



## Planul de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție E-Distribuție Dobrogea pentru perioada 2024-2033

Prezentul document este proprietatea intelectuală a societății E- Distribuție Dobrogea 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 Dobrogea 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

<b>1. Scopul și obiectivele Planului de dezvoltare a RED pe zece ani.....</b>	<b>4</b>
1.1 Contextul politic, economic, social și de mediu.....	4
1.2 Contextul national.....	5
1.3 Cadrul de reglementare aplicabil pentru operatorii de rețea de distribuție .....	11
1.4 Scopul și Obiectivele Planului .....	12
1.4.1 Scopul Planului .....	12
1.5 Obiectivele E-Distribuție Dobrogea SA pentru perioada 2024-2033.....	16
<b>2. Operatorul de distribuție SC E-Distribuție Dobrogea SA .....</b>	<b>17</b>
2.1 Introducere.....	17
2.2 Analiza RED în funcție de vechime și starea tehnică în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță ai serviciului de distribuție .....	19
2.2.1 Județul Constanța .....	24
2.2.2 Județul Tulcea .....	25
2.2.3 Județul Călărași .....	26
2.2.4 Județul Ialomița.....	27
2.3 Analiza CPT în RED.....	28
2.3.1 Județul Constanța .....	30
2.3.2 Județul Tulcea .....	32
2.3.3 Județul Călărași .....	33
2.3.4 Județul Ialomița.....	34
2.3.5 Soluții adoptate pentru reducerea CPT .....	35
2.3.5.1 Soluții tehnice adoptate pentru reducerea CPT .....	35
2.3.5.2 Soluții organizatorice sau legale .....	36
2.4 Analiza potențialului de creștere a eficienței energetice .....	37
2.5 Analiza regimurilor de funcționare RED.....	42
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	46
2.6.1 Analiza privind evoluția producției și a consumului.....	46
2.6.2 Analiza rețelei .....	49
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 .....	61
2.8 Studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung.....	66
2.9 Identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții.....	77

2.10	<i>Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice</i> .....	79
2.11	<i>Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții</i> 81	
2.11.1	Investiții ale operatorului E-Distribuție Dobrogea.....	81
2.11.2	Investițiile prevăzute a fi realizate din Programe de Finanțare Ajutor de Stat/Fonduri Europene 86	
2.11.3	Programul de lucrări/dotări necesare desfășurării activității de distribuție .....	91
2.11.3.1	Prezentare generală .....	91
2.11.3.2	Investiții în construcții civile și industrial .....	91
2.11.3.3	Investiții în dotări .....	92
2.11.3.4	Investiții în parcul auto .....	92
2.11.3.5	Investiții în ICT .....	93
2.12	<i>Analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor</i> .....	94
2.13	<i>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</i> .....	95

## 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 constituit deseori interferențe cu sfera politică. 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 fatală pentru acest sector a fost marcată de războiul Rusiei împotriva Ucrainei. Criza energetică cu care se confruntă pe plan mondial statele 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 National 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 țăintelor anuale de emisii pentru sectoarele non-ETS reprezintă angajamentele principale pentru realizarea țăintelor. 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 CO<sub>2</sub>.

#### *A.2 Energia din surse regenerabile*

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeii”.

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030.

Cu toate acestea, în condițiile inexistenței unor bariere legislative pentru creșterea capacităților SRE și a disponibilității unor instrumente de finanțare pentru 2021-2030, deosebit de prietenoase pentru SRE, acestea se vor putea dezvolta în funcție de cererea pieței, iar capacitățile dezvoltate vor putea depăși valoarea propusă la acest moment în Plan, dacă cererea din piață și potențialul efectiv utilizabil vor permite acest lucru.

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în PNIESC, noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

#### a) Eolian:

- + 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

#### b) Solar:

- + 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

- Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;
- Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.

În ceea ce privește consumul final brut de energie, conform scenariului WAM, se preconizează o creștere de aprox. 2,7% în perioada 2021-2030, cu o creștere accentuată până în 2025, urmând apoi o scădere 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 adecvantei 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 adecvantei 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 adecvantei sistemului energetic, potrivit analizelor Transelectrică, 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 statul membru, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, cu o strategie cu nivelul începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, ținând seama 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*

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 – Stâlpul;
- trecerea la tensiunea de 400kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpul;
- 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. Stâlpul – 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 siguranța în alimentarea cu energie electrică și flexibilității în exploatarea 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 obrogat 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 studiu 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.

Studiul are o abordare globală intenționând să sublinieze viziunea privitoare la dezvoltarea și modernizarea operatorului de rețea E-Distribuție Dobrogea SA.

Prezentul document furnizează programele specifice de modernizare și dezvoltare optimă pe termen scurt, 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 Dobrogea SA pentru perioada 2024 - 2033 studiul 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);
  - iii. creșterea nivelului actual de digitalizare al 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 operatorului interne însă 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. Retehnologizarea 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 3G și a tehnologiei 2G în anii următori;
  - viii. Creșterea nivelului de automatizare al 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 CO<sub>2</sub>.
- 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 Dobrogea SA.

- g. Creșterea eficienței în activitatea de distribuție prin dotarea personalului operativ și TESA cu echipamente de lucru, 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 ale incendiilor, sau împrăștierii 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 ale 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 a unor hotărâri judecătorești definitive și irevocabile.

În conținutul studiului 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 ai 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 al măsurilor;
- d) analize de regim de funcționare ale RED în vederea identificării necesarului de lucrări de re tehnologizare/modernizare al 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 ale vehiculelor, ale potențialului de consum dispecerizabil din zonă pentru identificarea necesarului de dezvoltare optimă al 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 studiu 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 al serviciului.
- b. Identificarea elementelor de rețea cu risc de congestie în regimurile de funcționare cu N și N-1 elemente față de schema normala 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 măsură ce generațiile 2G și 3G vor ieși din uz.
- f. Identificarea unor investiții care trebuie executate pe baza prevederilor legale (extinderi rețele pentru administrațiile locale, alimentări de dezvoltări imobiliare, întăriri ale rețelei pentru racordarea consumatorilor, realizarea de lucrări de alimentare pentru consumatorii care-și amplifică puterea sub 50% din puterea aprobată inițial, obligații rezultate drept urmare a unor hotărâri judecătorești, transfer de capacități energetice cu justa despăgubire).
- 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, SMART METER, etc..
- i. Identificarea necesităților de îmbunătățire ale proceselor de exploatare și mentenanță și a dotărilor necesare și ca produse finale:
  - i. programul de rețehnologizare/modernizare instalații specific pentru perioada 2024-2028 și general pentru perioada 2029-2033.



- ii. programul de modernizare grupuri de măsură și instalare grupuri de măsură inteligente specific pentru perioada 2024-2028;
- iii. programul de investiții pentru achiziția de dotări pentru securitatea muncii, dotări pentru execuția lucrărilor, dotări pentru respectarea cerințelor legale, dotări informatice dotări pentru transport, utilaje specific pentru perioada 2024-2028 pentru derularea în condiții optime și pentru realizarea programelor de asigurarea 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 Dobrogea SA pentru perioada 2024-2033

Obiectivele E-Distribuție Dobrogea SA 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 al 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 Dobrogea SA**

### **2.1 Introducere**

SC E-Distribuție Dobrogea SA asigură distribuția energiei electrice către un număr de 687.235 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a 4 zone administrative: Județul Constanța, Județul Tulcea, Județul Călărași și Județul Ialomița.

Serviciul de distribuție este asigurat prin utilizarea unei rețele de cca. 38.458 km, al unui număr de 120 de stații de transformare cu o putere instalată de 4.127 MVA (inclusiv transformatoarele MT/MT și transformatoarele de servicii proprii) și al unui număr de circa 6392 de posturi de transformare cu o putere instalată de circa 2.021 MVA (inclusiv punctele de alimentare).

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

**Tabelul 2.1. Indicatorii privind consistența rețelei la 31.12.2022**

Indicator	Indicatori consistenta retea										Data actualizare	
	Zona	Constanta		Tulcea		Calarasi		Ialomita		ED Dobrogea		
	UM	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	
Suprafata	km2	7,104	28%	8,466	34%	5,088	20%	4,453	18%	25,111	100%	31.12.2022
Inclusiv zona muntoasa	km2											31.12.2022
Populatie	no	755,331	49%	226,604	15%	297,537	19%	277,535	18%	1,557,007	100%	31.12.2022
Densitatea populatiei	no/km2	106		27		58		62		62		31.12.2022
Cienti IT	no	22	51%	13	30%	6	14%	2	5%	43	100%	31.12.2022
Cienti MT	no	774	42%	405	22%	237	13%	410	22%	1,826	100%	31.12.2022
Cienti JT	no	335,175	49%	102,379	15%	127,882	19%	119,930	17%	685,366	100%	31.12.2022
Cienti JT/Populatie	no/no		44%		45%		43%		43%		44%	31.12.2022
Linii IT	km	1,325	50%	481	18%	545	21%	304	11%	2,655	100%	31.12.2022
Subterane	km	31	2%	2	0.00	-	0%	-	-	34	1%	31.12.2022
Aeriane	km	1,293	0.98	479	100%	545	100%	304	100%	2,621	99%	31.12.2022
Linii IT	no	91	54%	27	16%	34	20%	15	9%	167	100%	31.12.2022
Subterane	no	4	100%	-	0%	-	0%	-	0%	4	2%	31.12.2022
Aeriane	no	87	52%	27	16%	34	20%	15	9%	163	98%	31.12.2022
Linii MT	km	4,085	38%	2,477	23%	2,177	20%	2,105	19%	10,844	100%	31.12.2022
Subterane	km	1,191	60%	242	12%	359	18%	201	10%	1,993	18%	31.12.2022
20 kV	km	689	58%	232	96%	359	100%	201	100%	1,481	74%	31.12.2022
10 kV	km	430	36%	-	0%	-	0%	-	0%	430	22%	31.12.2022
6 kV	km	72	6%	10	4%	0	0.05%	-	0.00%	82	4%	31.12.2022
Cablue aerian	km	20	37%	33	62%	0	0%	0	1%	54	0%	31.12.2022
Conductor neizolat	km	2,874	33%	2,202	25%	1,818	21%	1,903	22%	8,798	81%	31.12.2022
Separatoare telecomandate	no	486		313		315		382		1,496		31.12.2022
Linii MT	no	339	47%	128	18%	129	18%	120	17%	716	100%	31.12.2022
Lungime medie linie MT	km	12.05		19.35		16.88		17.54		15.15		31.12.2022
Linii JT (fara bransamente)	km	4,267	39%	2,437	22%	2,238	20%	2,099	19%	11,039	100%	31.12.2022
Conductor neizolat	km	1,392	33%	870	36%	542	24%	301	14%	3,105	28%	31.12.2022
Cablue aerian	km	1,358	32%	1,095	45%	1,441	64%	1,507	72%	5,401	49%	31.12.2022
Subterane	km	1,516	36%	472	19%	254	11%	291	14%	2,533	23%	31.12.2022
Bransamente JT	km	6,079	44%	2,640	19%	2,716	20%	2,485	18%	13,919	100%	31.12.2022
Aeriane	km	4,652	77%	2,485	94%	2,413	89%	2,178	80%	11,728	84%	31.12.2022
Subterane	km	1,427	23%	155	6%	303	11%	306	11%	2,191	16%	31.12.2022
Statii de transformare	no	61	51%	22	18%	25	21%	12	10%	120	100%	31.12.2022
Putere instalata(IT/IT, IT/MT, MT/MT)	MVA	2,171	53%	731	18%	805	20%	420	10%	4,127	100%	31.12.2022
Statii telecomandate	no	49	80%	18	82%	19	76%	12	100%	98	82%	31.12.2022
Transformatoare IT/MT	no	85	49%	32	18%	36	21%	21	12%	174	100%	31.12.2022
Posturi de transformare/Puncte de alimentare	no	2,952	46%	1,051	16%	1,320	20%	1,147	18%	6,470	100%	31.12.2022
Din care PTA	no	1,192	40%	674	64%	834	63%	801	61%	3,501	54%	31.12.2022
Posturi de transformare/Puncte de alimentare telecomandate	no	795	27%	209	20%	257	19%	249	19%	1,510	23%	31.12.2022
Transformatoare MT/JT, MT/MT	no	2,966	47%	983	15%	1,301	21%	1,092	17%	6,342	100%	31.12.2022
Putere instalata	MVA	1,266	53%	355	15%	429	18%	318	13%	2,368	100%	31.12.2022
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Suprafata	no/km2	0.42		0.12		0.26		0.26		0.26		31.12.2022
Posturi de transformare&Puncte de alimentare / Linii MT	no/km	0.72		0.42		0.61		0.55		0.60		31.12.2022
Linii JT / Posturi de transformare&Puncte de alimentare	km/no	1.45		2.32		1.70		1.83		1.71		31.12.2022
Cienti JT / Linii MT	no/no	988.72		799.84		991.33		999.42		957.22		31.12.2022
Linii MT / Suprafata	km/km2	0.58		0.29		0.43		0.47		0.43		31.12.2022
Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate) / Linii MT	no/no	3.78		4.08		4.43		5.26		4.20		31.12.2022
Cienti (MT+JT)/ Puncte telecomandate (posturi de transformare + puncte de alimentare + separatoare telecomandate)	no/no	262.26		196.90		223.98		190.71		228.61		31.12.2022
Cienti JT/Nr. Transformatoare	no/no	113.54		97.41		96.88		104.56		105.93		31.12.2022

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

E-Distribuție Dobrogea SA a realizat investiții în perioada 2019-2022 în zona Dobrogea de peste 0,516 miliarde lei din fonduri proprii și contribuții financiare în valoare de 0,166 miliarde lei. Pentru anul 2023 valoarea investițiilor planificate a fi puse în funcțiune de E-Distribuție Dobrogea SA în rețea este de 113 milioane lei din fonduri proprii și 81 milioane lei din contribuții financiare și are în vedere în continuare, dezvoltarea unui program semnificativ de investiții pentru îmbunătățirea calității serviciilor, modernizarea rețelei și implementarea pe plan local a standardelor internaționale ale grupului, corelat cu prevederile legale în vigoare.

Investițiile în perioada 2019-2022 și planificarea pentru anul 2023 în E-Distribuție Dobrogea 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 Dobrogea SA	2019	MRON	129.84	35.04	164.88
E-Distribuție Dobrogea SA	2020	MRON	117.53	40.90	158.43
E-Distribuție Dobrogea SA	2021	MRON	133.11	56.30	189.41
E-Distribuție Dobrogea SA	2022	MRON	135.98	34.04	170.02
<b>E-Distribuție Dobrogea SA</b>	<b>Total '19-22'</b>	<b>MRON</b>	<b>516</b>	<b>166</b>	<b>682.75</b>
E-Distribuție Dobrogea SA	2023	MRON	113.03	80.87	193.90
<b>E-Distribuție Dobrogea SA</b>	<b>Total '19-23'</b>	<b>MRON</b>	<b>629</b>	<b>247</b>	<b>877</b>

Investițiile din surse proprii pe nivele de tensiuni puse în funcțiune în perioada 2019-2022 și planificarea pentru anul 2023 în rețeaua SC E-Distribuție Dobrogea SA, sunt prezentate în tabelul 2.4:

**Tabelul 2.4. Investițiile în perioada 2019-2023**

An/Nivel tensiune	IT	MT	JT	Grupuri măsură	ICT, investiții	Alte	Total
2019	27.63	31.53	41.01	21.32	8.35		129.84
2020	17.10	22.60	40.40	29.93	7.50		117.53
2021	15.14	29.23	42.75	28.38	17.61		133.11
2022	18.20	40.82	41.49	24.76	10.71		135.98
2023	2.75	39.15	20.70	26.75	23.68		113.03
<b>Total</b>	<b>80.83</b>	<b>163.32</b>	<b>186.35</b>	<b>131.14</b>	<b>67.85</b>		<b>629.49</b>

Începând cu anul 2010 și până în anul 2022 au avut loc în instalațiile E-Distribuție Dobrogea, următoarele lucrări:

- Modernizare/retehnologizare/digitalizare a stațiilor de transformare, în prezent fiind digitalizate/integrate parțial/total în sistemul de telecontrol 98 din totalul de 120 de stații de transformare.

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

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

Un volum important de rețele de înaltă tensiune au durată de viață depășită și sunt necesare lucrări de modernizare/înlocuire în anumite situații cu creșterea capacității de transport în perioada 2024-2033.

În perioada 2019-2022 în instalațiile E-Distribuție Dobrogea, au avut loc lucrări de modernizare/retehnologizare a următoarelor categorii de instalații: 21 stații de transformare IT/MT retehnologizate, modernizare a 99 km LE (Linii Electrice) IT, modernizarea și construirea a 322 posturi de transformare MT/JT și Puncte de alimentare (Medie Tensiune/Joasa Tensiune), reabilitarea a 97,53 km LEA MT, modernizarea a 103,16 km LES MT, 53,87 km LEA MT noi și 92,52 km LES MT noi, modernizarea a 420,53 km LEA JT și a 46,89 km LES JT, 67,16 km LEA JT noi și 61,17 km LES JT noi.

Ca urmare a acestor investiții, indicatorul SAIDI s-a redus la sfârșitul anului 2022 față de sfârșitul anului 2019 cu circa 29% la nivelul E-DD, de la 127 minute/client la 90 minute/client; aceasta evoluție se regăsește în graficul din figura 2.1.

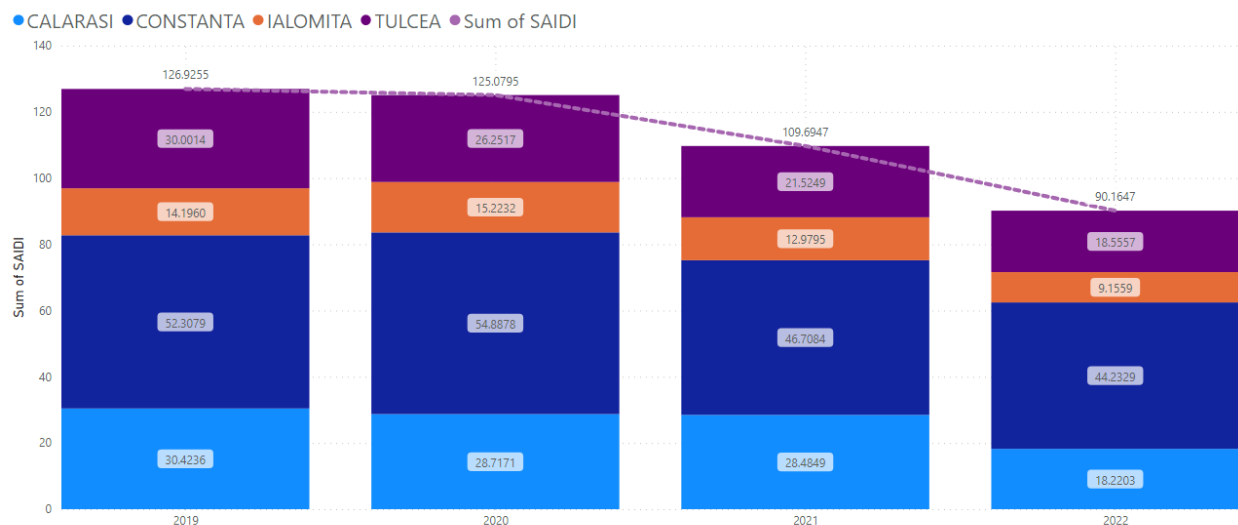


Fig 2.1 Indicatori SAIDI pe zone geografice

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele 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 24% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 85 min/client la 65 min/client, cat și în instalațiile de joasa tensiune unde s-a obținut o reducere de 48% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 38 min/client la 20 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.

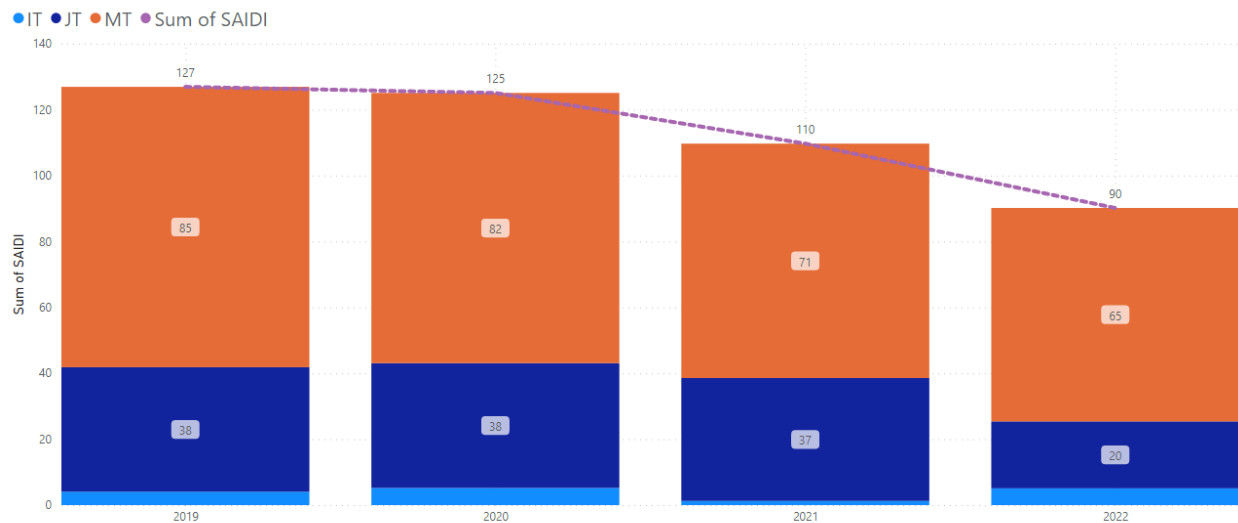


Fig. 2.2 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune EDD

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele de tensiune în Județul Constanța , se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului în instalațiile de medie tensiune obținându-se o reducere de 18% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 40 min/client la 33 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune s-a obținut o reducere de 18% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 11 min/client la 9 min/client.

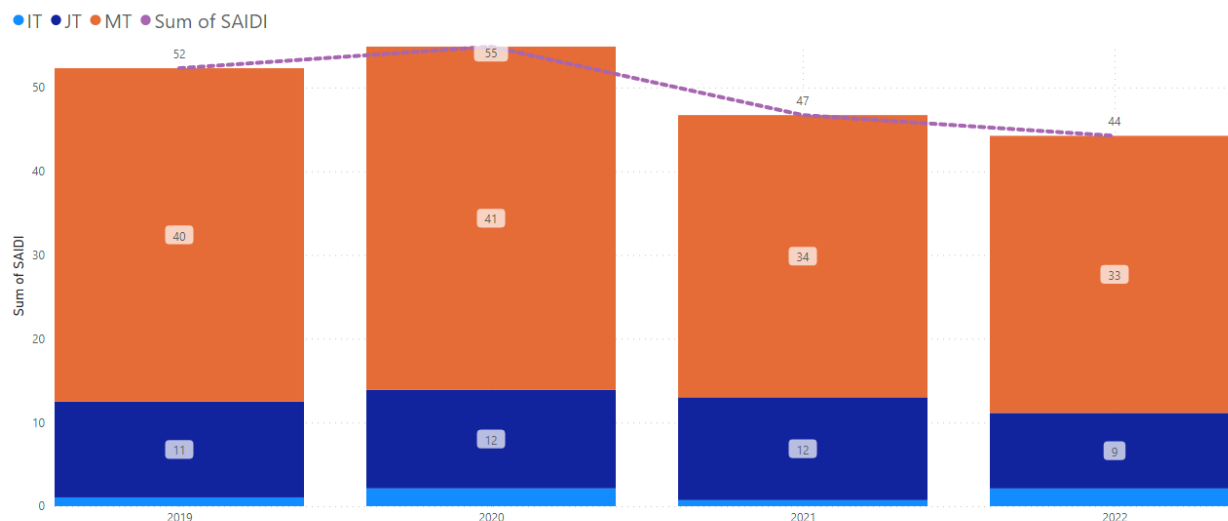


Fig. 2.3 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Constanța

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele de tensiune în județul Tulcea, se poate remarca faptul că față de anul 2019 s-a îmbunătățit calitatea serviciului cu 37% de la 30 min/client la 19 min/client; în instalațiile de medie tensiune s-a obținut o reducere de 40%, de la 20 min/client la 12 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune s-a obținut o reducere de 44% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 9 min/client la 5 min/client.

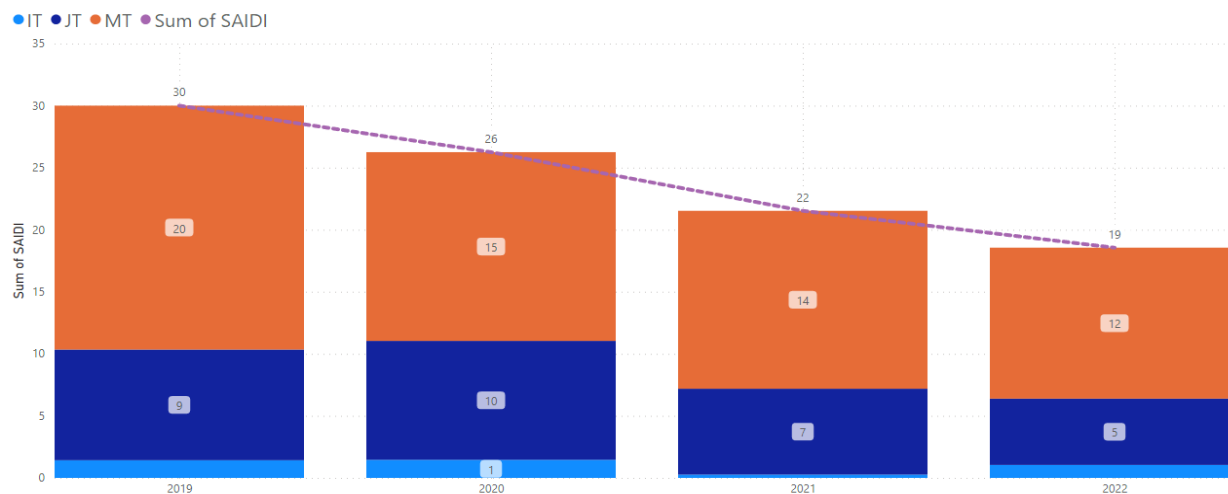


Fig. 2.4 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Tulcea

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele de tensiune în județul Călărași se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului atât în instalațiile de medie tensiune, unde s-a obținut o reducere de 38% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 18 min/client la 13 min/client, dar mai ales în instalațiile de joasă tensiune unde s-a obținut o reducere de 64% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 11 min/client la 4 min/client.



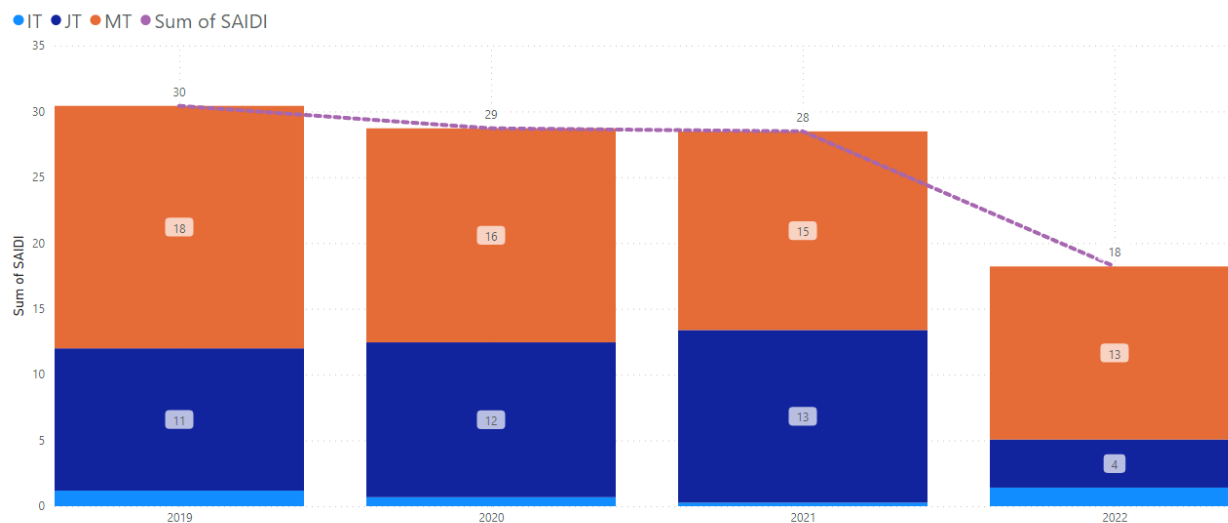


Fig. 2.5 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Călărași

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe nivele de tensiune în Județul Ialomița, se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului în instalațiile de medie tensiune obținându-se o reducere de 14% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 7 min/client la 6 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune s-a obținut o reducere de 71% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 7 min/client la 2 min/client.

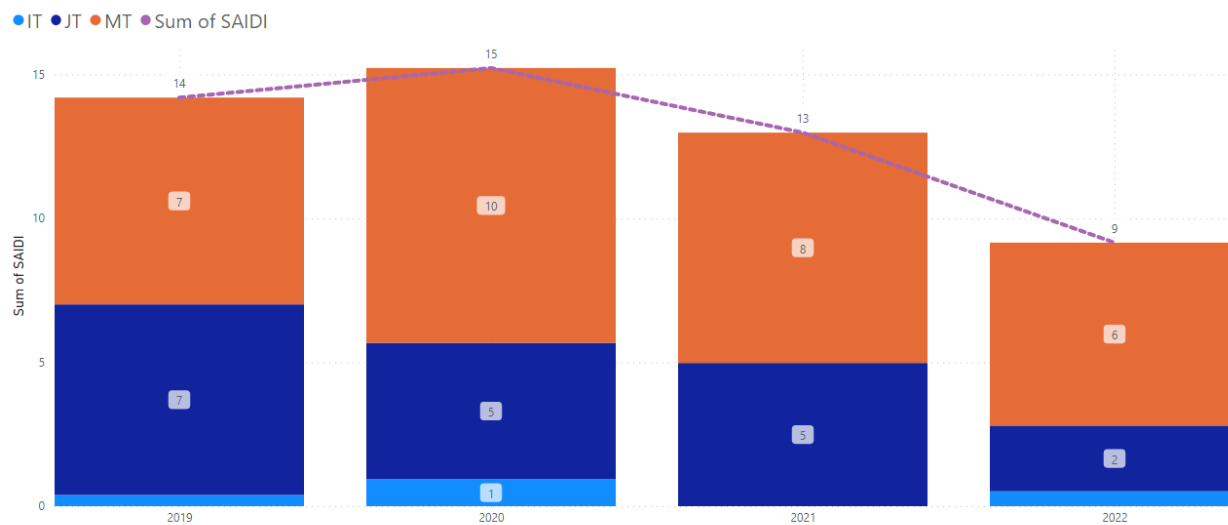


Fig. 2.6 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune județul Ialomița

O mare parte din instalațiile de distribuție au durata de viață depășită, necesitând în continuare ample investiții în lucrări de modernizare sau înlocuire. Înlocuirea acestor rețele reprezintă o provocare atât din punct de vedere al efortului investițional dar și din punct de vedere al dificultății obținerii avizelor și autorizațiilor necesare pentru realizarea de excavații în zone urbane, cu densitate mare de utilități pe traseu.

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

Planul de investiții 2024-2028 va viza 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 Județul Constanța

În județul Constanța, E-Distribuție Dobrogea SA asigură alimentarea cu energie electrică a cca 335.971 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 22 utilizatori la IT, 774 la MT și 335.175 la JT.

- Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca. 15.756 km de rețea, 61 stații de transformare cu o putere de cca 2.171 MVA și 2.952 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de peste 1.266 de MVA.
- Energia distribuită este de 2.214.841 MWh din care MWh 761.555 la IT, MWh 490.119 la MT și 963.167 MWh la JT.
- Liniile de înaltă tensiune în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1960.
- Stațiile de transformare sunt în majoritate de tip exterior, cu puteri instalate individuale între 16 și 40 MVA.
- Rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV (58% din totalul rețelei), 10 kV (36% din totalul rețelei) și 6 kV (6% din totalul rețelei).
- Majoritatea posturilor de transformare de MT/JT au puteri instalate mai mari sau egale cu 400 kVA.

**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;
- 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 balanța pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la 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;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- 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 Dobrogea, va avea alocate resurse bugetare importante deoarece re tehnologizarea 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 Tulcea

În județul Tulcea, E-Distribuție Dobrogea SA, asigură alimentarea cu energie electrică a 102.797 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 13 la IT, 405 la MT și 102.379 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca. 8.035 km de rețea, 22 stații de transformare cu o putere de cca 731 MVA și 1.051 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de peste 355 de MVA.

Energia distribuită este de 399.086 MWh din care 3.642 MWh la IT, 156.078 MWh la MT și 239.366 MWh la JT.

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

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

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

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

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;
- 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 lor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;

- realizarea parțială a trecerii la 20 kV a rețelei existente de MT 6 kV și înlocuirea parțială a rețelei de JT;
- rețehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- 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 Dobrogea, 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 Călărași

În județul Călărași, E-Distribuție Dobrogea, asigură alimentarea cu energie electrică a 128.125 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 6 la IT, 237 la MT și 127.882 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 7.675 km de rețea, 25 stații de transformare cu o putere instalată de 805 MVA și 1.320 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 429 MVA.

Energia distribuită este de 626.985 MWh din care 157.305 MWh la IT, 153.315 MWh la MT și 316.366 MWh la JT.

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

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

Rețeaua de MT funcționează la tensiune de 20 kV.

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

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

- modernizarea și rețehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligenta de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamente lor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligenta de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limită de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;

- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamente lor) 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;
- 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 Dobrogea, va avea alocate resurse bugetare importante deoarece re tehnologizarea și modernizarea acestor instalații, condiționat de obținerea autorizațiilor de construcție eliberate de administrațiile locale, reprezintă un efort investițional pe termen lung.

#### 2.2.4 Județul Ialomița

**În județul Ialomița**, E-Distribuție Dobrogea, asigură alimentarea cu energie electrică a 120.342 de utilizatori împărțiți astfel pe nivelele de tensiune: 2 la IT, 410 la MT și 119.930 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 6.992 km de rețea, 12 stații de transformare cu o putere instalată de 420 MVA și 1.147 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 318 MVA.

Energia distribuită este de 490.336 MWh din care 20.919 MWh la IT, 201.887 MWh la MT și 267.530 MWh la JT.

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

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

Rețeaua de MT funcționează la tensiune de 20 kV.

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

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform 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;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligenta 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 bransamente lor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligenta de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limită de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamente lor) 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;
- 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 Dobrogea, 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.

### 2.3 Analiza CPT în RED

SC E-Distribuție Dobrogea SA asigură distribuția energiei electrice către un număr de 685.366 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a 4 județe: județul Constanța, județul Tulcea, județul Călărași și județul Ialomița.

Evoluția numărului de consumatori în perioada 2018-2022 alimentați din rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Dobrogea SA este prezentată în tabelul 2.5 Se evidențiază o creștere medie a numărului de utilizatori 2018-2022 de circa 1,5%/an.

**Tabelul 2.5 Evoluția numărului de consumatori în perioada 2018-2022**

	Nivelul de tensiune	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022
Numar clienți	Înaltă Tensiune (110kV)	[clienți]	46	43	43	43	43
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	[clienți]	1,521	1698	1722	1780	1,826
	Joasă tensiune (0,4kV)	[clienți]	646,994	655087	665000	675908	685,366
Evoluție	<b>TOTAL</b>	[clienți]	<b>648,561</b>	<b>656,828</b>	<b>666,765</b>	<b>677,731</b>	<b>687,235</b>
	Înaltă Tensiune (110kV)	%	-	-7%	0%	0%	0%
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	%	-	12%	1%	3%	3%
	Joasă tensiune (0,4kV)	%	-	1%	2%	2%	1%
	<b>TOTAL</b>	%	-	<b>1.25%</b>	<b>1.51%</b>	<b>1.64%</b>	<b>1.40%</b>

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 51%;
- energia electrică primită din RET % din total energie intrată în contur a fost de cca 45-49% în ultimii ani;
- energia electrică primită de la alți OD s-a menținut ca pondere, sub 4%.
- ponderea energiei primite de la prosumatori este de 0,11%

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

An		2018	2019	2020	2021	2022
Livrată centrale	[GWh]	2,667	2,845	2,940	2,801	2,975
	[% intrat contur]	49%	52%	52%	50%	51%
	evoluție [%]	-	6.65%	3.34%	-4.72%	6.22%
Primit RET	[GWh]	2,693	2,506	2,490	2,733	2,819
	[% intrat contur]	49%	45%	44%	49%	48%
	evoluție [%]	-	-6.95%	-0.62%	9.77%	3.12%
Primit alți OD	[GWh]	113	165	200	91	89
	[% intrat contur]	2%	3%	4%	2%	2%
	evoluție [%]	-	45.93%	21.26%	-54.54%	-1.79%
Prosumatori	[GWh]	-	-	-	1	6.70
	[% intrat contur]	-	-	-	0.03%	0.11%
	evoluție [%]	-	-	-	-	368.34%
Total intrat în contur	[GWh]	5,473	5,515	5,630	5,625	5,883
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%	100%
	evoluție [%]	-	0.77%	2.07%	-0.08%	4.58%

În tabelul 2.7 se prezintă evoluția energiei electrice consumate în perioada 2018-2022. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- pentru anul 2022 există o creștere a energiei distribuite la înaltă tensiune de 10,84% ;
- pentru medie și joasă tensiune energia distribuită scade cu 0,22% respectiv 6% față de valorile aferente anului 2021;
- în perioada 2018-2022 energia distribuită nu a avut fluctuații semnificative, astfel între valoarea înregistrată la finalul anului 2018 și cea de la finalul anului 2022 s-a înregistrat o creștere de doar 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)	920,630	927,917	916,557	851,147	943,421
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	975,564	981,180	1,020,009	1,003,573	1,001,398
		Joasă tensiune (0,4kV)	1,801,779	1,803,865	1,820,670	1,900,543	1,786,429
		TOTAL	3,697,973	3,712,962	3,757,236	3,755,263	3,731,248
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	25%	25%	24%	23%	25%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	26%	26%	27%	27%	27%
		Joasă tensiune (0,4kV)	49%	49%	48%	51%	48%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	0.79%	-1.22%	-7.14%	10.84%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	0.58%	3.96%	-1.61%	-0.22%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	0.12%	0.93%	4.39%	-6.00%
		TOTAL		0.41%	1.19%	-0.05%	-0.64%

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

**Tabelul 2.8 Evoluția CPT în perioada 2018-2023**

Zona de Rețea Dobrogea	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022	Prognozat 2023
CPT înregistrat	[GWh]	511	493	483	482	445	444
CPT înregistrat	[%]	9.35%	8.94%	8.59%	8.58%	7.56%	7.52%
CPT recunoscut	[%]	9.09%	8.80%	8.63%	8.54%	8.40%	8.26%
Energia consumată MWh	[GWh]	3,698	3,713	3,757	3,755	3,731	3,745
Energia consumată la înaltă tensiune	[%]	25%	25%	24%	23%	25%	25%
Energia consumată la medie tensiune	[%]	26%	26%	27%	27%	27%	26%
Energia consumată la joasă tensiune	[%]	49%	49%	48%	51%	48%	48%
CPT la înaltă tensiune	[%]	18.52%	17.77%	17.99%	18.00%	20.26%	20.04%
CPT la medie tensiune	[%]	28.91%	29.91%	29.55%	29.98%	30.15%	28.26%
CPT la joasă tensiune	[%]	52.57%	52.32%	52.46%	52.02%	49.59%	51.70%

Din tabelul de mai sus se evidențiază o reducere continuă a valorii CPT de la un an la altul, cu o valoare medie pe perioada 2018-2022 de 3%.

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

### 2.3.1 Județul Constanța

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Dobrogea SA din județul Constanța, pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.9.

**Tabelul 2.9 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2022**

Județ	IT	URBAN	din care RURAL
CONSTANȚA	22	8	14
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	774	464	310
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	335,175	234,708	100,467
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	335971	235180	100791

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Constanța în anul 2022 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.10.

**Tabelul 2.10 Structura consumului de energie 2022**

Unitate organizatorică	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]
		IT	MT	JT	total
<b>EDD</b>	4,176,244	943,421	1,001,398	1,786,429	3,731,248
<b>ZR CONSTANȚA</b>	2,403,964	761,555	490,119	963,167	2,214,841
<b>CPT ZR CONSTANȚA [MWh]</b>		36,541	68,559	84,023	189,123

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 1.605.868 MWh. Având în vedere puterea maximă consumată de 358,85 MW pe județul Constanța rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de 4475 h.

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

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

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

- datorită procentului de consum de energie de cca 43% 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;

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

### 2.3.2 Județul Tulcea

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Dobrogea SA din zona județului Tulcea pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.11.

**Tabelul 2.11 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2022**

Județ	IT	URBAN	din care RURAL
TULCEA	13	3	10
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	405	150	255
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	102,379	49,123	53,256
	Total	din care URBAN	din care RURAL
102797	49276	53521	

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Tulcea în anul 2022 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.12.

**Tabelul 2.12 Structura consumului de energie 2022**

Unitate organizatorică	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDD	4,176,244	943,421	1,001,398	1,786,429	3,731,248
ZR TULCEA	464,385	3,642	156,078	239,366	399,086
CPT ZR TULCEA [MWh]		24,843	17,069	23,387	65,299

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca. 222.598 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de 72 MW pe județul Tulcea rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca 3000 h.

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

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

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

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

- datorită procentului de consum de energie de cca 40% 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.

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

### 2.3.3 Județul Călărași

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Dobrogea SA din zona județului Călărași pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.13.

**Tabelul 2.13 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2022**

Judet	IT	URBAN	din care	RURAL	care
CĂLĂRAȘI	6	3		3	
	MT	din URBAN	care	din RURAL	care
	237	97		140	
	JT	din URBAN	care	din RURAL	care
	127,882	46,286		81,596	
	Total	din URBAN	care	din RURAL	care
128125	46386		81739		

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Călărași în anul 2022 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.14.

**Tabelul 2.14 Structura consumului de energie 2022**

Unitate organizatorică	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]
		IT	MT	JT	total
<b>EDD</b>	4,176,244	943,421	1,001,398	1,786,429	3,731,248
<b>ZR CĂLĂRAȘI</b>	739,063	157,305	153,315	316,366	626,985
<b>CPT ZR CĂLĂRAȘI [MWh]</b>		12,719	31,804	67,555	112,078

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 569.040 MWh. Având în vedere puterea maxima consumata de 192,51 MW pe județul Călărași rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de 2948 h.

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

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

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

- datorită procentului de consum de energie de cca 50% 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.

### 2.3.4 Județul Ialomița

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Dobrogea SA din zona județului Ialomița pe nivele de tensiuni, mediu și piață este prezentată în tabelul 2.15.

**Tabelul 2.15 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2022**

Judet	IT	URBAN	din care RURAL
<b>IALOMIȚA</b>	2	2	0
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	410	177	233
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	119,930	40,061	79,869
	Total	din care URBAN	din care RURAL
120342	40240	80102	

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă județului Ialomița în anul 2022 pe nivele de tensiuni este prezentată în tabelul 2.16.

**Tabelul 2.16 Structura consumului de energie 2022**

Unitate organizatorică	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]	Energia distribuită [MWh]
		IT	MT	JT	total
<b>EDD</b>	4,176,244	943,421	1,001,398	1,786,429	3,731,248
<b>ZR IALOMIȚA</b>	568,832	20,919	201,887	267,530	490,336
<b>CPT ZR IALOMIȚA [MWh]</b>		16,065	16,724	45,707	78,496

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 531.848 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de 78,48 MW pe județul Ialomița rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca. 6500 h.

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

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

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

- datorita procentului de consum de energie de cca 54% 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 numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionati.

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

### 2.3.5 Soluții adoptate pentru reducerea CPT

#### 2.3.5.1 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 EDD:

- 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 sarcina 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 nivelele 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 al rețelei;
- implementarea unor soluții de tip ADMS pentru utilizarea eficientă a rețelei de distribuție în vederea stabilirii schemelor optime de funcționare ale rețelelor de distribuție;
- implementarea unor soluții informatice pentru reducerea probabilității erorilor apărute în procesul de facturare;

### 2.3.5.2 Soluții organizatorice sau legale

E-Distribuție Dobrogea SA prin personal propriu – realizează, în general, verificări în urma 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 urma 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 desfășurate în cadrul Recuperare energie, care analizează situația consumului de energie electrică al 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 2.17 sunt prezentate domeniile de utilizare a energiei.

În tabelul 2.18 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 2.17 Domeniile de utilizare a energiei**

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

**Tabelul 2.18 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	19,56%	3
2	CPT MT	29,10%	2
3	CPT JT	47,87%	1
4	Regie proprie – servicii interne	0,99%	5
5	Regie proprie – sedii administrative	0,65%	6
6	Transport, logistică, activități conexe	1,61%	4
7	Încălzire	0,22%	7

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

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 de subvenții prin programe locale de finanțare sau programe europene pentru a putea crește eficiența și implicit rentabilitatea proiectelor.

În tabelul 2.19 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 al acestora.

**Tabelul 2.19 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 2.20 se prezintă valoarea CPT pentru anii 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 2021 și 2022

**Tabelul 2.20 Valorile CPT pentru perioada 2016-2022**

An	CPT [GWh]	CPT [%]
2016	567,090	10,43%
2017	593,262	10,43%
2018	511,492	9,35%
2019	493,069	8,94%
2020	483,404	8,59%
2021	482,366	8,58%
2022	444,996	7,56%

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 2.21 CPT pentru anul 2022 defalcat pe cele trei domenii**

Nivel de tensiune	CPT[%]	CPT [GWh]	Pondere [%]
ÎT	1,62%	90.167	20,262%
MT	4,03%	134.156	30,148%
JT	10,98%	220.673	49,590%
<b>Total</b>	<b>7,56%</b>	<b>444.996</b>	<b>100%</b>

Acțiuni necesare pentru reducerea CPT a 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;
  - reducerea încărcării elementelor de rețea prin preluarea consumului de alte elemente noi, sau existente mai puțin încărcate;
  - optimizarea schemelor de funcționare la toate nivelele 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 fridelor și cutiilor de distribuție;
  - schimbarea amplasamentelor contoarelor la parterul blocurilor, în afara apartamentelor, sau la delimitarea proprietăților;
  - achiziții de dotări și echipamente operative cu principal scop creșterea preciziei măsurărilor 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 semnificația 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 Dobrogea SA 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 consumului 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 2.22 Stații de transformare propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2024-2033**

Regiune	Zona	Cod stație	Stația	Energie utilizată medie	Puterea instalată estimată	Energie produsă estimată	Valoare totală investiție
				MWh	kW	MWh	mii lei
EDD	Călărași	DC00-1-220061	Budești	30	30	36	473
EDD	Călărași	DC00-1-220066	Dragalina	40	30	36	478
EDD	Călărași	DC00-1-220077	Oltenița Sud	59	30	36	484
EDD	Călărași	DC00-1-220084	Vlad Tepes	40	30	36	489
EDD	Ialomița	DC00-1-230094	Fetești	60	30	36	495
EDD	Tulcea	DC00-1-240114	6 Martie	-	30	36	501
EDD	Tulcea	DC00-1-240116	Sarinasuf	34	30	36	506
EDD	Călărași	DC00-1-220061	Budești	30	30	36	473

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

b. **Sisteme Fotovoltaice pentru clădiri administrative**

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

**Tabelul 2.23 Clădiri administrative propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2024-2033**

Societate	Judet	Localitate administrativa (UAT)	Adresa postala	Puterea instalată estimată	Energie produsă estimată	Valoare totală investiție
				kW	MWh	mii lei
EDD	Constanța	Constanța	str. Iorga Nicolae, nr. 89A, Sediul 1	30	36	464
EDD	Călărași	Lehliu-Gară	str. Industriei, nr. 6	30	36	464
EDD	Ialomița	Urziceni	str. Calea București, nr. 26	30	36	464
EDD	Ialomița	Urziceni	str. 1 Mai, nr. 2	30	36	464
EDD	Ialomița	Fetești	str. Calarasi, nr. 499	30	36	464
EDD	Ialomița	Slobozia	bd. Chimiei, nr. 10	30	36	464
EDD	Tulcea	Măcin	str. Florilor, nr. 28C	30	36	464

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***

Înca din anul 2021 E-Distribuție Dobrogea SA 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 vederea reducerii consumului de combustibil și a emisiilor de CO2.

## 2.5 Analiza regimurilor de functionare RED

Pornind de la starea tehnică a instalațiilor, comportarea în exploatare descrisă în detaliu 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 Dobrogea SA 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 functionare 2019-2022 nu a provocat incidente semnificative, care să conducă la întreruperi de lungă durată ale utilizatorilor, un procent de sub 5% din totalul indicatorilor de calitate ai serviciului cu cauza în rețea fiind datorat incidentelor în rețeaua și instalațiile de 110 kV.

Acest aspect este datorat faptului că rețeaua de 110 kV este dimensionată în conformitate cu prevederile codurilor tehnice în prezent putând fi asigurată continuitatea în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor în regimul cu N-1 elemente în funcțiune și datorită lucrărilor de investiții realizate în perioada 2010-2022, 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 altă 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 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 căror 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 greoaie. De asemenea aceste rețele generează și un risc privind impactul asupra mediului.

Având în vedere cele menționate anterior se impune modernizarea 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.

### 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 67% din total.
- 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 ai serviciului din perioada 2019-2022. Această îmbunătățire continuă a fost asigurată în perioada 2019-2022 prin acțiuni de mentenanță (în special defrisări și remedieri de criticitate 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 25-30% din total în indicatorii de calitate ai serviciului cu cauza OD, în ciuda unui volum ridicat de instalații (impactul fiind mai mic comparativ cu media 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 ai serviciului din perioada 2019-2022. Această îmbunătățire continuă a fost asigurată în perioada 2019-2022 prin acțiuni de mentenanță (în special defrisări și remedieri de criticitate pe rețelele de joasă tensiune cu risc ridicat de transformare în deranjamente colective) și de investiții (investiții țintite în rețelele de joasă tensiune cu aport în indicatorii de calitate cu costuri semnificative de mentenanță corectivă).

E-Distribuție Dobrogea SA 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 Dobrogea SA 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 au fost evaluate starea tehnică, 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, costuri de mentenanță 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 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 și 2G indisponibile în viitor).

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

Procedura internă prevede diagnoza comportării în exploatare din ultimii ani ai ciclului de reglementare precedent din punct de vedere al indicatorilor de calitate ai serviciului, al numărului de incidente, analiza nivelului de digitalizare al rețelelor de medie tensiune (automatizare, nivel de noduri telecontrolate), descompunerea indicatorilor principali în indicatori secundari și analiza detaliată ulterioară privind cauzele incidentelor (vegetație, cauza componente 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 al securității personalului de exploatare.

Pentru rețeaua de joasă tensiune diagnoza presupune identificarea rețelelor de joasă tensiune cu impact în indicatorii de calitate ai 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 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 scorului rezultat din analiza multicriterială și primele 500 de rețele de joasă tensiune ale posturilor de transformare pentru care au fost propuse intervenții de îmbunătățire ale indicatorilor sau de reducere CPT.

Analize suplimentare au fost realizate pentru identificarea liniilor cu nivel ridicat de încărcare fără depășirea capacității admisibile a acesteia 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 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 branșamentelor) 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 ale rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care din anii următori 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;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- refacerea branșamentelor 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 balanța pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat și stabilirea unor acțiuni țintite de investiții și de verificări în teren;

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

### 2.6.1 Analiza privind evoluția producției și a consumului

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

- evoluția socială;
- restructurarea economiei;
- modernizarea tehnologică 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 gătit;
- caracteristici ale zonei geografice;
- caracterul consumului urban - rural;
- înregistrările ultimilor ani referitoare la consumul de energie și putere electrică din zona E-Distribuție Dobrogea 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 3,7 TWh. În tabelul 2.24 și în figura 2.7 este prezentată evoluția energiei distribuite 2018-2022.

**Tabelul 2.24 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2022**

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2018	2019	2020	2021	2022
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	920,630	927,917	916,557	851,147	943,421
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	975,564	981,180	1,020,009	1,003,573	1,001,398
		Joasă tensiune (0,4kV)	1,801,779	1,803,865	1,820,670	1,900,543	1,786,429
		TOTAL	3,697,973	3,712,962	3,757,236	3,755,263	3,731,248
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	25%	25%	24%	23%	25%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	26%	26%	27%	27%	27%
		Joasă tensiune (0,4kV)	49%	49%	48%	51%	48%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	0.79%	-1.22%	-7.14%	10.84%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	0.58%	3.96%	-1.61%	-0.22%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	0.12%	0.93%	4.39%	-6.00%
		TOTAL	-	0.41%	1.19%	-0.05%	-0.64%

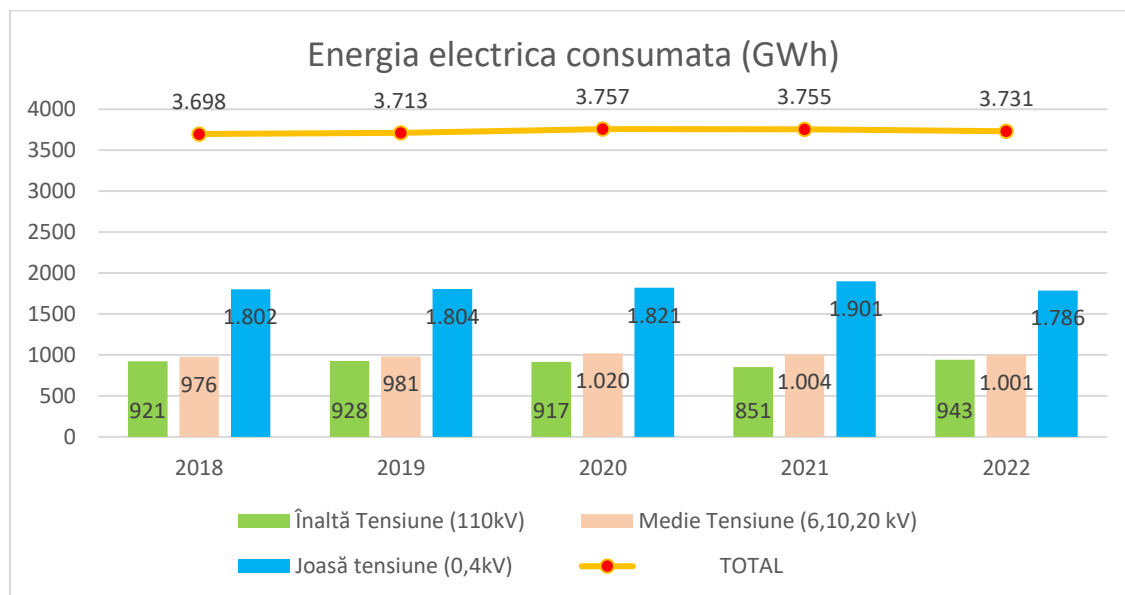


Figura 2.7 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2022 pe nivele de tensiuni

Evoluția energiei intrate în contur total și detaliată pe energia produsă, energie primită din RET, primită de la alți OD și injectată de prosumatori de centralele racordate direct la rețeaua OD este prezentată în tabelul 2.25.

Tabelul 2.25 Energia electrică intrată în perioada 2018-2022

An			IT	MT	JT	TOTAL	IT	MT	JT	TOTAL
Livrată centrale	[GWh]	2018	2,221	446	0,12	2,667				
		2019	2,378	467	0	2,845	7%	5%	-72%	7%
		2020	2,476	463	0	2,940	4%	-1%	392%	3%
		2021	2,346	453	1	2,801	-5%	-2%	787%	-5%
		2022	2,489	480	6	2,975	6%	6%	322%	6%
Primit RET	[GWh]	2018	2,693	-	-	2,693				
		2019	2,506	-	-	2,506	-7%	0%	0%	-7%
		2020	2,490	-	-	2,490	-1%	0%	0%	-1%
		2021	2,733	-	-	2,733	10%	0%	0%	10%
Primit alți OD	[GWh]	2018	112	0	-	113				
		2019	163	2	-	165	45%	261%	0%	46%
		2020	199	0	-	200	22%	-87%	0%	21%
		2021	91	0	-	91	-55%	13%	0%	-55%
Prosumatori	[GWh]	2018	87	2	-	89	-3%	539%	0%	-2%
		2019	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%
		2020	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%
		2021	-	0	1	1	0%	0%	0%	0%
Total intrat contur	[GWh]	2018	-	1	6	7	0%	5828%	331%	368%
		2019	5,338	3,514	2,078,94	5,473				
		2020	5,360	3,512	2,069	5,515	0%	0%	0%	1%
		2021	5,353	3,437	2,082	5,630	0%	-2%	1%	2%
2022	5,344	3,486	2,160	5,625	0%	1%	4%	0%		
2022	5,576	3,326	2,009	5,883	4%	-5%	-7%	5%		

Din datele prezentate mai sus se evidentiază următoarele:

- energia distribuită prezintă valori oscilatorii în jurul valorii de 3,7 TWh, în anii 2020 și 2021 fiind ani particulari de pandemie care au afectat evoluția;
- energia distribuită la toate nivelurile de tensiune s-a menținut la o valoare aproximativ constantă
- energia intrată în contur urmează evoluția energiei distribuite, cu un trend ușor crescător de la centralele racordate direct la rețeaua OD, o evoluție ascendentă a energiei intrate de la OTS și o evoluție descrescătoare pentru energia intrată de la alți OD;

### **Analiza privind evoluția necesarului de stații de încărcare și prosumatori**

În perioada 2018-2022 referitor la stațiile de încărcare și prosumatori se evidentiază următoarele:

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

În ceea ce privește evoluția stațiilor de încărcare vehicule electrice este estimată, în baza informațiilor prezentate în PNIESC, apariția în perioada 2023-2030, a unui volum de cca 44.000 de stații de încărcare publice/private cu o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de cca 21 MW și la GNV de 28 MW, de asemenea pentru stațiile de încărcare vehicule destinate transportului public a fost estimată apariția a 21 de locuri de consum dedicate fiind estimată o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de 10 MW respectiv 19 MW la GNV.

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

### **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).

### **Proгноza privind evoluția producției**

Există cereri de racordare în cele 3 zone de rețea ce funcționează debuclat între ele Tulcea, Constanța, Ialomița, cele mai multe fiind concentrate în special în zonele Medgidia-Constanța și Calarași-Sobozia, ce contribuie semnificativ la amplificarea efectului de funcționare a rețelelor de distribuție ca noduri de tip generator (producție mult mai mare față de consum). Puterea solicitată pentru a fi evacuată în RED 110 kV, fiind limitată atât de numărul liniilor de interconexiune cu stațiile OTS cât și puterea instalată în transformatoarele din stațiile Transelectrica. 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 Medgidia-Constanța și foarte posibil în zona Calarasi-Slobozia dacă puterea solicitată prin cererile de racordare va continua să crească.

În ceea ce privește solicitările de racordare pentru racordarea producătorilor la rețea sunt înregistrate în diverse stadii un număr de peste 100 de cereri cu o putere solicitată de cca. 1.600 MW.

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.

## 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 iarnă 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 bază 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 dimineața vară este considerat acoperitor pentru celelalte regimuri;
- în stațiile Transelectrica ploturile 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 Dobrogea;
- 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 interfata cu RET**

Analizele au fost realizate pentru următoarele etape și scenarii:

- Etapa 2024:
  - Prognoză consum fără producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT;
  - Prognoză consum și producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT (producători PIF);
  - S-au implementat noile linii și stații 110kV;
- Etapa 2028:
  - Prognoză consum fără producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT;
  - Prognoză 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:
  - Prognoză consum fără producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT;
  - Prognoză 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;

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/producerii conform scenariilor definite anterior s-au obținut următoarele:

### **Etapa 2024**

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

- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Mamaia;
- LES 110 kV Navodari – Mamaia;
- Stația de conexiune 110 kV – Port 5;
- LES 110 kV SN Constanța – Port 5;
- LES 110 kV Port II – Port 5.

Lucrări contractate a fi finanțate din fonduri europene:

- LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanța Nord – tronsonul cu conductor de 185mm<sup>2</sup> a fost înlocuit cu conductor de 300mm<sup>2</sup>;
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Nazarcea – tronsonul cu conductor de 185mm<sup>2</sup> a fost înlocuit cu conductor de 300mm<sup>2</sup>;
- LEA 110 kV Medgidia nord – Mircea Voda – reconducătorare 185mm<sup>2</sup> și I<sub>lt</sub>= 850A;
- LEA 110 kv Mircea Voda – Mircea Voda nord – reconducătorare 185mm<sup>2</sup> și I<sub>lt</sub>= 850A;

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 2.26



**Tabelul 2.26 Prognoza consum / SRE PIF**

2024				
Judet	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	179	38	-	-
Constanța	334	693		
Ialomita	73	142	-	-
Tulcea	62	534	-	-

### Etapa 2028

Față de scenariul 2024 a fost considerată următoarea lucrare inclusă în Planul de dezvoltare RET:

- un transformator suplimentar T 3 250 MVA 400/110 kV Medgidia Sud (inclus în 2026 - Plan dezvoltare RET)

Situatia 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, cat și al prognozei de consum la nivelul anului 2028 sunt prezentate în tabelul 2.27.

**Tabelul 2.27 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR**

2024				
Judet	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	191	38	11	99
Constanța	356	693	143	223
Ialomita	78	142	5	63
Tulcea	66	534	52	14

### Etapa 2033

Față de scenariul 2028 au fost considerate următoarele lucrări de creștere a siguranței în alimentarea a utilizatorilor:

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

Situatia energetica din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuata conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în functiune, 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 2.28.

**Tabelul 2.28 Prognoza consum / SRE PIF, CR, ATR**

2024				
Judet	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Calarasi	206	38	11	99
Constanța	385	693	143	223
Ialomita	84	142	5	63
Tulcea	71	534	52	14

Din analizele efectuate pentru orizonturile 2024-2028-2033 în scenariile prezentate mai sus rezulta urmatoarele:

- **Scenariul fara productie**

#### **Orizontul 2024**

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.24) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție Dobrogea.

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

#### **Orizontul 2028**

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.25) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție Dobrogea.

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

#### **Orizontul 2033**

- Pentru criteriile cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum (tabelul 2.26) nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție Dobrogea.

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

- **Scenariul cu productie**

### 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 depasiri ale benzii de tensiune în RED 110 kV E-Distribuție Dobrogea. în regimul cu N-1 elemente în funcțiune nu s-au identificat sușarsarcini în RED 110 kV analizată. La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrică.
- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.29:

**Tabelul 2.29 Congestii - elemente de rețea**

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

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

### Orizontul 2028

În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.24), respectiv linia 110 kV Tulcea Vest – Topolog reconductorată au rezultat urmatoarele:

- Pentru criteriul cu N elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.30:

**Tabelul 2.30 Congestii - elemente de rețea**

Criticitati					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	I <sub>max</sub> [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	I <sub>max</sub> [A]
TL	N	Tulcea Vest – Zebil Nord	428	103	Reconductorare	18,6	850
CT	N	Lumina – Constanța nord	428	114	Reconductorare	17,6	850
CT	N	Sitorman - Navodari	428	126	Uniformizare ax linie conductor 300 mmp (tronsonul cu 185 mmp) Reconductorare	4,7	575

- Pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune s-au identificat elementele de rețea în suprasarcina prezentate în tabelul 2.31

**Tabelul 2.31 Congestii - elemente de rețea**

Criticitati					Lucrări necesare		
Judet	Regim de analiza	Linii 110 kV	Imax [A] / S [MVA]	Încărcare [%]	Lucrări	Lungime [km]	Imax [A]
CT	N-1	Lumina - Sitorman	428	144	Reconductorare	14,2	850
CT	N-1	Medgidia Nord - Medgidia 1	850	131	LES noua 110 kV Medgidia Nord - Medgidia Sud	8,0	850
CT	N-1	Medgidia Sud - Mircea Voda	850	125			
CT	N-1	Ecluza Ovidiu – Navodari	428	110	Uniformizare ax linie conductor 300 mmp (trasonul cu 185 mmp)	4,9	575
CT	N-1	Eforie Nord - Costinesti	428	106	Reconductorare	25,9	850
CT	N-1	Costinesti - Neptun	428	107	Reconductorare	20,0	850
CT	N-1	Tataru - Basarabi	428	107	Reconductorare	33,2	850
CT	N-1	CET Palas - Eforie Nord	428	106	Reconductorare	17,8	850
CT	N-1	Constanța Nord – Ecluza Ovidiu	428	103	Uniformizare ax linie conductor 300 mmp (trasonul cu 185 mmp)	0,6	575
CT	N-1	Sitorman – Mihai Viteazu	428	110	Reconductorare	36,5	850
CT	N-1	Sacele – Mihai Viteazu	428	109	Reconductorare	19,4	850
CT	N-1	Sacele - Sitorman	428	104	Reconductorare	17,7	850

### Orizontul 2033

- În ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice RED/RET cât și a datelor de intrare de consum și producție (tabelul 2.26), respectiv a lucrărilor de întărire a rețelei electrice de 110 kV identificate ca fiind necesare la etapa 2028, nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED/RET pentru ambele regimuri de funcționare analizate cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Pentru scenariile fara productie luând în calcul doar prognoza de consum nu s-au identificat suprasarcini la nici una dintre etapele 2024-2028-2033 analizate

În urma analizelor de regimuri efectuate cu productie s-a identificat la etapa 2024, linia 110 kV Tulcea Vest – Topolog în suprasarcina la regimul cu N elemente în funcțiune, aspect cunoscut și la data prezenta. Aceasta este în suprasarcina cu producatorii existenti PIF deoarece racordarea acestora s-a realizat în ipoteze diferite de realizare a calculului de dimensionare a rețelelor electrice “Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor/grupurilor noi” stabilite de CNTEE Transelectrică cu consultarea OD.

Astfel prin creșterea coeficientului de simultaneitate pentru centrale electrice eoliene de la 70% la 85%, calculele de regimuri indica suprasarcini în rețeaua existentă. Se precizează faptul că procentul de 85% este mult mai realist și a fost modificat de către CNTEE Transelectrica pe baza unor date istorice de productie, existând anumite perioade cu condiții meteo favorabile pentru centralele electrice eoliene în care se depaseste acest coeficient de simultaneitate.

Aceste aspecte în ceea ce privește modificarea coeficientului de simultaneitate al grupurilor generatoare cât și ca urmare a modificărilor legislative de-a lungul timpului, ce a permis racordarea unor producători cu întărirea de rețea în avizele tehnice de racordare datorită faptului că la data cererii de punere sub tensiune pe perioada de probe există capacitate disponibilă în rețea, iar ulterior au fost solicitări de racordare din partea unor producători ce nu aveau condiționată racordarea de realizarea unor lucrări de întărire, au condus la supraîncărcarea RED 110 kV la anumite contingente în regimul cu N-1 elemente în funcțiune din zona Medgidia – Constanța, motiv pentru care E-Distribuție Dobrogea a promovat lucrări de întărire a rețelei finanțate din fonduri europene.

În scenariul de analiză cu producție de la etapa 2028, s-au identificat linii de 110 kV în suprasarcină atât în regimul cu N cât și cu N-1 elemente în funcțiune.

La nivel de interfață cu RET nu s-au înregistrat suprasarcini pe transformatoarele/autotransformatoarele aflate în gestiunea CNTEE Transelectrica, cu mențiunea asupra faptului că în stația Medgidia Sud s-a considerat al treilea transformator 400/110 kV 250 MVA prevăzut în Planul de dezvoltare RET.

În scenariul de punere în funcțiune a tuturor producătorilor luați în calcul cu PIF, CR, ATR valabile la 31.03.2023 și a realizării lucrărilor identificate la nivelul anului 2028, la etapa 2033 nu s-au identificat alte elemente de rețea în suprasarcină.

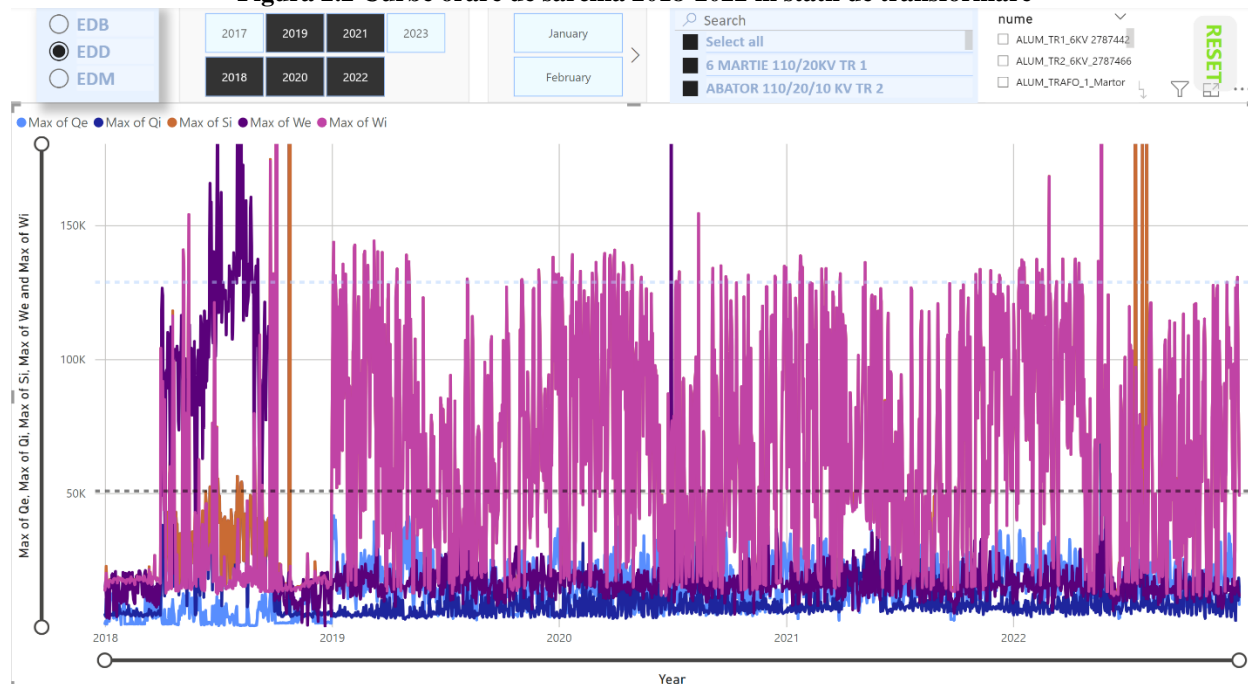
### **2.6.2.2 Statiile de transformare IT/MT**

În baza procedurilor interne SC E-Distribuție Dobrogea SA 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 sarcina înregistrată de contoarele instalate pentru măsurarea energiei tranzitate prin transformator.

Pentru estimarea riscului operativ aferent stațiilor de transformare E-Distribuție Dobrogea SA a dezvoltat cu resurse interne un instrument de monitorizare a evoluției consumului de energie orară din citirile înregistrate pe contoarele din stație, care oferă posibilitatea personalului E-Distribuție Dobrogea SA să identifice magnitudinea problemei de depășire a puterii garantate pe stațiile de transformare, numărul de ore și pentru monitorizarea schimbării comportamentului utilizatorilor racordați la rețea în contextul viitor al apariției prosumatorilor, al stațiilor de încărcare vechiule electrice publice/private, al trecerii la soluții de climatizare electrificată cu pompe de căldură pentru care sarcina ar depăși puterea garantată la nivelul stației.

În figura 2.2 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 2.2 Curbe orare de sarcina 2018-2022 în stații de transformare



Din analizele realizate de către E-Distribuție Dobrogea SA 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. 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 2.32 Stații cu nivel de încărcare peste 50% în regimul cu N elemente

Denumire stație	Tensiune nominală [kV]		Nivel de utilizare		
	Înfășurare primară	Înfășurare secundară	2024	2028	2033
CENTRU I	110	10	77%	82%	88%
CENTRU I	110	20	77%	82%	89%
MOVILIȚA	110	20	64%	68%	74%
NĂVODARI	110	20	58%	62%	68%
TOMIS NORD	110	10	74%	79%	86%
TOMIS NORD	110	20	53%	57%	62%

În urma analizelor efectuate pentru regimul cu N-1 elemente în funcțiune pentru consum sunt identificate stații de transformare la orizontul 2033, cu probleme în instalațiile de transformare echipate cu un singur transformator, dar unde consumul acestora se poate prelua integral pe medie tensiune, după cum sunt prezentate în tabelul de mai jos.

**Tabelul 2.33 Stații identificate cu criticități**

Denumire stație	Tensiune nominala [kV]		Putere garantata [MVA]	Nivel de utilizare		
	Infasurare primara	Infasurare secundara		2024	2028	2033
BANEASA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
BORDUSANI	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
BUCSA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
CHIRNOGENI	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
CIORNULEASA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
COSTINEȘTI	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
DOROBANȚU	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
DRAGOS VODA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
FUNDULEA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
GALBIORI	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
GHEORGHE DOJA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
HAGIEȘTI	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
JEGĂLIA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
MIHAI VITEAZU	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
MOVILITA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
NISIPARI	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
OSTROV	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
RA ZEBIL	110	6	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
RASOVA	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
TATARU	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
TOPOLOG	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
TRAIAN	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
VLAD ȚEPEȘ	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
ZEBIL	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
6 MARTIE	110	20	-	1 TRAFU	1 TRAFU	1 TRAFU
DEPOZITE	110	10	10	99%	106%	115%

Stațiile de transformare Băneasa, Buța, Chirnogeni, Ciornuleasa, Costinești, Dorobanțu, Dragoș Voda, Fundulea, Gălbiori, Gheorghe Doja, Hagiești, Jegălia, Mihai Viteazu, Movilița, Nisipari, Ostrov, RA Zebil, Rasova, Tătaru, Topolog, Traian, Vlad Țepeș, Zebil, și 6 Martie se pot prelua integral pe medie tensiune. Nu necesită lucrări de întărire în scenariile de prognoză analizate.

Pentru stația Bordușani echipată cu un singur transformator IT/MT ce nu permite preluarea integrală a consumului prognozat este prevăzută amplificarea puterii instalate, de la 1x25 MVA la 1x25 MVA + 1x16MVA.

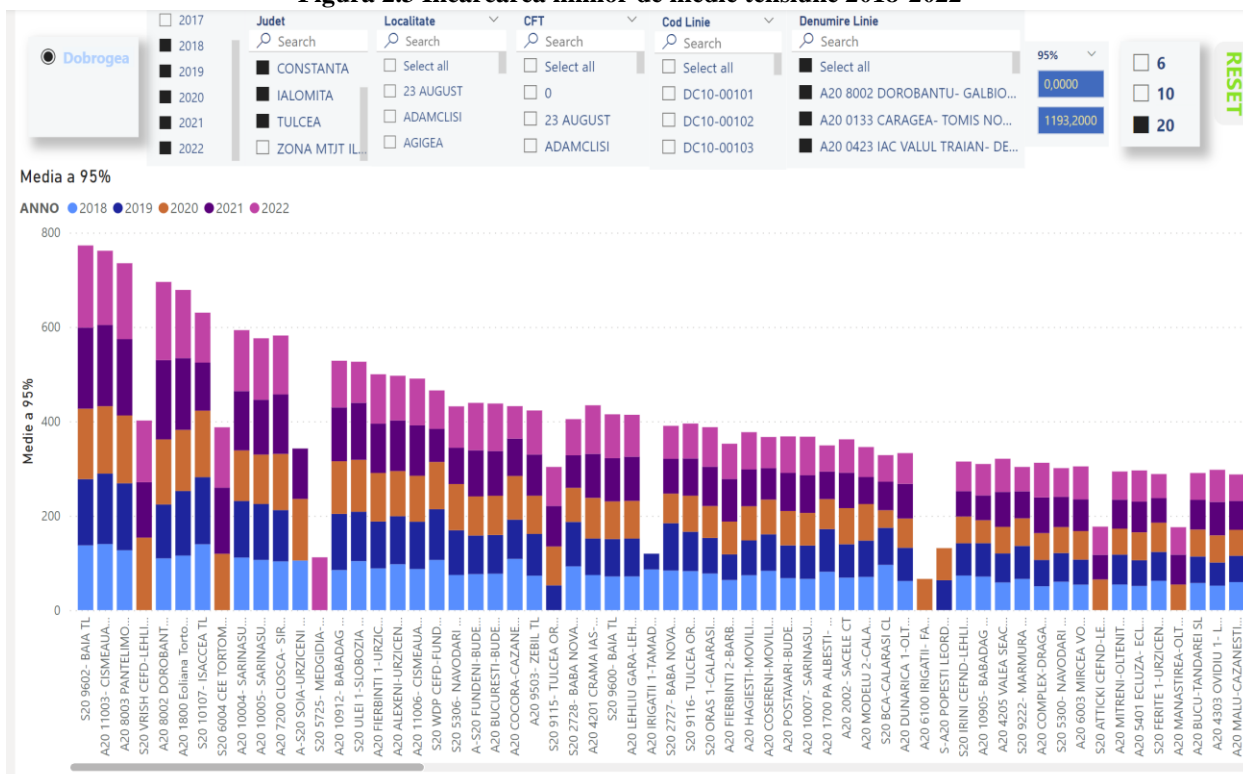


În vederea asigurării continuității în alimentare a utilizatorilor racordați la 10 kV din stația 110/20/10 kV Depozite, la indisponibilitatea T1 110/10 kV este prevăzută amplificarea transformatorului 20/10 kV de la 10 MVA la 16 MVA, rezultată ca fiind necesară pe baza prognozei de consum.

### 2.6.2.3 Liniile de medie tensiune

E-Distribuție Dobrogea SA a dezvoltat cu resurse proprii sisteme de analiza pentru încărcarea liniilor de medie tensiune, sisteme pentru care ilustrăm extras în figura 2.23.

Figura 2.3 Incarcarea 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 sarcinii. Liniile înregistrează un nivel de încărcare sub 65% din capacitatea acestora existând încă rezerva pentru racordare utilizatori cu puteri mici conform Ordinului 102/2015 și regulilor interne ale operatorului de distribuție privind stabilirea soluțiilor de racordare.

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

- Linia S20 9602 – Baia TL linie dedicată unui producător
- Linia A20 8002 Dorobanțu – Gălbiori CT linie încărcată datorită producției de energie electrică din surse regenerabile

- Linia A20 8003 Pantelimonu – Gălbiori CT linie încărcată datorită producției de energie electrică din surse regenerabile
- Linia A20 11003 Cișmeaua Noua TL linie încărcată datorită producției de energie electrică din surse regenerabile
- Linia A20 1800 Eoliana Tortomanu 3 – Nicolae Bălcescu CT linie dedicată unui producător
- Linia S20 Vrish CEFD -Lehliu CL linie dedicată unui producător
- Linia A20 10005 - Sarinasuf TL linie încărcată datorită producției de energie electrică din surse regenerabile
- Linia A20 10004 - Sarinasuf TL linie încărcată datorită producției de energie electrică din surse regenerabile
- Linia CEE Tortomanu 2 – Mircea Vodă CT linie dedicată unui producător
- Linia A20 7200 Cloșca – Șiriu CT linie încărcată datorită producției de energie electrică din surse regenerabile
- Linia S20 5725 – Medgidia 1 CT linie dedicată consumului industrial
- Linia S20 10107 – Isaccea TL linie dedicată unui producător
- Linia A20 Fierbinți
- 1 – Urziceni SL linia se va descărca parțial pe stația Movilița prin crearea unui nou circuit
- Linia A20 4201 Crama IAS – Basarabi CT linia alimentează consumatori preponderent industriali
- Linia A20 București – Budești CL linia se va descărca parțial pe linia Postavari după realizarea unui nou circuit din stația Budești
- Linia A-S20 Fundeni – Budești CL linia se va descărca parțial prin realizarea unui circuit nou din stația Budești

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 joasa tensiune în rețeaua aferentă posturilor, ale consumatorilor care vor conduce la suprasarcini ale liniilor de MT, vor fi incluse în categoria lucrărilor de întărire generice incluse în programele de investiții ca obligație legală.

#### 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 2368 MVA, pe județe fiind după cum urmează:

- Constanța : 1266 MVA
- Tulcea: 355 MVA
- Călărași: 429 MVA
- Ialomița: 318 MVA

După cum a fost prezentat în capitolele anterioare energia distribuită la joasă tensiune în anul 2022 la nivelul întregii companii a fost de 1,79 TWh, pe județe fiind după cum urmează:

- Constanța : 0.96 TWh
- Tulcea: 0.24 TWh
- Călărași: 0,32 TWh

- Ialomița: 0,27 TWh

iar timpii de utilizare ai sarcinii maxime la nivel de rețea sunt:

- Constanța : 4475 h
- Tulcea: 3000 h
- Călărași: 2948 h
- Ialomița: 6500 h

rezultând astfel o putere maxima de:

- Constanța : 558 MW
- Tulcea: 80 MW
- Călărași: 108 MW
- Ialomița: 41 MW

un nivel de încărcare mediu pe transformator de cca:

- Constanța : 49%
- Tulcea: 25%
- Călărași: 28%
- Ialomița: 14%

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 întărire rețea prin amplificarea transformatoarelor sau prin realizarea unor noi posturi de transformare.

De asemenea, rețeaua de joasa tensiune este dimensionată coordonat cu capacitatea posturilor de transformare, încărcarea la nivelul rețelei, neluând în considerare coeficientul de simultanietate de la nivelul transformatoarelor din post, fiind de:

- Constanța : 698 MW
- Tulcea: 100 MW
- Călărași: 135 MW
- Ialomița: 51 MW

## **2.7 Analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitările de Racordare la rețea pe baza planurilor generale/zonale de urbanism transmise de autoritățile locale**

În baza răspunsurilor transmise de autorități la solicitările transmise de OD s-au identificat zonele în care se estimează o creștere a consumului în următorii ani.

Pentru zona Dobrogea au fost primite o serie de adrese de la Consiliul Județean Tulcea, Ialomița și Fetești.

Prin adrese au fost propuse pentru extindere rețele electrice de interes public pentru localități din județul Tulcea: Poșta, Frecăței, Cataloi, Greci, Kogalniceanu, Dunăvățul de Sus, Dunăvățul de Jos, Plopul, Murighiol, localități din județul Ialomița, și Fetești.

De asemenea prin adrese au fost estimate și puncte de încărcare pentru vehiculele electrice pentru o parte din localități.

Din analiza planurilor de dezvoltare ale Unităților Administrativ teritoriale pentru următorii ani, au fost solicitate modernizarea instalațiilor existente, amplasarea de noi capacități (o stație de transformare la 100 kV la nivelul orasului Fierbinți Târg), crearea posibilităților de racordare pentru noile ansambluri rezidențiale și parcuri industriale.

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

Cosiderând 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 Dobrogea 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 prevăzute în legislația în vigoare.

La solicitarea autorităților administrației publice locale sau centrale, în baza planurilor de dezvoltare regională și de urbanism, operatorul de distribuție asigură dezvoltarea și finanțarea rețelei electrice de distribuție pentru electrificarea localităților, ori pentru extinderea rețelelor de distribuție în zona acoperită de contractul de concesiune, respectiv de licență, pe care acesta o deține în condiții de eficiență a investițiilor.

Operatorul de distribuție elaborează studiul de fezabilitate după 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 bază de deviz general;

- valoarea totală estimată a investiției,  $I_{total}$ ;
- evaluarea lucrărilor de investiții din punct de vedere al eficienței economice prin cota  $I_{eficient}$ .

La elaborarea studiului de fezabilitate pentru stabilirea valorii totale  $I_{total}$  se au în vedere:

- lucrările de refacere a rețelei electrice de distribuție existente sau de înlocuire a unor elemente ale rețelei existente, prin care sunt alimentați utilizatori existenți, sunt lucrări de modernizare/retehnologizare/reabilitare;
- lucrările necesare în rețeaua existentă pentru asigurarea condițiilor tehnice în vederea racordării noilor locuri de consum sunt lucrări de întărire pentru racordarea consumatorilor;
- costurile pentru realizarea lucrărilor în rețelele de distribuție existente se finanțează exclusiv de operatorul de distribuție și nu se includ în valoarea  $I_{total}$ .

În perioada 2024-2033, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2022 se va prevedea în programele de investiții, cota parte din valoarea investițiilor pentru coparticiparea la lucrările de extindere rețele de interes public ca urmare a solicitărilor autorităților administrației publice.

Ca urmare a consultării cu autoritățile publice locale referitor la dezvoltările pe baza planurilor generale / zonale de urbanism cota prevăzută de reglementările în vigoare acoperă integral cererile actuale și cererile viitoare transmise de Autoritățile locale.

## 2.7.2 Racordarea producătorilor de energie regenerabilă

Racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public se face cu respectarea cadrului legislativ în domeniu.

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale, Ordinul ANRE nr 59/2013 Regulamentul privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public actualizat cu modificările și completările ulterioare, Ordinul nr. 11/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare pentru aprobarea tarifelor și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de interes public dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

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

Stabilirea soluției de racordare se face pe baza fișei 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 regula, 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, conduce la îmbunătățirea eficienței energetice, se acordă o importanță deosebită tuturor solicitărilor pentru

racordarea la rețeaua electrică de distribuție de noi capacități de producere, 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 calitatii 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 și energia consumată este mai mare, 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 în 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 căruia sunt necesare (în RED/RET/alți 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, aceștia 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 Dobrogea va solicita punctul de vedere al ANRE pentru a stabili modalitatea de alocare a componentei Ti între operatorii de rețea.

### 2.7.3 Dezvoltarea ansamblurilor de locuințe

În răspunsurile transmise de autorități la solicitările transmise de OD 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 domeni și a cadrului de reglementare emis de autoritatea competentă de reglementare.

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electriceș și a gazelor naturaleș și prin Ordin ANRE nr 59/2013 Regulamentul 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.

Dupa elaborarea soluțiilor E-Distribuție Dobrogea SA, 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 catre dezvoltator a cheltuielilor efectuate de E-DD, pentru realizarea rețelei electrice de interes public necesare pentru racordarea utilizatorilor individuali. Contravaloarea realizării rețelei electrice va fi plătită de catre beneficiarî în una sau mai multe tranșe;
- condițiile de realizare de catre E-DD a rețelei;
- condițiile de restituire de catre E - Distribuție Dobrogea SA, în condiții în condiții de eficiență economică, în conformitate cu prevederile legale, a costurilor de realizare a rețelei electrice, achitate de dezvoltator.

După elaborarea PT-CS, obținerea autorizației pentru construirea, execuțiearecepționarea instalației 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 consumî în parte (casă/apartament/parți comune). E-DD 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 dezvoltatoruluiși în condițiile îsi șiin în condițiile ndeplinirii celor precizate la alineatul anterior, printr-un act adițional la contract.

Valoarea care se restituie dezvoltatorului se stabilește î în baza unei analize de eficiență economică. Î în cazulî în care valoarea lucrărilor, rezultată î în urma negocierii directe între dezvoltatorși și constructor, este mai mare decat valoarea cu care Operatorul ar fi putut realiza lucrarea la momentul încheierii contractului de execuție pentru realizarea Rețelei, î în baza contractelor încheiate î 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 va prevedea în programele de investiții, cota parte din valoarea investițiilor pentru realizarea rețelelor electrice de interes public pentru alimentarea ansamblurilor de locuințe.

#### **2.7.4 Lucrări de întărire necesare pentru racordarea consumatorilor/dezvoltatorilor/producătorilor și lucrări pentru racordarea obiectivelor de interes public local și obiective de siguranță strategică 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 Regulamentul privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public actualizat cu Ordinul 63/2014 Modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, 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 prevazute 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, 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 Ti 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 urmand 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 Dobrogea SA 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 acționarii, cu clienții, cu OTS și cu ceilalți OD de la interfața cu rețeaua E-Distribuție Dobrogea SA.

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 achiziția 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;
- **Proprii operatorului de distribuție E-Distribuție Dobrogea**
  - Continuarea acțiunii de integrare în sistemul de comandă control de la distanță a stațiilor și posturilor de transformare;
  - 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;
  - Continuarea acțiunii de instalare concentratoare și contoare de balanță cu posibilități la nivelul posturilor de transformare concomitent cu proiectul de implementare sisteme de măsură inteligente chiar anticipând anumite instalări în posturile de transformare;
  - 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 realizare de fibra optică atât la înaltă tensiune cât și la medie tensiune și cu înlocuirea echipamentelor de comunicație la nivelul stațiilor de transformare, posturilor de transformare, punctelor de alimentare și a punctelor de comandă 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 ADMS care să permită funcționalități suplimentare sistemului actual de comandă 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;
- Digitalizarea proceselor derulate în prestarea serviciului de distribuție care implică 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 Dobrogea SA a demarat activitatea de cartografiere a rețelei iar în prezent situația cartografierii fiind după cum urmează:

- Linii de înaltă tensiune – 26%
- Stații de transformare – 100%
- Linii de medie tensiune – 100%
- Posturi de transformare – 100%
- Rețeaua de joasă tensiune – 82%

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

### ***Stadiul implementării sistemelor de măsură inteligente***

Sistemele de măsurare inteligentă care vor fi integrate în rețelele electrice de distribuție în E-DD trebuie să răspundă cerințelor Ordinului ANRE nr. 177/2018 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice care impun funcționalități obligatorii și optionale concrete aliniate funcționalităților de bază anterior descrise, după cum urmează:

#### **Funcționalitățile obligatorii pentru clientul final sunt următoarele:**

- i. Să transmită clientului final și oricărui tert desemnat de către acesta, citiri din sistem, în vederea gestionării consumului. Transmiterea către clientul final sau către oricare terț desemnat de acesta, în timp util, a unor citiri precise, ușor de înțeles și de utilizat. Prin citiri se înțelege evoluția indexelor aferente consumului, cu periodicitate și pentru o perioadă de timp suficientă, stabilită prin contract.
- ii. Să actualizeze citirile menționate la punctul 1, cu o frecvență suficientă pentru a permite ca informațiile să fie utilizate în vederea realizării de 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. Subsistemele de măsurare/subsistemele 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. Subsistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită comunicația birecțională între subsistemul de măsurare aferent unui loc de consum și subsistemul de gestiune a informațiilor, pentru a asigura cel puțin:
  - eliminarea deplasării pentru activități operaționale curente;
  - actualizarea securizată de la distanță a softului intern al contorului, care este permisă în partea metrologică a acestuia;
  - monitorizarea funcționării sistemului de măsurare inteligentă și culegerea semnalizărilor generate de acesta;
  - sincronizarea referinței de timp (contoarele, prin soft-ul intern de funcționare și infrastructură de comunicații aferentă acestora, trebuie să aibă capacitatea de sincronizare a datelor măsurate cu datele recepționate de sistemul central, suficient de frecvent, încât să se poată obține beneficiile generate de alte funcționalități);
  - actualizarea tipurilor de tarife conform reglementărilor în vigoare și/sau prevederilor contractuale.
- iii. Să permită citiri suficient de frecvente pentru ca informațiile să fie utilizate în managementul operațional al rețelei, precum și la planificarea dezvoltării rețelei. Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să furnizeze date utile pentru planificarea dezvoltării rețelei de distribuție. Datele înregistrate de sistemele de măsurare inteligentă trebuie să fie suficiente pentru a permite optimizarea funcționării rețelelor de distribuție și pentru a crește eficiența rețelei.

#### **Funcționalități obligatorii pentru aspectele comerciale ale furnizării de energie:**

- i. Să sprijine sistemele tarifare avansate - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să cuprindă obligatoriu structuri tarifare avansate. Structura tarifară minimală obligatorie trebuie să îndeplinească următoarele condiții:
  - în cazul clienților finali noncasnici, cu puteri maxime aprobate/contractate de peste 30 kW să permită aplicarea tuturor structurilor tarifare în vigoare la data emiterii ordinului, (tarife binomiale cu înregistrarea puterii orare la 15 minute atât în ore de vârf cât și în restul orelor, cu posibilitatea de definire lunară a zonelor orare, tarife monomiale cu maximum 3 zone orare în timpul unei zile, cu posibilitatea de modificare sezonieră a intervalelor orare);
  - în cazul consumatorilor casnici să permită aplicarea tarifelor monomiale cu 3 zone orare în timpul unei zile, cu posibilitatea de modificare lunară a intervalelor orare.

- ii. Subsistemele de măsurare vor permite și înregistrarea consumului în funcție de perioada și controlul tarifelor de la distanță, cu asigurarea confidențialității informațiilor de natură comercială aferente părților contractante, corespunzător fiecărui loc de consum.
- iii. De asemenea, subsistemele de măsurare pot permite înregistrarea consumului în funcție de perioada și controlul tarifelor de la distanță, fără a fi trecut prin sistemul informatic al distribuitorului. În aceasta situație, va fi folosită înregistrarea curbei de sarcină la utilizarea tarifelor avansate în vederea calculării corecte a facturii de energie electrică în funcție de tariful ales.
- iv. Să permită controlul de la distanță al conectării/deconectării de la rețea sau limitarea puterii - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să asigure protecție privind utilizarea rețelei pentru clienții finali, permițând limitarea sau ajustarea progresivă a puterii absorbite. Funcționalitatea conduce la simplificarea proceselor de conectare și deconectare, în conformitate cu prevederile legale. Aceasta funcționalitate asigură, în mod automat, gestionarea urgențelor de ordin tehnic, care pot afecta rețeaua, precum și limitarea dezechilibrelor în piața de energie electrică.

#### **Funcționalități obligatorii pentru securitatea și protecția datelor**

- i. Să asigure comunicări securizate ale datelor - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită implementarea protocoalelor de securitate și protecție a datelor, inclusiv a datelor personale; protocoalele de securizare a datelor trebuie să poată fi implementate și în cazul mesajelor transmise prin intermediul contorului către sau dinspre orice dispozitive ori sisteme de control existente la domiciliul clientului final.
- ii. Să prevină, să detecteze și să transmită către subsistemul de gestiune a informațiilor, semnalizările legate de accesul neautorizat. Această funcționalitate are scopul de a asigura securitatea și siguranța în caz de acces neautorizat și exprimă obligativitatea de a proteja utilizatorii sistemelor de măsurare inteligentă și operatorii de măsurare atât la tentativa de utilizare neconformă a rețelei, cât și față de fraudă informatică. Aceasta funcționalitate impune obligativitatea de a dota sistemele de măsurare inteligentă cu mecanisme de detectare și semnalizare către subsistemele de gestiune a datelor, a tentativelor de acces neautorizat.

#### **Funcționalități obligatorii pentru producția descentralizată**

- i. Să asigure măsurarea energiei electrice, separat, atât a cantității absorbite de către client, cât și a cantității de energie electrică injectată în rețea de către client. De asemenea, să asigure măsurarea energiei electrice reactive. Aceasta funcționalitate este obligatorie doar în cazurile în care se integrează microproducția locală de energie electrică produsă din surse regenerabile cu consumul din rețeaua de distribuție, la același loc de consum.  
Această funcție trebuie să existe numai în cazul contoarelor instalate la categoriile de clienți care detin microproducție, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.
- ii. Să permită identificarea automată a defecțiunilor, reducerea timpilor de întreruperi, îmbunătățirea monitorizării și a controlului principalilor parametri tehnici privind calitatea energiei electrice. Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită funcția de înregistrare a informațiilor cu privire la căderile de tensiune, la durata acestora și să permită înregistrarea de informații cu privire la durata depășirii limitelor de tensiune acceptate (înregistrarea orei la care a avut loc depășirea și a orei la care s-a revenit la valoarea acceptată). Subsistemele de gestiune a informațiilor trebuie să aibă capacitatea de a extrage aceste informații și a le pune la dispoziția clientului/furnizorului în cazul reclamațiilor/cererilor de informații, legate de standardul de performanță pentru distribuția energiei electrice.

- iii. Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită integrarea a cel puțin unui contor pentru balanță la fiecare post de transformare (PT), pentru a facilita identificarea pierderilor tehnice și nontehnice prin 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***

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 Dobrogea 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 analizoare calitate energie/soluții alternative***

Urmare a analizei efectuate de E-Distribuție Dobrogea a rezultat necesitatea unui valori de investiție semnificativă care conduce la dublarea anumitor funcționalități cu echipamente existente în posturile de transformare sau care vor fi instalate în posturi prin proiectul de implementare sisteme de masurare inteligentă.

Pentru a crește eficiența investițiilor, E-Distribuție a propus către Autoritate folosirea acestor soluții alternative la instalarea analizoarelor 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.

La sfârșitul anului 2022 se regăseau integrate 12% 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 82% sunt integrate în sistemul de comandă control de la distanță, este necesară integrarea completă (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 23% din posturile de transformare în care se efectuează lucrări de modernizare și posturile de transformare realizate pentru racordarea utilizatorilor cca 500/an.  
În același timp este necesară înlocuirea echipamentelor de comunicație:
  - la nivelul stațiilor, din motive de cybersecurity, pentru care E-Distribuție Dobrogea are în curs procedura de achiziții;
  - înlocuirea echipamentelor de comunicație 2G și 3G la nivelul posturilor de transformare pentru cca 2700 posturi planificate începând cu anul 2026 pentru un volum mediu anual de 500 posturi/an, suplimentar fiind adăugate în locurile echipamentelor cu durata de viață depășită.
- Pentru instalațiile de automatizare din stațiile de transformare sunt prevăzute a fi realizate instalații de AAR în stațiile de transformare și în punctele de alimentare.
- Pentru instalațiile de automatizare pe liniile de medie tensiune unde în prezent sunt automatizate cca 12% 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 3 linii/an în perioada 2024-2033.

- Extinderea rețelei de fibra optică prevăzută concomitent cu lucrările de modernizare ale rețelelor de medie tensiune și de înaltă tensiune;
- 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 Dobrogea 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 durată de viață a Platformei. Toate funcționalitățile solicitate pentru Platforma ADMS vor fi aplicabile tuturor activelor rețelei de distribuție, având în vedere interdependența acestora în procesele operaționale esențiale și necesitatea de a realiza manevrele de comandă operațională, planificarea dezvoltării și exploatarea rețelei în mod coordonat, pe toate zonele rețelei de distribuție.

Sistemul DMS / EMS va fi utilizat în exploatare, în planificarea exploatarea și a dezvoltării, în simulare și analiză.

Soluția DMS va asigura:

- Monitorizarea și controlul în timp real al rețelei,
- Modelul matematic al rețelei și aplicațiile energetice,
- Gestionarea eficientă a avariilor și îmbunătățirea calității tensiunii,
- Analiza rețelei (scurtcircuite, protecția prin relee, pierderile, fiabilitatea, performanțele),
- Optimizarea și reducerea investițiilor,
- Reducerea vârfurilor de sarcină din rețea și a pierderilor de energie,
- Îmbunătățirea calității energiei și a serviciilor pentru clienți.

Decizia de a introduce un sistem ADMS este o inițiativă strategică, aliniată la viziunea pe termen lung a organizației. ADMS va schimba felul în care se desfășoară activitățile operaționale și necesită modificări și noi deprinderi care trebuie însușite. Gestionarea acestor modificări este dificilă, dar importantă, și constituie o parte importantă a implementării sistemului ADMS.

Compatibilitatea în procesarea datelor a platformei ADMS va include toate punctele de inserție pentru elementele de interes ale rețelei de distribuție, aceasta pentru a da posibilitatea asigurării coerenței și omogenității proceselor operaționale aplicabile, a procedurilor și ordinii operațiilor dar și pentru a nu crea discriminări procedurale și funcționale între aceste elemente.

Sistemul DMS și EMS va interacționa cu sistemele existente prin canale de comunicații ad hoc concepute să decupleze și să omogenizeze informațiile. Vor exista două mari domenii de date: „În timp real” și „master”.

Sistemele DMS și EMS cu SCADA efectuează în general operații în buclă închisă cu date în timp real, cu grad ridicat de reacție la misiunile executate în medii critice pe când cu sistemele tradiționale IoT se prelucrează o cantitate mare de date în timp pseudo-real pentru analiza off-line. În acest sens, noua arhitectura preconizată a fi implementată intră în categoria IIoT, Industrial Internet of Things, mai degrabă decât în tradiționalul IoT.

Din acest motiv arhitectura pentru mediile DMS/EMS/SCADA va utiliza micro-servicii ce trebuie actualizate în timp real, cu întâzieri 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 Dobrogea 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 eficiență 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 (siloed) 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 (deveze 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 performanța 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.
- Îmbunătățire 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 etapă, 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 de soluții pentru care efortul de personalizare 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:

### **Județul Constanța**

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- modernizarea și introducerea în sistemul de sistemul de telecontrol a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea parțială a trecerii la 20 kV a rețelei existente de MT 6 kV și 10 kV și înlocuirea parțială a rețelei de JT;
- 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 în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;



- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

### **Județul Tulcea**

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- modernizarea și introducerea în sistemul de sistemul de telecontrol a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de 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 în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

### **Județul Călărași**

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- modernizarea și introducerea în sistemul de sistemul de telecontrol a posturilor de transformare inclusiv trecere din PTA în PTAB;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de 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 în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

### Județul Ialomița

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune
- 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;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de 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 în care echipamentele actuale și topologia rețelei permit implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

## 2.10 Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice

Framework-ul de securitate cibernetică aprobat prin politicile interne ale companiei este menit să se asigure că există o abordare care are principii de “CyberSecurity by design” și management al riscurilor informatice în toate activitățile care țin de tehnologii, oameni și procese. Acest framework este aliniat cu diferite cerințe legale precum Directiva NIS (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), guvernarea, 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.

### **Actiuni**

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. Monitorizare 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 Dobrogea

Din analizele efectuate de către E-Distribuție Dobrogea 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 Dobrogea 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 2.34 Investiții CAPEX 2024-2033**

Sursa de finanțare	CAPEX '24-'28	CAPEX '29-'33	Total '24-'33
Surse proprii	1.505.662	2.261.010	3.766.672
Surse proprii racordare	219.656	257.552	477.208
Contribuții financiare racordare	275.049	314.095	589.144
Surse proprii proiecte fonduri europene	172.065	322.644	494.708
Contribuții financiare fonduri europene	421.813	829.655	1.251.468
<b>Total [mii lei]</b>	<b>2.594.244</b>	<b>3.984.956</b>	<b>6.579.200</b>

**Tabelul 2.35 Intrări prognozate PIF 2024-2033**

Sursa de finanțare	PIF '24-'28	PIF '29-'33	Total '24-'33
Surse proprii	1.861.290	1.948.846	3.810.135
Surse proprii racordare	318.058	365.456	683.514
Contribuții financiare racordare	275.049	314.095	589.144
Surse proprii proiecte fonduri europene	95.544	363.404	458.948
Contribuții financiare fonduri europene	266.511	934.468	1.200.978
<b>Total [mii lei]</b>	<b>2.816.451</b>	<b>3.926.268</b>	<b>6.742.719</b>

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 2.36 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	44.500	18.132	91.425	117.098	133.037	404.193
Medie tensiune	Surse proprii	24.826	48.609	121.565	83.612	74.523	353.135
Echipe digitale de telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	5.459	2.568	2.715	2.880	3.107	16.730
Joasa Tensiune	Surse proprii	15.845	5.814	32.270	77.619	98.233	229.781
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	4.835	5.810	5.956	6.105	6.257	28.963
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	32.439	62.854	62.739	30.507		188.539
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	895	969	993	1.018	1.043	4.917
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	8.400	9.093	9.322	9.555	9.794	46.165
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	3.706	3.109	3.109	3.109	-	13.032
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	5.445	3.960	3.465	3.465	3.465	19.800
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.540	1.624	1.640	1.720	1.790	8.314
Cladiri Administrative	Surse proprii	-	5.620	3.800	4.200	-	13.620
Dotari personal operativ	Surse proprii	4.067	4.865	4.237	4.275	4.111	21.555
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	404	404	372	372	372	1.923
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	5.658	5.479	4.480	4.494	4.621	24.733
Parc Auto	Surse proprii	2.740	5.050	3.800	3.030	2.740	17.360
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	12.207	14.881	28.300	28.783	28.732	112.903
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii						-
Extindere de retele conform Ord.36	Surse proprii	2.241	2.904	4.965	4.834	4.990	19.935
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	31.560	32.475	33.294	34.126	34.979	166.434
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	6.312	6.495	6.659	6.825	6.996	33.287
Racordari din contributii financiare	Contributii financiare	51.022	52.502	53.825	55.170	56.550	269.068
Extindere de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	672	871	1.490	1.450	1.497	5.981
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	6.421	44.486	42.088	28.685	50.386	172.065
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	9.217	101.046	108.226	73.761	129.563	421.813
<b>Total [mii lei]</b>		<b>280.411</b>	<b>439.619</b>	<b>630.733</b>	<b>586.694</b>	<b>656.787</b>	<b>2.594.244</b>

**Tabelul 2.37 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	68.584	70.424	193.234	161.603	246.416	740.261
Medie tensiune	Surse proprii	24.826	48.609	121.565	83.612	74.523	353.135
Echipe digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	5.459	2.568	2.715	2.880	3.107	16.730
Joasa Tensiune	Surse proprii	15.845	5.814	32.270	77.619	98.233	229.781
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	4.835	5.810	5.956	6.105	6.257	28.963
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	31.494	61.023	60.912	35.110	-	188.539
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	895	969	993	1.018	1.043	4.917
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	8.400	9.093	9.322	9.555	9.794	46.165
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	3.706	3.109	3.109	3.109	-	13.032
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	13.500	5.600	13.570	3.465	3.465	39.600
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.540	1.624	1.640	1.720	1.790	8.314
Cladiri Administrative	Surse proprii	-	5.620	3.800	4.200	-	13.620
Dotari personal operativ	Surse proprii	4.067	4.865	4.237	4.275	4.111	21.555
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	326	404	290	372	290	1.683
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	5.658	5.479	4.480	4.494	4.621	24.733
Parc Auto	Surse proprii	2.740	5.050	3.800	3.030	2.740	17.360
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	12.207	14.881	28.300	28.783	28.732	112.903
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	8.561	10.739	20.938	19.260	22.334	81.832
Extindere de retele conform Ord.36	Surse proprii	4.069	4.960	9.433	8.466	9.577	36.506
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	31.560	32.475	33.294	34.126	34.979	166.434
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	6.312	6.495	6.659	6.825	6.996	33.287
Racordari din contributiile financiare	Contributii financiare	51.022	52.502	53.825	55.170	56.550	269.068
Extindere de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	672	871	1.490	1.450	1.497	5.981
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	-	-	11.368	84.176	-	95.544
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	-	20.827	29.232	216.452	-	266.511
<b>Total [mii lei]</b>		<b>306.279</b>	<b>379.810</b>	<b>656.430</b>	<b>856.875</b>	<b>617.057</b>	<b>2.816.451</b>

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 2.38 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	123.632	203.037	251.462	240.368	224.251	1.042.749
Medie tensiune	Surse proprii	46.827	71.226	72.494	68.955	55.698	315.201
Echipamente digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	3.418	3.847	4.443	5.283	6.487	23.478
Joasa Tensiune	Surse proprii	145.605	87.931	86.032	83.198	90.532	493.298
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	6.414	6.574	6.739	6.907	7.080	33.713
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii						-
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.069	1.096	1.123	1.152	1.180	5.621
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	10.039	17.596	31.159	39.439	51.197	149.429
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	3.465	3.465				6.930
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.825	1.620	1.640	1.850	2.060	8.995
Cladiri Administrative	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Dotari personal operativ	Surse proprii	2.989	3.026	3.303	4.176	3.212	16.706
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	445	452	396	416	416	2.126
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	4.165	4.165	4.165	4.165	4.165	20.827
Parc Auto	Surse proprii	2.740	2.740	2.450	2.450	3.030	13.410
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	25.866	22.693	29.159	25.110	25.698	128.527
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii						-
Extinderi de retele conform Ord.36	Surse proprii	5.537	5.952	7.162	6.645	6.106	31.403
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	35.854	36.750	37.669	38.610	39.576	188.458
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	7.171	7.350	7.534	7.722	7.915	37.692
Racordari din contributi financiare	Contributii financiare	57.963	59.412	60.898	62.420	63.981	304.674
Extinderi de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	1.661	1.785	2.149	1.994	1.832	9.421
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	79.557	63.336	96.567	60.288	22.896	322.644
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	204.576	162.865	248.315	155.025	58.875	829.655
<b>Total [mii lei]</b>		<b>770.819</b>	<b>766.918</b>	<b>954.858</b>	<b>816.173</b>	<b>676.188</b>	<b>3.984.956</b>

**Tabelul 2.39 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	152.354	130.612	156.159	145.452	146.188	730.764
Medie tensiune	Surse proprii	46.827	71.226	72.494	68.955	55.698	315.201
Echipe digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	3.418	3.847	4.443	5.283	6.487	23.478
Joasa Tensiune	Surse proprii	145.605	87.931	86.032	83.198	90.532	493.298
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	6.414	6.574	6.739	6.907	7.080	33.713
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.069	1.096	1.123	1.152	1.180	5.621
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	10.039	17.596	31.159	39.439	51.197	149.429
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	3.465	3.465				6.930
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.825	1.620	1.640	1.850	2.060	8.995
Cladiri Administrative	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Dotari personal operativ	Surse proprii	2.989	3.026	3.303	4.176	3.212	16.706
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	441	370	392	331	412	1.947
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	4.165	4.165	4.165	4.165	4.165	20.827
Parc Auto	Surse proprii	2.740	2.740	2.450	2.450	3.030	13.410
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	25.866	22.693	29.159	25.110	25.698	128.527
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	19.627	17.650	20.341	20.518	21.525	99.661
Extindere de retele conform Ord.36	Surse proprii	8.212	7.204	8.100	7.971	8.158	39.645
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	35.854	36.750	37.669	38.610	39.576	188.458
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	7.171	7.350	7.534	7.722	7.915	37.692
Racordari din contributii financiare	Contributii financiare	57.963	59.412	60.898	62.420	63.981	304.674
Extindere de retele conform Ord.36 Contributii Solicitant	Contributii financiare	1.661	1.785	2.149	1.994	1.832	9.421
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	63.000	45.223	133.381	54.600	67.200	363.404
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	162.000	116.289	342.979	140.400	172.800	934.468
<b>Total [mii lei]</b>		<b>762.706</b>	<b>648.625</b>	<b>1.012.307</b>	<b>722.704</b>	<b>779.927</b>	<b>3.926.268</b>

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 Dobrogea va ajusta valorile în conformitate cu calendarul aprobat.

Valorile prevăzute pentru racordări (surse proprii, conținuturi 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 nedeplinirea 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.

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

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

## **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 Dobrogea și-a propus investiții ce vor urmări în principal, creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor și reducerea consumului propriu tehnologic, introducerea de tehnologii și capacități noi, modernizarea și creșterea capacității rețelelor pentru racordarea unui număr de utilizatori în continuă creștere.

La baza elaborării Planului de Dezvoltare a RED pe 10 ani al E-Distribuție Dobrogea, 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 Dobrogea 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 Dobrogea are în execuție lucrările următoarele lucrări finanțate în cadrul programelor europene POIM axele 10.2 și 6.1 și LIFE, privind protecția mediului:

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 Constanța , POIM 10.2;

Creșterea capacității de distribuție a LEA 110 kV D.C. Constanța Nord - Medgidia Nord, Nazarcea - Medgidia 1; LEA 110 kV Medgidia Nord - Mircea Vodă Nord; LEA 110 kV Mircea Vodă Nord - Mircea Vodă – Lucrări de întarire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacitaților de producție în scopul preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile, POIM 6.1;

LIFE DANUBE FREE SKY - Transnational conservation of birds along Danube river

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 Dobrogea, cu o valoare totală de aproximativ **2.6 miliarde lei**, sunt prezentate pe categorii de instalații, mai jos:

### 1. Retehnologizare stații de transformare IT/MT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Dezvoltarea, modernizarea și sistematizarea instalațiilor electrice de medie tensiune aferente stației de transformare Năvodari 110/20kv, în vederea distribuției și furnizării energiei electrice la nivelul de calitate în conformitate cu standardul de performanță	40.600	40.600
Trecere la 20kV instalațiile aferente stației Medgidia Nord și Medgidia 1	168.682	168.682
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDD zona Slobozia volumul 1	126.360	126.360
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDD zona Călărași volumul 2	31.590	31.590
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDD zona Tulcea volumul 1	126.360	126.360
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDD zona Tulcea volumul 2	126.360	126.360
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDD zona Constanța	284.310	284.310
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDD zona Medgidia	126.360	126.360
<b>TOTAL</b>		<b>40.600</b>

## 2. Retehnologizare linii IT/MT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Creșterea capacității de distribuție a LEA 110kV D.C. Sitorman - Săcele - Mihai Viteazu – Lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție în scopul preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile.	Constanța	19.265
Creșterea capacității de distribuție a LEA 110kV Tulcea Vest - Topolog – Lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție în scopul preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile.	Tulcea	26.061
Modernizarea Instalațiilor Electrice din Delta Dunării	Tulcea	350.000
<b>TOTAL</b>		<b>395.327</b>

## 3. Lucrări noi și de retnologizare linii și posturi MT/JT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Trecere la 20kV instalațiile aferente stației Medgidia Nord și Medgidia 1	Constanța	44.500
Modernizarea L20kV Postavari și Fundeni din stația Budești și localitățile aferente	Ialomița	65.000
Modernizarea L20kV zona Măcin	Constanța	45.800
Modernizare linii electrice medie și joasă tensiune zona Palazu-Ovidiu	Constanța	100.000
Trecere la 20kV instalațiile aferente stației Mangalia Nord + liniile aferente	Constanța	225.000
Trecere la 20kV instalațiile aferente stației Palas Sud + liniile aferente	Constanța	35.000
Modernizare alimentare energie electrică pe medie și joasă tensiune pentru comunele Amară , Grivița, Smirna și Traianu, jud.Ialomița	Ialomița	125.000
Modernizare L1521 prin trecere din LEA în LES și modernizare PT și LEA JT loc. 2 Mai, Vama Veche	Constanța	175.000
Modernizare L4201 prin trecere din LEA în LES și modernizare PT și LEA JT Loc. Murfatlar și Valu lui Traian	Constanța	37.500

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Realizare Buclă MT între L2926 și L1203, Modernizare PT și LEA JT Loc. Costinești cu modernizare L 2920 și posturile aferente.	Constanța	32.500
Modernizare LEA MT A-S20 COJESTI-FUNDULEA CL și localitățile Fundulea, Belgiugatele , Gandesca și Cojesti	Călărași	32.500
Modernizarea LEA MT A20 CURCANI-BUDEȘTI CL și loc. Crivăț, Soldanu - Negoesti, Nana și Valea Stăni	Călărași	32.500
Modernizarea LEA MT S20 ORAȘ 1-CĂLĂRAȘI CL și rețele joasă tensiune ORAȘ Călărași	Călărași	32.500
Modernizare Linii electrice MT JT zona Baia	Tulcea	32.500
Modernizare linii electrice de medie și joasă tensiune ce alimentează zona Facaeni – Vlădeni, jud.Ialomița.	Ialomița	32.500
Modernizare L 20 kV și 0,4 kV de pe traseul DJ Țândărei-Movilă	Ialomița	32.500
Modernizare linii de medie tensiune din municipiul Slobozia	Ialomița	32.500
<b>TOTAL</b>		<b>1.177.800</b>

E-Distribuție Dobrogea 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 asumptii pentru contribuțiile proprii dar și pentru valorile subvenționate de către autoritățile de management s-au luat în considerare condițiile actuale de finanțare în conformitate cu ghidurile de finanțare\* existente pentru activitatea de distribuție de energie electrică.

Sursă Finanțare	Perioada	
	2024-2028	2029-2033
Contribuții Proprii [mii lei]	172.065	322.644
Fonduri Subvenționate [mii lei]	421.813	829.655

Valorile vor fi revizuite pe măsura finalizării documentațiilor de proiectare, încheierii contractelor de finanțare, achiziția lucrărilor. La următoarea revizie a Planului de Dezvoltare, lista va fi actualizată în funcție de proiectele pentru care au fost încheiate contracte de finanțare.

### 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 asigurarea protecției împotriva incendiilor și intrunirea condițiilor legale de funcționare; consolidare și reabilitare
- CONSTRUCȚII INDUSTRIALE: securizare obiective și eliminarea pazei umane, reabilitare împrejmuiri, 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 mentenanță, 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. 17) pentru limitarea accesului persoanelor neautorizate, amenajarea sălilor de instruire pentru personalul operativ.

Un alt scop căruia 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, s-au realizat lucrările necesare la sediile din Călărași, Str. Dobrogei, Nr.50 și Constanța, Str. Nicolae Iorga Nr.89A

În ceea ce privește clădirile industriale, au fost prevazute 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 :
  - Stațiilor : 6 Martie, Crișan, Badea Cârțan, Solacolu, Dorobanțu, Poarta Alba, Nisipari, Mangalia Vest, Punct conexiune LEA 110 KV Lumina - LES110KV CET Midia, Slobozia Sud, Basarabi Siminoc
  - Sediului : Medgidia 1, Tomis Nord
- executarea de lucrări de refacere/reabilitare a împrejurimii incintelor stațiilor de transformare în vederea exploatarei optime a sistemelor de securitate; în prezent acestea nu sunt securizate corespunzător (înaltă insuficiență, panouri de gard deteriorate, porți neetanșe, etc.)
- reabilitare fațade, tâmplărie, finisaje interioare, realizarea de instalații electrice de iluminat exterior cu lămpi solare, branșamente de apă și canalizare, și sistematizare incinta prin înlocuirea stratului vegetal cu piatra macadam și refacerea canalelor pentru cabluri acolo unde sunt deteriorate și prezintă riscuri pentru personalul operativ :
  - Stația Basarabi, Jud. Constanța
  - Stația Sultana, Jud. Călărași

### 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 Dobrogea 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 functionale pentru sisteme și echipamente legate de control, automatizare control și automatizare de rețea.
- Automatizarea și optimizarea proceselor de bussines pentru creșterea eficienței ale 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 prioritizarea 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.

## 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

Strategia energetică a României pe termen mediu și lung

**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 Dobrogea 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 Dobrogea 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 consumul 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 CO<sub>2</sub> prin utilizarea pe durate mai mic a grupurilor electrogene, utilizarea redusă a autospecialelor personalului operativ care utilizează 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 Dobrogea 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 CO<sub>2</sub> 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 Dobrogea 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).