire a costurilor de realizare a rețelei electrice, achitate de dezvoltator, de către E - Distribuție Muntenia SA, 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). E-Distribuție Muntenia 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.

Restituirea cotei se va face la solicitarea dezvoltatorului și în condițiile îndeplinirii celor precizate la alineatul anterior, printr-un act aditional 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 2024-2033, 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.

O problema majoră pentru E-Distribuție Muntenia în perioada 2019-2022 este valoarea foarte mare a cotelor plătite pentru realizarea rețelelor electrice de interes public pentru alimentarea ansamblurilor de locuințe, fiind depășită valoarea limită maximă impusa de cadrul de reglementare în faza de planificare.

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 2024-2033, 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

În ceea ce privește digitalizarea, E-Distribuție Muntenia are în plan acțiuni pentru respectarea obligațiilor specifice fixate de Uniunea Europeană cât și acțiuni proprii menite să crească nivelul de digitalizare atât al rețelei, cât și a proceselor derulate în cadrul activității de distribuție cu actionarii, cu clienții, cu OTS și cu ceilalți OD de la interfață cu rețeaua E-Distribuție Muntenia.

Acțiunile se referă în principal la următoarele măsuri pentru digitalizarea rețelei:

- **Obligatorii prin prevederi de reglementare locală, Directive Europene**
 - Completarea acțiunii de digitalizare a rețelei prin cartografierea tuturor instalațiilor/rețelelor de distribuție în conformitate cu prevederile fixate de către Autoritate;
 - 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 analizoarelor 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;

- **Proprii operatorului de distribuție E-Distribuție Muntenia**
 - 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 sistemului de control de la distanță pentru rețeaua de 110 kV și rețeaua de medie tensiune concomitent cu realizarea 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;

- Implementarea soluțiilor de tip ADMS;
- Digitalizarea proceselor derulate în prestarea serviciului de distribuție care implica dezvoltări ale sistemelor informatice, realizări de platforme care integrează procesele atât interne (gestiune a investițiilor, gestiune a mentenanței, procesul de proiectare, procesul comercial, procesul de planificare a rețelei, procesul de închiriere), cât și de interacțiune cu exteriorul, în vederea oferirii unui serviciu comercial cât mai bun.

Cartografierea rețelelor

E-Distribuție Muntenia a demarat activitatea de cartografiere a rețelei, în prezent, situația cartografierii fiind după cum urmează:

- Linii de înaltă tensiune	- 38%
- Stații de transformare	- 100%
- Linii de medie tensiune	- 100%
- Posturi de transformare	- 100%
- Rețeaua de joasă tensiune	- 34%
- Branșamente	- 44%

Rezultă în continuare necesitatea de a finaliza cartografierea rețelei de înaltă tensiune și a rețelelor de joasă tensiune inclusiv branșamentele.

Stadiul Implementării sistemelor de măsură inteligente

Sistemele de măsurare inteligentă care vor fi integrate în rețelele electrice de distribuție în E-DM trebuie să răspundă cerințelor Ordinului ANRE nr. 177/2018 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice care impun functionalitati 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 oricarui 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 economii de energie. 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.

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. Sub sistemele 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 analizarea 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.

La sfârșitul anului 2022 sunt instalate sisteme de măsură inteligente pentru 580 mii de utilizatori reprezentând cca 40% din numărul total de utilizatori. În vederea respectării Directivei Europene se impune instalarea în perioada 2023-2028 a sistemelor de măsură inteligente și pentru ceilalți utilizatori.

Dezvoltarea împreună cu OTS și cu ceilalți OD a unor platforme

În perioada 2022-2023 au fost constituite grupuri de lucru OTS/ OD pentru elaborarea procedurilor privind gestionarea congestiilor, stabilirea catalogului de servicii de flexibilitate și realizarea unei platforme/unor platforme pentru tranzacționarea serviciilor de flexibilitate.

Activitatea este în curs de desfășurare nefiind în prezent stabilite valorile de investiții necesare, modul de împărțire al acestora între OR. Urmare a definitivării activității vor fi incluse în programele de investiții valorile aferente acestor proiecte după consultarea cu Autoritatea, în prealabil.

Interoperabilitatea OTS-OD

Pentru zona E-Distribuție Muntenia 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 care sunt prevăzute în partea de investiții ICT.

Instalare de analizoare de calitate a energie/soluții alternative

Urmare a analizei efectuate de E-Distribuție Muntenia 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, E-Distribuție 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 2023.

La sfârșitul anului 2022 se regăseau integrate în sistemul de monitorizare 13% din posturile de transformare, fiind necesare lucrări de instalare concentratoare și instalarea celor două echipamente în celelalte posturi de transformare de rețea.

Acțiunile proprii ale operatorului de distribuție se referă:

- Pentru stațiile de transformare unde, în prezent 93% din stațiile de transformare sunt integrate în sistemul de comandă control de la distanță a stațiilor de transformare, este necesară integrarea completă a stațiilor de transformare Filaret și Obor (partea de medie tensiune) concomitent cu lucrările de rețehnologizare.
Pentru posturile de transformare/punctele de alimentare unde, în prezent sunt integrate în sistemul de comandă control de la distanță 52% din numărul total de posturi, este prevăzută digitalizarea tuturor posturilor în care se efectuează lucrări de modernizare și de asemenea digitalizarea tuturor posturilor de transformare realizate pentru racordarea utilizatorilor cca 50/an.
În același timp este necesară înlocuirea echipamentelor de comunicație:
 - La nivelul stațiilor din motive de cybersecurity, pentru care E-Distribuție Muntenia are în curs procedura de achiziții;
 - Înlocuirea echipamentelor de comunicație 2G și 3G la nivelul posturilor de transformare pentru cca 5400 posturi planificate. Începând cu anul 2026 pentru un volum mediu anual de 1100 posturi/an, suplimentar fiind adăugate înlocuirile echipamentelor cu durată de viață depășită.
- Pentru instalațiile de automatizare din stațiile de transformare și punctele de alimentare sunt prevăzute a fi realizate instalații de AAR.
- Pentru instalațiile de automatizare pe liniile de medie tensiune, unde în prezent sunt automatizate cca 10% din liniile de medie tensiune, este prevăzută realizarea automatizării/trecerea la o soluție mai avansată față de cea existentă în prezent.
Este prevăzută realizarea instalațiilor de automatizare în medie de 30 de linii/an în perioada 2024-2033.
- Extinderea rețelei de fibră optică prevăzută concomitent cu lucrările de modernizare/extindere ale rețelelor de medie tensiune și de înaltă tensiune și cu lucrările pentru realizarea instalațiilor de racordare;
- Implementarea sistemului ADMS care să permită funcționalități suplimentare sistemului actual de comandă și control de la distanță, pentru sistemul de management al întreruperilor, pentru

îmbunătățirea procesului de stabilire a schemelor normale de funcționare și de identificare în caz de congestii, incidente, deranjamente în rețeaua de distribuție;

În perioada următoare E-Distribuție Muntenia are în plan dezvoltarea unei Platforme integrate ADMS (managementul avansat al rețelei de distribuție) care presupune implementarea modulelor DMS și EMS și integrarea cu modulele existente SCADA și OMS.

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 E-Distribuție (de ex. SAP, GIS-PUC, AUI, MARE-SWIM, SMI-TwoBeat) 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 rele, pierderile, fiabilitatea, performante),
- 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 arhitectură preconizată a fi implementată întră 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 intreruperilor în EMS - EMS Fault Calculation
- Fluxul de putere optim EMS - EMS Optimal Power Flow

- Digitalizarea proceselor prin dezvoltarea tehnologiei informaționale și de comunicații (ICT) din cadrul activității de distribuție.

O acțiune prioritară pentru E-Distribuție Muntenia este digitalizarea proceselor prin implementarea proiectului Grid Blue Sky care prevede realizarea unei platforme unice care înglobează majoritatea activităților din cadrul serviciului de distribuție într-o unică platformă conducând astfel la eficientizarea activității operatorului de distribuție.

Platforma Grid Blue Sky (GBS) reprezintă cel mai mare efort depus până în prezent de Societate, în vederea digitalizării operațiunilor sale, cu soluții care îmbunătățesc investițiile în rețea, eficiența activității pe teren, precum și operațiunile și serviciile destinate clienților, printre altele.

Scopul urmărit de proiectul Grid Blue Sky este de a crea valoare pentru clienți (calitatea serviciilor, satisfacerea efectivă a cererilor acestora, interacțiunea și îmbunătățirea continuă a serviciilor) și de a asigura un nivel optim de eficiență pe parcursul întregului ciclu de activități de distribuție a energiei electrice, de la proiectare la implementare, mentenanță și îmbunătățirea activelor, eliminând fragmentarea și dispersia ridicată a proceselor decizionale care reduc și slăbesc interacțiunea dintre actori.

Grid Blue Sky va genera intervenții/dezvoltări cu un impact paralel asupra principalelor dimensiuni operaționale (organizare, procese și sisteme) pentru a oferi coerență și integrare întregului ciclu de activități, dar mai ales pentru a-l face din ce în ce mai eficient, rezultatul

așteptat fiind stabilirea unui model operativ flexibil care să poată fi extins atât din punct de vedere al perimetrului, cât și al tehnologiei, născut cu o flexibilitate adecvată în fiecare dintre componentele sale, o platformă tehnologică optimizabilă și robustă, capabilă să se adapteze și să evolueze pentru a răspunde nevoilor de business mult mai rapid și mai economic decât în prezent. Implementarea soluțiilor și funcționalităților Grid Blue Sky va urmări îmbunătățirea percepției clienților E-Distribuție Banat privind performanța și calitatea serviciilor oferite, în linie cu așteptările și tendințele pieței, prin creșterea capacității de reacție și rapiditatea gestionării volumelor de solicitări majorate generate de o piață care este în continuă creștere. Se va avea în vedere dezvoltarea de soluții integrate care să răspundă cerințelor de eficiența din cadrul următoarelor procese:

Department de business	Process de Business
Customer Engagement	Network Advanced Services
	Commercial Operations
	Customer Experience and Interaction
	Measurement and Service to Cash
Operațiuni și Mentenanță	Field Operations Management
	Network Operation and maintenance
	O&M Supply Chain- Contracte
	O&M Supply Chain - Calitatea materialelor
Inginerie și construcții	Components and devices design
	Network Design
	E&C Project Control
Dezvoltarea Rețelei	Network Analysis and solution opt.
	Resource allocation and monitoring
	Network Business Opportunity Development

Gruparea acestor soluții în Layere și revizuirea arhitecturii tehnologice, pentru a crea un ecosistem tehnologic evoluat în care funcțiile de business și de date conversează nativ în mod rapid și eficient, o arhitectură în serviciul proceselor decizionale capabilă să depășească problemele cu izolarea (siloe) și personalizările pe care fiecare funcție în parte le necesită.

Noile soluții care au fost identificate vor asigura următoarele funcțiuni:

- Model de date unificat global pentru componentele rețelei și disponibilitatea unui catalog unic de soluții standard cu un instrument de configurare optimă a soluțiilor standard.
- Model de date unitar global pentru toate componentele rețelei și dispozitivelor cu digitalizarea integrală a lanțului de aprovizionare.
- Gestionarea proiectelor de construcții pentru stațiile de transformare într-un mod simplu și digitalizat cu valorificarea beneficiilor rezultate în urma colaborării dintre actorii implicați în proces (proiectanți, tehnicieni, antreprenori etc.).
- Sistem cartografic global care permit acces la informațiile din rețea.
- Sistem care oferă posibilitatea efectuării inspecțiilor virtuale a liniilor electrice și a stațiilor și posturilor de transformare. Identificarea din imagini a principalelor elemente de rețea de ÎT și MT și a eventualelor anomalii ale acestora. Determinarea profilului

planimetric și altimetric cu ajutorul norului de puncte al elementelor de rețea inspectate și a interferențelor.

- Creșterea eficienței procesului de calcul a valorilor lucrărilor (devize de calcul pentru lucrările de investiții, de racordare etc.)
- Sistem global de date cuprinzând setul complet de informații cu privire la fiecare element la care se lucrează (tehnic, economic, grafic)
- Platformă web, permite verificarea mecanică a rețelei care se proiectează, permite gestionarea serviciilor de HT, utilizează modelul 3D Modelling și este integrat cu soluțiile E&C Tool și NET.
- Punct de intrare unic pentru a prelua automat toate datele legate pentru un grup de proiecte complexe (monitorizarea portofoliului).
- Suport pentru managementul rețelei ca rezultat al introducerii tehnicii de învățare automată pentru a prezice profilul de sarcină al clientului și sarcina energetică viitoare din rețea.
- Estimarea KPI-urilor viitoare ale rețelei, ținând cont de diferite scenarii și lucrări programate
- Asigurarea alocării optime a resurselor ținând cont de reglementări și de toate variabilele relevante, maximizând crearea de valoare și performanță a rețelei prin Planul Industrial Rolling integrat, automatizat și actualizat constant.
- Prioritizarea intervențiilor pentru rezolvarea stărilor critice din rețea și pregătirea listei de activități de mentenanță pe o perioadă de timp conformă cu logica de optimizare a Planului Totex (activități de mentenanță) conduce la înlocuirea aplicației MARE.
- Planificarea și angajarea resurselor, eficientizarea proceselor și creșterea satisfacției clienților. Rezultatul soluției va fi un plan de activitate trimestrial (actualizat lunar) și un plan de activitate lunar (actualizat săptămânal).
- Finalizarea gestionării activităților din teren printr-o logică de atribuire dinamică a sarcinilor.
- Îmbunătățirea a proceselor de logistică cu vizibilitate asupra trasabilității materialelor, aprovizionării stocurilor de materiale și certificării acestora.
- Optimizarea coordonării lucrărilor, de la dispecerizare până la încheierea activităților asociate, susținută de tehnologii digitale inovatoare.
- Gestionarea situațiilor de urgență, evaluarea nivelului de risc pentru rețeaua electrică și infrastructură (continuitatea serviciului) dintr-o zonă definită ținând cont de starea vremii.
- Eficientizarea activității personalului aflat în teren prin reducerea timpilor inactivi datorită comunicării mult mai productive dintre dispeceri și lucrătorii din teren.
- Elaborarea planului de nevoi pentru optimizarea și compensarea materialelor, lucrărilor și serviciilor, logistică.
- Gestionarea și urmărirea accidentelor și a evenimentelor care afectează siguranța
- Digitalizarea executării controalelor HSEQ. Monitorizarea în timp real a executării lucrărilor pe teren și integrarea proceselor de siguranță cu procesele O&M pentru planificarea și expedierea inspecțiilor de calitate. Inspecții de calitate la finalizarea lucrărilor. Realizarea inspecțiilor de la distanță.
- Identificarea practicilor greșite și îmbunătățirea securității în munca
- Creșterea satisfacției clienților prin reducerea timpului de întrerupere pe MT, creșterea productivității centrului de control prin reducerea numărului de manevre efectuate pentru localizarea și izolarea defecțiunilor.

- Creșterea satisfacției clienților și eficientizarea activității Call Center-ului.
- Gestionarea eficientă a tuturor tipurilor de solicitări ale clienților cu privire la serviciile de rețea, obținând o satisfacție adecvată și constantă a clientului și a părților interesate
- Eficientizarea procesului de gestionare a reclamațiilor și solicitărilor de informații prin automatizarea acestuia.
- Îmbunătățirea activității Connection services and Commercial operations prin eficientizarea activităților de procesare a cererilor de servicii terțe și creșterea satisfacției clienților.
- Monitorizarea performanței ciclului comercial în raport cu obiectivele standard ale operațiunilor comerciale și gestionarea optimizată a pierderilor aferente ciclului comercial pentru atingerea indicelui de pierderi vizat.
- Reducerea pierderilor de energie electrică în rețeaua de distribuție și eficientizarea activităților de back office și a activităților de recuperare a energiei electrice.

Platforma Grid Blue Sky constă din 31 de soluții cu funcții comerciale specifice, care utilizează „servicii” pentru a accesa date stocate în „domenii” separate. Soluțiile vor fi implementate treptat în perioada 2022-2024, făcând din platforma GBS o investiție pe mai mulți ani.

Platforma GBS a fost „activată” în 2022, când a fost complet implementată prima soluție („Claims & Info Request intelligent automation” - automatizarea inteligentă a reclamațiilor și a solicitărilor de informații). După activarea inițială a platformei, soluțiile definite vor fi personalizate și implementate conform unui plan detaliat de implementare treptată.

- Implementarea în prima etapa, până la finalul anului 2023, a unui număr de 9 soluții care necesită un efort moderat de customizare și cu un impact previzibil în cadrul proceselor operative
- Completarea până la finalul anului 2024, a unui număr de 27 soluții care necesită un efort mare de customizare și cu un impact previzibil în cadrul proceselor operative
- Finalizarea implementării întregului set de soluții GBS, până la finalul anului 2025, prin activarea celor 31 soluții pentru care efortul de customizare și magnitudinea impactului asupra proceselor operative este mult mai mare decât în cazul soluțiilor din prima etapă
- Platforma Grid Blue Sky trebuie să fie complet operațională după anul 2026 și să fie întreținută astfel încât să fie valorificat întregul potențial al soluțiilor.

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:

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 rețehnologizarea 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 telecontrol 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 rețehnologizarea 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 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 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 Investiții detaliat pentru fiecare nivel de tensiune cu detaliu pe zone de rețea și grupat pe activități la nivel de societate pentru proiecte de modernizare grupuri de măsură, înlocuire echipamente de comunicație, întăriri, estimări privind racordările, dotări și alte investiții pentru care nu au existat suficiente date pentru planificare nominativă.

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 principiile 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 (2016/1148) din Europa, cu regulamentul GDPR (Regulamentul 679/2016), Directiva NIS (Legea 362/2018) și diferite standarde din industrie, cum ar fi ISO/IEC 27001, 27002, 27032, 27019, 31000, COBIT, NIST etc.

Situația actuală

Grupul Enel 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

E-Distribuție se află în perioada de tranziție (datorită schimbării acționariatului), perioada în care se elaborează strategia pe termen scurt și lung, cu termen de finalizare sfârșitul anului 2023.

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 rețelelor
- Soluție de management al identității și al accesului (Identity and access management, IAM) care să suporte modelul de acces bazat pe roluri (Role based access, RBAC), dar și de soluții de autentificare cu factor multiplu (MFA)
- Achiziția unui SOC extern sau internalizarea acestuia. Monitorizarea 24/7 a sistemelor IT/OT.
- Resurse calificate pentru diferitele arii pe care le acoperim.
- Achiziția de cybersecurity tools (Antispam, proxy service, intrusion detection/prevention systems, WAF, DDoS protection, Endpoint protection, network security monitoring tools, encryption tools,

Vulnerability scanning, packet sniffers, PKI Services, Managed detection Services, Penetration testing, etc.).

2.11 Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții

2.11.1 Investiții ale operatorului E-Distribuție Muntenia

Din analizele efectuate de către E-Distribuție Muntenia a rezultat un necesar de investiții semnificativ fiind selectate o serie de proiecte care să fie incluse în perioada 2024-2033 în lista proiectelor pe care E-Distribuție Muntenia are intenția de a le demara.

Valorile totale estimate ale investițiilor CAPEX și valoarea estimată a intrărilor PIF prevăzută pentru perioadele 2024-2028, 2029-2033 și total 2024-2033 și sursa de finanțare se regăsesc în tabelele de mai jos.

Tabelul 2.38 Investiții CAPEX 2024-2033

Sursa de finanțare	CAPEX '24-'28	CAPEX '29-'33	Total '24-'33
Surse proprii	1.737.584	1.143.791	2.881.375
Surse proprii racordare	357.907	394.864	752.771
Contribuții financiare racordare	846.009	947.675	1.793.684
Surse proprii proiecte fonduri europene	280.612	155.945	436.557
Contribuții financiare fonduri europene	695.790	401.003	1.096.793
Total [mii lei]	3.917.901	3.043.279	6.961.180

Tabelul 2.39 Intrări prognozate PIF 2024-2033

Sursa de finanțare	PIF '24-'28	PIF '29-'33	Total '24-'33
Surse proprii	1.795.812	1.199.243	2.995.055
Surse proprii racordare	478.955	493.296	972.250
Contribuții financiare racordare	846.009	947.675	1.793.684
Surse proprii proiecte fonduri europene	174.773	220.666	395.439
Contribuții financiare fonduri europene	470.244	567.427	1.037.671
Total [mii lei]	3.765.793	3.428.307	7.194.100

Detaliile anuale cu sursele de finanțare din în perioada 2024-2028 sunt prezentate în tabelele de mai jos atât pentru investiții CAPEX cât și pentru intrările prognozate PIF.

Tabelul 2.40 Investiții CAPEX 2024-2028

Categorie	Sursa de finantare	CAPEX 2024	CAPEX 2025	CAPEX 2026	CAPEX 2027	CAPEX 2028	Total '24-'28
Inalta Tensiune	Surse proprii	56.383	47.188	127.638	64.075	54.041	349.324
Medie Tensiune	Surse proprii	22.401	65.367	67.853	70.607	60.200	286.429
Echipe digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	10.460	9.073	19.378	19.489	19.603	78.002
Joasa Tensiune	Surse proprii	22.927	16.736	55.311	46.193	54.433	195.600
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	5.681	5.846	5.993	6.143	6.296	29.958
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	77.475	151.089	150.809	71.304		450.677
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.400	1.441	1.477	1.514	1.552	7.383
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	9.800	10.609	10.876	11.148	11.427	53.859
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	5.090	3.186	3.186	3.186		14.649
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	10.890	7.920	6.930	6.930	6.930	39.600
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	270	1.738	1.738	1.737	1.737	7.220
Cladiri Administrative	Surse proprii	1.352	6.407	8.704	5.600	-	22.063
Dotari personal operativ	Surse proprii	3.443	3.595	6.392	6.080	6.451	25.959
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	1.144	1.144	1.202	1.044	1.044	5.578
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	9.712	9.519	7.355	7.309	7.487	41.381
Parc Auto	Surse proprii	2.740	2.740	3.800	3.510	2.740	15.530
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	18.463	23.691	29.193	26.750	16.275	114.371
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii						-
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	47.340	48.713	49.940	51.189	52.469	249.651
Grupuri de masura-Cienti Noi	Surse proprii	15.780	16.238	16.647	17.063	17.490	83.217
Extindere de retele conform Ord.36 si Devieri Cofinantare Ord.25/2016 - Surse Proprii	Surse proprii	3.411	5.289	6.988	5.157	4.194	25.039
Racordari din contributiile financiare	Contributii financiare	163.586	162.917	166.468	170.630	174.896	838.497
Extindere de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	1.023	1.587	2.096	1.547	1.258	7.512
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	9.255	63.517	71.489	66.082	70.269	280.612
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	11.363	149.983	183.828	169.925	180.691	695.790
Total [mii lei]		511.391	815.530	1.005.291	834.210	751.480	3.917.901

Tabelul 2.41 Intrari prognozate PIF 2024-2028

Categorie	Sursa de finantare	PIF 2024	PIF 2025	PIF 2026	PIF 2027	PIF 2028	Total '24-'28
Inalta Tensiune	Surse proprii	87.429	64.716	105.037	58.675	46.037	361.893
Medie Tensiune	Surse proprii	27.065	65.167	68.153	70.607	60.200	291.193
Echipamente digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	10.460	12.557	19.378	19.489	19.603	81.486
Joasa Tensiune	Surse proprii	22.935	16.145	55.902	46.193	54.433	195.608
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	5.681	5.846	5.993	6.143	6.296	29.958
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	74.473	148.493	148.220	79.491		450.677
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.400	1.441	1.477	1.514	1.552	7.383
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	9.800	10.609	10.876	11.148	11.427	53.859
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	5.090	3.186	3.186	3.186		14.649
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	26.526	11.173	26.156	6.930	6.930	77.715
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	270	1.738	1.738	1.737	1.737	7.220
Cladiri Administrative	Surse proprii		6.063	4.800	11.200		22.063
Dotari personal operativ	Surse proprii	3.443	3.595	6.392	6.080	6.451	25.959
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	915	1.144	960	1.044	803	4.866
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	9.712	9.519	7.355	7.309	7.487	41.381
Parc Auto	Surse proprii	2.740	2.740	3.800	3.510	2.740	15.530
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	18.463	23.691	29.193	26.750	16.275	114.371
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	18.463	25.665	30.275	29.537	18.127	122.068
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	47.340	48.713	49.940	51.189	52.469	249.651
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	15.780	16.238	16.647	17.063	17.490	83.217
Extindere de retele conform Ord.36 si Devieri Confiantare Ord.25/2016 - Surse Proprii	Surse proprii	3.693	4.738	6.055	5.907	3.625	24.019
Racordari din contributi financiare	Contributii financiare	163.586	162.917	166.468	170.630	174.896	838.497
Extindere de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	1.023	1.587	2.096	1.547	1.258	7.512
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii			18.043	125.857	30.873	174.773
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare		20.827	46.397	323.632	79.388	470.244
Total [mii lei]		556.289	668.506	834.537	1.086.367	620.094	3.765.793

Detaliile anuale cu sursele de finanțare în perioada 2029-2033 sunt prezentate în tabelele de mai jos atât pentru investiții CAPEX cât și pentru intrările prognozate PIF.

Tabelul 2.42 Investiții CAPEX 2029-2033

Categorie	Sursa de finantare	CAPEX 2029	CAPEX 2030	CAPEX 2031	CAPEX 2032	CAPEX 2033	Total '29-'33
Inalta Tensiune	Surse proprii	13.074	43.742	70.868	65.913	62.658	256.255
Medie Tensiune	Surse proprii	28.655	33.644	12.668	14.043	7.874	96.883
Echipamente digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	19.719	19.839	13.427	13.553	13.682	80.220
Joasa Tensiune	Surse proprii	52.085	40.241	43.932	68.778	39.906	244.943
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	6.454	6.615	6.780	6.950	7.124	33.922
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii						-
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.590	1.630	1.671	1.713	1.756	8.360
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	11.712	20.251	53.596	67.541	84.355	237.455
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii						-
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	6.930	6.930				13.860
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.736	1.736	1.302	-	-	4.774
Cladiri Administrative	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Dotari personal operativ	Surse proprii	5.969	6.250	5.298	5.232	5.668	28.416
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	1.096	1.123	1.123	1.179	1.179	5.700
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	6.557	6.557	6.557	6.557	6.557	32.783
Parc Auto	Surse proprii	2.450	2.450	2.450	2.450	2.740	12.540
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	17.865	13.392	17.855	19.890	18.680	87.681
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii						-
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	53.780	55.125	56.503	57.916	59.363	282.687
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	17.927	18.375	18.834	19.305	19.788	94.229
Extinderi de retele conform Ord.36 si Devieri Cofinantare Ord.25/2016 - Surse Proprii	Surse proprii	2.699	3.205	3.832	4.276	3.936	17.948
Racordari din contributii financiare	Contributii financiare	179.268	183.750	188.343	193.052	197.878	942.291
Extinderi de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	810	961	1.150	1.283	1.181	5.384
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	18.212	25.859	39.778	40.630	31.467	155.945
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	46.830	66.494	102.287	104.477	80.914	401.003
Total [mii lei]		495.419	558.166	648.255	694.737	646.703	3.043.279

Tabelul 2.43 Intrări prognozate PIF 2029-2033

Categorie	Sursa de finantare	PIF 2029	PIF 2030	PIF 2031	PIF 2032	PIF 2033	Total '29-'33
Inalta Tensiune	Surse proprii	69.057	25.742	88.868	65.913	62.658	312.238
Medie Tensiune	Surse proprii	28.655	33.644	12.668	14.043	7.874	96.883
Echipeamente digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	19.719	19.839	13.427	13.553	13.682	80.220
Joasa Tensiune	Surse proprii	52.085	40.241	43.932	68.778	39.906	244.943
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	6.454	6.615	6.780	6.950	7.124	33.922
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii						-
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.590	1.630	1.671	1.713	1.756	8.360
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	11.712	20.251	53.596	67.541	84.355	237.455
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii						-
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	6.930	6.930				13.860
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.736	1.736	1.302			4.774
Cladiri Administrative	Surse proprii						-
Dotari personal operativ	Surse proprii	5.969	6.250	5.298	5.232	5.668	28.416
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	1.084	882	1.111	925	1.167	5.169
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	6.557	6.557	6.557	6.557	6.557	32.783
Parc Auto	Surse proprii	2.450	2.450	2.450	2.450	2.740	12.540
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	17.865	13.392	17.855	19.890	18.680	87.681
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	20.656	14.880	19.156	21.888	20.403	96.983
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	53.780	55.125	56.503	57.916	59.363	282.687
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	17.927	18.375	18.834	19.305	19.788	94.229
Extindere de retele conform Ord.36 si Devieri Cofinantare Ord.25/2016 - Surse Proprii	Surse proprii	4.131	2.976	3.831	4.378	4.081	19.397
Racordari din contributi financiare	Contributii financiare	179.268	183.750	188.343	193.052	197.878	942.291
Extindere de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	810	961	1.150	1.283	1.181	5.384
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	81.543	24.804	21.686	49.088	43.546	220.666
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	209.681	63.781	55.764	126.227	111.974	567.427
Total [mii lei]		799.658	550.809	620.782	746.680	710.378	3.428.307

Investițiile pentru proiectul de implementare sisteme de măsură inteligente planificate pentru perioada 2024-2028 sunt cele transmise către Autoritate odată cu analizele cost-beneficiu, în situația în care propunerea nu va fi acceptată și va fi stabilit un alt calendar de implementare E-Distribuție Muntenia va ajusta valorile în conformitate cu calendarul aprobat.

Valorile prevăzute pentru racordări (surse proprii, cofinanțări 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 2024-2028, 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 așa de îndelungată valorile pot suferi modificări semnificative.

Valorile prevăzute pentru proiectele cu finanțare ajutor de stat/finanțare europeană sunt estimate la data de astăzi însă este necesară încheierea contractelor de finanțare cu Autoritatea de Finanțare. Având în vedere că resursele programelor sunt limitate în timp și valoric, apelul de proiecte pentru Fondul de Modernizare fiind deschis până la 30.06.2024, iar valoarea disponibilă pentru toți operatorii de distribuție este de cca 1.1 miliarde euro și perioada de implementare a proiectelor este până la 31.12.2030, valorile acestora pot suferi modificări semnificative care ar putea conduce la neîndeplinirea de către OD a procentului de realizare a investițiilor de 95% motiv pentru care considerăm oportună pentru noul ciclu de reglementare includerea unor prevederi specifice pentru proiectele subvenționate coordonate de către Autoritățile Finanțatoare și ANRE cum ar fi: prevederea unor machete distincte pentru acest tip de proiecte, flexibilizarea posibilității de anticipare/mutare a proiectelor în timp și/sau valoric fără a fi considerate în calculul procentului de realizare 95% a programului de investiții anual și alte prevederi.

Detaliile anuale pe niveluri de tensiune și zone de rețea al investițiilor E-Distribuție Muntenia pentru perioada 2024-2033 se regăsesc în **Anexa Investiții**.

Având în vedere perioada de tranziție pentru trecerea la acționariatul nou, valorile prevăzute mai sus și, pot suferi modificări care vor fi comunicate către Autoritate.

2.11.2 Investițiile prevăzute a fi realizate din Programe de Finanțare Ajutor de Stat/Fonduri Europene

Pentru atingerea obiectivelor din Planul de Dezvoltare, E-Distribuție Muntenia și-a propus și 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 E-Distribuție Muntenia, 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 de distribuție.

Pentru respectarea standardului de performanță, cât și pentru implementarea tuturor proiectelor necesare pentru rezolvarea criticităților din rețea și pentru integrarea surselor regenerabile în RED, E-Distribuție Muntenia își propune demararea a cât mai multe proiecte pe diverse axe de finanțare cu privire la dezvoltarea RED prin atragerea de Fonduri Subvenționate și Fonduri Europene nerambursabile.

E-Distribuție Muntenia are în execuție lucrarea, “Intervenții inteligente pentru optimizarea consumului la clienții finali și îmbunătățirea calității serviciului de distribuție prin utilizarea de date de consum de înaltă calitate în județul Giurgiu”, pe POIM axa 10.2.

În momentul de față, există un singur apel lansat de către Ministerul Energiei, pentru solicitanții care doresc să obțină finanțare nerambursabilă pentru proiecte de investiții în infrastructura energetică, în cadrul Programului - cheie 3: Modernizarea și construcția de noi tronsoane de infrastructură energetică - Sprijin pentru modernizarea și realizarea de noi tronsoane în rețelele de transport și distribuție de energie electrică și gaze naturale, inclusiv pentru tranziția la rețele de transport și distribuție a gazelor naturale capabile să preia hidrogen verde și pentru construirea și modernizarea depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale și pentru creșterea nivelului de interconectivitate al rețelei electrice de transport menționat la art. 3, alin. 6 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 - domeniul de investiții 3.2 Infrastructura energetică — Sprijinirea investițiilor pentru extinderea și modernizarea rețelei de distribuție a energiei electrice.

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.

Principalele rezultate așteptate sunt:

- Rețea distribuție energie electrică nouă sau modernizată: 4.000 km;
- Creșterea securității furnizării energiei prin reducerea numărului de întreruperi;
- Crearea infrastructurii necesare pentru dezvoltarea unor activități economice noi, precum dezvoltarea infrastructurii energetice naționale la standarde europene aplicabile în domeniu;
- Utilizarea rațională a resurselor energetice prin reducerea pierderilor;
- Minimizarea impactului negativ asupra mediului;
- Reducerea costurilor de mentenanță ale rețelelor de distribuție;
- Crearea condițiilor tehnice necesare pentru racordarea stațiilor de încărcare electrice.

Investițiile propuse de E-Distribuție Muntenia, cu o valoare totală de aproximativ **2.5 miliarde lei**, sunt prezentate pe categorii de instalații și județe, mai jos:

Stații noi de transformare IT/MT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Realizare stație nouă Voluntari și rețele de MT aferente	Ilfov	45.708
Statie nouă 110/20 kV în zona Balotești	Ilfov	48.114
Realizarea unei stații noi de transformare 110/20kV în zona Crângași	București	40.095
Stație nouă 110 /20 kV în zona Henri Coandă	București	48.114
Creșterea capacității de transport buclă LES 110 kV Filaret-Vulcan-Sălaj cu realizare stație nouă 110/20 kV în zona Viilor	București	54.128
Realizare Stație Noua de Transformare Alexandru Ioan Cuza	București	67.568
Realizare Stație Noua de Transformare Bolintin	Giurgiu	66.528
Realizare Stație Noua de Transformare Colloseum	București	47.074
TOTAL		417.429

Retehnologizare stații de transformare IT/MT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Mărire grad de siguranță utilizatori zona stației Izvoru prin instalare trafo nou 110/20 kV 25 MVA și celule 110/20 kV, jud. Giurgiu	Giurgiu	18.043
Mărire grad de siguranță utilizatori zona stației Colibași prin instalare trafo nou 110/20 kV 25 MVA și celule 110/20 kV, jud. Giurgiu	Giurgiu	11.908
Înlocuire feederi distribuție Medie Tensiune din Stația Electrică Nord 110/10kV	București	12.029
Introducere tensiune de 20 kV în stațiile din zona de vest a Municipiului București: Drumul Taberei, Militari, Iremoas	București	32.076
Introducere tensiune de 20 kV în stația București Centru în vederea trecerii de 20 kV a rețelei de medie tensiune existente în zona adiacentă	București	48.114
Introducere tensiune de 20 kV în stațiile din zona de Est a Municipiului București: Balta Alba, Drumul Morarilor, Titan, FCME	București	38.090
TOTAL		160.260

Linii noi IT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Trecere din LEA în LES a rețelei de 110 kV din zona de Sud a Municipiului București, între stațiile CET Sud- IMGB- Popești	București	52.124
Trecere din LEA în LES a rețelei de 110 kV din zona Bujoreni: Bujoreni-Militari 1 și 2, Bujoreni-Controceni, Bujoreni-Crângași	București	68.162
Trecere din LEA în LES a rețelei de 110 kV din zona de Est a Municipiului București, între stațiile Fundeni-Titan-Solex și realizare stație nouă în Dobroiești	București	78.185
Trecere din LEA în LES a rețelei de 110 kV din zona de Sud a Municipiului București, între stațiile IMGB-Progresu-Jilava-Mășini Grele	București	80.190
TOTAL		278.660

Modernizări/Înlocuiri linii IT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mi lei]
Creșterea capacității de transport buclă 110 kV Filaret-Vacaresti-Toporasi-Jilava	București	38.090
Creșterea capacității de transport LES 110 kV din zona Laromet- Pajura – Băneasa-Timpuri Noi-Pipera	București	36.086
Modernizare LES 110 kV racordate în stația București Sud: Centru, Mihai Bravu, Balta Albă, Filaret 1	București	56.133
TOTAL		130.309

Modernizări/construcții noi rețelele de medie, joasă tensiune și posturi MT/JT/puncte de alimentare

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mi lei]
Retehnologizare rețea zona București prin modernizarea și digitalizarea posturilor de transformare	București	161.783
Retehnologizare rețea zona București prin modernizarea și digitalizarea punctelor de alimentare	București	81.794
Modernizare rețea de distribuție și trecere la 20kV rețele zona Salaj	București	6.014
Modernizare rețea de distribuție și trecere la 20kV rețele zona stație Vulcan	București	6.014
Modernizare LES MT zona Andronache în vederea trecerii la 20kV odată cu PIF stație nouă Voluntari	București	40.095
Realizare distribuție 20kV nouă Stația Pajura – Stația Laromet și trecere la 20 kV a PT-uri aferente noului traseu	București	8.019
Modernizare L20kV Bila și L20 kV Ghizdaru cu realizare buclă între linii, L20 kV SPPA23, L20 kV Dumitrana și modernizare RED JT cu centralizare masura în localitățile Cucuruz, Valea Bujorului și Vlasin, în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice distribuite cu efecte în reducerea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță emis de către ANRE	Giurgiu	75.379
Modernizare linii MT 20kV Ianculești, Calugareni, Motoare, Uzun, Pompe 2, Dumitrana și modernizare RED JT cu centralizare masura în loc Calugareni, Crucea de Piatra și Mosteni-Brăniștari, în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice distribuite cu efecte în reducerea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță emis de către ANRE	Giurgiu	127.343
Modernizare LEA 20 kV Avicola Afumați	Ilfov	60.143
Modernizare rețele MT prin trecere la 20kV – Localitatea Pantelimon	Ilfov	32.076
Creșterea siguranței în alimentare cu energie electrică a localităților Dascălu și Petrachioaia, prin modernizarea liniei Petrăchioaia, jud. Ilfov	Ilfov	64.441
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localității Balotești, prin modernizarea liniilor de MT LEA 20KV Balotești, Radio Săftica, Săftica și Ana Aslan, jud. Ilfov	Ilfov	174.087
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localităților Otopeni și Tunari prin realizare injecție în linia Philip Morris, jud Ilfov	Ilfov	28.067
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților aferenți stației Domnești, a clienților din localitatea Ciorogârla și modernizarea L20KV Clinceni	Ilfov	30.472

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localităților Corbeanca și Buftea prin modernizarea liniilor Avicola Buciumeni, Măgura, Radar Otopeni, jud. Ilfov	Ilfov	28.067
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localității Mogoșoaia, prin modernizarea liniei Mogoșoaia	Ilfov	63.980
Modernizare rețele de medie tensiune aferente PA 2800, PA 2680 și PA 3770	București	11.708
Modernizare rețea electrică subterană de alimentare 10 kV cu rată mare de defect CET Grivița	București	6.415
Modernizare linii 20kV Potlogi și Compresoare 2 și modernizare RED JT în localitățile Vânătorii Mari, Corbeanca, Vâlcele, Gaiseanca, Sf. Gheorghe, Priboiu, Crevedia Mica, Dealu și Cartojani, în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice distribuite cu efecte în reducerea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță emis de către ANRE	Giurgiu	30.475
Modernizare linii 20kV Petrol 3, Tarom, Ulmi și Pompe și modernizare RED JT în localitățile Florești-Stoenești, Palanca, Cârpenișu, Pod Popa Nae, Poenari, Bolintin Vale, Crivina, Palanca, Joița, Cosoba, Ghionea, Ulmi, Trestieni, Drăgăneasca, Icoana, Săbăreni, Bolintin Deal, Tantava, Ogrezeni, Hobaia, în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice distribuite cu efecte în reducerea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță emis de către ANRE	Giurgiu	72.523
Modernizare linii MT 20 kV Argeș 2, Captare Apa, Fao, Stavarna, Pietrele și modernizare RED JT cu centralizare măsură în loc Hotarele, Heraști, Isvoarele, Valea Dragului, Frățești, Sfântu Gheorghe, Frasinu, în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice distribuite cu efecte în reducerea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță emis de către ANRE	Giurgiu	56.040
Modernizare linii MT 20 kV Vieru, Stănești, Port, Cetățuia, IAS, Oncești și modernizare RED JT cu centralizare măsură în loc Ralești, Gogosari, Hodivoaia, Slobozia, Malu, Vedea, Cetățuia, Ghizdaru, Stănești, Oncești, Radu Voda, Dimitrie Cantemir, Cetatea, în vederea îmbunătățirii parametrilor de calitate a energiei electrice distribuite cu efecte în reducerea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță emis de către ANRE	Giurgiu	56.634
Creșterea siguranței în alimentare cu energie electrică a localităților Afumați-Ștefănești și a consumatorilor din stația Solex	Ilfov	35.685
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localității Chiajna	Ilfov	26.062
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților aferenți stației Căciulați	Ilfov	52.524
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților aferenți stației Chitila	Ilfov	46.911
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a localităților Copăceni, Crețești	Ilfov	30.071

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Creșterea siguranței în alimentare cu energie electrică a localităților Bragadiru, Cornetu, Modernizare L20kV IFA1, IFA2 și Racord MT nou -preluare PT L20kV Fulger	Ilfov	26.062
Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților aferenți stației Tâncăbești	Ilfov	58.539
TOTAL		1.497.420

E-Distribuție Muntenia 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.

Pentru estimările bugetare aferente viitoarelor proiecte finanțate din fonduri subvenționate au fost luate în considerare două perioade de câte 5 ani iar ca și ipoteze 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 finanțare existente pentru activitatea de distribuție de energie electrică.

Sursa de finanțare\Perioada	2024-2028	2029-2033
Contribuții Proprii [mii lei]	280.612	155.945
Fonduri Subvenționate [mii lei]	695.790	401.003

Valorile sunt estimative și 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.

2.11.3 Programul de lucrări/dotări necesare desfășurării activității de distribuție

2.11.3.1 Prezentare generală

Pentru desfășurarea acestei activități în conformitate cu prevederile condițiilor asociate licenței prestării serviciului de distribuție și prevederilor legislației privind securitatea și sănătatea în muncă a personalului, este necesară asigurarea următoarelor dotări după cum urmează:

- **CONSTRUCȚII CIVILE:** lucrări necesare pentru asigurare protecției împotriva incendiilor și înlăturarea condițiilor legale de funcționare; consolidare și reabilitare
- **CONSTRUCȚII INDUSTRIALE:** securizare obiective și eliminarea pazei umane, reabilitare împrejurimi, instalare sisteme de securitate
- **DOTĂRI:** pentru respectarea prevederilor legale în vigoare privind securitatea și sănătatea în munca, de rețea pentru desfășurarea lucrărilor de operare și metenanță, pentru asigurarea condițiilor optime pentru activitatea personalului, etc
- **PARC AUTO:** achiziții de mijloace de intervenție și auto speciale de intervenție pentru realizarea lucrărilor de intervenții în rețeaua de distribuție;
- **INFORMATION COMMUNICATION TECHNOLOGY (ICT):** asigurarea sistemelor hardware și software necesare optimizării proceselor din cadrul activităților de distribuție și asigurarea dotărilor necesare pentru personalul implicat în activitățile desfășurate pentru prestarea serviciului de distribuție în conformitate cu condițiile asociate licenței;

2.11.3.2 Investiții în construcții civile și industrial

În perioada 2019-2023 investițiile pentru construcții în clădiri au fost orientate pentru îmbunătățirea condițiilor de muncă: lucrări de modernizare a clădirilor de sedii administrative, clădirilor industriale pentru amenajarea de sedii administrative, lucrări de securizare a stațiilor de transformare (cca. 20) pentru limitarea accesului persoanelor neautorizate, amenajarea sălilor de instruire pentru personalul operativ. Au fost executate lucrări de modernizare construcții civile în următoarele locații :

- Sediul Central București, Ion Mihalache 41-43;

Un alt scop cărui i-au fost dedicate investițiile în clădirile civile a fost acela de optimizare a spațiilor utilizate în activitatea de prestare a serviciului de distribuție.

În următoarea perioadă au fost identificate ca fiind necesare proiecte pentru crearea unor condiții optime de muncă dar și pentru protecția personalului împotriva incendiilor și îndeplinirea condițiilor legale de funcționare, respectiv obținerea autorizației de funcționare la incendiu (conform HG 571/2016 și ordinul 129/2016). În acest sens, se vor realiza lucrările necesare la Sediul Central București, Ion Mihalache 41-43;

În ceea ce privește clădirile industriale, au fost prevăzute lucrări care să contribuie la protecția patrimoniului industrial (obligație legală conform Legii 333/2003 și a HG 301/2012) și la buna funcționare a instalațiilor energetice, dar și de modernizare și sistematizare a anumitor obiective:

- securizarea stațiilor și eliminarea pazei umane a obiectivelor
- instalarea de sisteme de securitate la stațiile care în prezent nu au sisteme de securitate și nici paza umana asigurată :
 - executarea de lucrări de refacere/reabilitare a împrejurimii incintelor stațiilor de transformare în vederea exploatării optime a sistemelor de securitate; în prezent acestea nu sunt securizate corespunzător (înălțime insuficientă, panouri de gard deteriorate, porți neetanșate, etc.)
 - reabilitare fațade, tâmplărie, finisaje interioare, realizarea de instalații electrice de iluminat exterior cu lampi solare, branșamente de apă și canalizare, și sistematizare incinta prin înlocuirea stratului vegetal cu piatră macadam și refacerea canalelor pentru cabluri acolo unde sunt deteriorate și prezintă riscuri pentru personalul operativ.

2.11.3.3 Investiții în dotări

Desfășurarea procesului de distribuție a energiei electrice în condiții optime necesită asigurarea unor dotări care să susțină atât activitatea principală, cât și activitățile conexe în condiții de siguranță. De asemenea, dotarea personalului cu echipamentele, sculele și dispozitivele necesare bunei desfășurări a activității, duc la eficientizarea generală a activității cu impact atât asupra cheltuielilor operationale cât și asupra duratelor de restabilire a alimentării cu energie electrică a consumatorilor afectați de defecțiuni/avarii.

Dotările pentru desfășurarea procesului de producție sunt prevăzute în acord cu cadrul legislativ care reglementează securitatea și sănătatea în muncă, și cu cerințele specificațiilor tehnice proprii ale societății care în general exced cadrului legal.

Echipamentele de protecție sunt gestionate cu ajutorul aplicațiilor informatice specifice acestei activități.

2.11.3.4 Investiții în parcul auto

Investițiile privind mijloacele auto în perioada 2019-2023 au avut ca obiect dotarea cu: autospeciale PRB, camioane, autolaboratoare, vehicule speciale de teren și/sau pentru intervenții în condiții meteorologice deosebite, și grupuri electrogene în vederea desfășurării activităților de investiții/intervenții.

Pentru perioada 2024-2033 au fost identificate ca fiind necesare următoarele dotări:

- autovehicule speciale: autolaboratoare PRAM, autospeciale PRB, camioane echipate cu grup electrogen
- autovehicule operative

2.11.3.5 Investiții în ICT

În conformitate cu liniile directoare ale Liniilor de Business relevante, planificarea dezvoltării tehnologiei informaționale și de comunicații (ICT) în cadrul Societății E-Distribuție Muntenia urmărește ca și obiective:

- Asigurarea implementării politicilor de sănătate, siguranță, mediu și calitate la nivelul liniilor de business globale și de holding și implementarea și mentenanța sistemului de management al SSMC, având în vedere reglementările locale;
- Asigurarea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță;
- Gestionarea activităților comerciale care prin canale diferite (fizic, call center, internet, aplicație) și gestionarea sondajelor de satisfacție clienți;
- Gestionarea acurateței datelor, a facturării, managementul colectării de credit în legătură cu distribuția de servicii comerciale către părți terțe;
- Gestionarea programului de sisteme de contorizare inteligente integrate cu alte sisteme locale, definirea planurilor de înlocuire contoare, coordonarea centrului de control contoare inteligente și a operațiunilor de măsurare în teren;
- Identificarea și prioritizarea investițiilor pentru exploatarea rețelelor din punct de vedere tehnic;
- Planificarea rețelei;
- Monitorizarea planurilor de execuție a lucrărilor și activităților de mentenanță și investiții;
- Identificarea și optimizarea nevoilor de business referitoare la materiale, lucrări și servicii;
- Asigurarea gestiunii bunurilor industriale;
- Definirea proiectării de bază și detaliată, referitoare la lucrările complexe de IT și MT/ JT;
- Execuția lucrărilor de IT și MT/ JT, cu gestionarea contractelor relevante;
- Promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RED;
- Definirea arhitecturii, a specificațiilor tehnice și funcționale pentru sisteme și echipamente legate de control, automatizare control și automatizare de rețea.
- Automatizarea și optimizarea proceselor de business pentru creșterea eficienței activităților.

Pentru realizarea acestor obiective, în perioada 2019-2023, strategia de dezvoltare a tehnologiei informaționale și de comunicații (ICT) a constat în implementarea și dezvoltarea coerentă și unitară a unor aplicații care să susțină performanța, în vederea creșterii eficienței activității.

Au fost implementate o serie de dezvoltări și aplicații informatice pentru gestionarea mai eficientă a activității de distribuție: MLM – Material Lifecycle Management, HPR – High Priority Response,

PROLED, Primary Station Surveillance, MOBAUTH, KNOX, APP5RO, TWOBEAT, DIGSILENT, ARQC, VERA, FORECAST.

Iar în cursul anului 2023 în plus față de studiul anterior vor fi implementate aplicațiile POWER QUALITY- aplicație utilizată pentru extragerea datelor și stocarea informațiilor din analizoarele de calitate, NETNAV- aplicație care gestionează și stochează hartă digitală a rețelei de distribuție.

2.12 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 3G 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.

Suplimentar acestor criterii de selectare au fost avute în vedere prioritizarea unor investiții în zone cu potențial de dezvoltare sau în zona de confluență a municipiului București cu județul Ilfov, pentru realizarea unor stații noi de transformare ca de exemplu Antiaeriană, Fabrica de Glucoză, Voluntari, Colloseum etc, stații care vor crea premisele pentru trecerea la 20 kV și pentru reconfigurarea rețelelor de medie tensiune din zona prin realizarea unor injectii noi în liniile existente în zona și a unor investiții pentru creșterea gradului de siguranță în alimentare a Municipiului București cum ar fi LES 110 kV Laromet-Timpuri Noi pentru indisponibilități ale unor surse de 110 kV din stația Fundeni care alimentează zona de Nord a Municipiului București și zona Ilfov și realizarea racordurilor la stația Fabrica de Glucoza intrare-ieșire pe LES 110 kV Centru-Nord (cu surse din stațiile OTS) și intrare-ieșire pe LES 110 kV Fundeni-Pipera 2.

2.13 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. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii;
2. Energie curată și eficiență energetică;
3. Modernizarea sistemului de guvernare corporativă și a capacității instituționale de reglementare;
4. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;
5. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;
6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane calificate;
7. România, furnizor regional de securitate energetică;
8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.

Obiectivele strategiei sprijină realizarea țintelor naționale asumate la nivelul anului 2030: 43,9% 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; 30,7 % pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie; 40,4% reducere a consumului final de energie față de proiecția PRIMES 2007.

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

Obiective naționale (PNIESC) în vigoare vizează următoarele dimensiuni:

- A. **Dimensiunea Decarbonare**
 - A.1 Emisiile și absorbțiile GES
 - A.2 Energia din surse regenerabile
- B. **Dimensiunea Eficiență Energetică**
- C. **Dimensiunea „securitate energetică”**
- D. **Dimensiunea „piață internă a energiei”**
 - D.1 Interconectivitatea rețelelor electrice
 - D.2 Infrastructura de transport a energiei
 - D.3 Integrarea piețelor
 - D.4 Sărăcia energetică
- E. **Dimensiunea „cercetare, inovare și competitivitate”**

Prin inițiativele propuse a fi implementate prin planul de dezvoltare E-Distribuție Muntenia au fost prevăzute:

- **Pentru atingerea obiectivului ”Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii”.** Dimensionarea rețelei de distribuție de IT și MT astfel încât să se asigure adaptarea capacității rețelei la creșterea de consum prognozată în perioada 2024-2033 și astfel pentru facilitarea accesului la rețea pentru toți consumatorii. În ceea ce privește capacitatea posturilor de transformare și a rețelei de joasă tensiune există încă capacitate, iar soluțiile sunt corelate cu puterea solicitată de utilizatori nefiind identificate probleme privind asigurarea accesului la rețea.

- **Pentru obiectivele „Energie curată și eficiență energetică”, „Dimensiunea Decarbonare”, „Dimensiunea Eficiență Energetică” și sărăcie energetică.** Unul dintre principalele obiective urmărite în cadrul acțiunilor propuse de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție a avut în vedere creșterea eficienței fiind propuse lucrări pentru componenta semnificativă de utilizare a energiei în cadrul companiei și anume reducerea CPT în rețea prin utilizarea de transformatoare cu pierderi reduse redimensionate în anumite cazuri când se impune, realizarea unor lucrări de instalare posturi noi de transformare și circuite noi de joasă tensiune în zonele cu lungimi mari de rețele de joasă tensiune, modernizări de rețele de joasă tensiune și bransamente cu creșterea capacității cu probleme de indicatori de continuitate dar care impactează indirect și reducerea CPT în rețeaua de joasă tensiune, injecții noi în linii de medie tensiune cu un nivel de utilizare a capacității peste 60% și o densitate de utilizatori mare, utilizarea în cadrul proiectelor de modernizare de echipamente moderne de ultimă generație cu consum tehnologic redus, implementare unor soluții de digitalizare pentru optimizarea schemelor de funcționare (ADMS), securizări de grupuri de măsură și refacere de bransamente cu scoatere la limita de proprietate a grupurilor de măsură.

De asemenea E-Distribuție Muntenia are în vedere adoptarea unor măsuri adiționale cum ar fi instalarea de sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în vederea acoperirii parțiale/integrale a consumului, instalarea de sisteme fotovoltaice pe clădirile administrative în vederea acoperirii parțiale a consumului de energie, trecerea de la utilizarea unui parc auto pe combustibil clasic la un parc auto hibrid (combustibil clasic și/sau electric plug-in), utilizarea în cadrul soluțiilor de reabilitare/retehnologizare/modernizare a unor soluții de iluminat de tip LED, aparate de climatizare eficiente, optimizarea regimurilor de funcționare pentru echipamentele/aparatele de climatizare din stațiile de transformare/sediile administrative, automatizarea sistemelor de climatizare din sediile administrative, reabilitarea sediilor administrative cu soluții eficiente din punct de vedere energetic.
- **Pentru obiectivul “Energia din surse regenerabile”.** Pentru producătorii de energie din surse regenerabile cu soluții de racordare în rețeaua de medie tensiune pentru care nu era posibilă asigurarea continuității în cazurile de funcționare cu abatere de la schema normală, E-Distribuție a adoptat prin reguli interne o soluție cu acceptul producătorului de deconectare a acestuia pe perioada de funcționare cu abatere pentru a nu încălca excesiv costurile cu soluțiile de racordare a acestora.
- **Pentru obiectivele “Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive” și de “Integrare a piețelor”.** E-Distribuție are inclus în planul de dezvoltare acțiunile de implementare anticipată a sistemelor de măsurare inteligentă pentru a putea pregăti trecerea la sisteme de tarifare avansată dar și pentru alte beneficii aduse operatorului de distribuție cum ar fi: eficiență operatională, reducerea CPT comercial, îmbunătățirea calității serviciului.
- **Pentru obiectivul de creșterea calității învățământului în domeniul energiei.** E-Distribuție susține astfel de inițiative prin clasa duală prin care elevii învață și beneficiază de ore de practică. De asemenea este încheiat un parteneriat cu Universitatea Politehnica București pentru ca studenții să realizeze stadii de practică în companie în poligoanele de instruire care sunt utilizate și de către personalul OD în activitatea de instruire privind exploatarea instalațiilor existente dar și a unor instalații noi.
- **Pentru “Protecția consumatorului vulnerabil”** E-Distribuție se preocupă constant în identificare și respectarea prevederilor legale care țin de asigurarea continuității în alimentare cu energie electrică prin furnizarea de echipamente sursă alternative dar și prin realizarea unor investiții semnificative pentru îmbunătățirea indicatorilor de continuitate în alimentare pentru toți utilizatorii racordați la rețeaua de distribuție.

Aceste inițiative contribuie indirect și la reducerea emisiilor de CO₂ prin utilizarea pe durate mai mic a grupurilor electrogene, utilizarea redusă a autospecialelor personalului operativ care utolizează combustibili clasici.

- **Pentru obiectivul de creștere a securității energetice și pentru interconectivitatea rețelelor.** E-Distribuție a realizat lucrările preliminare pentru interconectarea sistemelor EMS SCADA și DMS SCADA, sub coordonarea OTS urmând a fi realizată interconectarea. E-Distribuție Muntenia a realizat și are propuse prin planul de dezvoltare o serie de lucrări care asigură transferul sarcinii de pe o sursă pe altele disponibile în Municipiul București pentru cazurile de indisponibilitate integrală a anumitor surse.

De asemenea sunt incluse acțiuni de digitalizare atât a rețelei cât și a proceselor în așa fel încât rețeaua să poată fi gestionată de la distanță, asigurând totodată și redundanța sistemului de comandă control de la distanță prin implementare de soluții Disaster Recovery. Trebuie realizate lucrările pentru înlocuirea echipamentelor cu comunicație 2G și 3G, tehnologii care nu vor mai fi disponibile în viitor.

O altă inițiativă importantă este cea de digitalizare a proceselor care va contribui nu numai la eficientizarea activității OD dar și la îmbunătățirea indicatorilor de continuitate în alimentare și indirect astfel la reducerea emisiilor de CO₂ prin utilizarea mai redusă a auto din dotarea personalului operativ ca urmare a parcurgerii unor distanțe mai reduse pentru realimentarea utilizatorilor în cazul unor întreruperi.

- **Pentru „Dimensiunea cercetare, inovare și competitivitate”.** E-Distribuție Muntenia a dezvoltat o serie de instrumente/metode care să permită planificatorului selecția și luarea deciziilor de a investi pe bază de date obiective (analiza curbelor de sarcină la nivelul stațiilor de transformare, analiza comportării rețelei de distribuție) și are în planul de dezvoltare un proiect important pentru realizarea unei platforme care înglobează activitățile desfășurate de OD, Proiectul Grid Blue Sky. Prin acest proiect este prevăzută realizarea unor algoritmi bazați pe arbori de decizie, inteligență artificială care să permită optimizarea activităților, dar și acțiuni de standardizare a soluțiilor selectate cu noi tehnologii disponibile în piață.

O altă preocupare este de testare împreună cu furnizorii din domeniu a unor tehnologii noi care să permită înglobarea (virtualizarea) mai multor echipamente utilizate la nivelul punctelor de alimentare/posturilor de transformare (echipamente de protecție, echipamente de comunicație, echipamente de măsură).