

**RAPORT  
PRIVIND REALIZAREA  
INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU  
SERVICIILE DE TRANSPORT, DE SISTEM ȘI DE  
DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE  
ȘI  
STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE  
DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE  
- 2023 -**

ANRE

## Cuprins

1. Indicatorii de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem .....	2
1.1. Indicatori de performanță generali privind activitatea operatorului de transport și de sistem .....	2
1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport.....	2
1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem.....	8
1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN .....	10
1.2. Indicatori de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice .....	11
1.3. Indicatori de performanță privind calitatea tehnică a energiei electrice.....	13
1.4. Indicatori de performanță privind calitatea comercială a serviciului .....	23
2. Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice .....	25
2.1. Date generale .....	25
2.2. Continuitatea în alimentarea utilizatorilor .....	27
2.2.1. Introducere.....	27
2.2.2. Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.....	29
2.2.3. Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară .....	31
2.2.4. Indicatorul AIT la IT .....	34
2.3. Calitatea tehnică a energiei electrice.....	35
2.3.1. E-Distribuție Muntenia.....	36
2.3.2. E-Distribuție Banat .....	36
2.3.3. E-Distribuție Dobrogea .....	37
2.3.4. Distribuție Energie Oltenia.....	37
2.3.5. Delgaz Grid .....	38
2.3.6. DEER Muntenia Nord .....	39
2.3.7. DEER Transilvania Nord .....	39
2.3.8. DEER Transilvania Sud .....	40
2.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice.....	41
2.4.1. Avize tehnice de racordare.....	41
2.4.2. Contracte de racordare .....	42
2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție .....	43
2.4.4. Procesul de racordare .....	44
2.4.5. Reclamații .....	44
2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor .....	48
3. Starea tehnică a rețelelor electrice .....	49
3.1. Starea tehnică a rețelei electrice de transport.....	49
3.1.1. Capacități energetice .....	49
3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	50
3.1.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi.....	52
3.1.4. Realizarea planului anual de investiții.....	53
3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET.....	53
3.1.6. Stadiul proiectelor de interes comun .....	54
3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță .....	55
3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2023 .....	56
3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică.....	56
3.2. E-Distribuție Muntenia.....	62
3.2.1. Capacități energetice .....	62
3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	62
3.2.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi .....	64
3.2.4. Realizarea planului anual de investiții.....	65
3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	66
3.2.6. Incidente deosebite în anul 2023.....	67
3.3. E-Distribuție Banat.....	68
3.3.1. Capacități energetice .....	68
3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	68
3.3.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi .....	70
3.3.4. Realizarea planului anual de investiții.....	70
3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	72
3.3.6. Incidente deosebite în anul 2023.....	72

3.4. E-Distribuție Dobrogea .....	74
3.4.1. Capacități energetice .....	74
3.4.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	74
3.4.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi .....	76
3.4.4. Realizarea planului anual de investiții .....	77
3.4.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	78
3.4.6. Incidente deosebite în anul 2023 .....	78
3.5. Distribuție Energie Oltenia .....	80
3.5.1. Capacități energetice .....	80
3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	80
3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi .....	82
3.5.4. Realizarea planului anual de investiții .....	82
3.5.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	83
3.5.6. Incidente deosebite în anul 2023 .....	84
3.6. Delgaz Grid .....	85
3.6.1. Capacități energetice .....	85
3.6.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	85
3.6.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi .....	87
3.6.4. Realizarea planului anual de investiții .....	87
3.6.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	88
3.6.6. Incidente deosebite în anul 2023 .....	89
3.7. DEER Muntenia Nord .....	90
3.7.1. Capacități energetice .....	90
3.7.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	90
3.7.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi .....	92
3.7.4. Realizarea planului anual de investiții .....	92
3.7.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	93
3.7.6. Incidente deosebite în anul 2023 .....	94
3.8. DEER Transilvania Nord .....	96
3.8.1. Capacitati energetice .....	96
3.8.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	96
3.8.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi .....	98
3.8.4. Realizarea planului anual de investiții .....	98
3.8.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	100
3.8.6. Incidente deosebite în anul 2023 .....	101
3.9. DEER Transilvania Sud .....	102
3.9.1. Capacități energetice .....	102
3.9.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	102
3.9.3. Capacități energetice rețehnologizate/noi .....	104
3.9.4. Realizarea planului anual de investiții .....	104
3.9.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	105
3.9.6. Incidente deosebite în anul 2023 .....	106
3.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție .....	108
3.11. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de investiții în RED .....	109
3.12. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de mentenanță în RED .....	111
3.12. Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED .....	112
4. CONCLUZII .....	113

#### Anexe:

- Anexa 1 - Stadiul investițiilor prevăzute în Planul de dezvoltare al RET pe perioada 2022-2031
- Anexa 2 - Stadiul implementării proiectelor de interes comun derulate de OTS
- Anexa 3 - Incidente cu energie electrică nelivrată în rețeaua de transport a energiei electrice
- Anexa 4 - Incidente deosebite în rețelele de distribuție a energiei electrice
- Anexa 5 - Centralizatorul valorilor prognozate și al punerilor în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2019-2023
- Anexa 6 - Parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în 2023 în stațiile OD

**INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU  
SERVICIILE DE TRANSPORT, DE SISTEM  
ȘI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE  
ȘI  
STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE  
DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE  
- 2023 -**

## **INTRODUCERE**

Indicatorii privind calitatea serviciilor de transport și de distribuție, precum și calitatea energiei electrice vehiculate prin rețeaua electrică de transport (RET) și prin rețelele electrice de distribuție (RED) reprezintă un reper esențial în fundamentarea elementelor tehnico-economice aferente realizării și re tehnologizării rețelelor electrice și influențează în mod major eficiența rețelelor și eficiența economică a activității utilizatorilor acestora. În categoria utilizatorilor rețelelor electrice sunt incluși consumatorii de energie electrică, producătorii precum și alți operatori de rețea racordați la rețelele sistemului electroenergetic național (SEN).

Prezentul raport cuprinde o analiză a calității serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, prestate de operatorul de transport și de sistem, precum și a calității serviciului de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție titulari de licență, care dețin concesiunea serviciului de distribuție în cadrul celor opt zone teritoriale ale României pentru care se stabilesc tarife de distribuție reglementate.

Analiza s-a efectuat pornind de la indicatorii de performanță definiți în “*Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*”, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016, cu modificările și completările ulterioare, respectiv în “*Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*”, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, cu modificările și completările ulterioare. În conformitate cu prevederile celor două standarde, operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție concesionari (OD) au transmis la ANRE valorile indicatorilor de performanță înregistrate în anul 2023, precum și informațiile prin care sunt justificate valorile înregistrate.

De asemenea, în prezentul raport este descrisă situația privind starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție la finalul anului 2023, bazată pe datele transmise în conformitate cu prevederile standardelor de performanță, precum și pe datele privind realizările programelor de investiții și mentenanță raportate conform prevederilor *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*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, cu modificările și completările ulterioare.



# 1. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE ȘI PENTRU SERVICIUL DE SISTEM

Indicatorii de performanță analizați se referă la activitățile specifice serviciului de transport al energiei electrice, respectiv gestionarea și exploatarea RET, precum și la activitățile specifice serviciului de sistem, respectiv coordonarea funcționării SEN.

Indicatorii de performanță se referă la:

- utilizarea rețelei electrice de transport;
- serviciul de sistem și coordonarea funcționării SEN;
- continuitatea serviciului de transport al energiei electrice;
- calitatea tehnică a energiei electrice;
- calitatea comercială a serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem.

Obligația privind respectarea indicatorilor garantați de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în caz de forță majoră, lipsă a puterii generate și avarii extinse pe liniile electrice de interconexiune în condițiile în care OTS a luat toate măsurile pentru funcționarea normală a SEN, aplicarea în condițiile legii a măsurilor de salvagardare și deconectare a utilizatorilor pentru nerespectarea prevederilor contractuale sau a cerințelor tehnice din certificatul de racordare, stabilite conform reglementărilor în vigoare.

## 1.1. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ GENERALI PRIVIND ACTIVITATEA OPERATORULUI DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM

### 1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport

Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport cuprind informații referitoare la serviciul de transport al energiei electrice, la gestionarea și exploatarea RET, respectiv:

#### a. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN (MW)

Din punct de vedere al stabilității statice, în cadrul RET sunt evidențiate secțiuni ale rețelei electrice de transport, definite prin elementele de rețea, respectiv linii electrice aeriene (LEA) care formează fiecare secțiune. Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice, OTS stabilește puterea admisibilă prognozată pentru schema cu N elemente în funcțiune și puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul de analiză, exprimate în MW.

Pentru anul 2023 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 1.1.1.1

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognozată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2023 [MW]
Perioada: 01.01.2023 - 31.05.2023			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești	1.600	1.582

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2023 [MW]
	LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord		
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni	1.900	1.892
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	660	646
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.150	1.132
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	450	450
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	2.600	2.582
<i>Perioada: 1.06.2023 - 31.12.2023</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	2.870	2.624
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba	2.190	1.900

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă proгноzată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2023 [MW]
	LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni		
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.040	1.014
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.260	1.125
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	720	623
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	3.210	3.139

Notă:

Valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare se determină ca valoare medie ponderată a puterilor admisibile, din punctul de vedere al stabilității statice, pentru schemele reale de funcționare (cu N sau N-1 elemente în funcțiune), aferente fiecărei secțiuni caracteristice a SEN.

Pentru anul 2023 s-au determinat puterile limită de stabilitate statică, puterile maxime admisibile ținând cont de respectarea criteriului de siguranță (N-1) și valoarea rezervei de stabilitate statică, în schema completă cu N elemente în funcțiune și în scheme cu retrageri din exploatare. De asemenea, s-au determinat valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare.

Conform datelor prezentate în tabelul de mai sus, valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN respectă puterea admisibilă în schema cu N elemente în funcțiune.

În anul 2023 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune caracteristică.

**b. Consumul propriu tehnologic în RET**, determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET, este prezentat în Tabelul nr. 1.1.1.2.

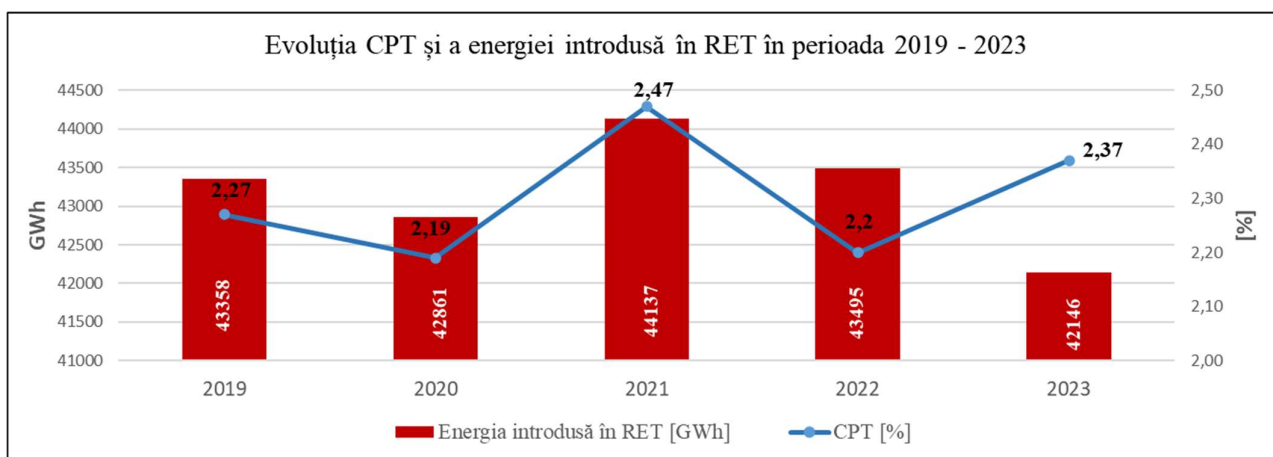
Tabelul nr. 1.1.1.2

Anul 2023	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	42.146.109,632
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	41.147.204,983
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	998.904,649
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,37

În Tabelul nr. 1.1.1.3 este prezentată o situație comparativă a consumului propriu tehnologic (CPT) în RET înregistrat în perioada 2019-2023.

Tabelul nr. 1.1.1.3

Anul	2019	2020	2021	2022	2023
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	43.358	42.861	44.137	43.495	42.146
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	42.373	41.924	43.048	42.536	41.147
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	986	937,5	1089	959	999
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,27	2,19	2,47	2,20	2,37



CPT-ul înregistrat în RET în anul 2023 a fost de 998,905 GWh, cu 4,2 % mai mare față de cel din anul 2022. Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,37 %, în creștere față de valoarea de 2,2 % corespunzătoare anului precedent. Deși cantitatea de energie intrată în conturul RET a scăzut, pierderile în valoare absolută au crescut ca urmare a fluxurilor fizice mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune, care au determinat transportul energiei pe distanțe mai lungi, cu pierderi mai mari și ca urmare a condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități totale de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Energia intrată în conturul RET a fost de 42.146 GWh, aceasta scăzând în anul 2023 cu 3,1 % față de anul 2022, în condițiile în care consumul intern net înregistrat a scăzut cu cca. 5 %, influențat major de numărul în creștere al prosumatorilor. Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de cea a centralelor electrice care debitează direct în RET, care au produs cu cca. 0,8 % mai puțină energie și de energia importată în SEN, care a scăzut cu cca. 26,9 %, în condițiile în care energia intrată din RED în RET a crescut cu cca. 28,9 %.

Fluxurile fizice pe liniile de interconexiune au avut în ansamblu o evoluție mai defavorabilă față de anul 2022, ceea ce a condus la creșterea pierderilor, după cum urmează:

- pe granițele cu Ungaria și cu Ucraina, situate în zone deficitare în producție, soldul de import a scăzut cu cca. 31,3 %, pe fondul scăderii importului fizic cu cca. 5,3 % și al creșterii exportului fizic pe aceste granițe cu cca. 107,4 %, influența asupra pierderilor din RET fiind negativă;

b. o altă evoluție negativă a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune s-a înregistrat pe granița cu Serbia, situată în zonă excedentară în producție, unde fluxurile fizice de export au scăzut cu cca. 39,7 %, în timp ce fluxurile fizice de import au crescut cu cca. 235,7 %, soldul anual de export înregistrând o scădere de cca. 80,2. Reducerea exportului fizic și creșterea importului fizic pe această linie au contribuit la încărcarea axului de 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Arad mult peste puterea naturală și creșterea semnificativă a pierderilor pe acesta;

c. pe granița cu Bulgaria, situată în zonă excedentară în producție, soldul de import a scăzut cu 8,6 %, pe fondul creșterii exportului fizic cu cca. 197,6 %, respectiv al scăderii importului fizic cu cca. 65,3 %, evoluție care a favorizat evacuarea producției excedentare din zona de sud pe o cale mai scurtă, cu pierderi mai mici;

d. tot o evoluție pozitivă s-a înregistrat și pe granița cu Republica Moldova, creșterea cu 10,1 % a soldului de export pe LEA de interconexiune 400 kV Isaccea – Vulcănești permițând evacuarea pe un traseu mai scurt, cu pierderi mai mici a unei părți din excedentul zonei Dobrogea.

În ansamblu, structura producției care debitează direct în RET a fost mai dezavantajoasă din punct de vedere al pierderilor în anul 2023 față de anul 2022. Centralele electrice care debitează direct în RET au produs cu cca. 0,8 % mai puțină energie în anul 2022 comparativ cu anul 2023, astfel:

a. centralele pe cărbune au produs cu cca. 23,6 % mai puțină energie în anul 2023, înregistrându-se o evoluție cu impact pozitiv asupra pierderilor la toate centralele pe cărbune rămase în funcțiune, acestea fiind situate în zone excedentare;

b. în centralele pe hidrocarburi producția a fost mai mică cu cca. 16,3 %, înregistrându-se reduceri cu impact negativ asupra pierderilor atât la CECC OMV Petrom Brazi, cât și la CTE Iernut;

c. centralele hidroelectrice care debitează în RET au produs în total cu cca. 38,5 % mai multă energie față de anul 2022. Energia produsă în amenajările cu lacuri de acumulare, situate în zone deficitare în producție, a fost mai mare cu cca. 36 % decât cea din anul anterior, având un impact pozitiv asupra pierderilor. În schimb, creșterea cu cca. 32 % a producției la CHE Porțile de Fier I a influențat CPT-ul în sens negativ, corelat și cu creșterea importului pe LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, contribuind la încărcarea axului de 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Arad mult peste puterea naturală;

d. centrala nucleareoelectrică a produs cu 0,93 % mai multă energie față de anul anterior, compensând efectul pozitiv al scăderii cu cca. 1,6 % a producției în centralele eoliene care debitează direct în RET, toate aceste centrale fiind situate într-o zonă excedentară în producție.

De asemenea, cantitatea de precipitații înregistrată în anul 2023 a fost cu cca. 20 % mai mare decât în anul 2022, determinând creșterea componentei corona a pierderilor.

Măsurile și acțiunile efectuate de către CNTEE Transelectrica SA în anul 2023 și planificate pentru anul 2024 în scopul reducerii CPT în RET sunt următoarele:

- în stațiile electrice în care există două unități de transformare se funcționează cu o singură unitate dacă se asigură respectarea condițiilor de siguranță; în această situație, dacă din cele două unități de transformare una este veche și una este nouă, de regulă, în funcțiune este unitatea nouă, cu pierderi reduse;

- s-au redus, pe cât posibil, duratele de retragere din exploatare în cazul LEA pentru care din calculele de regim a rezultat o creștere semnificativă a CPT la funcționarea fără linia respectivă;

- în anul 2024 se va realiza racordarea LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna în stația 400 kV Medgidia Sud;

- în anul 2024 urmează să fie înlocuite cu unități noi și moderne, cu pierderi mici, AT – 200 MVA, 220/110 kV Filești și AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare;

- se continuă lucrările de realizare a axului 400 kV Banat, constând în realizarea stației 400/110 kV Reșița, a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV d.c. Reșița – Pancevo și a stației 400/110 kV Reșița, respectiv de creștere a capacității de transformare a RET prin punerea în funcțiune a unui AT 400 MVA, 400/220 kV Reșița;
- se continuă proiectul de implementare a unui nou sistem de contorizare și management al datelor măsurate, care va permite o monitorizare mai aproape de timpul real și mai eficientă a CPT din RET;
- se continuă proiectele de construire a liniilor noi LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș. Acestea vor descărca liniile de transport pe direcția sud – nord, care funcționează în prezent cu sarcini mari;
- este în derulare proiectul de montare a două mijloace moderne de reglaj al energiei reactive, în stațiile Sibiu Sud și Bradu.

**c. Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor** se determină în funcție de evenimentele planificate sau neplanificate (accidentale) și se raportează la lungimea exprimată în km pentru LEA din RET sau la puterea aparentă exprimată în MVA pentru transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile RET. Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor se determină cu formulele de calcul prezentate în continuare, respectiv:

$$INDLIN = \frac{\sum_{i=1}^n (L_i \times D_i)}{L_t} [\text{ore/an}] \quad \text{respectiv} \quad INDTRA = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i \times D_i)}{S_t} [\text{ore/an}]$$

unde notațiile reprezintă:

$n$  – numărul total de evenimente;

$L_i$  – lungimea liniei indisponibile la evenimentul  $i$  [km];

$L_t$  – lungimea totală a liniilor [km];

$S_i$  – puterea aparentă nominală a transformatorului/autotransformatorului indisponibil la evenimentul  $i$  [MVA];

$S_t$  – puterea aparentă nominală totală a transformatoarelor și autotransformatoarelor [MVA];

$D_i$  – durata de indisponibilitate la evenimentul  $i$  [ore].

Pentru anul 2023 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 1.1.1.4.

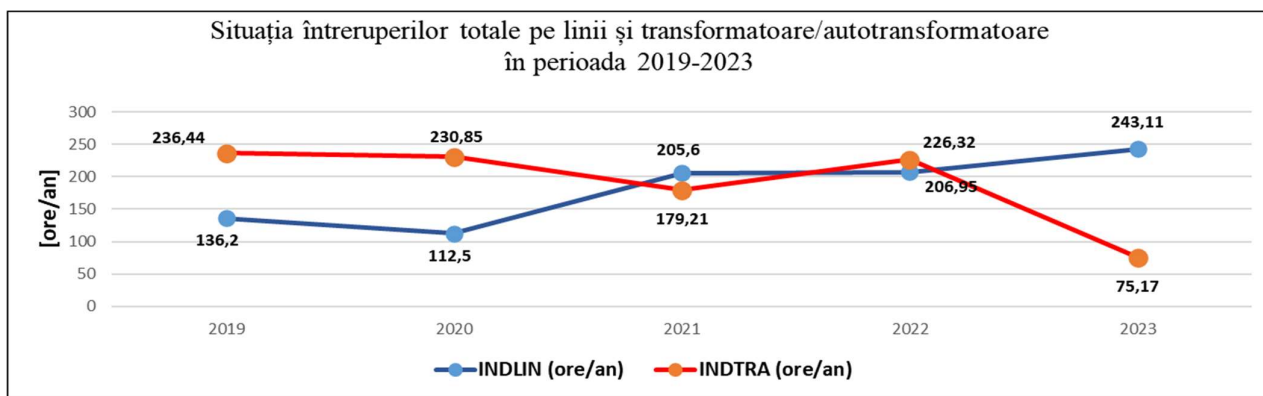
Tabelul nr. 1.1.1.4

Anul 2023	Indisponibilitate <i>totală</i>	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>planificate</i>	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>neplanificate</i>
INDLIN [ore/an]	243,11	230,53	12,58
INDTRA [ore/an]	75,17	73,69	1,48

În tabelul următor este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2019 - 2023.

Tabelul nr. 1.1.1.5

Anul	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Întreruperi planificate:</b>					
INDLIN (ore/an)	129,01	108,26	199,56	202,04	230,53
INDTRA (ore/an)	208,88	229,09	174,22	219,22	73,69
<b>Întreruperi neplanificate:</b>					
INDLIN (ore/an)	7,19	4,24	6,04	4,91	12,58
INDTRA (ore/an)	27,56	1,76	4,99	7,10	1,48
<b>Total:</b>					
INDLIN (ore/an)	136,20	112,5	205,60	206,95	243,11
INDTRA (ore/an)	236,44	230,85	179,21	226,32	75,17



În anul 2023 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 243,11 ore/interval, cu 17% mai mare decât cea înregistrată în anul 2022 (206,95 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor în anul 2023 față de anul 2022 este de creștere cu 156% a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate și de creștere cu 14% a indisponibilității determinate de evenimentele programate.

Raportat la durata indisponibilității accidentale se observă că numărul de incidente pe LEA a fost mai mare în anul 2023 față de anul 2022, durata de indisponibilitate a acestora în anul 2023 a fost mai mare decât în anul precedent, având drept cauză creșterea numărului de incidente la LEA în trimestrul 4 al anului 2023 pe de o parte, respectiv creșterea duratelor de indisponibilitate pe de altă parte. Creșterea indisponibilității programate în anul 2023, comparativ cu anul 2022, poate fi atribuită lucrărilor executate pe liniile de transport, atât ca urmare a aplicării programelor de investiții, cât și a aplicării programelor de mentenanță preventivă.

În anul 2023 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 75,17 ore/interval, cu 67% mai mică față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (226,32 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în anul 2023 față de anul 2022 este de scădere atât a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate (cu 79 %), cât și a indisponibilității determinate de evenimente programate (cu 66 %).

Derularea programelor de investiții, atât a celor de înlocuire a unor unități de transformare cât și a celor de re tehnologizare stații, corelat cu aplicarea programului de mentenanță minoră a condus la scăderea indisponibilității programate cât și a indisponibilității neprogramate a transformatoarelor aferente RET.

### 1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem

Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem prestat de operatorul de transport și de sistem se referă la ajutorul de avarie și la abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență.

a) În anul 2023 s-a solicitat/acordat **ajutor de avarie**, astfel:

Ajutor de avarie	Durata [ore]	Cantitate [MWh]
Solicitat	-	-
Acordat	138	27.581

În lunile mai, iunie, iulie, august, noiembrie și decembrie ale anului 2023 a fost acordat ajutor de avarie, urmare a solicitării NPC Ukrenergo, în conformitate cu prevederile Contractului cu nr. C 578/08.03.2022 privind furnizarea de energie reciprocă de urgență pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor energetice din Ucraina și România și prevederile documentului *AGREEMENT on Provision of Emergency*



*Energy Assistance for Securing the Power System of Ukraine regarding the Emergency Synchronisation performed on 16 March 2022 between the Power System of Continental Europe Synchronous Area and the Power System of Ukraine*, nr. C 445/26.04.2023. Cantitatea totală de energie electrică acordată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru ajutor de avarie a fost de 25.101 MWh. Motivul acordării ajutorului de avarie îl constituie faptul că, în urma conflictelor armate existente, infrastructura energetică din această țară a fost afectată.

În luna mai 2023 a fost acordat ajutor de avarie urmare a solicitării JSC „Elektromreza Srbije” Belgrade, în conformitate cu prevederile Contractului cu nr. C 221/13.11.2017 privind furnizarea de energie reciprocă de urgență pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor energetice din Serbia și România. Cantitatea totală de energie electrică acordată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru ajutor de avarie a fost de 650 MWh.

În lunile august și decembrie ale anului 2023 a fost acordat ajutor de avarie urmare a solicitării I.S. Moldelectrica, în conformitate cu prevederile Contractului privind furnizarea energiei electrice de urgență pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor energetice din Republica Moldova și România, nr. C919/30.09.2022. Cantitatea totală de energie electrică acordată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru ajutor de avarie a fost de 1.830 MWh. Motivul acordării ajutorului de avarie îl constituie oprirea accidentală de grupuri în Republica Moldova.

b) Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență (ACE) este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.1.2.1

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE [MWh/h]			
An	2021	2022	2023
ACE valoare medie	1,22	1,11	1,24
ACE valoare maximă	105	382	174
ACE valoare minimă	-92	-214	-245
Deviația standard	10,41	9,57	10,26

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți, dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare. Aceste regulamente impun o nouă metodologie de calcul și de evaluare, prezentată mai jos.

În conformitate cu prevederile art. 16 (2) din SO GL (*Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice*), fiecare OTS comunică ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, date privind evoluția abaterii soldului cu corecția de frecvență (denumită ACE - area control error sau ARRF - abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței) din anul anterior, în conformitate cu metodologia aprobată la nivel ENTSO-E „*Methodology for creation of load-frequency control annual report*”. Metodologia a fost dezvoltată în cadrul subgrupeii de lucru ENTSO-E „Annual LFC Reporting Subgrup” și privește încadrarea ARRF în limitele calculate anual, la nivelul sistemului sincron Europa Continentală – L1 și L2 pentru fiecare bloc de reglaj – în cazul de față – SEN, în conformitate cu cerințele stipulate în SAFA (Synchronous Area Framework Agreement) B-1. Analiza se efectuează pe intervale de decontare de 15 minute.

Astfel, se calculează:

- (a) numărul de intervale de timp dintr-un an, în care valoarea ARRF a depășit limita 1. Criteriul de performanță este ca acest număr de depășiri să se situeze sub 30% din numărul intervalelor de timp ale anului;
- (b) numărul de intervale de timp dintr-un an, în care valoarea ARRF a depășit limita 2. Criteriul de performanță este ca acest număr de depășiri să se situeze sub 5% din numărul intervalelor de timp ale anului.

La nivelul anului 2023, pentru fiecare OTS, au fost stabilite 2 seturi de valori pentru limitele ARRF. Valorile stabilite pentru Level 1 (L1) și Level 2 (L2) aferente Transelectrica au fost următoarele:



- a) limita 1 =  $\pm 79$  MW și limita 2 =  $\pm 149$  MW – valabile doar pentru perioada 01.01.2023 ÷ 30.04.2023, respectiv
- b) limita 1 =  $\pm 70$  MW și limita 2 =  $\pm 132$  MW – valabile începând cu data de 01.05.2023 înregistrându-se o incidență a valorilor ARRF:
- în afara limitei 1 de 1440, mai mică decât limita maximă de 10512
  - în afara limitei 2 de 582, mai mică decât limita maximă de 1752.

Astfel, performanța reglajului puterii de schimb cu abaterea de frecvență a fost foarte bună și după standardele noi, impuse de regulamentele europene.

Raportul anual complet aferent anului 2023 cu privire la ARRF, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe website-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2024.

### 1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN

Congestiile și restricțiile de rețea care au cauzat aceste congestii în anul 2023 sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.1.3.1

	Congestiile determinate de restricții de rețea apărute		
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh]	0	419,030*	0
Costul congestiilor [lei]	0	89.903*	0

\*) Retrageri din exploatare accidentale

Tabelul nr. 1.1.3.2

Zona unde a apărut restricția de rețea	Cauza restricției de rețea	Măsuri pentru eliminarea restricției de rețea
S6 (stația Tariverde)	Retrageri din exploatare accidentale din data de 11.04.2023. <sup>1)</sup>	Respectarea criteriului N-1 prin redispecerizarea producției.
Zona de sud – est a SEN	Retrageri din exploatare accidentale din data de 26.11.2023. <sup>2)</sup>	Respectarea criteriului N-1 prin redispecerizarea producției.

<sup>1)</sup> În data de 11.04.2023 la ora 11:52 a declanșat Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV în stația Tariverde. Pentru evitarea funcționării în suprasarcină a Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV și a Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV din stația Tariverde au fost dispuse reduceri de putere produsă în următoarele UD-uri racordate în stația Tariverde, astfel: 12:15 – 12:30 în CEE Cogecalac – 60 MW; 12:30 – 12:45 în CEE Cogecalac – 30 MW și CEE Fântânele – 30 MW; 12:45 – 16:45 în CEE Cogecalac – 20 MW și CEE Fântânele – 20 MW. La momentul declanșării producția în CEE Fântânele Est, CEE Fântânele Vest și CEE Cogecalac era de 562 MW.

<sup>2)</sup> În data de 26.11.2023, în zona de sud – est a SEN, în urma fenomenelor meteo nefavorabile semnalate de coduri portocalii și roșii, au fost numeroase incidente în rețeaua electrică de transport începând cu ora 03:18, ce au indisponibilizat mai multe elemente de rețea de transport. În mai multe rânduri U1 și U2 CNE Cernavodă au rămas conectate la rețea printr-o singură linie de legătură între zona Dobrogea și restul SEN, ceea ce a impus reducerea de producție în trepte la U1 (de la 680 MW la 450 MW și apoi la 370 MW), respectiv oprirea încărcării U2 CNE Cernavodă la 350 MW (după repornirea din data de 25.11.2023, ora 23:16), urmată de reducerea puterii la ambele unități la aproximativ 300 MW, pentru asigurarea securității în exploatare a CNE.

## 1.2. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CONTINUITATEA SERVICIULUI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE

Indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport se referă la întreruperile în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor racordați la RET. Întreruperile sunt clasificate după durată în:

- întreruperi tranzitorii - cu durate de maximum o secundă;
- întreruperi scurte - cu durate între o secundă și maximum 3 minute;
- întreruperi lungi - cu durate mai mari de 3 minute.

Operatorul de transport și de sistem monitorizează toate întreruperile de lungă durată, atât planificate cât și neplanificate.

Programul anual de retrageri din exploatare a elementelor RET se publică pe pagina de internet a OTS. De asemenea, cu o zi înainte de începerea fiecărei luni, OTS publică pe pagina de internet programul lunar de retrageri din exploatare. OTS elaborează situația lunară a modificărilor planului lunar aprobat, în care evidențiază elementele RET planificate să fie retrase din exploatare, perioada retragerii și conformitatea sau neconformitatea cu planul anual de retrageri din exploatare.

Pentru fiecare întrerupere se înregistrează:

- tensiunea la care s-a produs întreruperea;
- caracterul planificat sau neplanificat (pentru calculul indicatorilor de continuitate), respectiv anunțat sau neanunțat al întreruperii (pentru modul de înregistrare a întreruperii);
- cauza întreruperii;
- data, ora și minutul de început, respectiv de sfârșit al întreruperii;
- durata totală a întreruperii;
- puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), respectiv energia electrică estimată prin calcul ca fiind nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperii.

Fiecare eveniment din RET, care are ca efect întreruperea de lungă durată a alimentării cu energie electrică a utilizatorilor, este prezentat individual în cadrul raportului anual de activitate a OTS.

**Energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale** din cauza întreruperilor de lungă durată - ENS (Energy Not Supplied) se calculează cu relația:

$$ENS = \sum_{i=1}^n \left( P_i \times \frac{D_i}{60} \right) \quad [\text{MWh}],$$

unde:

- n – reprezintă numărul total de întreruperi de lungă durată;
- $P_i$  – reprezintă puterea electrică întreruptă la întreruperea i (ultima putere măsurată înainte de întrerupere) (MW);
- $D_i$  – reprezintă durata întreruperii i (minute).

**Timpul Mediu de Întrerupere** – AIT (Average Interruption Time) reprezintă perioada medie echivalentă a întreruperilor de lungă durată, exprimată în minute pe an și se determină cu relația:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \quad [\text{min/an}],$$

unde :

- ENS - reprezintă energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată (MWh);
- AD – reprezintă consumul anual de energie electrică (Annual Demand), exclusiv pierderile de energie

electrică activă din RET și RED, inclusiv exportul (MWh).

Indicatorii de performanță generali de continuitate au avut în anul 2023 următoarele valori:

Tabelul nr. 1.2.1

Indicator	Tipul întreruperii	Total
ENS [MWh]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	37,13 / * 10154,26
AIT [min/an]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	0,34 / * 93,28

Notă:

\* Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciu de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 impune înregistrarea valorilor pentru energia nelivrată la consumatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Prima valoare se referă la energia nelivrată consumatorilor iar a doua la energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată

Evoluția valorii indicatorilor de continuitate a serviciului de transport al energiei electrice în perioada 2019-2023 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.2.2

Indicator		2019	2020	2021	2022	2023
ENS (MWh)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	8,983 / 0,249	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0,121/0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	91,784 / 6,532	287,98/ 0	109,76 / 90,5	54,04/ 1160,35	37,13 / 10154,26
AIT (min/ an)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0,0885 / 0,00245	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0,0012/ 0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	0,9047 / 0,0643	2,8374/ 0	1,01/ 0,835	0,52/ 11,16	0,34 / 93,28

În anul 2023, comparativ cu anul 2022, se constată o deteriorare a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice, astfel:

- s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 37,13 MWh, mai mică cu 31 % față de cantitatea de energie nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2022 (54,05 MWh). Timpul mediu de întrerupere al consumatorilor (AIT-ENS) a fost de 0,34 min, mai mic decât valoarea înregistrată în aceeași perioadă a anului 2022, de 0,52 min.

- s-a înregistrat o cantitate de energie electrică nelivrată din centrale de 10154,26 MWh, cauzată în principal de incidentele înregistrate pe liniile și stațiile electrice de legătură RET - CNE Cernavodă (precum racord 400 kV U1 – Cernavodă), incidente înregistrate pe stații electrice funcționând în provizorat cu linii electrice de evacuare a energiei din stațiile producătorilor de energie (de ex. LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței cu derivația Făcăeni), precum și incidente înregistrate la tensiuni de 110 și 20kV. Timpul mediu de

întrerupere în cazul centralelor (AIT-ENC) a ajuns la 93,28 min/an, față de o valoare de 11,15 min/an în anul 2022.

În tabelul de mai jos se regăsesc incidentele cu energie nelivrată din responsabilitatea operatorului (întreruperi neplanificate cauzate de OTS):

Tabelul nr. 1.2.3

Nr. Crt	Data	Locația	Tens [kV]	Durată întrerupere [min.]	P întreruptă [MW]		Energie nelivrată [MWh]	
					La consumatori	Din centrale	La consumatori	Din Centrale
1	21.01.2023	Stația Aref – celula 20kV T1-25MVA	20	16	2	1,2	0,533	0,320
2	27.01.2023	Stația Stâlpu – celula 20 kV Trafo 2	20	7	11	-	1,283	-
3	2.02.2023	Stația Aref – Celula 20kV CHE Valsan	20	35	0,06	3,14	0,035	1,831
4	21.02.2023	Stația Aref – Celula 20kV CHE Valsan	20	117	0,08	2,92	0,156	5,694
5	23.02.2023	Stația Smârdan – Celula 110KV SCI(CSG)cirel	110	96	4,52	-	7,232	-
6	7.03.2023	Stația Aref – T1-25MVA	110	6	2	-	0,200	-
7	30.03.2023	Stația Gura Ialomiței – celula 400 kV Cernavoda 4	400	40	-	58	-	38,667
8	18.04.2023	Stația Roman Nord – Bara 1 110 kV	110	18	1,8	-	0,540	-
9	19.04.2023	Stația Târgoviște – Sisteme de protecție și automatizare	110	7	6,2	-	0,723	-
10	2.05.2023	Stația Aref – T1-25MVA	110	19	0,99	19,13	0,313	6,058
11	21.06.2023	Stația Târgoviște-Sisteme de protecție și automatizare	110	22	4	-	1,467	-
12	28.06.2023	Stația Târgoviște -Sisteme de protecție și automatizare	110	5	6	18	0,500	1,500
13	13.07.2023	Stația Focșani Vest – Trafo 1	110	21	5	-	1,750	-
14	15.08.2023	Stația Alba-Iulia – cel. 20 kV PC 226	20	47	3	-	2,350	-
313	28.08.2023	Stația Târgoviște – Celula 400kV LEA Tulcea Vest	400	1	-	23,4	-	0,390
16	5.09.2023	Stația Brașov – Trafo 1 400/110 kV 250 MVA	400	8	141,3	-	18,840	-
17	7.09.2023	Stația Săcălaz – CELULA 110 kV IMT	110	2	17,01	-	0,567	-
18	21.09.2023	Stația Gura Ialomiței – Bara 2 400kV	400	147	-	60	-	147,00
19	8.10.2023	Stația Aref – cel 110 kV T1-16 MVA	110	18	1	-	0,300	-
20	25.10.2023	Stația Aref – cel 110 kV T2-16 MVA	110	3	0,9	-	0,045	-
21	18.11.2023	Racord 400 kV U1 – Cernavodă	400	957	-	624	-	9.952,8
22	17.12.2023	Stația Gura Ialomiței – Celula 20 kV Giurgeni	20	35	0,5	-	0,292	0
ENS din cauze interne OTS [MWh]:							37,13	10154,26

În cazul energiei electrice nelivrate consumatorilor, cel mai important incident este cel înregistrat în data de 5.09.2023 în stația Brașov, respectiv 50,7 % din energia totală nelivrată.

Referitor la energia electrică nelivrată din centrale, 98 % reprezintă incidentul înregistrat în 18.11.2023 la nivelul de tensiune de 400 kV pe racord 400kV U1- Cernavodă.

### 1.3. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

În conformitate cu prevederile *Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport*, OTS asigură calitatea energiei electrice, acționând pentru:

- menținerea frecvenței în SEN, a tensiunii în RET și în rețeaua de 110 kV și a curbelor de tensiune în limitele prevăzute în *Cod*;
- menținerea siguranței în funcționare;
- respectarea criteriului N-1 în conducerea prin dispecer a RET și a SEN.

Monitorizarea calității energiei electrice se realizează într-un număr semnificativ de stații electrice, cu ajutorul unor aparate specializate, care permit măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi

referitoare la tensiune: frecvența, amplitudinea tensiunii, armonicile, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni.

Indicatorii de calitate privind **frecvența** în SEN urmăresc încadrarea frecvenței nominale de 50 Hz în limitele normate de variație astfel:

- a. 47,00 - 52,00 Hz timp de 100 % din an;
- b. 49,50 - 50,50 Hz timp de 99,5 % din an;
- c. 49,75 - 50,25 Hz timp de 95 % din săptămână;
- d. 49,90 - 50,10 Hz timp de 90 % din săptămână.

Monitorizarea frecvenței se realizează permanent prin înregistrarea valorilor acestora, pe baza cărora se determină procente de timp din săptămână, lună și an în care frecvența s-a încadrat în domeniile normate.

Pe perioada anului 2023 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 1.3.1

Frecvența	Valoarea	Comentarii
Valoarea medie anuală [Hz]	50,000	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E
Valoarea maximă anuală [Hz]	50,173	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ( $\pm 200$ mHz)
Valoarea minimă anuală [Hz]	49,836	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ( $\pm 200$ mHz)
Deviația standard [mHz]	22,163	Deviația standard a frecvenței nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E începând cu 2019 în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485 din 2017
Abaterea pătratică a timpului sincron [s]	99,432	Abaterea medie pătratică a timpului sincron nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E începând cu 2019 în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485 din 2017

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2023 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard.

În conformitate cu prevederile art. 16 (2) din SO GL (Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice), fiecare OTS din fiecare stat membru comunică ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, informațiile privind anul anterior, în conformitate cu metodologia aprobată la nivel ENTSO-E „*Methodology for creation of load-frequency control annual report*”, metodologie dezvoltată în cadrul subgrupe de lucru ENTSO-E „*Annual LFC Reporting Subgroup*”, cu privire la valorile instantanee ale frecvenței ale ariei sincrone Europa Continentală.

Informațiile furnizate de către monitorul ariei sincrone Europa Continentală cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei prezentate mai sus, pentru anul 2023, sunt conforme cu cerințele art. 131. (1) (a) (i) – (vi) din SO GL și sunt următoarele:

- timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea standard a frecvenței ( $\pm 50$  mHz), cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee, care a fost de aproximativ 247 minute pentru abaterea pozitivă și 305 minute pentru abaterea negativă, valoare mult inferioară față de timpul total limită de 15 000 minute;
- timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea maximă a frecvenței instantanee ( $\pm 800$  mHz), cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee;

- numărul evenimentelor în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență din zona sincronă a depășit 200 % din abaterea standard a frecvenței și abaterea instantanee de frecvență nu a fost readusă la 50 % din abaterea standard a frecvenței.

Raportul anual complet aferent anului 2023 cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe website-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2024.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2023 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard, conform datelor din tabelul următor:

Tabelul nr. 1.3.2

Domeniul de frecvență	47,00 ÷ 52,00 Hz		49,50 ÷ 50,50 Hz		49,75 ÷ 50,25 Hz		49,90 ÷ 50,10 Hz	
	% din timp	Încadrare 100 % an [da/nu]	% din timp	Încadrare 99,5 % an [da/nu]	% din timp	Încadrare 95 % săpt. [da/nu]	% din timp	Încadrare 90 % săpt. [da/nu]
Coeficient cumulativ	100	da	100	da	99,99	da	99,96	da

Notă: Limitele normate de variație a frecvenței SEN se vor modifica în urma aprobării codurilor de rețea europene privind cerințele pentru racordarea la rețea a utilizatorilor și vor avea valoarea prevăzută în codurile de rețea europene aprobate.

În ceea ce privește **tensiunea nominală** în RET, s-a efectuat monitorizarea depășirii limitelor normate de variație a tensiunii nominale de 220 kV și 400 kV. Limitele normate de variație a tensiunii nominale prevăzute în Codul Tehnic al RET sunt:

- în orice punct al rețelei electrice de 220 kV, banda admisibilă este de 198 ÷ 242 kV;
- în orice punct al rețelei electrice de 400 kV, banda admisibilă este de 380 ÷ 420 kV.

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 79 stații electrice (30 stații de 400kV, respectiv 49 stații electrice de 220kV) și a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii, conform celor prezentate în tabelul nr. 1.3.3.

Tabelul nr. 1.3.3

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații de monitorizare	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
400	380 ÷ 420	Arad	12.037	97,710	Da
		Bacău Sud	232	99,956	Da
		Brađu	22.749	95,672	Da
		Brașov	26.143	95,026	Da
		Brazi Vest	8.087	98,461	Da
		București Sud	31.809	93,948	Nu
		Cernavoda	1	100,000	Da
		Cluj Est	7.408	98,591	Da
		Constanța Nord	178	99,966	Da
		Domnești	7.268	98,617	Da
		Gădălin	5.521	98,950	Da
		Gutinaș	9.677	98,159	Da
		Iernut	110.523	78,972	Nu
		Isaccea	185	99,965	Da
		Lacu Sărat	1	100,000	Da
		Medgidia Sud	166	99,968	Da
		Mintia	8.688	98,347	Da
		Nădab	18.901	96,404	Da

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații de monitorizare	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
		Oradea Sud	5.071	99,035	Da
		Pelicanu	3.444	99,345	Da
		Porțile de Fier	51.662	90,171	Nu
		Rahman	118	99,978	Da
		Roman Nord	4.028	99,234	Da
		Roșiori	8.277	98,425	Da
		Sibiu Sud	176	99,967	Da
		Slatina	39.667	92,453	Nu
		Suceava	7.390	98,594	Da
		Țanțăreni	43.227	91,776	Nu
		Tulcea Vest	2	100,000	Da
		Urechești	27.542	94,760	Nu
220	198 ÷ 242	Alba Iulia	811	99,846	Da
		Arad	56.321	89,284	Nu
		Arefu	10.297	98,041	Da
		Baia Mare 3	2.102	99,600	Da
		Barboși	2.232	99,575	Da
		Baru Mare	2.526	99,519	Da
		Brad	14.670	97,209	Da
		Brazi Vest	23.532	95,523	Da
		București Sud	22	99,996	Da
		Calea Aradului	32.061	93,900	Nu
		Câmpia Turzii	28.544	94,569	Nu
		Cetate	50.595	90,374	Nu
		Cluj Florești	245	99,953	Da
		Craiova Nord	4.988	99,051	Da
		Dumbrava	15.060	97,135	Da
		FAI	941	99,821	Da
		Fântânele	118.493	77,456	Nu
		Filești	227	99,957	Da
		Focșani Vest	453	99,914	Da
		Fundeni	3870	99,264	Da
		Gheorgheni	205059	60,986	Nu
		Ghizdaru	3012	99,427	Da
		Grădiște	1971	99,625	Da
		Gutinaș	205	99,961	Da
		Hâsdat	7967	98,484	Da
		Iernut	11915	97,733	Da
		Ișalnița	3013	99,427	Da
		Lotru	6268	98,807	Da
		Mintia	1090	99,793	Da
		Mostiștea	42	99,992	Da
		Munteni	5401	98,972	Da
		Paroșeni	1966	99,626	Da
		Pitești Sud	3629	99,310	Da
		Porțile de Fier	55882	89,368	Nu



Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații de monitorizare	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
		Râureni	134337	74,441	Nu
		Reșița	6635	98,738	Da
		Retezat	3457	99,342	Da
		Roșiori	5080	99,033	Da
		Sibiu Sud	134910	74,332	Nu
		Slatina	30360	94,224	Nu
		Stejaru	50028	90,482	Nu
		Stupărei	10771	97,951	Da
		Târgu Jiu Nord	57	99,989	Da
		Teleajen	297	99,943	Da
		Tihău	3700	99,296	Da
		Timișoara	1803	99,657	Da
		Turnu Magurele	989	99,812	Da
		Ungheni	24520	95,335	Da
		Urechești	123	99,977	Da

NOTĂ: Limitele normate de variație a tensiunii de linie se vor modifica în urma aprobării codurilor de rețea europene privind cerințele pentru racordarea la rețea a utilizatorilor și va avea limitele prevăzute în codurile de rețea europene aprobate

Cerințele privitoare la *calitatea curbelor de tensiune și de curent* se referă la:

- factorul de distorsiune armonică* care trebuie să fie de max. 3 % pentru 95 % din săptămână;
- factorul de nesimetrie de secvență negativă* care trebuie să fie de max. 1 % pentru 95 % din săptămână;
- indicatorul de flicker pe termen scurt*, Pst, care trebuie să fie de max. 0,8 % pentru 95 % din săptămână;
- indicatorul de flicker pe termen lung*, Plt, care trebuie să fie de max. 0,6 % pentru 95 % din săptămână.

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice instituit de OTS a realizat monitorizarea permanentă a curbelor de tensiune la interfața RET cu marii consumatori, în punctele de racordare la RET a centralelor electrice eoliene/fotovoltaice și la interfața RET/RED.

Numărul de săptămâni de încadrare în valorile impuse de *Codul RET* și *Standardul de performanță* în anul 2023 raportat la numărul de săptămâni de monitorizare este prezentat în tabelul nr. 1.3.4.

Tabelul nr. 1.3.4

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq 0,8\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq 0,6\%$ pentru 95% din săptămână
Alba Iulia 110 kV AT1	52 / 52	51 / 52	40 / 52	40 / 52
Arefu 110 kV AT1	33 / 33	33 / 33	33 / 33	33 / 33
Arefu 110 kV AT2	12 / 12	12 / 12	12 / 12	12 / 12
Arefu 110 kV UHE2	38 / 38	38 / 38	33 / 38	33 / 38
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu Faraoani	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV LEA Lilieci	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV T	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52



Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq 0,8\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq 0,6\%$ pentru 95% din săptămână
Bacău Sud 110 kV UHE 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Barboși 110 kV AT1	52 / 52	46 / 52	23 / 52	23 / 52
Barboși 110 kV AT2	52 / 52	51 / 52	21 / 52	21 / 52
Baru Mare 110 kV T1	20 / 20	20 / 20	2 / 20	2 / 20
Brașov 110 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Brașov 110 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Câmpia Turzii 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	56 / 56	56 / 56	55 / 56	55 / 56
Cetate 20 kV CEF Cetate	48 / 48	48 / 48	42 / 48	42 / 48
Cluj Est 110 kV T7	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Craiova Nord 110 kV AT1	26 / 26	26 / 26	26 / 26	26 / 26
Craiova Nord 110 kV AT2	27 / 27	27 / 27	27 / 27	27 / 27
Craiova Nord 110 kV LES Mischii	4 / 5	5 / 5	2 / 5	2 / 5
Dârste 110 kV T2	39 / 39	39 / 39	39 / 39	39 / 39
Domnești 110 kV IFA	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Domnești 110 kV T1	52 / 52	52 / 52	48 / 52	48 / 52
Domnești 110 kV T2	52 / 52	52 / 52	48 / 52	48 / 52
Domnești 110 kV T3_S1A	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Domnești 110 kV T3_S1B	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Dorobanțu 110 kV	47 / 47	47 / 47	46 / 47	46 / 47
Fălcu 110 kV LEA Gotești	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Fântânele 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Focșani Vest 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	52 / 52	52 / 52	32 / 52	32 / 52
Gura Ialomiței 400 kV	46 / 46	46 / 46	35 / 46	35 / 46
Hășdat 110 kV AT1	27 / 27	27 / 27	2 / 27	2 / 27
Iaz 110 kV AT1_E	13 / 13	13 / 13	4 / 13	4 / 13
Hășdat 110 kV AT2_E	26 / 26	26 / 26	7 / 26	7 / 26
Hășdat 110 kV Oțelărie	2 / 2	2 / 2	0 / 2	0 / 2
Hășdat 220 kV Oțelărie_E	3 / 3	3 / 3	1 / 3	1 / 3
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	51 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Huși 110 kV LEA Cioara	42 / 43	43 / 43	42 / 43	42 / 43
Iaz 110 kV AT1	13 / 13	13 / 13	2 / 13	2 / 13
Iaz 110 kV AT2_E	25 / 25	25 / 25	9 / 25	9 / 25
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ a	35 / 35	35 / 35	7 / 35	7 / 35
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ b	38 / 38	38 / 38	10 / 38	10 / 38
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ1	35 / 35	35 / 35	10 / 35	10 / 35
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ2	35 / 35	35 / 35	11 / 35	11 / 35
Iaz 220 kV AT2	26 / 26	26 / 26	5 / 26	5 / 26
Iernut 110 kV AT3	39 / 39	39 / 39	39 / 39	39 / 39
Medgidia Sud 110 kV LEA Râșnova 1	43 / 43	43 / 43	41 / 43	41 / 43
Mostiștea 110 kV Dănești	28 / 29	29 / 29	29 / 29	29 / 29
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	52 / 52	52 / 52	31 / 52	31 / 52
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	52 / 52	52 / 52	31 / 52	31 / 52

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq 0,8\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq 0,6\%$ pentru 95% din săptămână
Munteni 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	48 / 52	48 / 52
Munteni 110 kV Vutcani-Huși	51 / 51	51 / 51	46 / 51	46 / 51
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	43 / 43	43 / 43	2 / 43	2 / 43
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	8 / 51	51 / 51	2 / 51	2 / 51
Pelicanu 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	3 / 52	3 / 52
Pestiș 110 kV AT1_E	2 / 2	2 / 2	0 / 2	0 / 2
Pitești Sud 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	47 / 52	47 / 52
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	52 / 52	52 / 52	47 / 52	47 / 52
Rahman 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	47 / 52	47 / 52
Rahman 400 kV T2	52 / 52	52 / 52	48 / 52	48 / 52
Râureni 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Reșița 110 kV AT1	50 / 50	50 / 50	11 / 50	11 / 50
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	44 / 44	44 / 44	3 / 44	3 / 44
Roman Nord 110 kV Laminor 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV Laminor 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV LEA Hălaucești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV LEA Războieni	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV T	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 400 kV AT	52 / 52	4 / 52	52 / 52	52 / 52
Sibiu Sud 110 kV T3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 110 kV AT4	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 220 kV SRA 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 220 kV SRA 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Smârdan 110 kV T2	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Stupărei 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 400 kV T1	51 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 400 kV T2	51 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 400 kV T3	48 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 3	2 / 2	2 / 2	0 / 2	0 / 2
Târgoviște 220 kV AT1	4 / 4	4 / 4	0 / 4	0 / 4
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Turnu Severin Est 110 kV AT1	51 / 51	51 / 51	22 / 51	22 / 51
Turnu Severin Est 110 kV AT2	50 / 50	50 / 50	22 / 50	22 / 50
Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița 2	51 / 52	52 / 52	24 / 52	24 / 52
Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleț 2	52 / 54	54 / 54	26 / 54	26 / 54
Ungheni 110 kV AT1	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Ungheni 110 kV AT2	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20

Încadrarea calității curbelor de tensiune în valorile impuse de *Codul RET* și de *Standardul de performanță* pentru serviciile de transport și de sistem este prezentată în tabelul nr. 1.3.5.

Tabelul nr. 1.3.5

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Alba Iulia 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Arefu 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Arefu 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Arefu 110 kV UHE2	100	da	da	nu	nu
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu Faraoni	99.99	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Lilieci	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV T	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV UHE 2	100	da	da	da	da
Barboși 110 kV AT1	100	da	nu	nu	nu
Barboși 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Baru Mare 110 kV T1	99.99	da	da	nu	nu
Brașov 110 kV T1	99.99	da	da	da	da
Brașov 110 kV T2	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	100	da	da	da	da
Cetate 20 kV CEF Cetate	100	da	da	nu	nu
Cluj Est 110 kV T7	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV LES Mischii	98.52	da	da	nu	nu
Dârste 110 kV T2	99.93	da	da	da	da
Domnești 110 kV IFA	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T1	100	da	da	nu	nu
Domnești 110 kV T2	100	da	da	nu	nu
Domnești 110 kV T3_S1A	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T3_S1B	100	da	da	da	da
Dorobanțu 110 kV	100	da	da	da	da
Fălciu 110 kV LEA Gotești	100	da	da	da	da
Fântânele 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Focșani Vest 110 kV AT	99.99	da	da	da	da
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	100	da	da	nu	nu
Gura Ialomiței 400 kV	99.91	da	da	nu	nu
Hășdat 110 kV AT1	99.87	da	da	nu	nu
Hășdat 110 kV AT2_E	99.52	da	da	nu	nu
Hășdat 110 kV Oțelărie	100	da	da	nu	nu
Hășdat 220 kV Oțelărie_E	99.95	da	da	nu	nu
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	98.47	da	da	da	da

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Huși 110 kV LEA Cioara	99.75	da	da	da	da
Iaz 110 kV AT1	99.82	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT1_E	99.65	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT2_E	99.86	da	da	nu	nu
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ a	99.78	da	da	nu	nu
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ b	99.81	da	da	nu	nu
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ1	99.73	da	da	nu	nu
Iaz 110kV LEA_Cuptoare_circ2	99.81	da	da	nu	nu
Iaz 220 kV AT2	99.98	da	da	nu	nu
Iernut 110 kV AT3	100	da	da	da	da
Medgidia Sud 110 kV LEA Râșnova 1	100	da	da	da	da
Mostiștea 110 kV Dănești	99.63	da	da	da	da
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	100	da	da	nu	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	100	da	da	nu	nu
Munteni 110 kV AT	100	da	da	nu	nu
Munteni 110 kV Vutcani-Huși	100	da	da	nu	nu
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	99.89	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	1916.74	da	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	100	da	da	nu	nu
Pestiș 110 kV AT1_E	99.94	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV AT	100	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	100	da	da	nu	nu
Rahman 400 kV T1	99.98	da	da	nu	nu
Rahman 400 kV T2	99.98	da	da	nu	nu
Râureni 110 kV AT	100	da	da	da	da
Reșița 110 kV AT1	99.68	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99.87	da	da	nu	nu
Roman Nord 110 kV Laminor 1	99.97	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV Laminor 2	99.97	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV LEA Hălăucești	99.99	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV LEA Războieni	99.97	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV T	99.99	da	da	da	da
Roman Nord 400 kV AT	99.98	da	nu	da	da
Sibiu Sud 110 kV T3	100	da	da	da	da
Slatina 110 kV AT4	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 1	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 2	100	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T2	99.98	da	da	da	da
Stupărei 110 kV AT	100	da	da	da	da
Stupina 400 kV T1	99.64	da	da	da	da
Stupina 400 kV T2	99.70	da	da	da	da

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Stupina 400 kV T3	99.39	da	da	da	da
Targoviște 220 kV LEA Cuptoare 3	100	da	da	nu	nu
Targoviște 220kV AT1	100	da	da	nu	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	99.99	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	99.99	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	99.89	da	da	da	da
Tulcea Vest 400 kV T1	99.98	da	da	da	da
Turnu Severin Est 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est LEA 110kV Banovița2	99.83	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est LEA 110kV Topleț 2	99.61	da	da	nu	nu
Ungheni 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Ungheni 110 kV AT2	100	da	da	da	da

În anul 2023 s-a extins numărul de stații electrice în care s-a monitorizat încadrarea valorilor înregistrate ale parametrilor de calitate a curbelor de tensiune în valorile normate prevăzute în Standardul de performanță.

S-au înregistrat abateri ale parametrilor normați de calitate a curbelor de tensiune, după cum urmează:

- pentru *factorul de distorsiune armonică*, s-au înregistrat abateri în Barboși 110kV AT1 (6 săptămâni din cele 51 săptămâni analizate);
- pentru *factorul de nesimetrie de secvență negativă*, abateri în statia Stupina 400kV T3 (3 săptămâni din cele 51 analizate);
- *indicatorii de flicker pe termen scurt și lung*, depășiri într-un număr semnificativ de puncte de analiză, conform tabelelor de mai sus.

Conform OTS, neîncadrarea în limitele stabilite prin *Standardul de performanță* e cauzată în mare parte de funcționarea consumatorilor industriali care introduc în rețea perturbații cauzate de procesele tehnologice și care nu au investit în decursul anului 2023 în echipamente sau soluții dedicate pentru reducerea perturbațiilor.

O situație comparativă a încadrărilor în limitele normate pentru indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice în perioada 2019-2023 este prezentată în tabelul 1.3.6.

Tabelul nr. 1.3.6

	2019	2020	2021	2022	2023
Nr. puncte de analiză	54	57	73	89	95
Durata medie de analiză [săptămâni]	48	45	44	43	44
Încadrarea în limitele normate pentru factorul de nesimetrie de secvență negativă [% din săpt.]	99,3	99,4	99,1	97,73	96,36

	2019	2020	2021	2022	2023
Încadrarea în limitele normate pentru factorul total de distorsiune armonică [% din săptămâni]	96,0	95,9	96,98	98,49	98,29
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen scurt [% din săptămâni]	87,1	79,9	80,73	81,68	76,43
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen lung [% din săptămâni]	66,3	79,9	80,73	81,68	76,43

În anul 2023 s-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 96,36 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 98,29 % pentru factorul de distorsiune armonică și 76,43 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung.

#### 1.4. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI

Indicatorii de calitate analizați se referă la activitățile comerciale specifice relației cu utilizatorii RET cu privire la emiterea avizelor tehnice de racordare, încheierea contractelor, schimburile de date și informații, precum și la soluționarea sesizărilor și reclamațiilor clienților.

Sintetic, indicatorii de performanță generali de calitate comercială a serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, realizați în anul 2023, sunt prezentați în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.4.1

Nr.	Indicator	2023
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise*	62
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	19
3	Numărul solicitărilor de emitere a avizului de racordare nesoluționate în termenul prevăzut în reglementările în vigoare raportat la numărul total de solicitări înregistrate	41 din 62
4	Numărul de cereri de încheiere a unui contract de racordare înregistrate*	20
5	Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare [zile]	4,5
6	Numărul proiectelor de contracte de racordare netransmise utilizatorilor în termenul prevăzut în reglementările în vigoare raportat la numărul total de cereri de încheiere a contractelor de racordare înregistrate	2 din 20
7	Numărul de racordări realizate*	1
8	Numărul de certificate de racordare emise*	2
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	6
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem înregistrate*	38
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem [zile]	4
12	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la racordare*	-
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la racordare	-
14	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la racordare	-
15	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la nivelul de tensiune*	-
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la nivelul de tensiune	-
17	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la nivelul de tensiune	-
18	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune*	-
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
20	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
21	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare*	-
22	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	-
23	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	-

24	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme*	-
25	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile înregistrate, justificate, pe alte teme	-
26	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme	-

\*) Indicator statistic

*Timpul de emitere a avizului tehnic de racordare* depășește termenul limită de emitere impus de standard (10 zile calendaristice) pentru un număr de 41 de avize tehnice de racordare din 62 de avize emise.

Conform celor comunicate de CNTEE Transelectrica SA, principalele cauze care au determinat întârzieri în emiterea avizelor sunt:

- volumul și complexitatea proceselor de racordare aflate în diverse etape;
- numărul foarte mare de studii de soluție supuse avizării nu permite întotdeauna o analiză detaliată din partea tuturor entităților cu atribuții corelate cu prevederile avizului tehnic de racordare, ceea ce conduce la identificarea, pe parcursul redactării și avizării avizului tehnic de racordare, a unor necesități de corectare/clarificare/completare din partea elaboratorului studiului de soluție sau a utilizatorului;
- după redactare, avizele tehnice de racordare sunt supuse unui proces de avizare de către mai multe entități organizatorice din cadrul CNTEE Transelectrica SA și de aprobare de către Directoratul companiei;
- termenul de 10 zile calendaristice poate include mai multe zile libere.

Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare de către CNTEE Transelectrica SA a fost de 4,5 zile calendaristice. Termenul de 5 zile lucrătoare nu a fost respectat pentru 2 contracte de racordare din cele 20 contracte încheiate.

Cauze care au determinat întârzieri în emiterea contractelor de racordare, conform celor comunicate de CNTEE Transelectrica SA:

- documentațiile anexate contractelor de racordare sunt complexe și foarte diverse, iar redactarea, conform Ordinului ANRE nr. 105/2022, presupune identificarea tuturor clauzelor aplicabile în situații atipice (de exemplu: o parte din lucrările pe tarif de racordare se realizează conform anexei 1, iar altă parte a lucrărilor se realizează conform anexei 2).
- contractele de racordare sunt supuse unui proces de avizare de către mai multe entități organizatorice din cadrul CNTEE Transelectrica SA și de aprobare de către Directoratul companiei.

Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și sistem se află sub limita impusă de standard (10 zile calendaristice).

În anul 2023 nu s-au înregistrat reclamații privitoare la racordare, la nivelul de tensiune, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.



## **2. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE**

Indicatorii de performanță analizați se referă la activitățile specifice de distribuție a energiei electrice la toate nivelurile de tensiune nominală, la joasă tensiune (JT), medie tensiune (MT) și înaltă tensiune (IT - 110 kV), respectiv la toate categoriile de utilizatori ai rețelelor electrice de distribuție (RED) din mediul rural și urban.

Indicatorii de performanță, în sens general, permit o evaluare a calității produsului energie electrică și a serviciului de alimentare cu energie electrică și se referă la:

- continuitatea în alimentare;
- calitatea tehnică a energiei electrice;
- calitatea comercială a serviciului de distribuție.

Din punct de vedere al efectului asupra utilizatorilor rețelei electrice, indicatorii de performanță se diferențiază, conform Standardului de performanță, în două categorii:

- indicatori generali – care oferă o imagine de ansamblu asupra activității desfășurate de operatorii de distribuție (OD). În cazul acestora nu este posibilă garantarea unor valori pentru fiecare utilizator în parte;
- indicatori de performanță garantați - pentru care se stabilesc niveluri minime care trebuie respectate în fiecare caz individual în parte.

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție nu se aplică în situații de funcționare anormală a RED determinate de OTS, în condițiile în care OD a luat toate măsurile pentru limitarea efectelor cauzei care determină funcționarea anormală, și în situații de forță majoră care au afectat operatorii de distribuție, stabilite și dovedite conform legii.

### **2.1. DATE GENERALE**

Utilizatorii RED, majoritatea consumatori (clienți finali), sunt racordați direct la una din cele opt zone de rețea de interes public pentru care se stabilesc tarife de distribuție reglementate, din patrimoniul celor cinci operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune și anume societățile: E-Distribuție Muntenia S.A. (în prezent Rețele Electrice Muntenia S.A.), E-Distribuție Banat S.A. (în prezent Rețele Electrice Banat S.A.), E-Distribuție Dobrogea S.A. (în prezent Rețele Electrice Dobrogea S.A.), Distribuție Energie Oltenia S.A., Delgaz Grid S.A., Distribuție Energie Electrică România S.A. (divizată în cadrul prezentului raport în 3 zone de rețea: Muntenia Nord, Transilvania Nord, Transilvania Sud).

Totodată, mai există o serie de utilizatori care nu sunt racordați direct la nici unul din cei cinci OD, utilizatorii racordați la OD neconcesionari sau racordați direct la barele unor producători. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD neconcesionari, respectiv direct la barele unor producători, este foarte mic în comparație cu numărul celor racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor cinci operatori de distribuție cu contract de concesiune. Având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost incluși în vedere în prezentul raport.

Numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor cinci OD concesionari, față de care s-a făcut raportarea în calculul indicatorilor de continuitate a fost de 10.069.476, din care 5.570.804 în mediul urban și 4.498.672 în mediul rural.

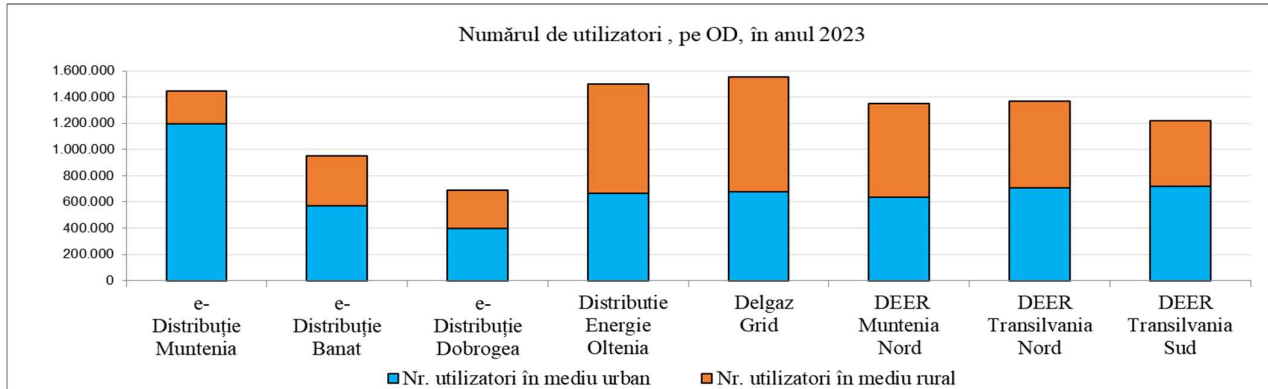
În tabelul și în figura de mai jos se prezintă situația numărului de utilizatori pe toate nivelurile de tensiune din mediul urban și din mediul rural, în fiecare zonă de concesiune și pe total pe țară, față de care



s-a realizat raportarea în calculul indicatorilor de continuitate anuali aferenți anului 2023.

Tabelul nr. 2.1.1

Mediul	Tensiune nominală	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL
urban	IT	14	23	16	47	16	22	11	25	174
	MT	2.033	1.065	888	1.533	1.118	1.946	2.107	1.766	12.456
	JT	1.193.741	569.186	398.265	664.071	676.240	635.440	703.862	717.369	5.558.174
rural	IT	5	13	27	39	32	20	23	20	179
	MT	959	1.077	938	2.816	1.797	2.668	2.466	1.386	14.107
	JT	250.882	377.127	287.068	833.494	872.665	707.629	658.383	497.138	4.484.386
TOTAL		1.447.634	948.491	687.202	1.502.000	1.551.868	1.347.725	1.366.852	1.217.704	10.069.476



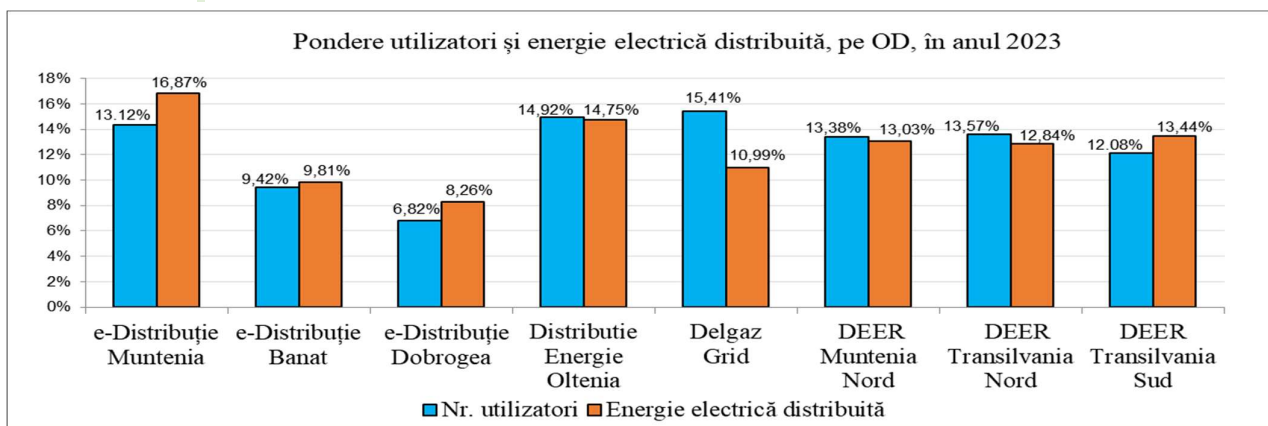
Se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT reprezintă 0,27 % din numărul total de utilizatori la nivel de țară.

Conform situației prezentate, Delgaz Grid are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.551.868 (15,41 % din total), urmat de Distribuție Energie Oltenia, cu 1.502.000 (14,92 % din total), iar cel mai mic număr de utilizatori îl are E-Distribuție Dobrogea, respectiv 687.202 (6,82 % din total). Se observă că la nivel de OD numărul total de utilizatori deserviți diferă de la simplu la dublu.

Cel mai mare număr de utilizatori în mediul urban îl are E-Distribuție Muntenia (1.195.788), iar cel mai mare număr de utilizatori în mediul rural îl are Delgaz Grid (874.494). La polul opus se situează E-Distribuție Dobrogea cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul urban (399.169), respectiv E-Distribuție Muntenia cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul rural (251.846).

Pe total țară numărul de utilizatori din mediul urban reprezintă 55,32 % din total.

În figura de mai jos se prezintă repartitia ponderii procentuale a celor opt zone de rețea relativ la numărul de utilizatori deserviți și a energiei electrice distribuite în anul 2023 (cca. 43,369 TWh). Se constată că cea mai mare pondere a consumului este înregistrată, de regulă, la OD care au o pondere mai mare de utilizatori în mediul urban.



## 2.2. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTAREA UTILIZATORILOR

### 2.2.1 Introducere

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice (în continuare *Standardul*) reglementează calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice și stabilește indicatorii de performanță în asigurarea serviciului de distribuție.

De asemenea, *Standardul* stabilește condițiile referitoare la modul de anunțare și de înregistrare a întreruperilor în alimentarea cu energie electrică, precum și condițiile referitoare la modul de planificare a întreruperilor necesare pentru lucrările de dezvoltare și de mentenanță, respectiv pentru remedierea instalațiilor în urma unor evenimente accidentale.

Pentru determinarea indicatorilor de continuitate precizați în *Standard*, OD are obligația să înregistreze toate întreruperile de lungă durată, precum și întreruperile de scurtă durată a căii de alimentare/evacuare a energiei electrice a locurilor de consum și/sau de producere racordate la RED, indiferent de tensiunea acestora.

Pentru fiecare întrerupere de lungă durată a căii de alimentare/evacuare, OD trebuie să înregistreze cel puțin:

- a. tensiunea la care se produce întreruperea – originea întreruperii;
- b. caracterul planificat sau neplanificat al întreruperii – pentru indicatorii de continuitate;
- c. cauza întreruperii;
- d. data, ora și minutul de început al întreruperii;
- e. numărul de etape de reconectare, dacă este cazul;
- f. numărul de utilizatori realimentați la fiecare etapă de reconectare, precum și data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru aceștia;
- g. data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru toți utilizatorii afectați de întrerupere;
- h. durata totală (din momentul dispariției tensiunii până la reconectare), în minute, a întreruperii, respectiv a etapei de realimentare, dacă este cazul;
- i. numărul de utilizatori afectați de întrerupere, pe fiecare nivel de tensiune, corespunzător fiecărei etape a acesteia, dacă este cazul;
- j. numărul fazelor afectate de întrerupere dacă aceasta se produce în rețeaua de joasă tensiune;
- k. puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), la IT.

Cu privire la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- a. întreruperi *planificate*;
- b. întreruperi *neplanificate cauzate de condiții meteorologice deosebite*;
- c. întreruperi *neplanificate cauzate de utilizatori sau terți*;
- d. întreruperi *neplanificate, exclusiv întreruperile de la lit. b și c*.

OD este obligat să înregistreze și să calculeze anual următoarele date privind continuitatea alimentării/evacuării pentru utilizatorii din zona de activitate:

- a. numărul de întreruperi lungi;
- b. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – indicele frecvența medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un utilizator, reprezintă numărul mediu de întreruperi suportate de utilizatorii racordați la rețeaua OD. Indicatorul se calculează împărțind numărul total de utilizatori întrerupți care au suferit o întrerupere cu o durată mai mare de 3 minute la numărul total de utilizatori deserviți:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t} \text{ [într/an]}$$

c. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – indicele durată medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un utilizator, reprezintă timpul mediu de întrerupere a utilizatorilor la nivel de OD, calculat ca o medie ponderată, împărțind durată cumulată a întreruperilor lungi (cu o durată mai mare de 3 minute) la numărul total de utilizatori deserviți de OD, astfel:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (N_i \times D_i)}{N_t} \text{ sau } SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{k_i} (N_{ij} \times D_{ij})}{N_t} \text{ [min/an]}$$

d. ENS (Energy Not Supplied) – energia nelivrată, definită ca energia totală nelivrată către locurile de consum racordate la rețeaua OD, din cauza întreruperilor;

$$ENS = \sum_{i=1}^n (P_i \times D_i) \text{ [kWh, MWh sau GWh]}$$

e. AIT (Average Interruption Time) – timpul mediu de întrerupere, reprezintă perioada medie echivalentă de timp în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică la nivel de OD pe parcursul unui an:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \text{ [min/an]}$$

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

k<sub>i</sub> – numărul de etape de reconectare, corespunzător întreruperii i;

N<sub>i</sub> – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la întreruperea i;

N<sub>ij</sub> – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la etapa j a întreruperii i;

P<sub>i</sub> – puterea electrică totală întreruptă la întreruperea i, numai la IT;

D<sub>i</sub> – durată (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru întreruperea i;

D<sub>ij</sub> – durată (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru etapa j a întreruperii i;

N<sub>t</sub> – numărul total al utilizatorilor deserviți;

AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică fără pierderile din rețeaua electrică la nivelul OD.

În calculul ENS și AIT se ia în considerare energia consumată de toți utilizatorii rețelei electrice (consumatori, producători, alți operatori).

Pentru calculul AIT, valorile ENS și AD se exprimă în aceleași unități de măsură.

De asemenea, începând cu data de 1 ianuarie 2017, conform *Standardului* de performanță, OD are obligația să înregistreze și să calculeze următoarele date care oferă informații despre fiabilitatea rețelei și performanțele echipamentelor de automatizare:

a) numărul de întreruperi scurte;

b) MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) – indicele frecvență medie a întreruperilor

momentane – întreruperi de scurtă durată – ca raport între numărul total al utilizatorilor întrerupți pe durate scurte și numărul total  $N_t$  al utilizatorilor deserviți:

$$MAIFI = \frac{\sum_{m=1}^M N_m}{N_t} [\text{într./an}]$$

unde:

$M$  este numărul total al întreruperilor de scurtă durată;

$N_m$  – numărul utilizatorilor care au suferit o întrerupere cu o durată scurtă (sub 3 minute), la fiecare întrerupere  $m$ ;

Indicatorii SAIFI, SAIDI și MAIFI se determină, de regulă, pe baza înregistrărilor automate ale întreruperilor la MT și IT, iar la JT se estimează prin calcul.

Indicatorii ENS și AIT se calculează numai pentru utilizatorii racordați la rețeaua electrică de IT.

SAIDI este considerat un indicator important deoarece reprezintă o valoare medie a timpului de întrerupere, dar presupune înregistrarea duratei fiecărei întreruperi.

Se menționează că *Standardul* nu impune determinarea indicatorului CAIDI, care este un indicator derivat.

- c) CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), reprezintă durata medie de timp necesară pentru restabilirea serviciului. Conform Standardului IEEE – 1366-1998 revizuit în anul 2003 - *Ghid pentru indicii de fiabilitate a distribuției energiei electrice*, CAIDI se determină astfel:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} [\text{min/într}]$$

## 2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

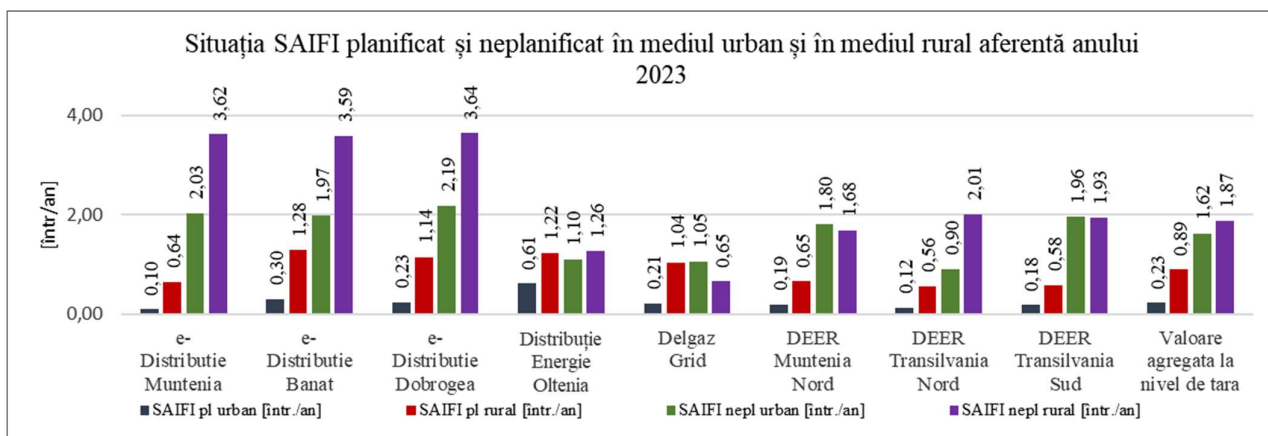
Situația indicelui *frecvență medie a întreruperilor în rețea* (SAIFI) aferent OD în anul 2023 este prezentată în tabelul următor:

Tabel nr. 2.2.2.1

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într./an]	urban	0,10	0,30	0,23	0,61	0,21	0,19	0,12	0,18	0,23
	rural	0,64	1,28	1,14	1,22	1,04	0,65	0,56	0,58	0,89
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	2,03	1,97	2,19	1,10	1,05	1,80	0,90	1,96	1,62
	rural	3,62	3,59	3,64	1,26	0,65	1,68	2,01	1,93	1,87

Rezultatele înregistrate în anul 2023 în privința indicelui frecvență medie a întreruperilor în rețea (SAIFI) relevă valori mici ale indicelui planificat (atât în mediul urban, cât și în mediul rural) și valori mai mari ale indicelui neplanificat, corespunzător unui volum mare de opriri accidentale ale alimentării cu energie electrică.

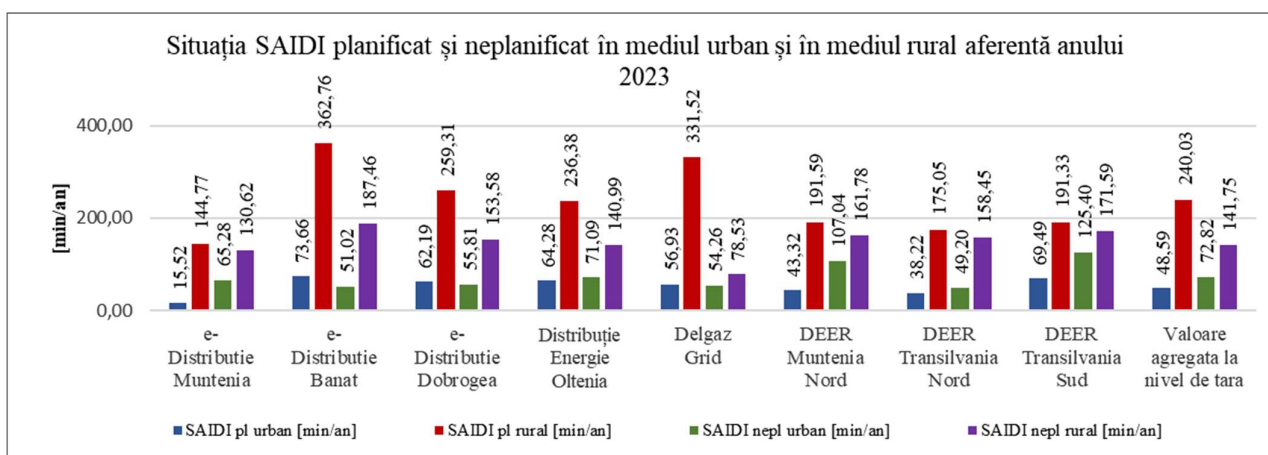
Se înregistrează valori mult mai mari pentru cazul indicelui frecvență medie a întreruperilor în cazul mediului rural. Printre cauzele care pot explica această situație se pot lua în considerare caracteristicile rețelelor de alimentare rurale: alimentare radială prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa unor alimentări de rezervă în multe cazuri, dar și planificarea și realizarea mentenanței preventive.



Situația indicelui *durata medie a întreruperilor în rețea* (SAIDI) aferent OD în anul 2023 este prezentată în tabelul 2.2.2.2 și în figura de mai jos:

Tabel nr. 2.2.2.2

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min./an]	urban	15,52	73,66	62,19	64,28	56,93	43,32	38,22	69,49	48,59
	rural	144,77	362,76	259,31	236,38	331,52	191,59	175,05	191,33	240,03
SAIDI (d) neplanificat [min./an]	urban	65,28	51,02	55,81	71,09	54,26	107,04	49,20	125,40	72,82
	rural	130,62	187,46	153,58	140,99	78,53	161,78	158,45	171,59	141,75



Indicele *frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată* - MAIFI a înregistrat la nivel de țară o valoare medie de 10,52 într/an în mediul urban, respectiv o valoare de 2,56 într/an la nivel rural.

Tabelul nr. 2.2.2.3

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	rural	7,62	13,12	15,00	8,41	13,78	11,38	5,19	12,99	10,37
	urban	2,25	3,67	4,30	41,62	3,24	1,08	0,69	2,78	7,10

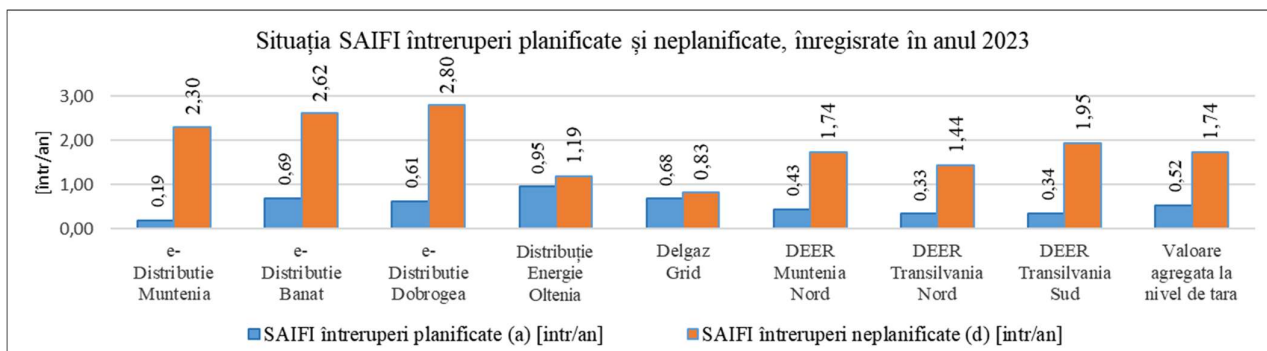
### 2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

Valorile agregate ale indicatorilor de continuitate pentru toate categoriile de utilizatori (JT, MT, IT) și ambele medii (rural și urban), pentru cele două categorii principale de întreruperi, planificate, respectiv neplanificate, sunt cele mai reprezentative și caracterizează continuitatea în alimentarea cu energie electrică în ansamblu. Indicatorii de continuitate SAIDI și SAIFI, pentru mediul urban și rural, agregați la nivel de țară, sunt principalii indicatori monitorizați și la nivel european.

În tabelul următor se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate (cazul a) și neplanificate (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este rar utilizată în comparații din cauza caracterului complet diferit, controlabil, respectiv necontrolabil al celor două categorii de întreruperi.

Tabelul nr. 2.2.3.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [într./an]	0,19	0,69	0,61	0,95	0,68	0,43	0,33	0,34	0,52
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [într./an]	2,30	2,62	2,80	1,19	0,83	1,74	1,44	1,95	1,74
SAIFI total [într./an]	2,49	3,31	3,41	2,14	1,50	2,17	1,77	2,29	2,26



Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,19 într./an înregistrată de E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 0,95 într./an înregistrată la Distribuție Energie Oltenia, respectiv valoarea medie pe țară este de 0,52 într./an.

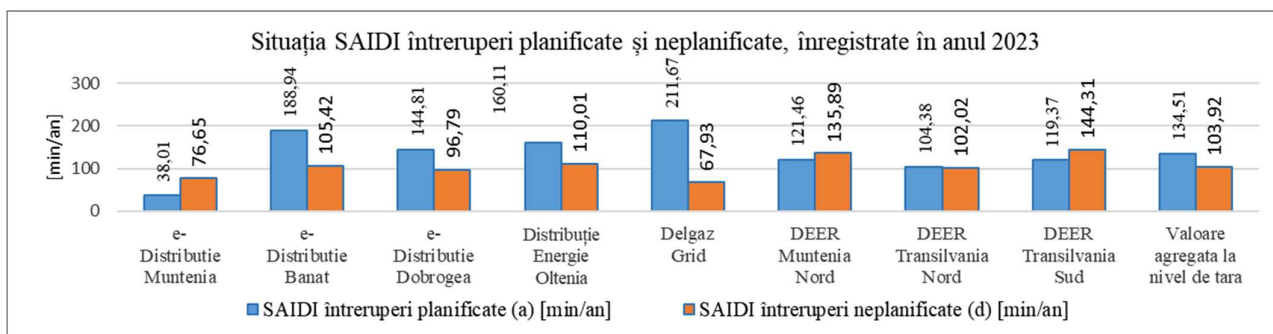
Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi neplanificate (cazul d)* variază de la o valoare minimă de 0,83 într./an pentru Delgaz Grid la o valoare maximă de 2,8 într./an pentru E-Distribuție Dobrogea, respectiv valoarea medie pe țară este de 1,74 într./an.

În tabelul nr. 2.2.3.2 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, respectiv întreruperile neplanificate (cazul d).

Tabelul nr. 2.2.3.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	38,01	188,94	144,81	160,11	211,67	121,46	104,38	119,37	134,51
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	76,65	105,42	96,79	110,01	67,93	135,89	102,02	144,31	103,92
SAIDI total [min/an]	114,65	294,36	241,60	270,12	279,60	257,35	206,40	263,68	238,43





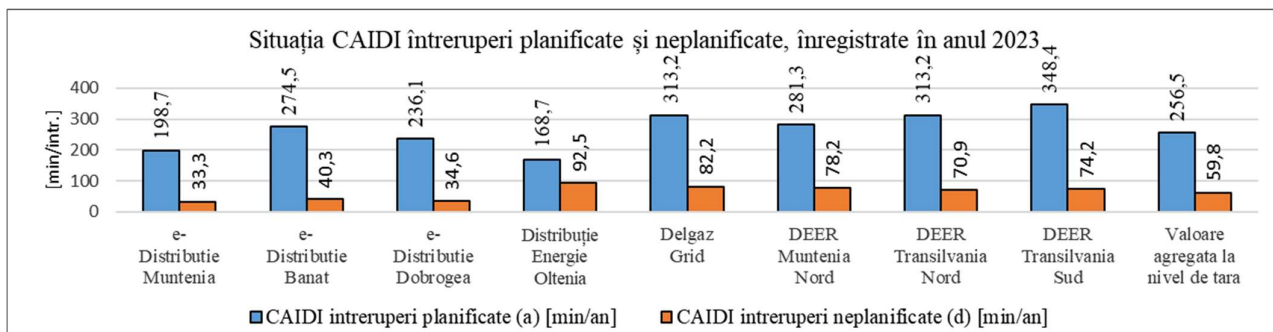
Valorile de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 38,01 min/an pentru E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 211,67 min/an pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 134,51 min/an.

Principalul indicator de performanță pentru continuitatea în alimentare a utilizatorilor este SAIDI pentru întreruperi neplanificate din cauza OD (cazul d), fără întreruperile neplanificate provocate de evenimente meteorologice deosebite, respectiv de utilizatori și terți. Valorile de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, au valori cuprinse între 67,93 min./an pentru Delgaz Grid și 144,31 min./an pentru DEER Muntenia Sud, respectiv valoarea medie pe țară este de 103,92 min./an.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 2.2.3.3.

Tabelul nr. 2.2.3.3

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
CAIDI întreruperi planificate (a) [min/intr]	198,7	274,5	236,1	168,7	313,2	281,3	313,2	348,4	256,5
CAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/intr]	33,3	40,3	34,6	92,5	82,2	78,2	70,9	74,2	59,8
CAIDI total [min/intr]	231,94	314,75	270,74	261,19	395,35	359,52	384,06	422,60	316,35



Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor planificate, se situează într-o plajă de aprox. 180 min./intr., variind între 168,7 min./intr. pentru Distribuție Energie Oltenia și 348,4 min./intr. pentru DEER Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 256,5 min./intr.

Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor neplanificate variază între 33,3 min./intr. pentru E-Distribuție Muntenia și 92,5 min./intr. pentru Distribuție Energie Oltenia, cu o valoare medie pe țară de 59,8 min./intr.

Se mai observă că indicatorul CAIDI are valori mai mari pentru întreruperile planificate.

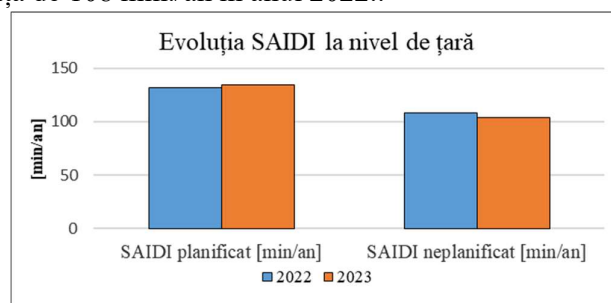
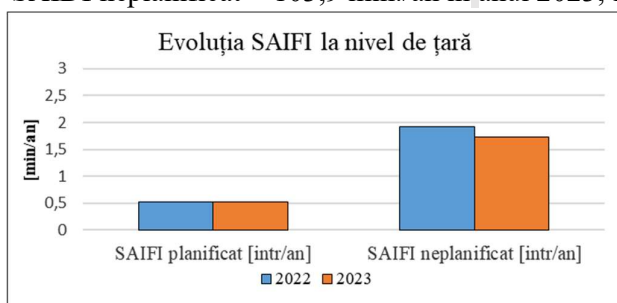
Frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată - MAIFI la nivel de țară a înregistrat o valoare minimă de 2,87 într./an la DEER Muntenia Nord, o valoare maximă de 23,13 într./an la Distribuție Energie Oltenia și o valoare medie pe țară de 8,24 într./an.

Tabelul nr. 2.2.3.4

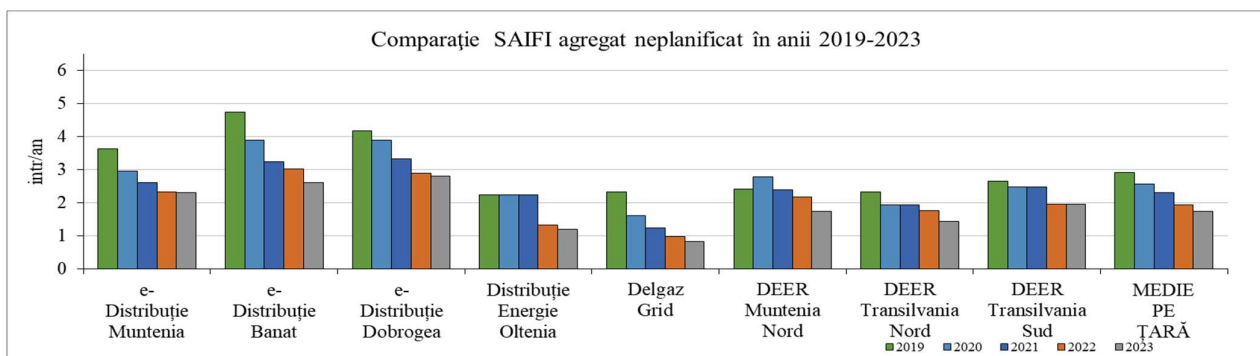
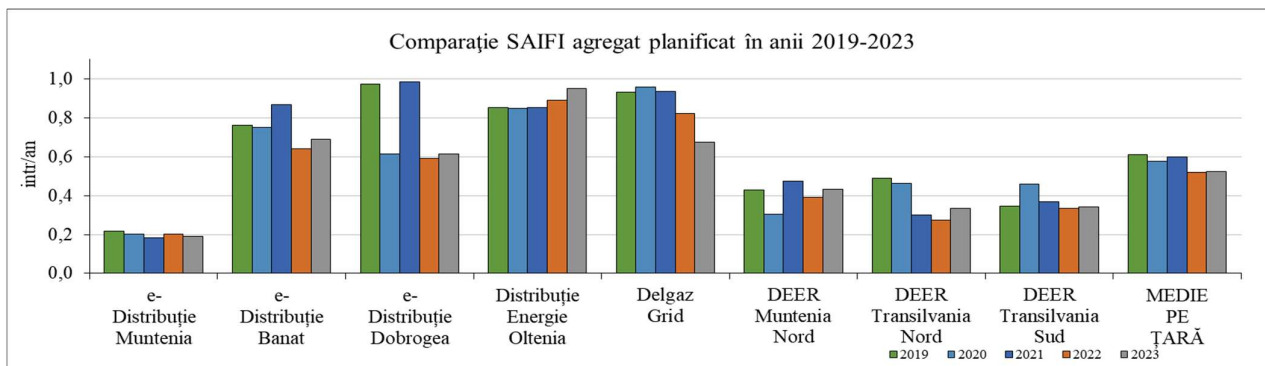
Indicator continuitate	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	3,18	7,44	8,79	23,13	9,18	2,87	2,86	6,96	8,24

Situația valorilor principalilor indicatori de continuitate înregistrați în anul 2023, față de cele din anul 2022, este următoarea:

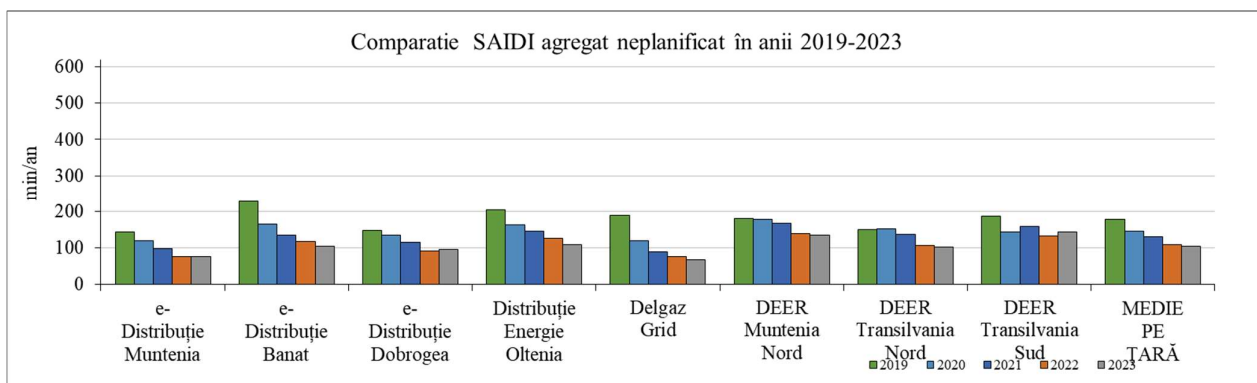
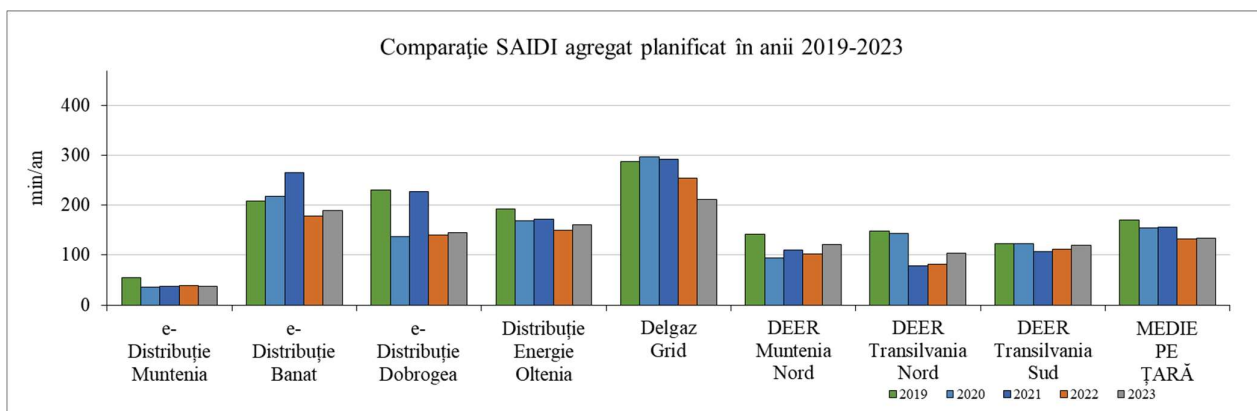
- SAIFI planificat = 0,52 într./an în anul 2023, față de 0,52 într./an în anul 2022;
- SAIFI neplanificat = 1,74 într./an în anul 2023, față de 1,93 într./an în anul 2022;
- SAIDI planificat = 134,5 min./an în anul 2023, față de 132 min./an în anul 2022;
- SAIDI neplanificat = 103,9 min./an în anul 2023, față de 108 min./an în anul 2022..



În figurile de mai jos este prezentată situația evoluției indicatorilor de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice pe ultimii 5 ani:







## 2.2.4 Indicatorul AIT la IT

Timpul mediu de întrerupere, AIT (Average Interruption Time), este un indicator general care se determină doar pentru întreruperile care se produc la tensiunea de 110 kV, care au efect asupra utilizatorilor la toate tensiunile: JT, MT, IT.

Timpul mediu de întrerupere AIT reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică la utilizatori (JT, MT, IT) din cauza incidentelor produse la IT, pentru toate categoriile de întreruperi:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \text{ [min/an]}$$

unde:

- ENS (Energy Not Supplied) – energia nelivrată, definită ca fiind energia totală nelivrată utilizatorilor alimentați (deserviți) de OD, din cauza întreruperilor la IT;
- AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică (fără pierderile din RED) la nivelul OD, egal cu energia electrică distribuită anual;

În tabelul următor se prezintă valorile înregistrate în cursul anului 2023:

Tabelul nr. 2.2.4

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
ENS [MWh]	12,82	122,37	31,45	197,80	25,12	1,47	-	5,97	49,62
AIT[min/an]	0,92	15,11	4,61	59,06	2,79	0,14	-	0,55	10,40

După cum se observă, valorile cele mai mari ale AIT și ENS se înregistrează în cazul operatorului Distribuție Energie Oltenia.

## 2.3. CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea calității tehnice a energiei electrice, *Standardul* prevede obligația fiecărui OD de a realiza monitorizarea acesteia într-un număr semnificativ de stații electrice, cu ajutorul unor analizoare de calitate a energiei electrice adecvate. Aparatele de monitorizare trebuie să permită cel puțin măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitoare la tensiune: întreruperile tranzitorii, întreruperile scurte și lungi, frecvența, valoarea efectivă a tensiunii, golurile de tensiune, supratensiunile temporare la frecvența industrială (50 Hz) între faze și pământ sau între faze, fenomenul de flicker, variațiile rapide și lente de tensiune, armonicile, interarmonicile, factorul total de distorsiune armonică, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni. De asemenea, aparatele trebuie să permită înregistrarea și măsurarea unde fundamentale și a armonicilor curenților.

Având în vedere recomandările din standardul european EN 50160:2010 *Caracteristici ale tensiunii în rețelele electrice publice de distribuție*, începând cu anul 2016 operatorii concesiionari de distribuție a energiei electrice din România au avut obligația de înregistrare într-o formă mai detaliată a golurilor de tensiune, respectiv a supratensiunilor temporare.

Analizările de rețea monitorizează cu acuratețe toți parametrii din *Standard*, care sunt în concordanță cu cei prevăzuți în SR EN 50160. Pentru factorul total de distorsiune armonică (armonici cu rangul 2 – 25), se precizează numărul de săptămâni în care s-au înregistrat depășiri ale valorilor permise prin *Standard*, iar valoarea maximă se consemnează numai dacă există depășiri.

Prin noul standard de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, a fost impusă respectarea unui calendar de implementare a monitorizării calității energiei electrice în stații electrice și posturi de transformare, respectiv atingerea pragurilor de monitorizare de 50 % din numărul stațiilor electrice și 20 % din numărul posturilor de transformare până la finalul anului 2023.

În anul 2023 situația statistică referitoare la gradul de monitorizare al calității energiei electrice în stații electrice este următoarea:

Tabelul nr. 4.2.3.1

Indicator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	97	122	144	124	127	93	101
Stații cu analizoare	62	66	65	77	69	66	48	55
Procent monitorizare	89 %	68 %	53 %	53 %	56 %	52 %	52 %	54 %

Similar anilor anteriori, dintre operatorii de distribuție concesiionari, E-Distribuție Muntenia realizează cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice în stații electrice.

Referitor la gradul de monitorizare al calității energiei electrice în posturile de transformare, situația este următoarea:

Tabelul nr. 4.2.3.1

Indicator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. de posturi de transformare	9.619	8.889	6.373	10.609	11.308	10.402	9.374	9.505

Indicator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Posturi de transformare cu analizoare sau integrate în SMI	1.559	1.567	1.148	891	2.771	35	465	285
Procent monitorizare	16,2%	17,6%	18%	8,3%	24,5%	0,3%	5%	3%

Se constată un grad redus de monitorizare al calității energiei electrice în posturile de transformare, sub pragul de 20% stabilit prin standard pentru finalul anului 2023, în marea parte a operatorilor de distribuție.

### 2.3.1. E-Distribuție Muntenia

La E-Distribuție Muntenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 62 stații electrice (stațiile Academia Militară, Afumați, Arcuda, Băneasa, București Nord, București Centru, Buftea, Balta Albă, Caciulați, Chitila, Copăceni, Cotroceni, Crângași, Clejani, Colibași, Cucuruzu, Dragomirești, Dudești, Dr. Morarilor, D. Leonida, Drumul Taberei, FCME, Filaret, Glina, Giurgiu Nord, Giurgiu Vest, Hotarele, IFA, IMGB, ICMUG, Izvoru, Incești, Jilava, Laromet, Marșa, Mega Mall, Mihai Bravu, Mașini Grele, Militari, Mihailești, Otopeni, Obor, Popești, Pajura, Panduri, Parc Dr. Taberei, Pipera, Pietrișu, Prundu, Radu Zane, Răzoare, Solex, Salaj, Toporași, Timpuri Noi, Tâncăbești, Transilvania, Titan, Uzun, Văcărești, Vulcan, Zahăr), într-un număr de 138 puncte de analiză, pe o durată medie de analiză de 43 săptămâni din an. În stațiile electrice analizate, s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate de flicker pe termen lung în stațiile Jilava (45 săptămâni), Cucuruzu (3 săptămâni), Chitila, Popești, Marșa și Uzun (câte o săptămână fiecare), și depășirea valorii normate a armonicilor 5 în stația FCME (4 săptămâni).

De asemenea, E-Distribuție Muntenia a realizat înregistrări într-un nr. de 1559 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.1.

### 2.3.2. E-Distribuție Banat

La E-Distribuție Banat s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 66 stații electrice (stațiile Aninoasa Nord, Arena Lupeni, Armeniș, Azur, Baița, Balta Sărată, Bărzava, Bocșa, Brad, Bucovina, Bujac, Buziaș, Calacea, Calan, Caprioara, Cărpiniș, Cetate, Chișineu Criș, Ciudanovița, Cozia, Crișor, Crușovaț, Curtici, Decebal, Deta, Deva CFR, Dumbrăvița, Făget, Freidorf, Gai, Gataia, Ghelar, Ilia, I.M.Oraștie, IRUM, IURT Lugoj, Jimbolia, Lipova, Livezeni, Lonea, Lugoj, Mociur, Moldova Nouă, Mureșel, Musicescu, Oraștie, Oravița, Orșova, Oțelu Rosu, Oxigen, Paulis, Petrila, Petroșani Sud, Poltura, Ponor, Rușchița, Satchinez, Șemlac, Simeria, Teba, Teliuc, Toplet, UV Arad, Uricani, Venus, Vulcan), într-un număr de 110 puncte de analiză, pe durată medie de analiză de 52 săptămâni. În stațiile analizate s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii în cazul stațiilor Ciudanovița (15 săptămâni), Azur (7 săptămâni), Curtici, Făget, Șemlac, Vulcan (câte o săptămână), depășiri ale valorilor normate pentru armonicile de tensiune în stațiile Calacea (A15 – 2 săptămâni), Paulis (A6 – 3 săptămâni) și Lonea (A2-A25 – o săptămână), depășiri ale valorilor normate ale factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile IRUM (51 săptămâni), Paulis (48 săptămâni), Oțelu Roșu (40 săptămâni), Calacea (2 săptămâni), Rușchița (3 săptămâni), I.M.Oraștie, Moldova Nouă, Oraștie (câte o săptămână), precum și depășiri ale valorilor normate ale factorului de distorsiune armonică în st.

Lonea (1 săptămână). Se remarcă înregistrarea de depășiri ale valorii normate de flicker pe termen lung în majoritatea stațiilor monitorizate, pe un număr semnificativ de săptămâni de analiză.

De asemenea, E-Distributie Banat a realizat înregistrări într-un nr. de 1.567 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.2.

### **2.3.3. E-Distribuție Dobrogea**

La E-Distribuție Dobrogea s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 65 stații electrice (stațiile Abator, Babadag, Baia, Basarabi, Bordoșani, Budești, Bucșa, Călărași, Cernavodă, Centru, Chirnogeni, Crișan, Costinești, Cișmeaua Nouă, Depozite, Dragalina, Dragoș Vodă, Ecluza Cernavodă, Ecluza Ovidiu, Eforie Nord, Fetești, Gălbiori, Gheorghe Doja, Jegalia, Hagiești, Hârșova, Hârșova Oraș, Isaccea, Lumina, Măcin, Medgidia, Medgidia Nord, Mircea Vodă, Mircea Vodă Nord, Mangalia Nord, Mihai Viteazu, Năvodari, Neptun, Nicolae Bălcescu, Ostrov, Palas Sud, Petrol Sud, Pietroiu, Port, Polus, Rasova, Săcele, Slobozia Nord, Slobozia Sud, SN Constanța, SN Mangalia, Sarinasuf, Siliștea, Sitorman, Tăbăcărie, Tândărei, Tomis Nord, Topalu, Topolog, Traian, Tulcea Oraș, Viroaga, Vlad Tepeș, Zebil, Zebil Nord), în 90 puncte de analiză, pe durata medie de 52 săptămâni.

Conform datelor raportate s-au înregistrat

- depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii în stațiile Mircea Vodă Nord (5 săptămâni), Costinești (3 săptămâni), Mangalia Nord (2 săptămâni), Budești, Bucșa, Chirnogeni, Gălbiori, Jegalia, Măcin, Mihai Viteazu, Ostrov, Rasova, SN Constanța, Sitorman, Tăbăcărie, Traian, Zebil (câte o săptămână);
- depășiri ale valorii normate de flicker, pe termen lung în stațiile Mircea Vodă (43 săptămâni), Călărași (35 săptămâni), Jegalia (22 săptămâni), Hârșova Oraș (19 săptămâni), Fetești (12 săptămâni), Dragoș Vodă (10 săptămâni), Bordoșani (5 săptămâni), Baia, Bucsa, Chirnogeni, Ecluza Cernavodă, Gălbiori, Hârșova, Lumina, Mircea Vodă Nord, Mihai Viteazu, Năvodari, Nicolae Bălcescu (câte 2 săptămâni), Centru, Eforie Nord, Cișmeaua Nouă, Depozite, Isaccea (câte o săptămână);
- depășirea valorilor maxime ale armonicilor de tensiune s-a înregistrat în stațiile Mihai Viteazu (A2 - 4 săptămâni, A4-22 săptămâni, A6-43 săptămâni, A8-38 săptămâni, A10-3 săptămâni) și Săcele (A6-25 săptămâni).
- depășirea valorii normate a factorului de nesimetrie de secvență negativă s-a înregistrat în stațiile Babadag (53 săptămâni), Basarabi (53 săptămâni), Centru (43 săptămâni), Chirnogeni (30 săptămâni), Cobadin (52 săptămâni), Costinești (51 săptămâni), Depozite (8 săptămâni), Măcin (52 săptămâni), Medgidia (52 săptămâni), Port (53 săptămâni), Rașova (53 săptămâni), Tăbăcărie (52 săptămâni) și Tulcea Oraș (30 săptămâni).

De asemenea, E-Distributie Dobrogea a realizat înregistrări într-un nr. de 1148 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.3

### **2.3.4. Distribuție Energie Oltenia**

La Distribuție Energie Oltenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 77 stații electrice (stațiile Câmpulung, Electroargeș, FMEP, Textila, Rucăr, Moșăceni, Golești, Pitești Nord, Pitești Vest, Mioveni, Valea Danului, Băilești, Basarabi, Craiova Centru, Craiova Est, Craiova

Sud, Craiovița, DIF, Galicea, Moflești, Prefabricate, Strebaia, Ziec, Alexandria, Traianu, Drăgănești Vlasca, Hârlești, Măgura, Olt, Preajba, Roșiori, Zimnicea Port, Videle, Viișoara, Bălcești, Căzanești, Horezu, Jiblea, Ladești, Traian, Marcea, Vâlcea Nord, Vâlcea Sud, Balș, Caracal Sud, Corabia, Iancu Jianu, Icoana, Milcov, Potelu, Scornicești, Slatina Nord, Studina, Anvelope, Banovița, Cujmir, Gruia, Bărbătești, Târgu Jiu Sud, Bârsești, Cărbunești, Godinești, IUM, Jilt, Lupoiaia, Motru, Parângu, Pesteana, Pinoasa, Pojaru, Seciuri, Stoina, Ticleni 1, Ticleni 2, Roșița, Timișeni, Valea Mare), în 80 puncte de analiză, pe o durată medie de 52 săptămâni.

Depășirea limitelor normate de variație a tensiunii s-a înregistrat într-un număr semnificativ de săptămâni în stațiile Olt (23 săptămâni), Vâlcea Sud (49 săptămâni), Roșița (11 săptămâni) și într-un număr de 1-9 săptămâni în alte 8 stații electrice (Câmpulung, Hârlești, Traian, Corabia, Potelu, Scornicești, Jilt și Valea Mare).

S-a înregistrat depășirea valorilor normate de flicker pe termen lung în 56 stații electrice, din care pe o durată care depășește 10 săptămâni în stațiile Băilești, Moflești, Preajba, Căzanești, Horezu, Potelu, Scornicești, Cărbunești.

În stațiile analizate nu s-a înregistrat depășirea valorilor normate ale armonicilor de tensiune și a factorului de distorsiune armonică.

În cazul factorului de nesimetrie de secvență negativă, s-au înregistrat depășiri în cazul a 12 stații electrice, din care în peste 10 săptămâni în cazul stațiilor Textila, Galicea, Cărbunești.

De asemenea, Distribuție Energie Oltenia a realizat înregistrări într-un nr. de 891 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regasesc în cadrul anexei nr. 6.4.

### **2.3.5. Delgaz Grid**

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 69 stații electrice (stațiile Buhuși, Comănești, Dărmănești, Gherăiești, Letea, Milcov, Onești, Partizan, Răcăciuni, Tg. Ocna, Zemeș, Abator, Blocuri, Botoșani, Bucecea, Cătmăraști, Dorohoi, Hudum, Ripiceni, Savani, B4, Belcești, Breazu, Comarna, Delphi, Hârlău, Iași Sud, Iași Centru, Manta Roșie, Pașcani, Podul Iloaei, Tehnoton, Tg. Frumos, Tibănești, Ulei, Vlădeni, Cariera, Ciritei, Dodeni, MR, Izvoare, Neamț Gară, Roman Oraș, Roman Sud, Roman Vest, Roznov, Tg. Neamț, Automeca, Burdujeni, Câmpulung Moldovenesc, Frasin, Gura Humor, Hurmuzachi, Ițcani, PAL, Rulment, Siret, Solca, Tricotaje, Bârlad, Crâng, Falciu, Huși, Murgeni, Negrești, Rediu, Rosiești, Vaslui, Vetrisoaia).

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii în stațiile Vlădeni (3 săptămâni), B4 (2 săptămâni), Hudum și Roman Oraș (câte o săptămână), iar depășirea valorii normate a flickerului pe termen lung s-a înregistrat într-un majoritatea stațiilor electrice, în medie în 34 săptămâni pe stație electrică.

În stațiile analizate s-a înregistrat depășirea valorilor normate ale factorului de distorsiune armonică în cazul stației Roznov (o săptămână), iar depășirea valorilor normate ale factorului de nesimetrie de secvență negativă s-a înregistrat în cazul stațiilor Belcești (29 săptămâni), Comarna (28 săptămâni), Botoșani (11 săptămâni), Vetrisoaia (8 săptămâni), Automeca (5 săptămâni), Gherești, B4 (câte 2 săptămâni), Milcov, Tg. Ocna, Hudum, Roman Sud, Siret (câte o săptămână).

De asemenea, Delgaz Grid a realizat înregistrări într-un nr. de 2771 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.5.

### **2.3.6. DEER Muntenia Nord**

La DEER Muntenia Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 66 stații electrice (Brăila Sud, Cuza Vodă, Făurei, Hipodrom, Ianca, Însurăței, Maxineni, Pisc, Port Brăila, Urleasca, Buzău Est, Săhăteni, Beceni, Buzău Nord, Buzău Sud, Costieni, Crâng, FUM, Pogoanele, Rm. Sărat, Ceil, Focșani Nord, Gugești, Măgura, Mărășești, Vultur, Abator, Cudălb, Dunărea, Foltești, Frumușița, Galați Nord, Cuza Vodă, Liești, Pechea, Port, Schela, SPA Dunărea, Tg. Bujor, Vânători, Băicoi, Băltești, Berceni, Bușteni, Columbia, Doftana, Movila Vulpii, Olteni, Păstărnacu, Ploiești Crâng, Ploiești Nord, Ploiești Sud, Sinaia, Tătari, Urlați, Valea Largă, Văleni, Vega, Aninoasa, Crovu, Fieni, Găești, Lespezi, Mavrodin, Titu, Voievozilor), pe o durată de analiză medie de 52 săptămâni.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii pentru un număr de 44 stații electrice, din care pe un număr de 10-48 săptămâni în stațiile Văleni (48 săptămâni), Berceni (45 săptămâni), Tătăreni (41 săptămâni), Cuza Vodă (28 săptămâni), Băltești (25 săptămâni), Vânători (21 săptămâni), Urleasca (20 săptămâni), Urlați și Frumușița (câte 15 săptămâni), Abator (14 săptămâni), Buzău Nord (13 săptămâni) Ianca, Rm. Sărat, Păstărnacu, Fieni (câte 11 săptămâni), Hipodrom, Beceni, Pogoanele, Foltești (câte 10 săptămâni).

De asemenea depășirea valorii normate de flicker pe termen lung s-a realizat într-un număr de 30 stații electrice, din care pentru un număr mai mare de 5 săptămâni în stațiile Buzău Sud (47 săptămâni), Berceni (18 săptămâni), Vultur (13 săptămâni), Aninoasa, Băltești, Voievozilor (câte 7 săptămâni), Fieni, Găești (câte 6 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorilor maxime pentru armonici în stațiile Făurei (A6 – 1 săpt.), Ianca (A6 – 1 săpt.), Insurăței (A15 – 9 săpt.), Port (A3 – 2 săpt.), Valea largă (A15 – 52 săpt., A17 – 1 săpt., A21 – 1 săpt.).

În stațiile monitorizate nu s-au înregistrat depășiri ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de simetrie de secvență negativă.

De asemenea, DEER Muntenia Nord a realizat înregistrări într-un nr. de 37 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.6.

### **2.3.7. DEER Transilvania Nord**

La DEER Transilvania Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 48 stații electrice (Abator, Alesd, Băciu, Baia Sprie, Baia Mare, Baița, Beclean, Beiuș, Carei, Carei Unio, CEF Ciuperceni, CET 2 Oradea, Cluj Nord, Dej Sud, Dej, Gherla, Huedin, Jucu, Lechinta, Leordina, Mihai Viteazu, Marghita, Nadas, Năsăud, Nistru, Oradea Centru, Pietrosu, Poiana, Prundu Bârgăului, Rodna, Săcueni, Salonta, Sarmașan, Sasar, Satu Mare, Seini, Sighet, Simleu Silvaniei, Stei, Tasnad, Tg. Lăpuș, Tileagd, Unirea, Văscău, Valenta, Vișoara, Vișeu, Zalău), în 53 puncte de analiză, pe durata medie de 52 săptămâni.

Depășirea valorii normate de flicker pe termen lung s-a înregistrat în cazul stațiilor Salonta (16 săptămâni), Lechinta și Huedin (câte 9 săptămâni), Beclean (6 săptămâni) și într-un nr. de alte 24 stații electrice pe durata a 1-3 săptămâni.

Nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de simetrie de secvență negativă.

De asemenea, DEER Transilvania Nord a realizat înregistrări într-un nr. de 465 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.7.

### **2.3.8. DEER Transilvania Sud**

La DEER Transilvania Sud s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 55 stații electrice (Sebeș, Teiuș, Petrești, Barabant, Aiud, Gura Roșiei, Cugir, Zlatna, Zizin, IABv, Poiana, Metrom, Râșnov, Brașov Centru, Bartolomeu, Hoghiz, Hidromecanica, Tractoru, ICA Ghimbav, Codlea, Cristian, Ghimbav, Prejmer, Săcele, Rulmentul, Câmpu Frumos, Sfântu Gheorghe, Tg. Secuiesc, Crișului, Întorsura Buzăului, Covasna, Capeni, Miercurea Ciuc, Tușnad, Fagul, Odorhei, Tabăra, Cristur, Topița, Tractorul, Borsec, Oltul, Vlahița, Republica, Mureș, Sighișoara, Sanpaul, Țântăreni, Cislădie, Orlat, Sibiu Nord, Aeroport, Dumbrava, Agnita, Marsa), pe durata de analiză de 52 săptămâni.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii în cazul stațiilor Sebeș, Teiuș, Petrești, Barabant, Aiud, Gura Roșiei, Cugir, Zlatna, Orlat, Sibiu Nord, Aeroport.

S-au înregistrat depășiri ale valorii normate de flicker pe termen lung în cazul stațiilor Teiuș (6 săptămâni), Petrești (5 săptămâni), Sebeș, Barabant, Gura Roșiei, Zlatna, Campul Frumos (câte 4 săptămâni), Stăntu Gheorghe, Tușnad, Tractorul (câte 3 săptămâni) și în alte 7 stații electrice pe durata de 1-2 săptămâni.

De asemenea s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate ale armonicilor în stațiile IABv (A15 – o săptămână, A23 – 10 săptămâni).

În stațiile analizate nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de asimetrie de secvență negativă.

De asemenea, DEER Transilvania Sud a realizat înregistrări într-un nr. de 312 posturi de transformare.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în anul 2023 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.8.



## 2.4. CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

### 2.4.1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de *cereri de avize tehnice de racordare* (ATR) la rețeaua electrică de interes public a fost 275.541 în anul 2023 (comparativ cu 262.109 în anul 2022), cu următoarea distribuție pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de cereri de ATR primite	51.945	29.965	21.613	31.585	29.342	28.065	45.600	37.426	275.541

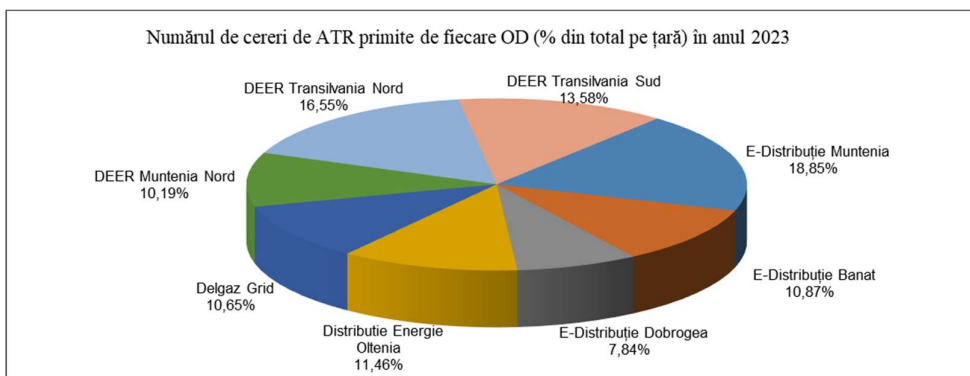
Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 7.003 solicitări, respectiv 2,54 % din totalul acestora.

Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile a fost de 10.406, care reprezintă 3,77% din totalul solicitărilor anului 2023 (față de un procent de 3,85 % înregistrat în anul 2022).

Numărul total de *ATR emise* în anul 2023 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.1.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	51.516	29.867	21.372	30.872	24.530	27.921	45.426	37.034	268.538
Procent din nr. total de cereri primite (%)	99,17%	99,67%	98,88%	97,74%	83,60%	99,49%	99,62%	98,95%	97,46%



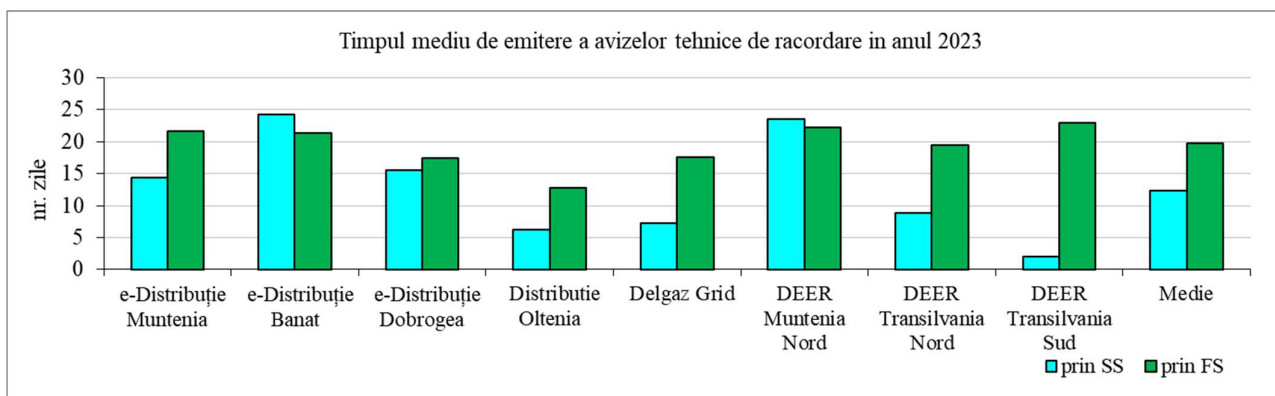
Numărul maxim de ATR emise s-a înregistrat la E-Distribuție Muntenia (51.516 / 18,85 % din total) iar numărul minim s-a înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (21.372 / 7,84 % din total).

*Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare* de la depunerea documentației complete, calculat la nivelul întregii țări, pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție a fost de 12 zile (față de 9 zile în anul 2022), iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 20 zile (față de 16 zile în anul 2022), cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.3

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ*
Timpul mediu de emitere a ATR pentru soluția stabilită prin	Studiu de soluție	14	24	16	6	7	24	9	2	12
	Fișă de soluție	22	21	17	13	18	22	19	23	20

\* medie ponderată cu numărul de ATR emise



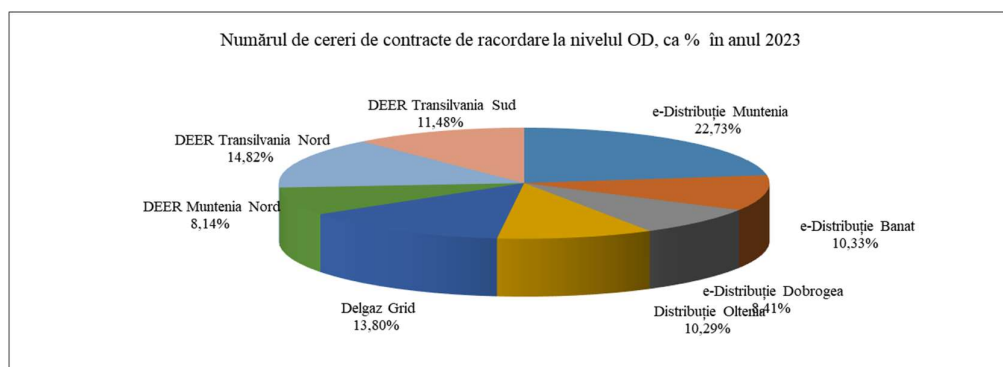
Timpul mediu de emitere a ATR când soluția este stabilită pe baza de studiu de soluție a depășit limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul operatorilor E-Distribuție și DEER Muntenia Nord.

## 2.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2023 a fost de 175.439. Situația este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.2.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT (utilizatori casnici)	39.572 (9.975)	17.868 (10.854)	14.543 (6.745)	17.532 (12.921)	24.068 (19.157)	13.999 (9.518)	25.581 (19.749)	19.892 (15.915)	173.055 (104.834)
Utilizatori MT	302	242	199	500	135	279	416	227	2.300
Utilizatori IT	4	15	11	22	2	11	5	14	84



Cele mai multe cereri de contracte de racordare s-au înregistrat de E-Distribuție Muntenia (22,73 % din total), iar numărul cel mai mic s-a înregistrat la DEER Muntenia Nord (8,14 % din numărul total de cereri).

Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 171.452, reprezentând cca. 9,77% din cererile de contracte de racordare înregistrate, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.2.2

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	39.558	17.942	14.458	14.656	23.852	13.713	25.380	19.750	169.309
Utilizatori MT	292	229	177	353	129	265	407	224	2.076
Utilizatori IT	2	15	10	9	2	11	5	13	67

*Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2023 a înregistrat o valoare medie pe țară de 3 zile, repartizat la nivel de OD astfel:*

Tabelul nr. 2.4.2.3

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	3	9	7	2	3	1	1	3	3

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valori medii situate sub limita termenului de 10 zile calendaristice prevăzute în *Standard*.

*Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate a fost de 980, respectiv 0,6 % din totalul numărului de cereri, cu distribuția:*

Tabelul nr. 2.4.2.4

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	14	-	1	113	108	262	189	250	937
Utilizatori MT	-	2	-	6	3	10	12	3	36
Utilizatori IT	-	2	-	2	-	2	-	1	7

*Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 17.530, respectiv 10,13 % din numărul total de solicitări, astfel:*

Tabelul nr. 2.4.2.5

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	4.788	7.223	3.644	-	1	142	87	1.645	17.530

### 2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

*Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție a fost de 729.122 (față de 1.005.565 în anul 2022), repartizat astfel:*

Tabelul nr. 2.4.3.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	94.772	47.899	4.2063	6	266.701	40.148	126.240	101.241	719.070
Utilizatori MT	1.505	1.155	866	-	1.840	1.124	1.973	1.412	9.875
Utilizatori IT	20	25	29	-	65	22	-	16	177

Numărul maxim de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție, cca. 37 %, s-a înregistrat la operatorul Delgaz-Grid (față de situația anului 2022 în care același operator a înregistrat un procent de 33 %).

*Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 4 zile la JT și MT și 2 zile la IT, după cum urmează:*

Tabelul nr. 2.4.3.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	5	8	4	2	2	3	5	5	4
Utilizatori MT	5	5	4	-	2	3	4	5	4
Utilizatori IT	2	1	5	-	2	1	-	5	2

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție se încadrează la toți operatorii în termenul maxim prevăzut de *Standard*, respectiv 20 de zile calendaristice de la înregistrarea cererii de încheiere a contractului, însoțită de documentația completă.

#### 2.4.4. Procesul de racordare

*Durata medie a procesului de racordare*, care reprezintă timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare, are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.4.1

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	130	123	111	76	152	219	160	216	148
	MT	298	269	356	113	441	265	278	323	293
	IT	944	-	-	-	-	-	-	-	944

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 148 zile la nivelul întregii țări (față de 114 zile în anul 2022 și 132 zile în anul 2021), situându-se între 76 zile la Distribuție Energie Oltenia și 219 zile la DEER Muntenia Nord.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 293 zile la nivelul întregii țări (față de 247 zile în anul 2022 și 290 zile în anul 2021), cu o valoare minimă de 113 zile la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 441 zile la Delgaz Grid.

*Costul mediu de racordare* are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.4.2

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] <sup>1)</sup>	JT	1.617	2.624	2.231	3.038	5.358	7.817	6.852	7.565	4.638
	MT	155.472	84.160	116.889	144.639	245.443	196.934	283.454	379.482	200.809
	IT	3.614.187	-	-	-	-	-	-	-	3.614.187

1) Cost mediu de racordare pe utilizator racordat, achitat operatorului de distribuție (tarif pentru emitere ATR + cost studiu de soluție + tarif de racordare);

Costul mediu de racordare la JT a fost de 4.638 lei la nivelul întregii țări (față de 2.222 lei în anul 2022 și 2.110 lei în anul 2021) cu o valoare minimă de 1.617 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 7.817 lei la DEER Muntenia Nord.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 200.809 lei la nivelul întregii țări (113.323 lei în anul 2022 și 106.415 lei în anul 2021) cu o valoare minimă de 84.160 lei la E-Distribuție Banat și o valoare maximă de 379.482 lei la DEER Transilvania Sud.

#### 2.4.5. Reclamații

*Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR* în anul 2023 a fost de 10.760 la nivelul întregii țări, cu un *timp mediu de răspuns* de 22 zile la JT, 23 zile la MT și 16 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.1

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL ȚARĂ
Număr reclamații	JT	5.579	1.352	1.225	-	94	1.477	369	418	10.514
	MT	131	67	41	-	1	-	1	-	241
	IT	0	3	2	-	-	-	-	-	5

Timpul mediu de raspuns	JT	24	23	16	-	27	20	16	13	22
	MT	25	22	17	-	32	-	27	-	23
	IT	-	14	20	-	-	-	-	-	16

Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la e-Distribuție Muntenia (5.710 reclamații, reprezentând 53,07%), situație similară anului 2022.

*Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în termenul stabilit prin reglementările în vigoare a fost de 765, cu repartizarea:*

Tabelul nr. 2.4.5.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații la care nu s-a răspuns în terenul reglementat	572	153	39	-	-	-	-	1	765

Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice definită prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160, ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii prin *Standardul de performanță*.

*Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 10.473 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 18 zile la JT, 12 zile la MT și 15 zile la IT, după cum urmează:*

Tabelul nr. 2.4.5.3

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Nr de reclamații	JT	1.744	1.294	844	27	1.100	1.281	1.347	441	8.078
	MT	36	30	22	2.279	12	7	-	2	2.388
	IT	-	-	2	2	2	-	-	1	7
Timpul mediu de raspuns	JT	16	17	25	14	23	19	13	13	18
	MT	15	17	26	12	18	5	-	13	12
	IT	-	-	16	15	19	-	-	7	15

S-a înregistrat un număr maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune în cazul operatorului Distribuție Energie Oltenia, de cca. 22 % din totalul reclamațiilor de acest fel.

Se constată că valorile medii ale timpului de răspuns nu se încadrează în termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*, în cazul E-Distribuție Dobrogea la JT și MT și la Delgaz Grid, la JT.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 206 reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în prezentul standard, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.6

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații la care nu s-a răspuns în terenul reglementat	3	14	184	-	3	-	-	2	206

*Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit Standardul, a fost de 202.221 la nivelul întregii țări iar timpul mediu de răspuns la acestea a avut o valoare medie ponderată de 16 zile la JT, 15 zile la MT și respectiv 14 zile la IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:*

Tabelul nr. 2.4.5.7

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr. cereri/sesizări/reclamații/solic	JT	50.090	30.713	23.995	44.003	24.296	10.804	7.889	4.851	196.641
	MT	1.294	851	732	1999	464	26	2	9	5.377
	IT	4	41	25	90	39	-	3	1	203
Timpul mediu de raspuns	JT	17	20	16	10	23	18	13	14	16
	MT	20	21	16	7	25	2	16	12	15
	IT	19	19	21	8	18	-	20	1	14

Numărul maxim a fost înregistrat la E-Distribuție Muntenia (51.388, reprezentând 25,4%), similar situației anilor 2019-2023.

Valorile timpului mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul* se situează sub termenul maxim de 30 zile.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 4.098 *reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul care nu s-au putut rezolva*, având următoarea distribuție:

Tabelul nr. 2.4.5.9

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul reclamațiilor scrise pe alte teme care nu s-au putut rezolva		1.172	2.771	154	-	1	-	-	-	4.098

*Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate/consumul de energie electrică recalculat* a fost de 53.642 la nivelul întregii țări, cu un *timp mediu de răspuns* de 10 zile la JT, 8 zile la MT si 14 zile la IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.10

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL/ MEDIE PE ȚARĂ
Nr. reclamații	JT	6.643	5.705	2.668	507	7.106	10.572	8.867	3.636	45.704
	MT	222	176	126	7.205	128	42	10	5	7.914
	IT	1	1	3	8	11	-	-	-	24
Timpul mediu de răspuns	JT	7	10	8	6	16	12	9	9	10
	MT	9	12	10	8	21	2	13	6	8
	IT	3	5	25	10	17	-	-	-	14

*Numărul de utilizatori ale căror contoare nu sunt citite în termenele maxime prevazute de standard (3 luni în cazul clienților casnici, 6 luni în cazul clienților noncasnici si o lună în cazul prosumerilor, a fost de 2.628.120, cu distribuția:*

Tabelul nr. 2.4.5.11

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de utilizatori clienți casnici	JT	524.706	372.114	190.972	85.685	17.106	361.232	747.734	279.762	2.579.311
	MT	46	35	27	-	2	-	-	-	110
Numărul de utilizatori clienți noncasnici	JT	6.449	11.753	3.167	742	814	1.481	10.135	4.836	39.377
	MT	46	141	63	-	1	-	-	-	251
	IT	-	2	-	-	-	-	-	-	2
Numărul de utilizatori prosumeri	JT	2.066	4.745	1.828	-	278	-	-	-	8.917
	MT	57	59	35	-	1	-	-	-	152

Se constată că numărul maxim a fost înregistrat la SDEE Transilvania Nord, cu 757.869, reprezentând cca. 28,8 % din total.

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 149.343 deconectări pentru neplată, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.13

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	21.640	12.140	10.943	18.402	8.737	20.141	20.237	36.161	148.401
	MT	62	57	85	219	66	165	159	123	936
	IT	-	6	-	-	-	-	-	-	6

*Timpul mediu de reconectare a locului de consum din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor că plata s-a efectuat este la nivelul întregii țări.*

Tabelul nr. 2.4.5.14

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDI E PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare	JT	1	1	1	1	1	1	1	2	1
	MT	6	2	1	2	1	1	5	1	2
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Numărul solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în Standard sunt prezentate în tabelul următor:*

Tabelul nr. 2.4.5.15

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard		1.836	873	1.791	1	53	-	-	51	4.605

*Numărul de apeluri telefonice și timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice sunt prezentate în tabelul următor:*

Tabelul nr. 2.4.5.16

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Număr de apeluri telefonice		757.866	527.181	560.273	361.926	647.469	650.412	454.820	341.907
Număr de apeluri nepreluare		36.112	25.854	56.719	49.647	-	22.662	4.058	8.212
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)		33	29	29	32	2	160	186	163
Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 30s de la inițierea apelului		-	-	-	-	-	-	-	-
Numărul de apeluri telefonice la care s-a răspuns cu depășirea intervalului de 20 de minute de la preluarea apelului		8.430	7.214	26.494	-	67	26	854	554

În conformitate cu prevederile *Standardului*, OD avea obligația de preluare a tuturor apelurilor telefonice, obligație nerespectată în cazul a 4,7 % din apelurile telefonice. Se înregistrează un număr de 87.278 apeluri telefonice la care s-a răspuns cu depășirea intervalului de 20 de minute de la preluarea apelului, din care numărul maxim se înregistrează la operatorii E-Distribuție.



#### 2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor

Conform standardului de performanță operatorii de distribuție oferă compensații utilizatorilor rețelei în cazul nerespectării indicatorilor de performanță impuși de *Standard*.

Începând cu 1 ianuarie 2019 compensațiile pentru nerespectarea indicatorilor de performanță prevăzuți în standard se acordă de OD în mod automat, indiferent de tipul compensației, fără a fi necesară o solicitare din partea utilizatorilor.

Situația compensațiilor plătite de OD în anul 2023 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.6.1

		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	227.598	321.952	235.711	17053	15.556	3475	418	52.357
	lei	7.356.990	10.143.160	7.278.813	770.965	549.285	151.315	29.550	1.658.780
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	499	630	332	-	531	11	104	69
	lei	39.695	50.085	28.515	-	37.960	840	7.420	5.425
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a en. el.	nr.	198.897	229.490	58.111	3514	113.787	671	34	76
	lei	3.744.830	4.442.030	1.183.495	44750	1.234.855	84.560	1.180	6.860
TOTAL compensații	nr.	426.994	552.072	294.154	20.567	129.874	4.157	556	52.502
	lei	11.141.515	14.635.275	8.490.823	815.715	1.822.100	236.715	38.150	1.671.065

În continuare se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 14.635.275 lei în cazul E-Distribuție Banat și un minim de 38.150 lei în cazul operatorului DEER Transilvania Nord.

Se înregistrează în anul 2023 un număr semnificativ de compensații acordate pentru neasigurarea continuității alimentării cu energie electrică (874.120 compensații în valoare totală de 27.938.858 lei, reprezentând 72 % din total). Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice reprezintă cca. 27-28 % din total (10.742.560 lei), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 0,4% (169.940 lei).

### 3. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE

#### 3.1. STAREA TEHNICĂ A REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

##### 3.1.1. Capacități energetice

La rețeaua electrică de transport sunt racordate rețele electrice de distribuție și instalații de utilizare deținute de un număr de 29 operatori economici (10 consumatori, 15 producători și cei 6 operatori de distribuție concesionari) și funcționează interconectat cu rețelele electrice gestionate de operatorii de transport și sistem ai țărilor vecine.

Tip	Denumire utilizator	Puterea aprobată (MVA)
Consumatori	ALRO Slatina SA	290
	ArcelorMittal Hunedoara SA	100
	ArcelorMittal Galați SA	200
	Cluster Power SRL	7,25
	C.O.S. SA	15,35*
	Complex Energ Oltenia/S.E.Isalnita 3TDE2	5,28*
	Foto Distributie SA	0,98
	Mechel Campia Turzii SA- Industria Sarmei Campia Turzii SA	0*
	SE Borzesti statie electrica	156,90
	TMK Resita SA	86,02
Producatori	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	81,3
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	75,9
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	69
	Cluster Power SRL	5
	Complexul Energetic Hunedoara SA	150
	Complexul Energetic Oltenia SA	1.965
	Crucea Wind FARM SRL	108
	PPC Renewables Romania	179,4
	Hidroelectrică SA	2.752
	EDP Renewables România S.R.L.	132
	Land Power SRL	84
	MW Team Investg SRL	85
	Tomis Team SRL	262,5
	Ovidiu Development SRL	252,5
	OMV Petrom SA	878,07
	SN Nuclearelectrica SA Unitatea nr.1 și 2 Cernavoda	1.413
	SNGN Romgaz SA	300
OD	E - Distributie Muntenia	339,37
	E - Distributie Banat	193,67
	E - Distributie Dobrogea	161,12
	Distributie Energie Oltenia	197,26
	Delgaz Grid	187,11
	Distributie Energie Electrica Romania	615,51
OTS țări vecine	MAVIR (Ungaria)	Export – 1000 / Import - 1000
	EMS JSC (Serbia)	Export – 700 / Import - 700
	ESO-EAD (Bulgaria)	Export – 2000 / Import - 2000
	Ukrenergo (Ucraina)	Export – 500 / Import – 200
	Moldelectrica (R. Moldova)	Export – 600 / Import – 200

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 400 kV și 220 kV, conform tabelului nr. 3.1.1.1.

Tabelul nr. 3.1.1.1

Stații electrice [buc]		Linii electrice [km]				
400kV	220kV	LEA				LES
		750 kV	400 kV	220 kV	110 kV	220 kV
39	42 <sup>2)</sup>	3,108 <sup>1)</sup>	5.141,772	3.929,344 <sup>2)</sup>	40,418	0,3
		din care linii de interconexiune: 489,04				

Notă:

1) Liniile cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV

2) Nu include instalațiile de racordare ale terților, exploatate de OTS, LEA 220kV - 0,584km + 1 stație 220kV

Numărul și puterea instalată a transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.1.2

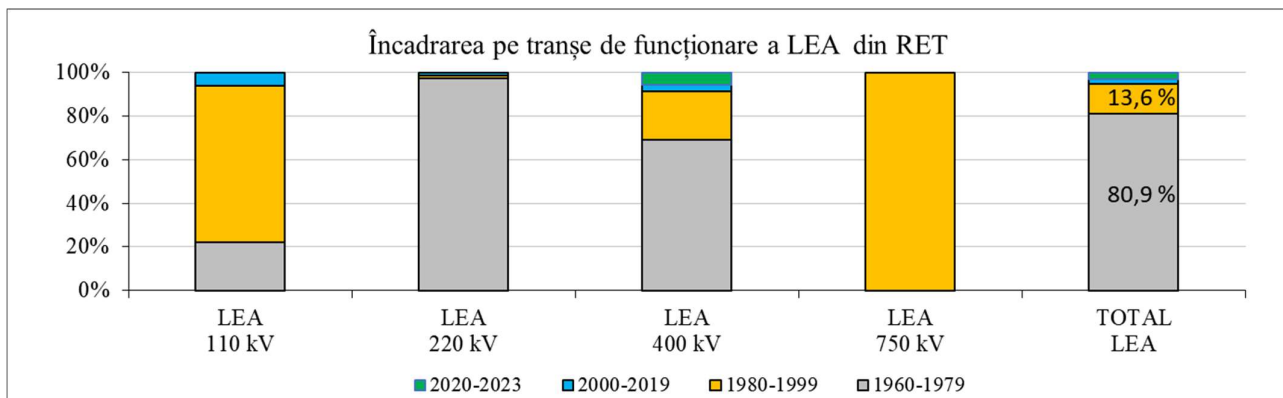
Trafo	500 MVA	400 MVA	250 MVA	200 MVA	100 MVA	63 MVA	40 MVA	25 MVA	20 MVA	16 MVA	10 MVA	TOTAL
buc	3	22	32	82	1	2	9	25	1	32	7	216
MVA	1.500	8.800	8.000	16.400	100	126	360	625	20	512	70	36.513

### 3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a) linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 3.1.2.1

Perioada PIF	Categorie LEA									
	110 kV		220 kV		400 kV		750 kV		TOTAL	
	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie
1960-1979	8,9	22,02	3.817,78	98,5	3.547,13	71,16	-	-	7.373,81	80,9
1980-1999	29,1	71,99	61,12	1,58	1.144,42	22,96	3,11	100	1.237,75	13,58
2000-2019	2,42	5,99	50,45	1,30	154,39	3,10	-	-	207,36	2,27
2020-2023	-	-	-	-	295,85	5,94	-	-	295,85	3,25



Din lungimea totală a LEA, cca. 81 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, iar 13,6 % între anii 1980 și 1999.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani conform ultimei editii a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.2.2

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad mediu de utilizare (%)	1960-1979	122,92	108,38	108,23	-	>100
	1980-1999	73,72	87,5	82,12	77,08	82,18%
	2000-2019	20,83	30,71	26,38	-	27,37%
	2020-2023	-	-	1,52	-	1,52%

Notă:

Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA. În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică.

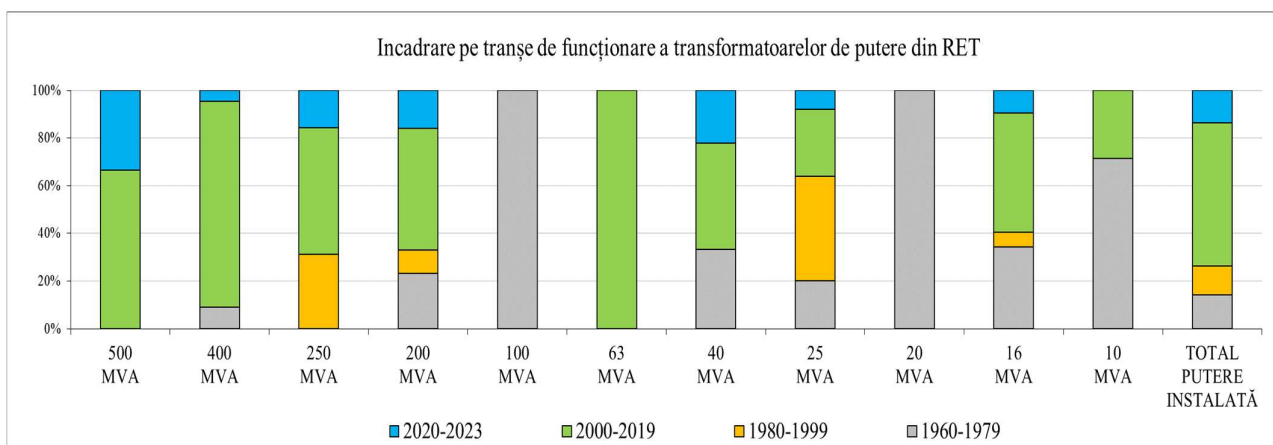
Gradul mediu de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad mediu de utilizare peste 100 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1980, în condițiile în care acestea reprezintă cca. 81 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS. Aceste linii necesită menținerea unui nivel de funcționare corespunzător prin aplicarea unor programe adecvate de mentenanță pentru menținerea acestora în parametrii de funcționare nominali.

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 3.1.2.3

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											TOTAL [MVA / %]	
		500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10		
Număr Trafo [buc]	1960-1979		2		19	1		3	5	1	11	5	5.191	14,2 %
	1980-1999			10	8				11		2		4.407	12,1 %
	2000-2019	2	19	17	42		2	4	7		16	2	22.987	60,2 %
	2020-2023	1	1	5	13			2	2		3		4.828	12,5 %



Se constată că din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 73,7 % a fost pusă în funcțiune după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani conform ultimei editii a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în Tabelul nr. 3.1.2.4.

Tabelul nr. 3.1.2.4

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafa [MVA]											TOTAL
		500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10	
Grad de utilizare [%]	1960-1979		206		206	196		204,1	196,67	254	203	210,83	> 100 %
	1980-1999			155	167,7				162,5		158,33		
	2000-2019	85	66	58	49		45,83	50	38,69		34,64	37,5	57,98
	2020-2023	13	4	10,8	8,65			13	10		9,72		9,36

Notă:

- La calculul duratei de funcționare și gradului de utilizare s-a utilizat anul de fabricație, acesta fiind considerat anul primei puneri în funcțiune;
- Gradul mediu de utilizare s-a calculat ca medie aritmetică a gradelor de utilizare a transformatoarelor individuale;

Se constată că majoritatea transformatoarelor/autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (cca. 26 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită.

### 3.1.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a) linii electrice aeriene:

În anul 2023 a fost realizată linia electrică LEA 400kV d.c. Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței., totalizând 158,24 km.

b) stații electrice de transport:

Tabelul nr. 3.1.3.1

Nivel tensiune superioară	2021			2022			2023		
	Total stații electrice	Stații electrice rețehnologizate	Stații electrice nou realizate	Total stații electrice	Stații electrice rețehnologizate	Stații electrice nou realizate	Total stații electrice	Stații electrice rețehnologizate	Stații electrice nou realizate
750 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400 kV	39	1	-	39	2	-	39	-	-
220 kV	42	1	-	42	5	-	42	2	-

În anul 2021 s-au realizat rețehnologizări ale stațiilor 400/110/20 kV Domnești și 220/110 kV Craiova Nord.

În anul 2022 s-au realizat următoarele lucrări de rețehnologizare: modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni, rețehnologizare stații 220/110/20 kV Ungheni, 220/110 kV Iaz, 220/110 kV Craiova Nord, modernizare stația 220/110/20 kV Vetis – echipament primar, înlocuire AT1 200 MVA, 231/121/10,5 kV în stația 400/220/110/20 kV Urechești, înlocuire AT1 200 MVA, 231/121/10,5 kV în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele

În anul 2023 s-au realizat lucrări de rețehnologizare în cadrul stațiilor 220/110kV Dumbrava și 220/110/20 kV Arefu.

### 3.1.4. Realizarea planului anual de investiții

Valorile programate și realizate ale investițiilor în anul 2023 sunt următoarele:

Tabelul nr. 3.1.4

	Fonduri proprii	Contribuții financiare		
		Fonduri nerambursabile	Venituri din congestii	Alte contributii
Proгноzat [lei] <sup>1)</sup>	104.987.642	161.177.157	189.015.492	
Realizat [lei] <sup>2)</sup>	176.917.968	64.224.350	295.956.843	24.881.603

Notă:

1) Valori programate în cadrul planului de investiții al perioadei a IV-a de reglementare 2020-2024 la care s-a aplicat un coeficient cumulat de actualizare cu inflația de 1,3697.

2) Valorile totale realizate reprezintă investițiile totale puse în funcțiune în cursul anului 2023 și conțin lucrări recuperate din PI2022 (155.035.233 lei investiții realizate din fonduri proprii, 58.943.587 lei din fonduri nerambursabile, 288.506.774 lei din venituri din congestii) și investiții suplimentare (4.108.357 lei din fonduri proprii, respectiv 24.881.603 din tarif de racordare).

Conform prevederilor *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*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, OTS are posibilitatea să recupereze în primul semestru al anului 2024 investițiile prognozate a se realiza în anul 2023 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului 2023.

### 3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET

Planul de dezvoltare a RET se actualizează la fiecare doi ani, astfel încât la data elaborării actualului raport, este în vigoare Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2022-2031, care a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 1947/2.11.2022, document publicat pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa: <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planul-de-dezvoltare-ret-2022-2031>.

Categoriile de lucrări cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2022-2031 în vigoare și stadiul acestora la sfârșitul anului 2023 sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.5

Categorie de investiții	Stadiu lucrărilor de investiții din PDRET 2022-2031			
	Total lucrări	Finalizat	În termen	Întârziat
A - Retehnologizarea RET existente	54	12	40	2
C - Siguranța alimentării consumului	9	1	8	-
D - Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	20	1	19	-
E - Integrarea producției din centrale noi - Alte zone	6	-	6	-
F - Creșterea capacității de interconexiune	22	3	19	-
G - Înlocuire componente suport ale platformei Pieței de Echilibrare	1	-	1	-
H - Sistem de contorizare și management date de măsurare a energiei electrice pe piața angro	1	-	1	-
I - Sistemul de monitorizare a calității energiei electice	1	-	1	-
J - Management sisteme informatice și telecomunicații	1	-	1	-
TOTAL	115	17	96	2

O raportare detaliată privind stadiul fiecărui proiect și motivele întârzierilor se regăsește în cadrul Anexei nr. 1.

### 3.1.6. Stadiul proiectelor de interes comun

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est" ("NSI East Electricity"): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

În lista a cincea europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), aprobată prin Regulamentul (UE) nr. 564/2022 în baza criteriilor prevăzute în cadrul *Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009*, au fost incluse următoarele PCI:

**- PCI 3.22: Proiectul TYNDP 144 „Mid Continental East Corridor”,** format din:

- 3.22.1: Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
- 3.22.2: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- 3.22.3: Trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz, inclusiv construcția stației 400kV Timișoara;
- 3.22.4: Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Săcălaz și extinderea stației Arad

**- PCI 10.10: Proiectul SmartGrid CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network)**

Conform raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al proiectelor de interes comun susținute de operatorul de transport și de sistem, cuprinse în Planul de dezvoltare a RET, care fac parte din coridorul prioritar "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est" ("NSI East Electricity") este următorul:

Tabelul nr. 3.1.6

Cod PCI	Cod TYNDP 2022	Cod PDRET	Descriere	Programat PIF	Etape restante
3.22.1	144.238	-	LEA 400 kV Reșița (Romania)– Pancevo (Serbia)	2018	Lucrările de execuție s-au finalizat în data de 30.03.2018. Exploatarea comercială va începe după finalizarea stației 400kV Reșița (pentru echipamente primare s-a semnat contractul de execuție în data de 03.11.2020 iar lucrările sunt în curs de execuție)
3.22.2	144.269	F.1.1+ F.1.2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița	2025	Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2022-2031: 2022-2025.
3.22.3	144.270	F.2.1+ F.2.2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara	2026	Obținerea Autorizațiilor de construire; Obținerea HG aprobare amplasament și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al lucrării de utilitate publică de interes național – documentație în lucru; Execuția lucrărilor LEA 400 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz propusă în Planul de dezvoltare RET 2022-2031: 2023-2026; Execuția lucrărilor în stațiile 400kV și 110kV Timișoara propusă în Planul de dezvoltare RET 2020-2029: 2022-2026.



3.22.4	144.270	F.3.1+ F.3.2+ F.3.3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz , inclusiv construirea stației de 400 kV Sacalaz și extinderea stației Arad	2029	Sunt în curs de obținere avizele și acordurile solicitate în certificatele de urbanism; Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2022-2031: 2023-2029.
10.10	-	A55 (comp. OTS)	SmartGrid „CARMEN”	2028	Procedura de achiziție publică pentru execuție se estimează a începe în luna mai 2024 – contractul urmând a fi semnat în luna martie 2025. Sunt obținute certificatele de urbanism și autorizațiile de construire pentru stațiile Gutinaș, Roșiori și Suceava. Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2022-2031: 2023-2028.

În anexa nr. 2 se regăsesc fișele proiectelor conținând descrierea detaliată a etapelor parcurse și rămase de parcurs până la punerea în funcțiune a acestor investiții.

În anul 2022 a fost aprobat *Regulamentul (UE) nr. 869/2022 al Parlamentului European și al Consiliului din 30.05.2022 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transfrontaliere, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 715/2009, (UE) 2019/942 și (UE) 2019/943 și a Directivelor 2009/73/CE și (UE) 2019/944 și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013*, care definește noi criterii de evaluare a eligibilității proiectelor pentru includerea de către Comisia Europeană pe listele următoare ale Uniunii. În anul 2023 s-a desfășurat procesul de selecție pentru prima listă europeană de Proiecte de Interes Comun și Proiecte de Interes Mutual (proiecte cu țări non-UE), care a fost aprobată prin Regulamentul Delegat (UE) 2024/1041 din 28.11.2023.

### 3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță

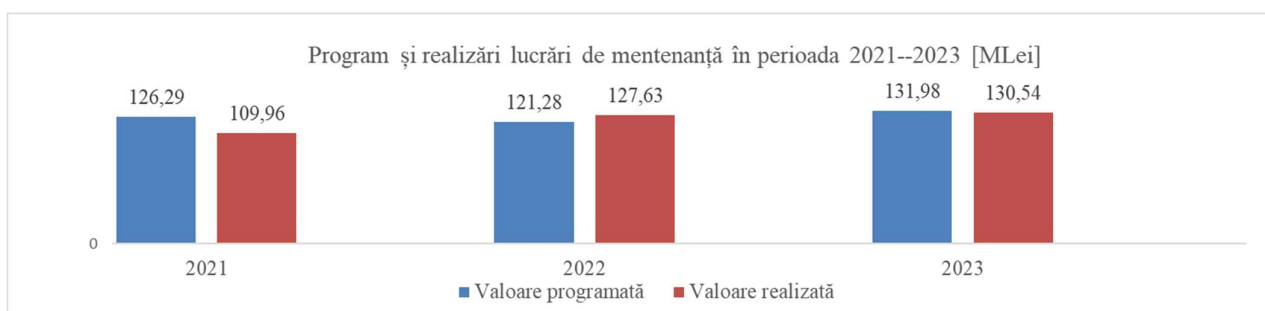
- a. Valorile programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță în rețea și/sau pentru operarea sistemului se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.1

	2023
Valoare programată [lei]	131.983.303
Valoare realizată [lei]	130.539.558
Grad de realizare [%]	98,91%

Notă: lucrări de mentenanță în RET și echipamente utilizate pentru operarea sistemului (platformele EMS-SCADA și DAMAS)

- b. Evoluția valorilor programate și realizate în perioada 2020-2023 este următoarea:



- c. Ponderea valorilor programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță pe categorii de capacități energetice și tipuri de lucrări din valorile totale programate și realizate se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.2

	Categorie instalație	Programat [lei]	Realizat [lei]	Grad realizare [%]
Mentenanță instalații RET	A. Stații de transformare	58.041.922	64.140.211	110,5%
	B. Linii electrice aeriene	50.761.606	43.636.930	86,0%
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispoziție	3.662.669	1.961.406	53,6%
	D. Sisteme de măsurare	0	1.760.890	-
Mentenanță sisteme disperer	E. Sisteme centrale de achiziții, stocare și prelucrare date, EMS-SCADA, DAMAS	19.338.005	18.861.020	97,5%
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	179.101	179.101	100,0%

- d. Valorile realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță și capacități energetice se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.3

		Mentenanță preventivă [lei]			Mentenanță corectivă [lei]
		Mentenanță minoră	Mentenanță majoră		
			RC	RK	
Mentenanță instalații RET	A. Statii de transformare	32.824.842	679.370	-	30.635.999
	B. Linii electrice aeriene	5.421.027	13.716.161	-	24.499.742
	C. Alte echipamente de retea - materiale puse la dispozitie	-	-	-	1.961.406
	D. Sisteme de masurare	-	1.760.890	-	-
Mentenanță sisteme dispecer	E. Sisteme centrale de achizitii, stocare si prelucrare date: EMS- SCADA/DAMAS	-	-	-	18.861.020
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	-	-	-	179.101
TOTAL		38.245.868	16.156.421	-	76.137.269
		54.402.289			

Programul de mentenanță în rețea a fost realizat valoric în proporție de 98,91 % din valoarea programată, din care lucrările cu caracter preventiv, reprezentând 54,8% din plan, au fost realizate în proporție de 75,2%. În anul 2023, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) ale Procedurii, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

### 3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2023

O prezentare a incidentelor în RET care au avut ca efect energie nelivrată la utilizatorii rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice se regăsește în cadrul Anexei nr. 3.

### 3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani

Prognoza balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani, implicit

planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere se regăsesc în analizele prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET în vigoare, respectiv planul pe perioada 2022-2031, din care prezentăm în continuare câteva extrase relevante:

### 3.1.9.1. Scenarii privind evoluția parcului de producție

#### a. Scenariul de Referință

În ceea ce privește evoluția capacităților de producere disponibile în SEN în perioada 2022-2031, în Scenariul de Referință au fost transpuse principalele tendințe generate de politica UE în materie de energie și climă, reflectate și în obiectivele PNIESC, de promovare a eficienței energetice, dezvoltare a surselor regenerabile de energie și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră. Această evoluție presupune intrarea în exploatare de noi capacități de producere din surse regenerabile (în special eolian, fotovoltaic, dar și biomasă, în măsură mai mică), în limitele descrise în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.1.9.1.1

Tip SRE	2021	2022	2025	2026	2030	2031
eolian [MW]	2.965	3.400	4.334	4.500	5.255	5.300
solar [MW]	1.308	1.500	3.393	3.500	5.054	5.100
biomasa [MW]	124	125	126	128	137	140

Notă: \*Sursa datelor: PNIESC (jinte asumate pentru 2025, 2030), Transelectrica (realizări – 2021, estimare – 2022, interpolare/extrapolare - 2026 și 2031).

De asemenea, Hidroelectrica a prevăzut finalizarea până în anul 2028 a unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție, totalizând 472 MW.

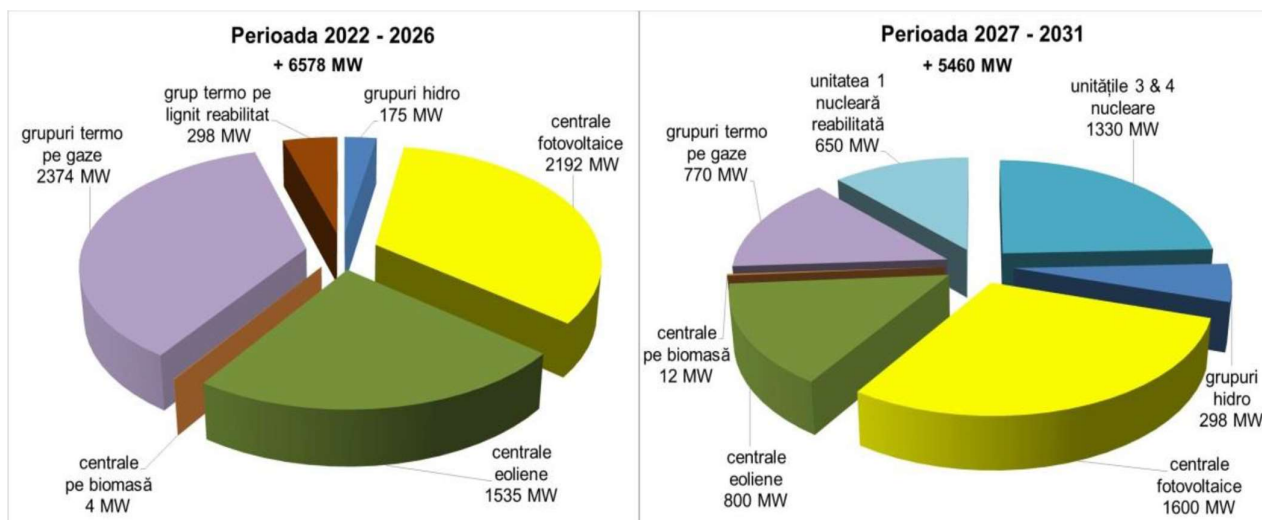
Astfel, în perioada 2022-2031, sursele regenerabile vor înregistra o creștere totală de capacitate de 6.615 MW, capacitatea totală SRE instalată în SEN urmând să depășească 17 GW (inclusiv hidro).

În privința centralelor termoelectrice, datele colectate de la principalii producători de energie electrică și termică în cogenerare la sfârșitul anului 2021 au pus la dispoziția Transelectrica intențiile acestora de retragere definitivă din exploatare sau de re tehnologizare a unor grupuri existente, ca urmare a depășirii duratei de viață normate și/sau a neconformării la cerințele de mediu ale Uniunii Europene (Directiva 2010/75/UE), asociate, în unele cazuri, cu înlocuirea acestora cu grupuri noi, mai performante, în principal pe gaze.

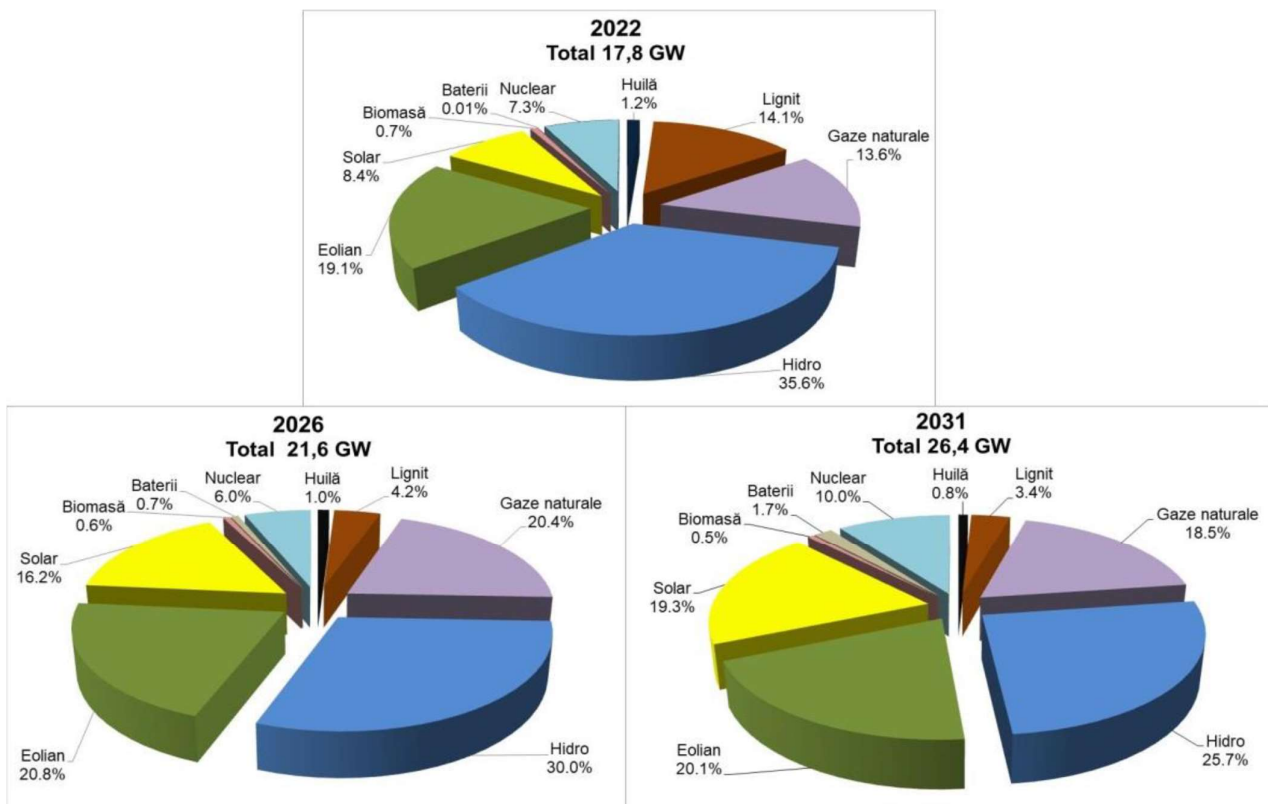
O discontinuitate în producția nucleară va avea loc în perioada 2027-2029, când este programată oprirea în re tehnologizare la Unitatea 1 Cernavodă, pentru prelungirea duratei de viață cu 30 ani.

În acest context, tranziția energetică a României către tehnologii cu emisii scăzute de carbon și energie din surse regenerabile presupune un efort investițional considerabil în perioada 2022-2031, corespunzător instalării unor capacități noi în SEN ce depășesc 11 GW, conform Scenariului de Referință modelat.

În figura următoare sunt prezentate etapizat proiectele de reabilitare și grupurile noi ce vor fi puse în funcțiune în Scenariul de Referință, în perioadele relevante, agregate pe categorii de centrale în funcție de combustibilul principal.



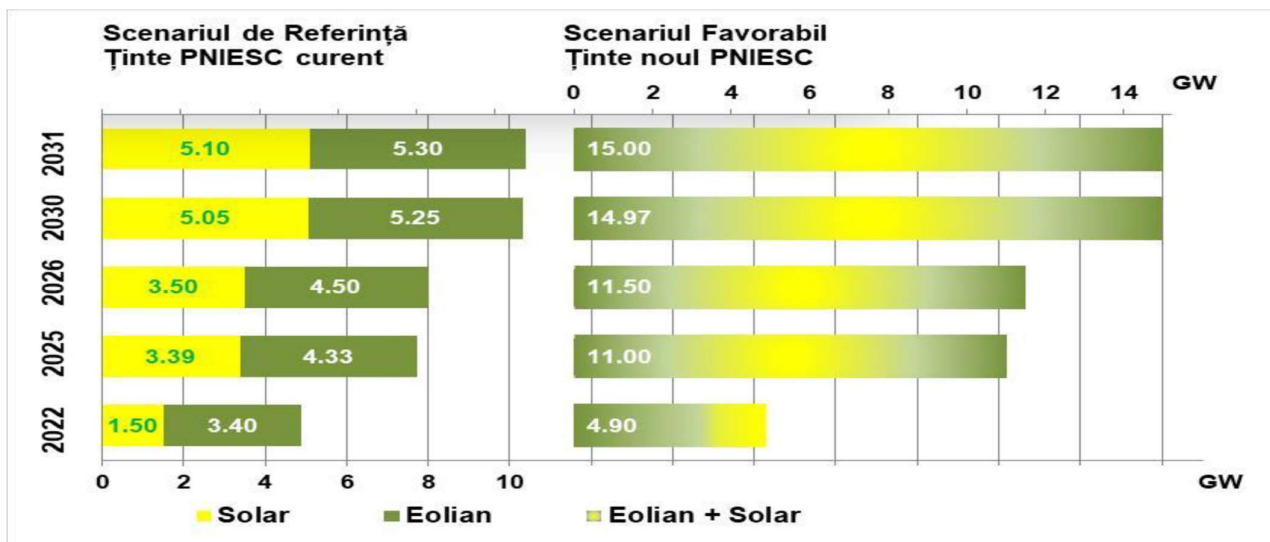
Evoluția capacității totale de producere nete disponibile în SEN la nivelul anilor țintă 2022, 2026 și 2031, reprezentată în figura următoare, ilustrează reducerea participării cărbunelui (în special a lignitului) în mixul de producere la nivelul anului 2026 și înlocuirii în viitor cu gaze naturale, surse regenerabile și energie nucleară, în linie cu angajamentele UE în privința reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.



Se observă trendul pozitiv de evoluție a structurii capacității de producere în SEN, în sensul creșterii ponderii centralelor fără emisii de CO<sub>2</sub> (SRE + nuclear), de la 70% în 2022, la 73% în 2026 și respectiv 75% în 2031.

## b. Scenariul Favorabil

În figura următoare este evidențiată traiectoria descrisă de capacitățile suplimentare de producere din surse regenerabile cu caracter intermitent prevăzute a fi instalate în *Scenariul Favorabil*, pentru care se vor pune la dispoziție fonduri suplimentare, menționate în documentele strategice (PNRR - Planul Național de Redresare și Reziliență și FM – Fondul pentru Modernizare), prin care se stabilesc prioritățile investiționale menite să sprijine accelerarea tranziției verzi.



Aceste capacități reflectă noile ținte potențiale privind ponderea de energie din surse regenerabile în consumul final brut, ce ar putea fi considerate la revizuirea legislației relevante, în lumina pachetului *Fit for 55*.

Tabelul nr. 3.1.9.1.2

Tip SRE	2021	2030 Scenariul de Referință	2030 Scenariul Favorabil
Eolian + Solar	4273	10309	14965
Creștere față de 2021		6036	10692

Astfel, conform estimărilor Ministerului Energiei, noul PNIESC, ce trebuie transmis Comisiei Europene până la 30 iunie 2023, ar putea să prevadă o majorare cu 4.656 MW a capacității totale solar + eolian (inclusiv off-shore), față de valorile asumate în versiunea actuală, atingându-se astfel în SEN o capacitate totală a energiei din surse regenerabile de peste 22 GW în 2030 (incluzând aici și 25 MW geotermal și 85 MW biomasă - prevăzuți a fi instalați suplimentar față de scenariul de referință, hidro fiind constant). Prin interpolare a fost ajustată și ținta potențială pentru 2025 și, respectiv, valorile pentru anii intermediari 2026 și 2031.

### 3.1.9.2. Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

#### a. Scenariul de Referință

În conturarea Scenariului de Referință au fost prelucrate datele și informațiile din PNIESC, cu impact asupra evoluției consumului de energie electrică. Seturile de date disponibile din documentele naționale pentru perioada analizată au fost completate cu ipoteze proprii pentru transpunerea unor informații interpretative din mai multe surse oficiale.

Ca urmare - în concordanță cu proiecțiile economice, revizuite pe termen scurt și mediu prin încorporarea celor mai recente evoluții ale indicatorilor din sfera economiei și cu elementele cheie ale politicii energetice europene, angajate spre decarbonizarea sistemului, inclusiv prin îmbunătățirea eficienței energetice - pe latura cererii de energie electrică, s-a estimat, cu metode analitice specifice, o evoluție cu dinamici anuale moderate de creștere în Scenariul de Referință: 1,4% în perioada 2021-2026 și, în decelerare, 1%, în perioada 2026-2031, în acord cu tendința de creștere medie multianuală înregistrată istoric.

Tabelul nr. 3.1.9.2.1

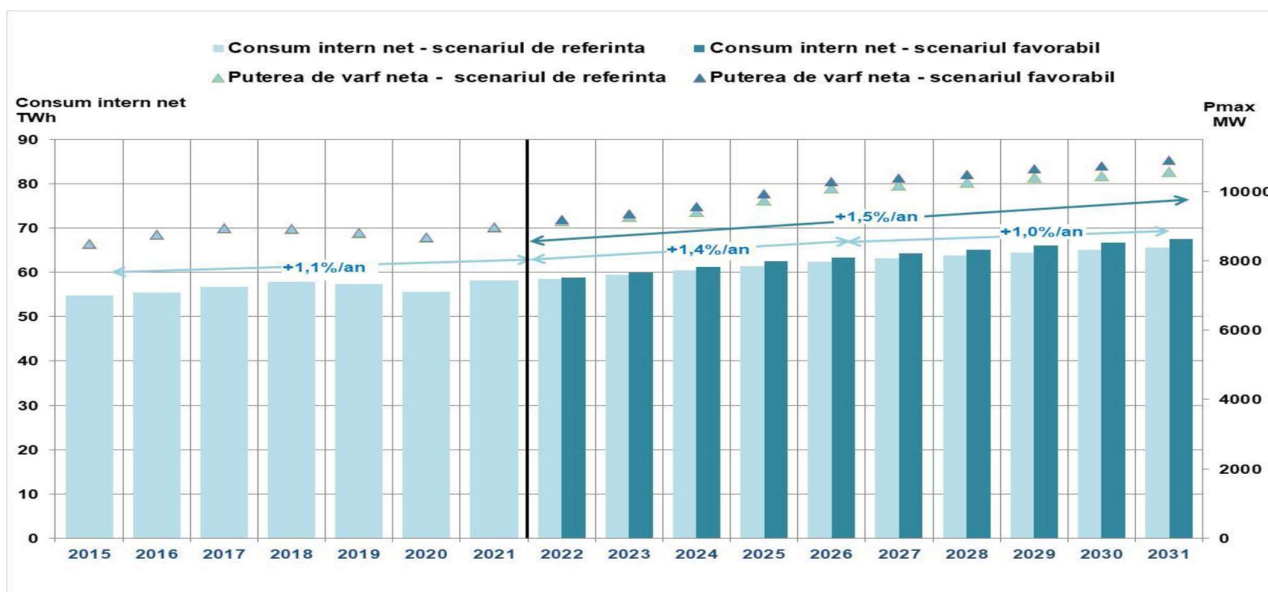
	U.M.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2026	2031
		realizari						estimari	proгноza		
Consum intern net de en. el.	TWh	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	55.6	58.2	58.5	62.3	65.5
<i>ritm mediu anual</i>	%	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	-3.0	4.6	0.5	1.6	1.0
Puterea de vârf netă - consum	MW	8488	8752	8940	8920	8813	8679	8967	9150	10100	10580

## b. Scenariul Favorabil

Complementar Scenariului de referință analizat a fost modelat Scenariul Favorabil de evoluție, care corespunde unei stări expansioniste mai solide și de lungă durată a economiei naționale, susținută prin liniile de finanțare deschise la nivel național și european pentru îndeplinirea tranziției energetice și a țintelor climatice (Fit for 55), inclusiv prin implementarea integrală a instrumentului MRR (Mecanismul de Redresare și Reziliență), dedicat relansării economiei europene în urma pandemiei coronavirus.

Creșterea economică preconizată în scenariul Favorabil este în mod necesar reflectată în cererea de energie, căreia îi corespunde un ritm de creștere mediu anual de 1,5% în perioada 2022 - 2031.

Figura de mai jos prezintă evoluția grafică comparativă a consumului intern net de energie electrică în Scenariul de Referință și în Scenariul alternativ – Favorabil.



### 3.1.9.3. Analiza adecvanței parcului de producție din SEN

Metodologia deterministă de calcul utilizată consideră că, pentru acoperirea în condiții de siguranță a cererii, este necesar să existe în SEN o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare



pentru reparații și întreținere, sau sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale, temporare sau definitive ale disponibilității, din diferite cauze. De asemenea, trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă operațională.

În cazul unei evoluții conservatoare a portofoliului de producere în SEN, ce implică întârzieri în ceea ce privește punerea în funcțiune a grupurilor noi, în situația unor condiții extreme din punct de vedere climatic, ce conduc la o creștere a sarcinii la palierul de vârf (~+500 MW) și o participare minimă a surselor SRE la acoperirea acestora (0% eolian+solar și 30% hidro), situația adecvantei în perioada critică analizată 2026-2031 este reprezentată în tabelul 3.1.9.3.

Tabelul nr. 3.1.9.3

<b>Putere netă în SEN</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
centrale nucleare	1300	650	650	650	1300	1965
centrale termoelectrice conventionale	3839	3839	3839	3839	3839	6003
• pe lignit	905	905	905	905	905	905
• pe huila	219	219	219	219	219	219
• pe gaze naturale / hidrocarburi	2715	2715	2715	2715	2715	4879
resurse energetice regenerabile	8128	8688	9250	9812	10446	10540
• eoliene	4500	4680	4860	5040	5255	5300
• fotovoltaice	3500	3880	4260	4640	5054	5100
• biomasa	128	128	130	132	137	140
centrale hidroelectrice	6486	6738	6784	6784	6784	6784
baterii	150	200	250	300	400	440
<b>Capacitatea de producere netă [6=1+2+3+4+5]</b>	<b>19903</b>	<b>20115</b>	<b>20773</b>	<b>21385</b>	<b>22769</b>	<b>25732</b>
<b>Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și din indisponibilitatea sursei primare de</b>	14200	14920	15495	16045	16665	17040
• Putere indisponibilă (Reduceri temporare, lipsă sursă primară SRE	12540	13276	13869	14429	15058	15149
• Putere în reparație planificată și accidentală (după avarie)	1037	1040	1043	1043	1043	1327
• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	623	603	584	574	565	565
<b>Puterea efectiv disponibilă [8=6-7]</b>	<b>5704</b>	<b>5195</b>	<b>5278</b>	<b>5340</b>	<b>6104</b>	<b>8692</b>
Consum intern net la varful de sarcină-condiții extreme (+500 MW	10600	10680	10765	10900	10945	11080
<b>Capacitate rămasă în SEN [10=8-9]</b>	<b>-4896</b>	<b>-5485</b>	<b>-5487</b>	<b>-5561</b>	<b>-4841</b>	<b>-2388</b>
<b>Capacitate simultană de import / export</b>	<b>4910</b>	<b>5500</b>	<b>5750</b>	<b>6000</b>	<b>6250</b>	<b>6500</b>

Deși cu o probabilitate scăzută, situații cu risc asupra adecvantei pot apărea și pot produce un impact semnificativ în sistemul interconectat, având în vedere că deficitul de putere în acest caz se apropie de limitele maxime NTC considerate pentru import/export.

**În concluzie, închiderea unor grupuri existente în SEN (în special pe cărbune) la nivelul anului 2026, corelat cu nerealizarea unor grupuri noi care să înlocuiască această capacitate, are impact negativ asupra adecvantei sistemului și securității energetice la nivel național și chiar regional,** efect multiplicat în ipotezele unor condiții meteorologice severe, caracterizate de o creștere a consumului intern net și de lipsa resursei primare pentru centralele electrice (lipsă vânt/apă), combinate cu întârzierea programului de dezvoltare nuclear și eventuale probleme în rețeaua de transport gaze naturale, situație în care capacitatea lipsă la vârful de sarcină ar fi la limita capacității de import a RET și, astfel, SEN nu ar mai dispune de resursele necesare acoperirii consumului de energie electrică, cu utilizarea la maxim a capacității transfrontaliere de import.



## 3.2. E-DISTRIBUȚIE MUNTENIA

### 3.2.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice din gestiunea E-Distribuție Muntenia (în prezent Rețele Electrice Muntenia) asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea sud-estică a României, respectiv Ilfov, Giurgiu și Municipiul București.

Societatea E-Distribuție Muntenia S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.1.1

Nr Crt	Categorie	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	891	269	1.160	891	272	1.163	882	281	1.164
2	MT(35/20/10/6kV)	2.494	9.625	12.119	2.458	9.764	12.222	2.427	9.894	12.321
3	JT (0,4 kV)	8.526	14.826	23.352	8.531	14.929	23.460	8.536	15.009	23.545
4	Bransamente	5.739	6.673	12.412	5.742	6.817	12.559	5.741	6.874	12.615

În anul 2023 s-au realizat lucrări de rețehnologizare pe liniile 110kV Filaret-Grozăvești, Afumați - Fundeni, IMGB-Progresu 1, Fundeni - Pipera 1. De asemenea s-au realizat lucrări de racordare de noi utilizatori prin posturi noi de transformare, cu alimentare în axul liniei MT sau prin derivații, precum și lucrări de extindere rețea JT ca urmare a solicitărilor de racordare la rețea.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	70	5.066	70	5.095	70	5.193
2	Posturi de transformare	9.167	3.935	9.405	4.014	9.619	4.127
3	Puncte de alimentare	197	170	197	169	196	169

S-au realizat amplificări ale puterii instalate în stațiile IT/MT prin lucrări de înlocuire trafo în stațiile Dudești, Filaret, Solex, Mega Mall, Cucuruzu, RA Pietrișu. De asemenea s-au realizat lucrări de racordare de noi posturi de transformare și puncte de alimentare.

### 3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.2.1

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	1.163,75	înainte de 1960	116,92	0,00	116,92	10,0%
			1960-1979	583,99	77,19	661,17	56,8%
			1980-1999	177,43	58,55	235,99	20,3%
			2000-2019	4,09	114,64	118,72	10,2%
			2020-2023	0,00	30,95	30,95	2,7%
2	MT	12.320,61	înainte de 1960	0,0	127,8	127,8	1,0%
			1960-1979	1372,0	4717,6	6089,6	49,4%
			1980-1999	245,0	2356,2	2601,2	21,1%
			2000-2019	773,1	1824,3	2597,4	21,1%
			2020-2023	36,6	868,0	904,6	7,3%

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
3	JT	23.545	înainte de 1960	0	21	21	0,1%
			1960-1979	1214	6201	7416	31,5%
			1980-1999	2849	6021	8870	37,7%
			2000-2019	4365	2343	6708	28,5%
			2020-2023	108	422	530	2,2%
4	branșamente	12.615	înainte de 1960	0	6	6	0,1%
			1960-1979	835	2429	3264	25,9%
			1980-1999	1939	2372	4311	34,2%
			2000-2019	2953	1412	4364	34,6%
			2020-2023	14	655	669	5,3%

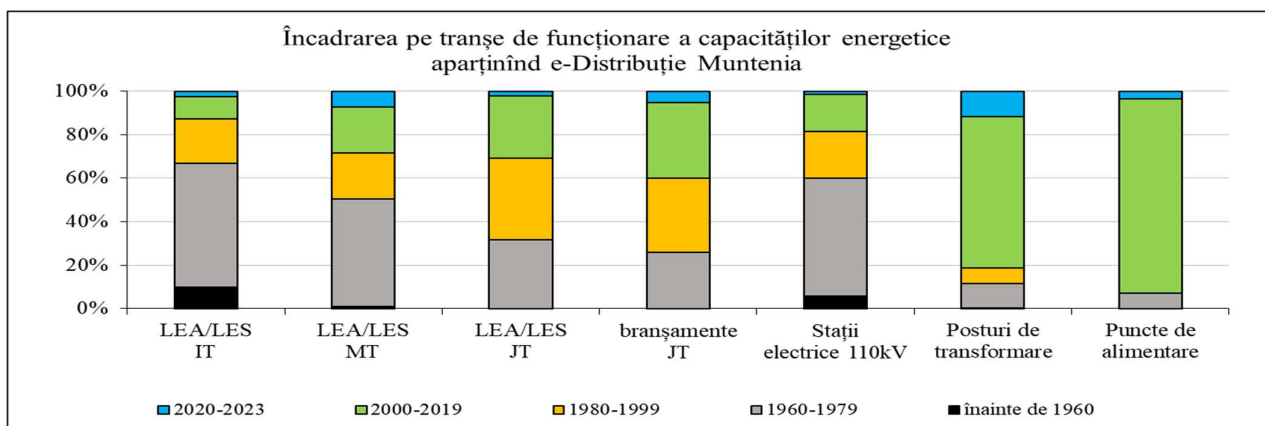
Se constată că o mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (87 %). Referitor la liniile MT și JT, 28,4 %, respectiv 30,7 % au fost puse în funcțiune după anul 2000.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.2.2

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	Perioada PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
1	Stații electrice 110 kV (de conexiune și/sau de transformare)	70	înainte de 1960	4	5,71
			1960-1979	38	54,29
			1980-1999	15	21,43
			2000-2019	12	17,14
			2020-2023	1	1,43
2	Posturi de transformare	9.405	înainte de 1960	46	0,49
			1960-1979	1.053	11,2
			1980-1999	718	7,63
			2000-2019	6.658	70,79
			2020-2023	1.144	12,16
3	Puncte de alimentare	197	înainte de 1960	-	-
			1960-1979	14	7,11
			1980-1999	-	-
			2000-2019	175	88,83
			2020-2023	7	3,55

În perioada 2000-2023 au fost puse în funcțiune 13 stații de transformare (18,6 % din numărul total al acestora), 7.536 posturi de transformare (81,1 % din numărul total), respectiv 182 puncte de alimentare (92,86 % din numărul total).



### 3.2.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	891	-	-	891	7.33	0.00	882	0,96	-
	LES	269	8	-	272	7.71	1.82	281	9,68	0,15
MT	LEA	2.494	3	4	2.458	5	13	2.427	16,8	3,0
	LES	9.625	111	243	9.764	110	264	9.894	65,6	75,9
JT (excl. brans.)	LEA	8526	64	13	8.531	22	5	8.536	145	4
	LES	14.826	46	96	14.929	46	103	15.008	16	56

În anul 2023 au fost realizate lucrări în rețeaua de IT pentru creșterea siguranței în alimentarea utilizatorilor (precum lucrarea „Trecerea liniei electrice aeriene 110 kV Fundeni-Afumati în subteran”) și alte lucrări de relocare rețele IT (eliberare amplasament zona Parc Tudor Arghezi și zona autostrada A3-șos. Petricani).

În rețeaua de MT au fost realizate lucrări pe liniile electrice de 20 kV Petrol 3, Clinceni, Tunari, Gempat, Pompe, Otopeni 1, Bălăceanca, Uzun, Porcine 1, Captare Apă, Irigații, Brănești, Microelectronica 2, tronsoane cu defecte multiple alimentate din stațiile Dudești, Jilava, Militari, IREMOAS, Văcărești.

Lucrările realizate în rețeaua de JT au vizat înlocuirea rețelei aeriene clasice cu conductor torsadat utilizând aceeași stâlpi sau cu înlocuirea stâlpilor degradați/subdimensionați, lucrări de înlocuire a cablurilor subterane și a cutiilor de distribuție / casetelor stradale aferente, lucrări de modernizare bransamente, etc.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.3.2

Categorie		2021			2022			2023		
		Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice		70	1	-	70	0	0	70	1	-
Posturi de transformare		9.167	43	226	9.405	40	252	9.619	53	238
Puncte de alimentare		197	11	-	197	6	0	196	1	-

Principalele categorii de lucrări realizate în anul 2023 au fost:

- Modernizarea integrală a stației 110/MT Nord, modernizare parțială stațiile Filaret și Obor, lucrări de amplificare a stațiilor Dudești, Solex, Filaret, lucrări de amplificare a grupurilor de tratare neutră în stațiile de transformare Băneasa și Afumați.
- Au fost realizate lucrări în rețeaua de MT, în posturile de transformare/ punctele de alimentare și au fost realizate posturi de transformare noi în zonele cu probleme din punct de vedere al sarcinii, preponderent în zonele periferice ale localităților și zonele rurale.

### 3.2.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.2.4.1

		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Proгноzat	lei	281.644.319	272.906.604	311.716.094
	Realizat	lei	487.543.695	417.028.213	406.728.157
Din surse proprii	Proгноzat	lei	215.081.734	205.329.827	215.813.865
	Realizat	lei	274.830.211	249.578.248	294.765.640
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	lei	66.562.585	67.576.777	95.902.229
	Realizat	lei	212.713.484	167.449.965	111.962.517

Notă:

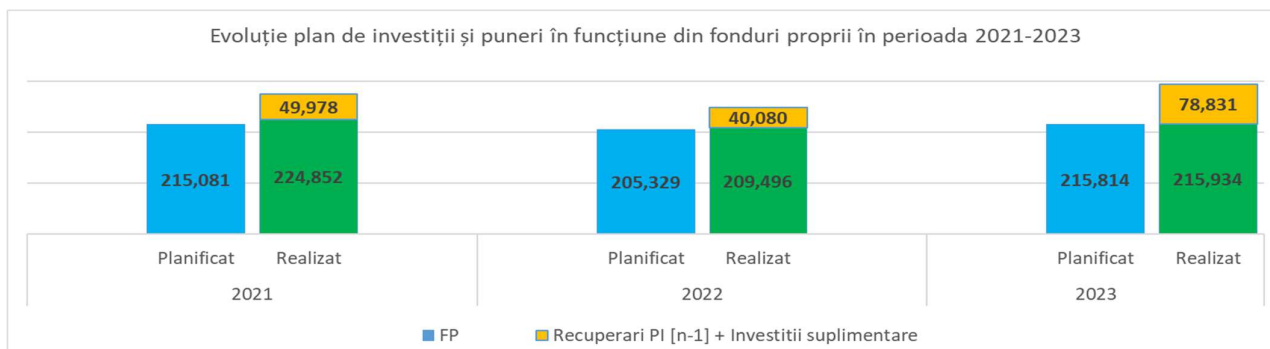
Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1,2957.

Valorile totale realizate, finanțate din fonduri proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2021: lucrări recuperate în valoare de 21.415.538 lei și investiții suplimentare în valoare de 29.774.268 lei;

- 2022: lucrări recuperate în valoare de 1.170.942 lei + 9,375.507 lei (aplicații informatice) și investiții suplimentare de 29.791.377 lei;

- 2023: lucrări recuperate în valoare de 877.808 lei și investiții suplimentare în valoare de 78.884.119 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2023, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor

Tabelul nr. 3.2.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	406.728.158	294.765.642	39.437.240	28.709.739	173.111.734	119.242.879	194.179.182	146.813.021
A.	42.545.828	42.545.828	12.714.686	12.714.686	29.831.142	29.831.142	0	0
A1	42.545.828	42.545.828	12.714.686	12.714.686	29.831.142	29.831.142	0	0
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	323.670.487	211.707.971	25.358.527	14.631.026	138.074.282	84.205.427	160.237.678	112.871.517
B1	14.425.534	14.425.534	14.329.644	14.329.644	95.890	95.890	0	0
B2	21.682.970	21.682.970	0	0	5.263.180	5.263.180	16.419.790	16.419.790
B3	36.599.355	21.752.249	301.382	301.382	22.297.023	16.686.051	14.000.950	4.764.816
B4	81.443.015	79.930.223	0	0	38.573.050	37.856.585	42.869.964	42.073.637
B5	31.656.062	31.656.062	0	0	916.664	916.664	30.739.398	30.739.398
B6	137.863.551	42.260.933	10.727.501	0	70.928.475	23.387.057	56.207.576	18.873.876
C	40.511.843	40.511.843	1.364.027	1.364.027	5.206.310	5.206.310	33.941.504	33.941.504
C1	11.079.024	11.079.024	0	0	0	0	11.079.024	11.079.024
C2	8.470.262	8.470.262	0	0	0	0	8.470.262	8.470.262
C3	1.364.027	1.364.027	1.364.027	1.364.027	0	0	0	0
C4	14.951.527	14.951.527	0	0	2.948.754	2.948.754	12.002.772	12.002.772
C5	4.647.003	4.647.003	0	0	2.257.556	2.257.556	2.389.446	2.389.446

Categoriile de lucrări A-C sunt definite în conformitate cu prevederile *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*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, astfel:

A.	ESSENTIALE - Total (A1+A2+A3)
A1	re tehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii sau care au parametri tehnici necorespunzători în conformitate cu normele în vigoare
A2	înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu
A3	instalații pentru compensarea factorului de putere
B.	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)
B1	înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație
B2	înlocuirea de echipamente, lucrări de re tehnologizare și modernizare pentru reducerea CPT
B3	îmbunătățirea calității serviciului de distribuție
B4	realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori
B5	implementarea sistemelor de măsurare inteligentă precum și cele pentru asigurarea securității cibernetice
B6	noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare
C.	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3+C4)
C1	achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru
C2	îmbunătățirea condițiilor de muncă
C3	preluări de capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți
C4	înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe
C5	înlocuiri în urma incidentelor

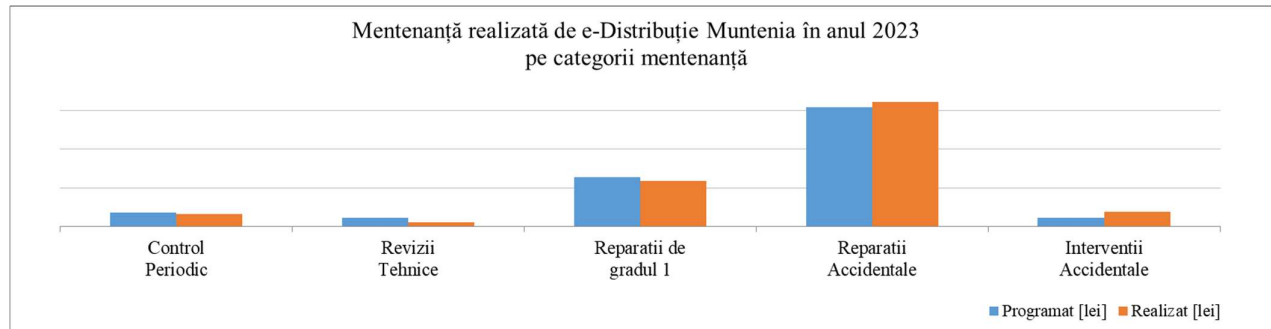
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

### 3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.2.5.1

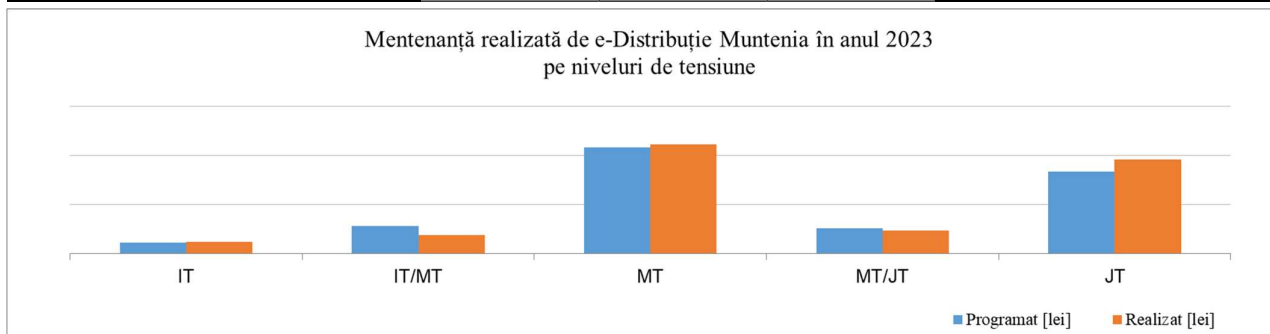
	Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de gradul 1	Reparații de gradul 2	Reparații Accidentale	Intervenții Accidentale	TOTAL
Programat	-	6,95	4,39	25,43	-	61,92	4,21	102,91
Realizat	-	6,19	2,17	23,70	-	64,71	7,61	104,38
Realizare program [%]	-	89,09%	49,32%	93,18%	-	104,50%	180,56%	101,42%



## b. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.2.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4,62	11,27	43,35	10,26	33,42
Realizat [lei]	4,75	7,51	44,55	9,39	38,18
Realizare program [%]	102,95%	66,63%	102,75%	91,55%	114,24%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 101,4 %. Din lucrările realizate, 30,7 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 69,3 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din analiza gradului de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de mentenanță, se constată realizarea programului de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparatii de grad 1 si 2) în proporție de 87,2 %. Lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 109,3 %.

### 3.2.6. Incidente deosebite în anul 2023

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2023 s-au înregistrat 180 incidente deosebite în rețeaua de distribuție din gestiunea e-Distribuție Muntenia, astfel:

Tabelul nr. 3.2.6.1

	București	Ilfov	Giurgiu	TOTAL
Incidente deosebite	102	11	67	180
Utilizatori afectați cumulat	1.118.652	93.635	535.939	1.748.226
Putere întreruptă cumulat [MW]	534,17	36,29	332,79	903,25
Energie nelivrată cumulat [MWh]	112,20	6,71	121,26	240,16
Medie utilizatori afectați /incident	10.967	8.512	7.999	9.712
Medie putere nelivrată /incident [MWh]	5,24	3,30	4,97	5,02
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,10	0,61	1,81	1,33

Se constată o creștere a numărului de incidente deosebite în anul 2023 față de anul 2022 cu 23%, o mare parte dintre ele fiind cauzate de numărul în creștere al defectelor interne din instalațiile nemodernizate.

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
124	-	12	26	7	11

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 69 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, iar cca. 14% sunt incidente provocate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Muntenia în anul 2023 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

### 3.3. E-DISTRIBUȚIE BANAT

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, aparținând E-Distribuție Banat (în prezent Rețele Electrice Banat), asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Arad, Hunedoara, Caraș-Severin și Timiș.

#### 3.3.1. Capacități energetice

Societatea E-Distribuție Banat S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### a. Linii electrice de distribuție

Tabelul nr. 3.3.1.1

Nr. Crt.	Tip	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.705	8	2.713	2.704	10	2.714	2.704	10	2.714
2	MT(35/20/10/6kV)	10.162	2.811	12.973	10.136	2.892	13.027	10.083	2.977	13.059
3	JT (0,4 kV)	12.856	3.955	16.811	12.873	4.029	16.902	12.958	4.097	17.054
4	Branșamente JT	10.664	1.839	12.503	10.709	2.036	12.744	10.766	2.165	12.931

În anul 2023 s-au realizat lucrări de extindere al rețelei LEA/LES MT și montarea de posturi de transformare și puncte de conexiune noi, precum și extinderi și modernizări ale rețelei JT, ca urmare a solicitărilor de racordare la rețea și realizării de lucrări de îmbunătățire a nivelului de tensiune.

##### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	96	4.157	97	4.148	97	4.200
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	26	255	26	249	25	243
3	Posturi de transformare	8.596	2.187	8.733	2.209	8.889	2.231
4	Puncte de alimentare	18	-	18	-	17	-

În anul 2023 s-a realizat dezafectarea stației 20/6KV Crăciuneasa. S-au realizat lucrări de amplificare de putere în stații electrice (Trafo 4 25 MVA, 110/20kV în stația 110/20 kV Venus, Trafo 2 25 MVA 110/20kV în stația 110/20 kV Covaci, Trafo 4 110/20/6kV în stația 110/20/6 kV Petrila), precum și înlocuiri transformatoare servicii interne.

#### 3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2714,03	înainte de 1960	501,53	0,00	501,53	18,48%
			1960-1979	1479,36	1,79	1481,15	54,57%
			1980-1999	576,29	4,10	580,39	21,38%
			2000-2019	22,74	2,29	25,03	0,92%
			2020-2023	124,37	1,57	125,94	4,64%
2	MT	13059,4	înainte de 1960	1408,9	1238,7	2647,6	20,27%
			1960-1979	7502,0	578,6	8080,6	61,88%
			1980-1999	1022,4	313,7	1336,2	10,23%
			2000-2019	77,4	435,5	512,8	3,93%
			2020-2023	72,1	410,2	482,2	3,69%



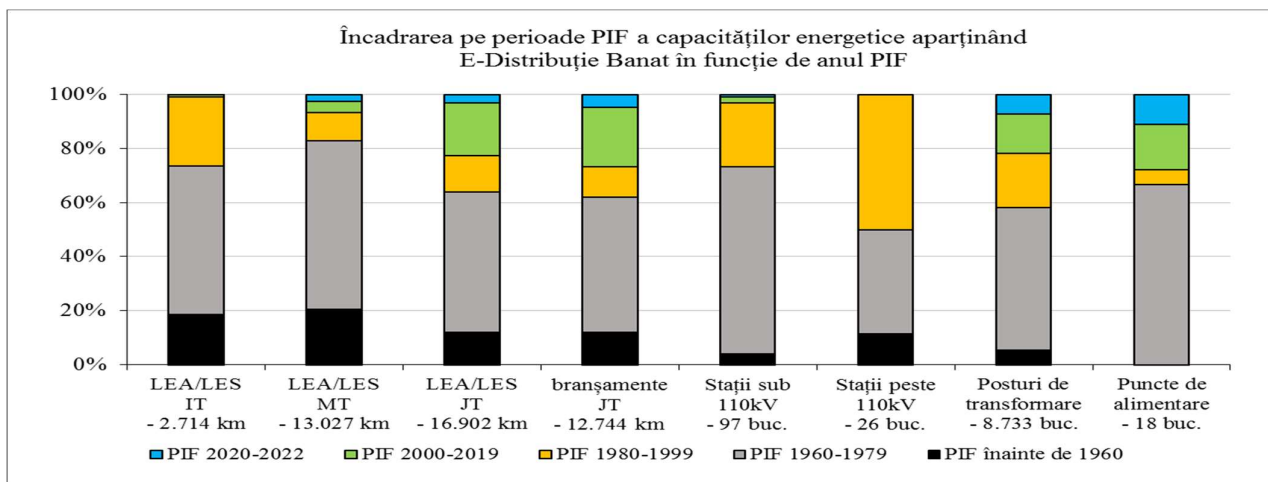
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
3	JT	17054	înainte de 1960	1601,2	378	1979	11,61%
			1960-1979	6658	2017	8675	50,87%
			1980-1999	1309	907	2216	13,00%
			2000-2019	2830	481	3312	19,42%
			2020-2023	559	313	872	5,11%
4	branșamente	12931	înainte de 1960	1411	126	1536	11,88%
			1960-1979	5741	634	6375	49,30%
			1980-1999	1135	288	1423	11,00%
			2000-2019	2327,4	459,7	2787	21,55%
			2020-2023	152	657	810	6,26%

Se constată că o mare parte a liniilor electrice de distribuție de 110 kV și MT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (94 % dintre liniile de IT, respectiv cca. 92 % dintre liniile de MT). Cca. 78 % din liniile electrice de distribuție de JT/branșamente au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	Perioada PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	97	înainte de 1960	4	4,12%
		1960-1979	67	69,07%
		1980-1999	23	23,71%
		2000-2019	2	2,06%
		2020-2023	1	1,03%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	25	înainte de 1960	3	12,00%
		1960-1979	9	36,00%
		1980-1999	13	52,00%
		2000-2019	0	0,00%
		2020-2023	0	0,00%
Posturi de transformare	8.889	înainte de 1960	462	5,20%
		1960-1979	4491	50,52%
		1980-1999	1708	19,21%
		2000-2019	1204	13,54%
		2020-2023	1024	11,52%
Puncte de alimentare	17	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	12	70,59%
		1980-1999	1	5,88%
		2000-2019	3	17,65%
		2020-2023	1	5,88%



### 3.3.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.705	-	-	2.704	35,86	-	2.704	124,1	-
	LES	8	-	-	10	1,57	0,2	10	-	-
MT	LEA	10.162	133	1	10.136	130,67	43,17	10.083	182,6	4,3
	LES	2.811	54	7	2.892	33,64	121,84	2.977	28,9	39,9
JT (excl. bransam.)	LEA	12.856	127	80	12.873	143,46	16,91	12.958	148	15

Principalele categorii de lucrări aferente liniilor IT sunt reconstrucția LEA 110 kV Timișoara-Giulvaz, montare OPGW pe LEA 110KV Baru Mare – Lonea, Petroșani CFR - Aninoasa Nord, Petrila - Petroșani CFR, Baru Mare – Arena, Arena - Lupeni Sud, Lupeni Sud – Uricani, Petrila - Petroșani Sud, Petroșani Sud – Căprișoara, Vulcan – Livezeni, Căprișoara – Paroșeni, Paroșeni – Uricani, Paroșeni -Baru Mare circ. 2, Paroșeni - Baru Mare - Aninoasa Nord, înlocuire stâlpi LEA 110 kV Curtici-Chișineu Criș.

Principalele lucrări în rețeaua de MT au fost: Creștere siguranță în alimentare consumatori din localitățile Moșnița Nouă și Moșnița Veche, Trecere la 20 kV PT-uri zona Stan Vidrighin și optimizare rețea 10 kV din zonă.

Lucrările realizate în rețeaua de JT au vizat înlocuirea rețelei aeriene clasice cu conductor torsadat utilizând aceiași stâlpi sau cu înlocuirea stâlpilor degradați/subdimensionați, lucrări de înlocuire a cablurilor subterane și a cutiilor de distribuție/casetelor stradale aferente, lucrări de modernizare de bransamente etc.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.3.2

Categorie	2021			2022			2023		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	122	6	-	123	1	1	122	1	-
Posturi de transformare	8.596	76	17	8.733	250	169	8.889	214	174
Puncte de alimentare	18	-	1	18	-	-	17	3	-

În anul 2023 au fost realizate lucrări pentru creșterea siguranței în alimentare, respectiv lucrări de mărirea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor din stația de transformare 110/20 kV Venus. Totodată au fost instalate posturi de transformare noi în zonele cu probleme din punct de vedere al sarcinii și al nivelului de tensiune scăzut.

### 3.3.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.3.4.1

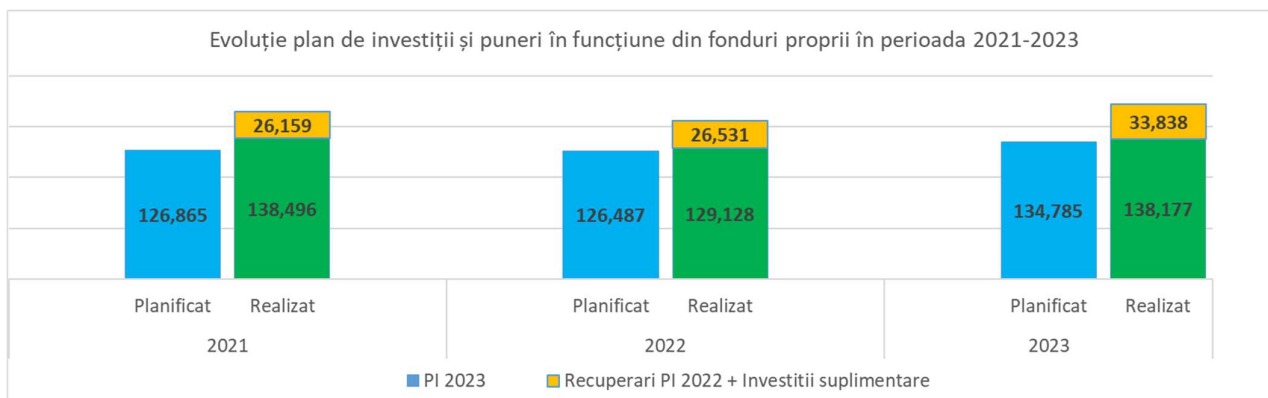
		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Proгноzat	lei	158.066.641	156.169.493	184.801.644
	Realizat	lei	249.331.061	198.044.332	251.273.388
Din surse proprii	Proгноzat	lei	126.865.803	126.487.622	134.784.705
	Realizat	lei	164.655.411	155.659.764	172.015.425
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	lei	31.200.838	29.681.871	50.016.939
	Realizat	lei	84.675.650	42.384.568	79.257.962

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1.2957.

Valorile totale realizate, din fonduri proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare astfel:

- 2021: lucrările recuperate în valoare de 20.757.998 lei și lucrări suplimentare în valoare de 6.186.469 lei;
- 2022: lucrările recuperate în valoare de 3.954.240 lei + 5.044.648 lei (aplicații informatice) și lucrări suplimentare în valoare de 18.455.086 lei;
- 2023: lucrările recuperate în valoare de 417.941 lei și lucrări suplimentare în valoare de 36.492.657 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2023, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.3.4.2

Nr. crt.	Valoare e realizată [lei] (IT+MT+JT)		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	251.273.388	172.015.425	35.453.398	19.286.170	78.555.115	51.079.211	137.264.875	101.650.045
A.	5.555.566	5.555.566	5.555.566	5.555.566	0	0	0	0
A1	5.555.566	5.555.566	5.555.566	5.555.566	0	0	0	0
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	196.922.449	117.664.487	16.167.228	0	71.122.350	43.646.446	109.632.871	74.018.041
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	8.334.290	8.334.290	0	0	1.267.061	1.267.061	7.067.229	7.067.229
B3	58.543.472	49.190.611	0	0	41.341.007	34.757.850	17.202.465	14.432.761
B4	10.933.882	8.564.304	0	0	4.450.014	3.475.546	6.483.868	5.088.758
B5	19.287.861	19.287.861	0	0	530.644	530.644	18.757.217	18.757.217
B6	99.822.944	32.287.421	16.167.228	0	23.533.625	3.615.345	60.122.091	28.672.076
C	48.795.373	48.795.373	13.730.604	13.730.604	7.432.765	7.432.765	27.632.004	27.632.004
C1	10.625.522	10.625.522	0	0	0	0	10.625.522	10.625.522
C2	3.769.807	3.769.807	0	0	0	0	3.769.807	3.769.807
C3	8.457.914	8.457.914	8.409.081	8.409.081	11.000	11.000	37.832	37.832
C4	17.440.800	17.440.800	2.342.214	2.342.214	4.002.424	4.002.424	11.096.161	11.096.161
C5	8.501.331	8.501.331	2.979.308	2.979.308	3.419.341	3.419.341	2.102.682	2.102.682

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

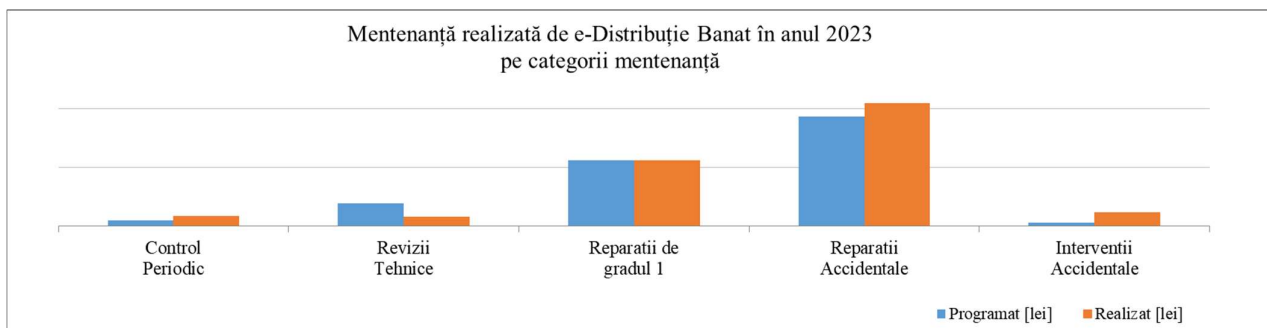
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

### 3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.3.5.1

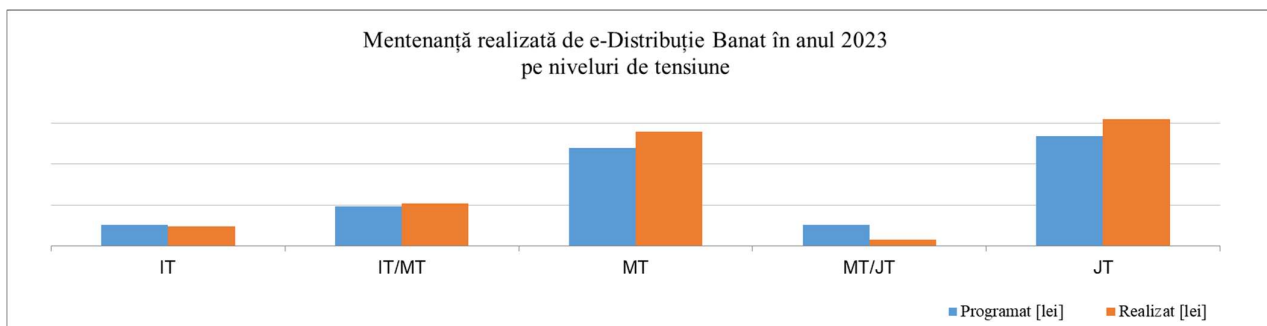
	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	-	1,83	7,83	22,37	-	37,36	1,28	70,66
Realizat	-	3,53	3,10	22,46	-	41,85	4,63	75,57
Realizare program [%]	-	193,0%	39,6%	100,4%	-	112,0%	361,1%	106,9%



#### b. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.3.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	5,08	9,59	24,03	5,13	26,84
Realizat [lei]	4,66	10,42	28,03	1,45	31,01
Realizare program [%]	91,8%	108,7%	116,7%	28,3%	115,5%



Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat în proporție de 106,9 %. Din lucrările realizate, 38,5 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 61,5 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală programată a lucrărilor de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 54,7 %, iar din valoarea totală realizată acestea reprezintă 61,5 %.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparații de grad 1 și 2) în anul 2023 au fost realizate în proporție de 90,8 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 120,3 %.

### 3.3.6. Incidente deosebite în anul 2023

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2023 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Banat s-au înregistrat 176 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.3.6.1

	Timiș	Caraș-Severin	Hunedoara	Arad	e-Distribuție Banat
Incidente deosebite	66	22	24	64	176

	Timiș	Caraș-Severin	Hunedoara	Arad	e-Distribuție Banat
Utilizatori afectați cumulat	692.306	212.863	206.798	561.132	1.673.099
Putere întreruptă cumulat [MW]	261,44	59,94	62,67	263,90	647,95
Energie nelivrată cumulat [MWh]	102,71	10,91	17,88	116,24	247,74
Medie utilizatori afectați / incident	10489	9676	8617	8768	9506
Medie Putere Întreruptă / incident [MWh]	3,96	2,72	2,61	4,12	3,68
Medie Energie Nelivrată / incident [h]	1,56	0,50	0,75	1,82	1,41

În anul 2023 s-a înregistrat o creștere a numărului de incidente deosebite față de anul 2022 cu 36,4%, ca urmare a creșterii semnificative a numărului de evenimente cauzate atât de condițiile meteo severe, cât și de intervenții ale terților cu impact asupra funcționării rețelelor.

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.3.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
72	-	51	25	7	21

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 41 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, cca. 47 % au cauze externe precum fenomene meteo defavorabile și defecte provocate de terți, iar 10% au cauze raportate ca neidentificate.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Banat se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

### 3.4. E-DISTRIBUȚIE DOBROGEA

#### 3.4.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea E-Distribuție Dobrogea (în prezent Rețele Electrice Dobrogea), asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea sud-estică a României: Ialomița, Călărași, Tulcea și Constanța.

Societatea E-Distribuție Dobrogea S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.621	34	2.655	2.621	34	2.655	2.621	34	2.655
2	MT(35/20/10/6kV)	8.907	1.932	10.840	8.851	1.993	10.844	8.802	2.065	10.867
3	JT (0,4 kV)	8.493	2.529	11.022	8.506	2.533	11.039	8.511	2.583	11.094
4	Branșamente	11.621	2.154	13.775	11.728	2.191	13.919	11.751	2.202	13.954

În anul 2023 s-a realizat extinderea LEA/LES MT ca urmare racordării de noi utilizatori la rețea prin soluții de alimentare cu energie electrică prin posturi de transformare și puncte de conexiune noi, precum și extinderea LEA/LES JT cu 55 km, ca urmare a solicitărilor utilizatorilor de racordare la rețea.

##### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.) 110kV	120	4.172	120	4.198	122	4198
2	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.) sub 110kV	84	363	78*	348	74	334
3	Posturi de transformare	6.306	2.005	6.373	2.016	6471	2049
4	Puncte de alimentare	38	5,5	19	5,5	21	4,5

Numărul stațiilor IT/MT a crescut în anul 2023 prin punerea în funcțiune a stațiilor de 110kV Sălbatica 1 și Sălbatica 2. Au fost scoase din uz stațiile MT/MT PTM SPP MURF 1MVA, PTM SRP 1 P Alba 1MVA, PT 323 SRP1 Siliștea 2\*4MVA, PCZ 3303 SPP 7+8 Boianu 1 L20 Irig 2 Dunărea.

#### 3.4.2. Durata de funcționare a instalațiilor

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT	2654,70	înainte de 1960	15,63	0,00	15,63	0,59%
			1960-1979	1929,72	24,11	1953,82	73,60%
			1980-1999	658,69	0,00	658,69	24,81%
			2000-2019	3,03	9,43	12,46	0,47%
			2020-2023	14,10	0,00	14,1	0,53%
2	MT	10867,2	înainte de 1960	400,3	107,8	508,1	4,68%
			1960-1979	5663,7	993,0	6656,7	61,26%
			1980-1999	2243,7	417,5	2661,2	24,49%
			2000-2019	333,0	236,2	569,2	5,24%
			2020-2023	161,2	310,9	472,1	4,34%
3	JT	11094	înainte de 1960	594	58	652	5,87%
			1960-1979	5202	926	6128	55,23%

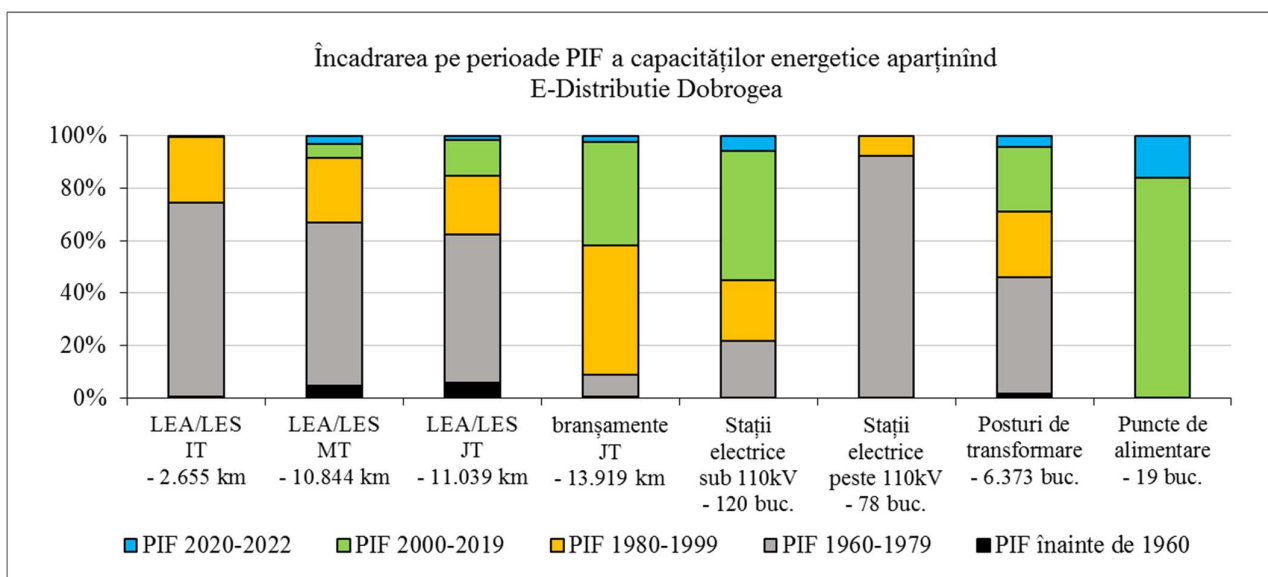
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			1980-1999	1320	1163	2483	22,39%
			2000-2019	1159	322	1481	13,35%
			2020-2023	236	115	350	3,16%
4	Branșamente	13954	înainte de 1960	81	7	88	0,63%
			1960-1979	1010	149	1159	8,31%
			1980-1999	5774	1097	6871	49,24%
			2000-2019	4656	820	5476	39,24%
			2020-2023	230	129	360	2,58%

Majoritatea liniilor de 110 kV (99 % din total) a fost pusă în funcțiune înainte de anul 2000, iar în cazul liniilor de MT și JT, circa 90 % din liniile de MT și 70 % din liniile de JT (inclusiv branșamente).

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	%din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	122	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	26	21,31%
		1980-1999	28	22,95%
		2000-2019	59	48,36%
		2020-2023	9	7,38%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	74	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	68	91,89%
		1980-1999	6	8,11%
		2000-2019	0	0,00%
		2020-2023	0	0,00%
Posturi de transformare	6.471	înainte de 1960	85	1,31%
		1960-1979	2778	42,93%
		1980-1999	1580	24,42%
		2000-2019	1564	24,17%
		2020-2023	464	7,17%
Puncte de alimentare	21	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	0	0,00%
		1980-1999	0	0,00%
		2000-2019	16	76,19%
		2020-2023	5	23,81%





### 3.4.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.621	-	-	2.621	-	-	2.621	14,1	0
	LES	34	-	-	34	-	-	34	0	0
MT	LEA	8.907	14	-	8.851	44,5	53,2	8.802	49,0	3,8
	LES	1.932	42	12	1.993	32,0	79,0	2.065	26,9	46,4
JT (exclusiv bransam.)	LEA	8.493	134	1	8.506	93	1	8.511	99	5
	LES	2.529	19	5	2.533	15	15	2.583	6	50

În rețeaua IT au fost executate lucrări necesare pentru creșterea capacității de transport a liniilor electrice aeriene de înaltă tensiune din zona Medgidia, respectiv modernizarea liniilor electrice aeriene de IT Constanța Nord-Medgidia Nord, Nazarcea-Medgidia 1, Medgidia Nord-Mircea Vodă Nord, montarea conductorului de protecție OPGW LEA 110kV Basarabi-Basarabi Padure în lungime de 2,5km;

În rețeaua MT s-au realizat lucrări de modernizarea liniilor de medie tensiune existente, lucrări de trecerea la 20 kV a posturilor de transformare racordate în prezent la 10 kV, construirea de linii noi și realizare de legături (bucle) între liniile existente și au fost finalizate lucrările pe liniile de 20kV Siderurgie, Fierbinți, București, Trecere la 20kV LE 10kV 1203, 1204 și 1206.

Lucrările realizate în anul 2023 în rețeaua JT au vizat înlocuirea rețelei aeriene clasice cu conductor torsadat, lucrări de înlocuire a cablurilor subterane și cutii de distribuție/casete stradale aferente, lucrări de modernizarea bransamentelor etc.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.3.2

Categorie	2021			2022			2023		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	204	3	-	198	7	-	196	-	2
Posturi de transformare	6.306	28	10	6.373	20	125	6471	50	141
Puncte de alimentare	38	1	-	19	-	1	21	1	1

Principalele categorii de lucrări realizate au fost:

- 2 stații noi de conexiune 110 kV pentru racordarea CEE Salbatica 1 si 2 realizate pe contributii financiare
- Lucrări de modernizare a unor componente cu pondere nesemnificativă în componența stațiilor (înlocuirea transformatoarelor de măsură curent și tensiune din celulele de 110kV, realizarea automatizărilor AAR, modernizare protecții și instalații telecomunicații) în stațiile 110kV/MT Lumina, Urziceni, Mircea Vodă Călărași, Țândărei, Basarabi-Pădure;
- Modernizarea posturilor de transformare prin înlocuirea aparatajului primar și instalarea echipamentelor de comandă, control de la distanță și, în anumite situații, echipamente de protecție pentru un volum de 50 posturi de transformare;
- Instalarea unui număr de 29 posturi noi pentru îmbunătățirea nivelului de tensiune în rețelele existente și pentru extinderea rețelelor de distribuție în vederea electrificării localitatilor.

### 3.4.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.4.4.1

		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Proгноzat	lei	134.063.517	133.598.893	169.377.355
	Realizat	lei	185.098.552	174.571.211	217.935.414
Din surse proprii	Proгноzat	lei	104.856.116	105.349.835	113.028.823
	Realizat	lei	128.287.294	140.710.602	141.523.017
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	lei	29.207.401	28.249.058	56.348.532
	Realizat	lei	56.811.258	33.860.609	76.412.396

Notă:

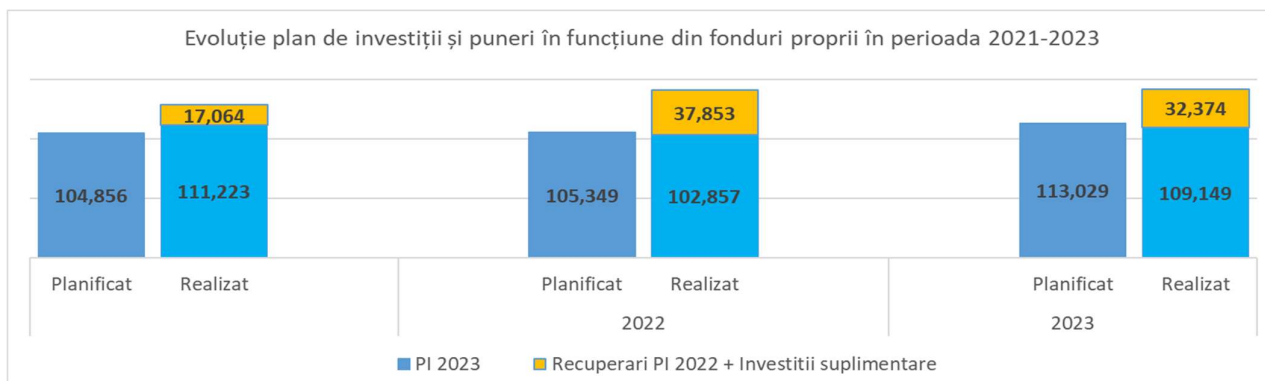
Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1.2957.

Valorile realizate conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2021: lucrările recuperate în valoare de 10.234.902 lei și lucrări suplimentare în valoare de 7.095.172 lei;

- 2022: lucrările recuperate în valoare de 248.506 lei + 4.546.396 lei (aplicații informatice) și lucrări suplimentare în valoare de 35.993.699 lei;

- 2023: lucrările suplimentare în valoare de 44.145.417 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2023 pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor.

Tabelul nr. 3.4.4.2

	Valoare e realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	217.935.414	141.523.017	16.444.576	6.581.463	81.289.468	49.320.505	120.201.370	85.621.049
A.	1.958.643	1.958.643	0	0	1.759.028	1.759.028	199.616	199.616
A1	903.694	903.694	0	0	903.694	903.694	0	0
A2	1.054.949	1.054.949	0	0	855.333	855.333	199.616	199.616
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	181.466.698	105.054.301	10.345.899	482.786	73.477.509	41.508.546	97.643.290	63.062.969
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	9.369.639	9.369.639	0	0	125.722	125.722	9.243.917	9.243.917
B3	36.452.630	30.207.182	0	0	26.054.489	21.433.473	10.398.141	8.773.709
B4	15.990.343	12.979.354	0	0	5.567.944	5.433.447	10.422.400	7.545.907
B5	17.632.246	17.632.246	0	0	110.178	110.178	17.522.068	17.522.068
B6	102.021.839	34.865.880	10.345.899	482.786	41.619.176	14.405.725	50.056.765	19.977.369
C	34.510.073	34.510.073	6.098.677	6.098.677	6.052.931	6.052.931	22.358.465	22.358.465
C1	7.976.012	7.976.012	0	0	0	0	7.976.012	7.976.012
C2	2.461.478	2.461.478	0	0	0	0	2.461.478	2.461.478
C3	6.098.677	6.098.677	6.098.677	6.098.677	0	0	0	0
C4	10.297.911	10.297.911	0	0	1.553.070	1.553.070	8.744.841	8.744.841
C5	7.675.995	7.675.995	0	0	4.499.861	4.499.861	3.176.134	3.176.134

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

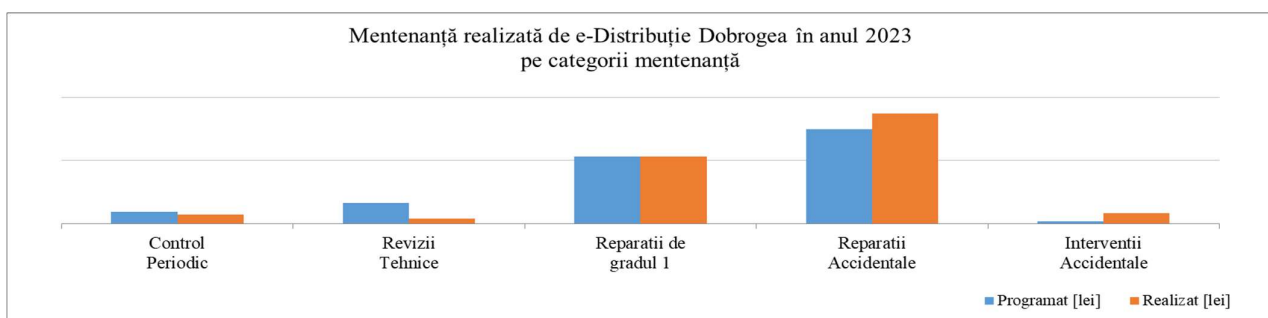
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

### 3.4.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.5.1

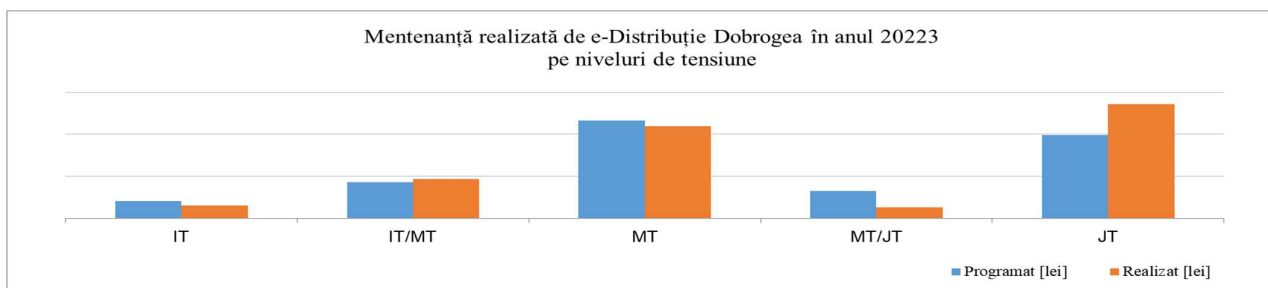
	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	-	3,68	6,62	21,34	-	29,82	0,68	62,14
Realizat	-	2,90	1,64	21,31	-	34,94	3,31	64,10
Realizare program [%]	-	78,9%	24,8%	99,8%	-	117,2%	485,5%	103,2%



#### b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.4.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4,01	8,63	23,30	6,41	19,79
Realizat [lei]	3,05	9,32	22,00	2,53	27,20
Realizare program [%]	76,0%	108,0%	94,4%	39,4%	137,4%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,2 %. Din lucrările realizate, 40,3 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 59,7 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparatii de grad 1 si 2) au fost realizate în proporție de 81,7 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 125,4 %.

### 3.4.6. Incidente deosebite în anul 2023

Conform raportării incidentelor deosebite, în anul 2023 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Dobrogea s-au înregistrat 99 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.4.6.1

	Constanta	Tulcea	Călărași	Ialomița	e-Distribuție Dobrogea
Incidente deosebite	39	25	16	19	99
Utilizatori afectați cumulat	268148	169623	182659	207380	827810
Putere întreruptă cumulat [MW]	113,72	51,85	63,26	80,69	309,52
Energie nelivrată cumulat [MWh]	38,93	122,52	35,42	21,19	218,06
Medie utilizatori afectați /incident	6876	6785	11416	10915	8362
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	2,92	2,07	3,95	4,25	3,13
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,00	4,90	2,21	1,12	2,20

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.4.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
34	0	30	14	3	18

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 38 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, cca. 52 % au cauze externe OD (fenomene meteo deosebite, acțiuni ale terților sau alte cauze), iar 20% reprezintă incidente cu cauze neidentificate.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Dobrogea se regăsește în Anexa nr. 4.

### 3.5. DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTENIA

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea Distribuție Energie Oltenia, asigură alimentarea cu energie electrică utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea de sud a României: Dolj, Gorj, Mehedinți, Teleorman, Argeș, Olt și Vâlcea.

#### 3.5.1. Capacități energetice

Societatea Distribuție Energie Oltenia S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	5.362	36	5.398	5.361	38	5.399	5.361	38	5.399
2	MT(35/20/10/6kV)	19.182	2.471	21.653	19.180	2.521	21.701	19.178	2.585	21.763
3	JT (0,4 kV)	23.294	5.322	28.616	23.334	5.421	28.755	23.381	5.504	28.885
4	Branșamente	20.643	10.980	31.623	20.775	11.095	31.870	20.871	11.182	32.053

##### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice 110kV (de conexiune/transf.)	144	6.131	144	6.131	144	6.143
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune/transf.)	57	290	54	224	54	217
3	Posturi de transformare	10.539	2.953	10.541	2.958	10.609	2.990
4	Puncte de alimentare	81	54	80	56	80	55

S-a înregistrat o creștere a puterii instalate a stațiilor electrice cu tensiune de 110 kV ( T2 din stația Valea Danului-16 MVA cu 10MVA; T2 din stația Ocolna-16 MVA cu 25 MVA; T2 din stația Podari-16 MVA cu 25 MVA; T2 din stația Bârșești 2-25 MVA cu 16 MVA și T1 din stația Corabia-16 MVA cu 25 MVA) și retragerea a unui număr de 2 transformatoare aferente stațiilor electrice cu tensiune mai mică de 110 kV (6,3 MVA din stația Podari și 1,0 MVA din stația SPP 17).

#### 3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.2.1

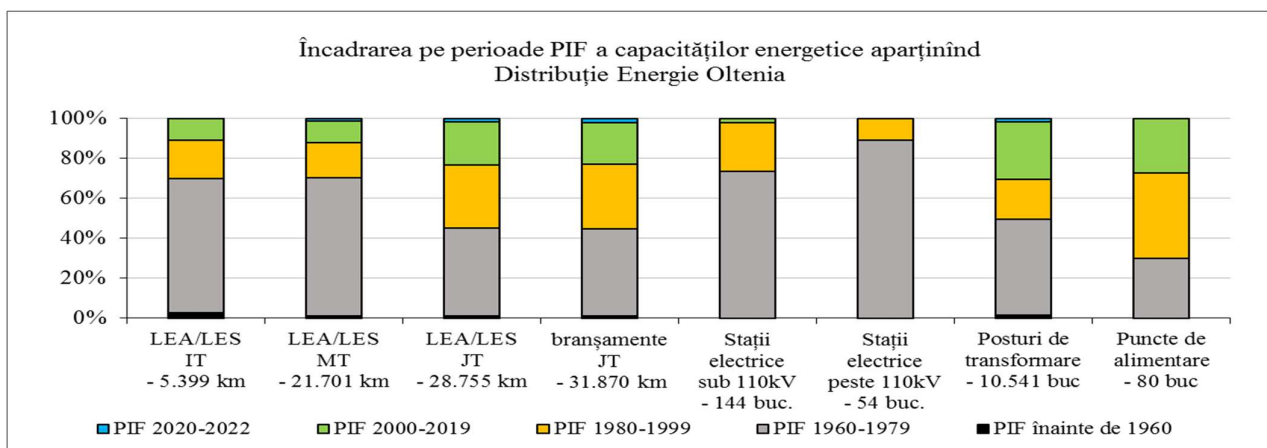
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	5.388,72	înainte de 1960	143,96	0	143,96	2,67%
			1960-1979	3624,69	12,26	3636,95	67,37%
			1980-1999	1033,54	1,98	1035,52	19,18%
			2000-2019	558,4	21,63	580,03	10,74%
			2020-2023	0,14	2,12	2,26	0,04%
2	MT	21.762,96	înainte de 1960	220,31	12,2	232,51	1,07%
			1960-1979	14016,76	939,76	14956,52	68,72%
			1980-1999	3140,11	653,08	3793,19	17,43%
			2000-2019	1574,77	812,72	2387,49	10,97%

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			2020-2023	226,28	166,97	393,25	1,81%
3	JT	28.884,75	înainte de 1960	290,55	65,59	356,14	1,23%
			1960-1979	10241,57	2191,68	12433,25	43,04%
			1980-1999	7024,43	2049,49	9073,92	31,41%
			2000-2019	5217,3	930,29	6147,59	21,28%
			2020-2023	607,47	266,38	873,85	3,03%
4	branșamente	32.053,33	înainte de 1960	229,75	133,25	363	1,13%
			1960-1979	9329,83	4452,89	13782,72	43,00%
			1980-1999	6127,48	4150,82	10278,3	32,07%
			2000-2019	4646,07	1903,99	6550,06	20,43%
			2020-2023	537,98	541,27	1079,25	3,37%

## b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	144	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	106	73,61%
		1980-1999	35	24,31%
		2000-2019	3	2,08%
		2020-2023	-	0,00%
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	54	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	48	88,89%
		1980-1999	6	11,11%
		2000-2019	-	0,00%
		2020-2023	-	0,00%
Posturi de transformare	10.609	înainte de 1960	138	1,30%
		1960-1979	5019	47,31%
		1980-1999	2132	20,10%
		2000-2019	3026	28,52%
		2020-2023	294	2,77%
Puncte de alimentare	80	înainte de 1960	-	0,00%
		1960-1979	24	30,00%
		1980-1999	34	42,50%
		2000-2019	22	27,50%
		2020-2023	-	0,00%



### 3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	5.362	0	0,14	5.361	0	0	5.361	-	-
	LES	36	0	0	38	0	2.12	38	-	-
MT	LEA	19.182	16,63	43,15	19.180	101,04	11,2	19.178	49,18	7,15
	LES	2.471	0	42,07	2.521	0	60,06	2.585	-	67,33
JT(excl. branș.)	LEA	23.294	140,94	30,22	23.334	142,96	52,12	23.381	190,56	54,47
	LES	5.322	0	85,21	5.421	0	99,54	5.504	-	82,73

Față de volumul declarat în anul 2022 s-a înregistrat creșterea lungimii liniilor de distribuție ( MT, JT ) prin realizarea de lucrări de modernizare (49,18 km pentru LEA MT, 190,56 km pentru LEA JT) și lucrări de înlocuire (74,48 km pentru linii MT, 137,20 km pentru linii JT).

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.3.2

Categorie	2021			2022			2023		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	144	1	-	144	-	-	144	-	-
Stații electrice MT/MT	57	-	-	54	-	-	54	-	-
Posturi de transformare	10.539	87	76	10.541	29	75	10.609	27	88
Puncte de alimentare	81	-	-	80	-	-	80	-	-

### 3.5.4. Realizarea planului anual de investiții

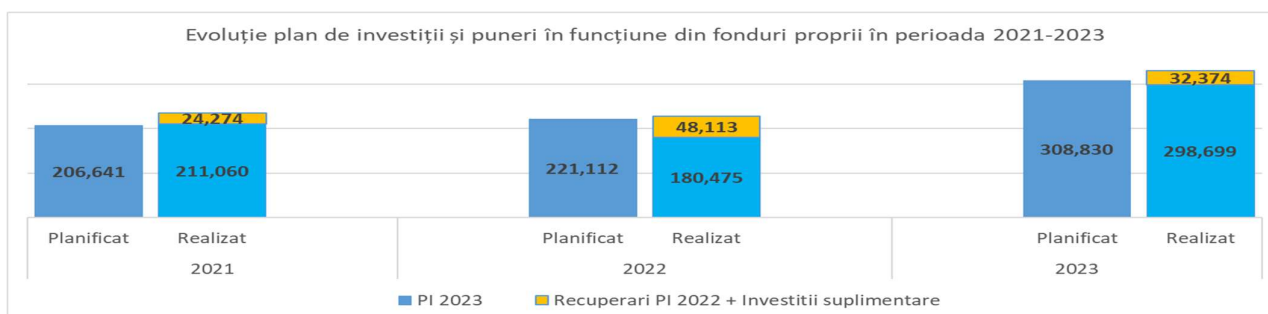
Tabelul nr. 3.5.4.1

		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Proгноzat	lei	249.524.234	265.180.318	447.919.915
	Realizat	lei	298.732.710	288.266.471	547.363.957
Din surse proprii	Proгноzat	lei	206.641.744	221.112.804	308.829.991
	Realizat	lei	235.335.014	228.588.273	331.072.548
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	lei	42.882.491	44.067.514	139.089.925
	Realizat	lei	63.397.696	59.678.198	216.291.409

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1.2957.

Valorile totale realizate, din fonduri proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare, astfel: 2021: lucrări suplimentare în valoare de 24.274.133 lei; 2022: lucrări suplimentare în valoare de 56.518.902 lei; 2023: lucrări suplimentare în valoare de 44.145.416.





Defalcarea investițiilor realizate în anul 2023, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.5.4.2

Nr. crt.	Total general realizata [lei] IT+ MT+JT)		Valoare realizată la IT (înalta tensiune)		Valoare realizată la MT (medie tensiune)		Valoare realizată la JT (joasa tensiune)	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	547.363.957	331.072.548	84.822.836	27.583.638	113.519.618	56.051.265	349.021.503	247.437.646
A.	226.230.719	69.697.787	66.025.224	27.191.859	60.493.092	23.939.755	99.712.402	18.566.173
A1	226.230.719	69.697.787	66.025.224	27.191.859	60.493.092	23.939.755	99.712.402	18.566.173
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	237.112.030	177.897.534	18.405.833	0	52.690.455	31.841.980	166.015.742	146.055.553
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	39.877.936	39.877.936	0	0	2.329.900	2.329.900	37.548.037	37.548.037
B3	44.779.260	44.779.260	0	0	18.720.304	18.720.304	26.058.956	26.058.956
B4	22.167.394	18.559.622	0	0	4.984.928	3.935.007	17.182.465	14.624.615
B5	24.304.396	24.304.396	0	0	0	0	24.304.396	24.304.396
B6	105.983.044	50.376.320	18.405.833	0	26.655.324	6.856.770	60.921.887	43.519.549
C	84.021.209	83.477.228	391.779	391.779	336.071	269.529	83.293.359	82.815.919
C1	42.985.699	42.985.699	0	0	39.800	39.800	42.945.899	42.945.899
C2	27.753	27.753	0	0	0	0	27.753	27.753
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	27.825.864	27.281.883	0	0	133.083	66.541	27.692.781	27.215.342
C5	537.974	537.974	0	0	0	0	537.974	537.974
C7	12.643.918	12.643.918	391.779	391.779	163.188	163.188	12.088.951	12.088.951

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

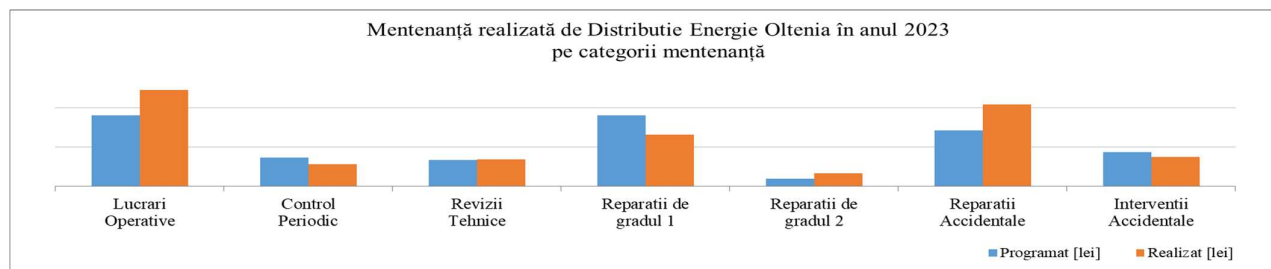
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

### 3.5.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.2.5.1

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL [lei]
Programat	36,36	14,66	13,57	36,28	3,97	28,41	17,59	150,83
Realizat	49,03	11,28	13,76	26,40	6,82	41,79	14,85	163,94
Realizare program [%]	134,9%	77,0%	101,4%	72,8%	171,7%	147,1%	84,4%	108,7%

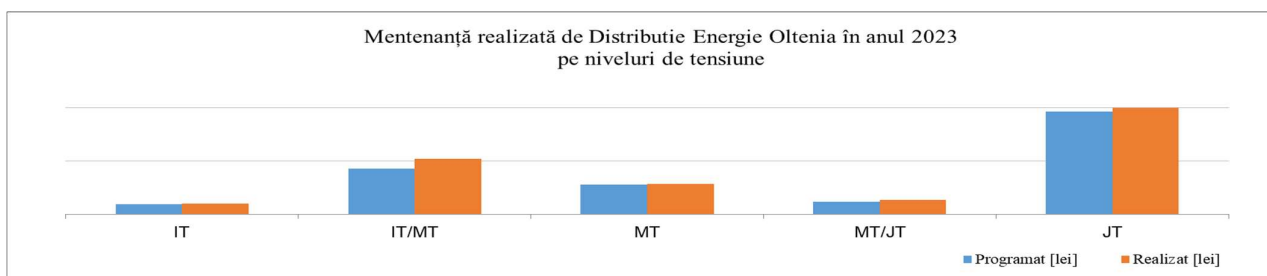


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 30,5 %, iar lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 34,6 % din valoarea totală realizată.

#### b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.5.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	7,46	34,35	22,32	9,39	77,32
Realizat [lei]	8,16	41,85	22,81	10,96	80,16
Realizare program [%]	109,4%	121,8%	102,2%	116,8%	103,7%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 108,7 %. Din lucrările realizate, 65,4 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 102,3 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 123,1 %.

#### 3.5.6. Incidente deosebite în anul 2023

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2023 în rețeaua RED din gestiunea Distribuție Energie Oltenia s-a înregistrat un număr de 11 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.5.6.1

	Dolj	Gorj	Mehedinți	Teleorman	Arges	Olt	Vâlcea	Total
Incidente deosebite	1	2	3	1	-	1	3	11
Utilizatori afectați cumulat	5104	21394	79660	26383	-	5805	56484	194830
Putere întreruptă cumulat [MW]	1,70	7,00	39,10	10,00	-	1,80	17	76,60
Energie nelivrată cumulat [MWh]	2,34	6,21	8,74	2,35	-	9,3	102,85	131,79
Medie utilizatori afectați /incident	5104	10697	26553	26383	-	5805	18828	17712
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	1,70	3,50	13,03	10,00	-	1,80	5,67	6,96
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	2,34	3,11	2,91	2,35	-	9,30	34,28	11,98

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 este următoarea:

Tabelul nr. 3.4.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
4	-	4	3	-	-

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Distribuție Energie Oltenia se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

### 3.6. DELGAZ GRID

#### 3.6.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea Delgaz Grid, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea nord-estică a României: Bacău, Botoșani, Iași, Neamț, Suceava și Vaslui.

Societatea Delgaz Grid S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.1.1

Nr Crt	Categorie	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.689	3	2.691	2.749	3	2.752	2.769	3	2.772
2	MT(35/20/10/6kV)	14.309	3.712	18.021	13.188	2.471	15.659	12.459	2.630	15.089
3	JT (0,4 kV)	24.711	7.769	32.479	24.685	7.807	32.491	24.764	7.845	32.609
4	Bransamente	22.991	5.072	28.063	23.109	5.201	28.311	23.314	5.447	28.760

Datele pentru 2023 au fost corectate de operator ca urmare validării prin proiectul GIS.

##### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.6.1.2

Nr Crt	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	124	3.834	124	4.280	124	4142
2	Stații electrice (de conexiune /transf.) sub 110kV	6	202	5	23	6*	18
3	Posturi de transformare	11.174	3.067	11.124	2.837	11.310	3.025
4	Puncte de alimentare	277	30	326	111	357	109

Datele au fost corectate de operator ca urmare a creșterii acuratetei proiectului GIS.

\* trecere în evidența GIS a PA Durău

#### 3.6.2. Durata de funcționare a instalațiilor

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110kV)	2.771,56	înainte de 1960	41,45	0,00	41,45	1,50%
			1960-1979	1.708,31	0,00	1.708,31	61,64%
			1980-1999	966,50	0,00	966,50	34,87%
			2000-2019	18,10	2,65	20,75	0,75%
			2020-2023	34,55	0,00	34,55	1,25%
2	MT	15.088,87	înainte de 1960	147,62	0,00	147,62	0,98%
			1960-1979	7.416,54	105,33	7.521,87	49,85%
			1980-1999	2.446,38	1.112,68	3.559,06	23,59%
			2000-2019	1.546,08	1.151,21	2.697,29	17,88%
			2020-2023	902,37	260,65	1.163,02	7,71%
3	JT	32.609,15	înainte de 1960	115,18	165,73	280,91	0,86%
			1960-1979	11.558,23	2.907,35	14.465,57	44,36%

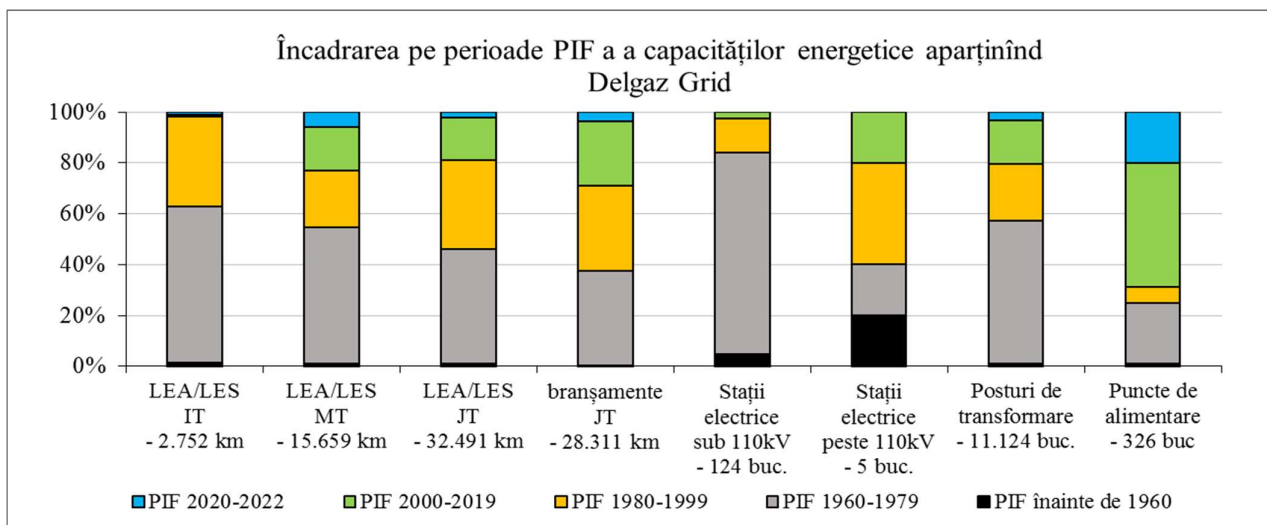
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
4	brașamente	28.760,23	1980-1999	7.894,33	3.522,36	11.416,69	35,01%
			2000-2019	4.445,93	980,63	5.426,56	16,64%
			2020-2023	750,18	269,23	1.019,41	3,13%
			înainte de 1960	100,30	12,00	112,30	0,74%
			1960-1979	10.377,36	144,70	10.522,06	69,73%
			1980-1999	7.933,03	1.478,24	9.411,27	62,37%
			2000-2019	4.172,01	2.996,86	7.168,87	47,51%
			2020-2023	730,91	814,84	1.545,74	10,24%

Se constată că cca. 2 % din liniile de 110 kV , circa 25,6 % din liniile de MT, cca. 24,7 % din liniile de JT și brașamente au fost puse în funcțiune după anul 2000.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.6.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% total categoie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	124	înainte de 1960	6	4,84%
		1960-1979	98	79,03%
		1980-1999	17	13,71%
		2000-2019	3	2,42%
		2020-2023	0	0,00%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	6	înainte de 1960	1	16,67%
		1960-1979	1	16,67%
		1980-1999	2	33,33%
		2000-2019	1	16,67%
		2020-2023	1	16,67%
Posturi de transformare	11.310	înainte de 1960	128	1,13%
		1960-1979	6.094	53,89%
		1980-1999	2.367	20,93%
		2000-2019	1842	16,27%
		2020-2023	879	7,77%
Puncte de alimentare	357	înainte de 1960	4	1,12%
		1960-1979	67	18,77%
		1980-1999	21	5,88%
		2000-2019	158	44,26%
		2020-2023	107	29,97%



### 3.6.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.689	1,45	-	2.749	0	0	2.769	4,38	0
	LES	3	-	-	3	0	0	3	0	0
MT	LEA	14.309	240,951	17,19	13.188	149.867	13,3	12.459	160,62	15,11
	LES	3.712	20,89	51,703	2.471	17,22	59,227	2.630	49,70	51,93
JT (excl. brans.)	LEA	24.711	157,975	76,015	24.685	164,59	87,287	24.764	203,77	79,23
	LES	7.769	15,975	77,595	7.807	13,681	68,848	7.845	13,48	38,63

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.6.3.2

Categorie		2021			2022			2023		
		Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV		124	114	-	124	140	0	124	38	-
Stații electrice sub 110kV		6	0	0	5	0	0	6	1	1
Posturi de transformare		11.174	575	99	11.124	359	55	11.310	327	81
Puncte de alimentare		277	10	22	326	19	21	357	10	5

În anul 2023 au fost executate lucrări de modernizare în 39 stații electrice, respectiv 241 capacități energetice modernizate. De asemenea au fost realizate modernizări în 337 posturi de transformare și instalate 86 posturi de transformare și puncte de alimentare noi.

### 3.6.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.6.4.1

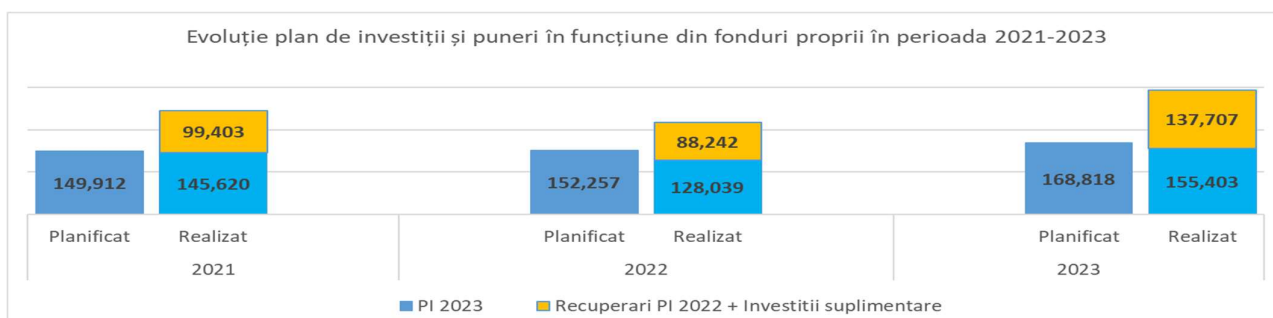
		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Proгноzat	lei	153.488.988	152.257.239	168.817.922
	Realizat	lei	343.760.162	280.809.141	376.329.237
Din surse proprii	Proгноzat	lei	149.912.356	152.257.239	168.817.922
	Realizat	lei	245.024.131	216.282.186	293.109.399
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	lei	3.576.633	0	0
	Realizat	lei	98.736.031	64.526.955	83.219.838

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1.2957

Valorile totale realizate, surse proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2021: lucrările recuperate în valoare de 21.373.603 lei și lucrări suplimentare în valoare de 84.983.097 lei;
- 2022: lucrările recuperate în valoare de 5.237.668 lei și lucrări suplimentare în valoare de 101.157.582 lei;
- 2023: lucrările recuperate în valoare de 18.467.808 lei și lucrări suplimentare în valoare de 182.866.551 lei;



Defalcarea investițiilor realizate din surse proprii în anul 2023, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:.

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
<b>Total</b>	376.329.237	293.109.399	17.898.210	10.260.678	105.926.686	87.471.054	252.504.342	195.377.667
<b>A.</b>	73.103.239	51.211.970	16.223.208	8.585.675	26.980.832	22.172.997	29.899.199	20.453.298
A1	72.905.160	51.013.891	16.025.129	8.387.596	26.980.832	22.172.997	29.899.199	20.453.298
A2	198.079	198.079	198.079	198.079	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B</b>	244.623.869	183.295.299	632.711	632.711	53.787.111	40.139.315	190.204.046	142.523.273
B1	1.720.666	1.720.666	0	0	1.720.666	1.720.666	0	0
B2	16.239.324	16.239.324	0	0	3.293.709	3.293.709	12.945.615	12.945.615
B3	24.511.516	24.511.516	394.442	394.442	19.238.087	19.238.087	4.878.988	4.878.988
B4	29.863.056	29.863.056	0	0	10.278.154	10.278.154	19.584.902	19.584.902
B5	77.425.219	65.615.228	39.955	39.955	261.432	261.432	77.123.832	65.313.841
B6	94.864.088	45.345.509	198.314	198.314	18.995.064	5.347.268	75.670.710	39.799.927
<b>C</b>	58.602.130	58.602.130	1.042.291	1.042.291	25.158.742	25.158.742	32.401.097	32.401.097
C1	21.743.179	21.743.179	575.476	575.476	8.284.791	8.284.791	12.882.912	12.882.912
C2	5.073.994	5.073.994	184.649	184.649	1.200.747	1.200.747	3.688.598	3.688.598
C3	557.302	557.302	0	0	328.145	328.145	229.158	229.158
C4	1.155.605	1.155.605	0	0	402.233	402.233	753.372	753.372
C5	28.895.397	28.895.397	282.165	282.165	14.942.827	14.942.827	13.670.405	13.670.405
C6	0	0	0	0	0	0	0	0
C7	1.176.653	1.176.653	0	0	0	0	1.176.653	1.176.653

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

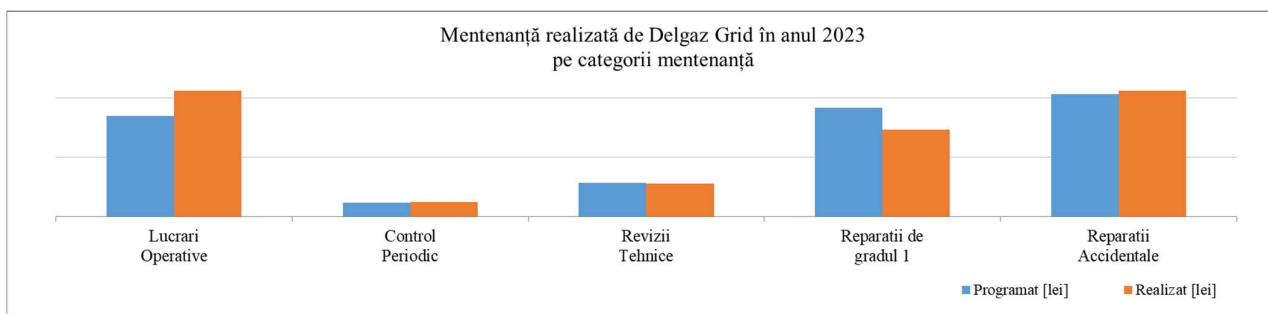
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

### 3.6.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.6.4.1

	Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de gradul 1	Reparații de gradul 2	Reparații Accidentale	Intervenții Accidentale	TOTAL [lei]
Programat	67,84	9,33	22,86	73,71	-	82,71	1,48	257,92
Realizat	87,35	10,05	22,08	58,93	-	90,14	1,89	270,44
Realizare program [%]	128,8%	107,6%	96,6%	80,0%	-	109,0%	127,1%	104,9%

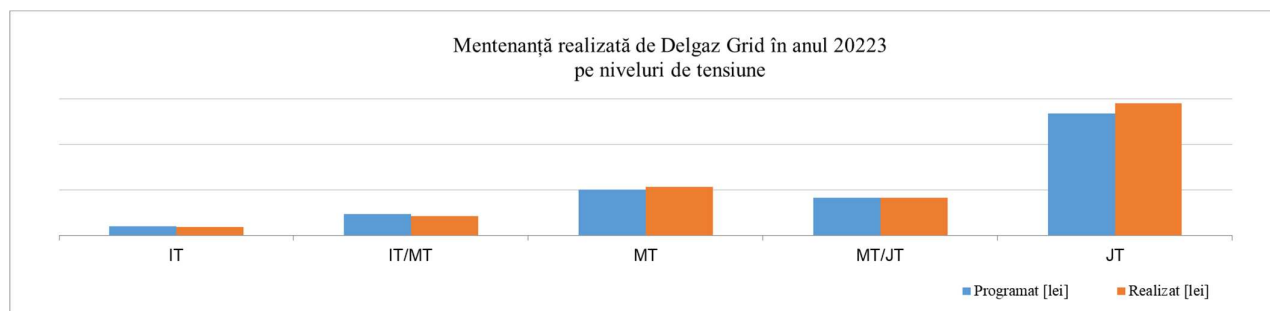


Din lucrările prognozate, 67,4 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 32,6 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă, iar din lucrările realizate, 66 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, respectiv 33 % lucrări de mentenanță corectivă.

#### b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.6.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	9,53	23,08	50,03	41,50	133,78
Realizat [lei]	9,41	21,24	53,46	41,44	144,89
Procent din valoarea realizată	98,8%	92,0%	106,9%	99,8%	108,3%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 104,9 %. Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 102,7 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 109,3 %.

#### 3.6.6. Incidente deosebite în anul 2023

În anul 2023 în rețeaua Delgaz Grid s-a înregistrat un număr de 33 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.6.5.1

	Bacău	Botoșani	Iași	Neamț	Suceava	Vaslui	Delgaz Grid
Incidente deosebite	2	3	10	4	11	3	33
Utilizatori afectați cumulat	18.355	19.004	105.662	42.231	67.650	23.840	276.742
Putere întreruptă cumulat [MW]	8,0	4,0	46,0	19,3	26,0	7,7	110,83
Energie nelivrată cumulat [MWh]	3,8	15,0	30,5	12,2	91,1	5,8	158,41
Medie utilizatori afectați /incident	9.178	6.335	10.566	10.558	6.150	7.947	8.386
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	4,0	1,3	4,6	4,8	2,4	2,6	3,4
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,9	5,0	3,1	3,1	8,3	1,9	4,8

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
8	1	18	6	-	-

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 27 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, cca. 72 % este reprezentat de incidente apărute pe fondul condițiilor meteo deosebite sau cauzate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Delgaz Grid în anul 2023 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.



### 3.7. DEER MUNTENIA NORD

#### 3.7.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea DEER Muntenia Nord, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Brăila, Buzău, Dâmbovița, Galați, Prahova și Vrancea.

Societatea DEER Muntenia Nord S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.146	17	2.163	2.146	17	2.163	2.146	17	2.163
2	MT(35/20/10/6kV)	12.647	3.537	16.185	12.654	3.551	16.205	12.664	3.596	16.260
3	JT (0,4 kV)	20.414	6.414	26.828	20.438	6.440	26.878	20.476	6.459	26.935
4	Branșamente	24.340	2.329	26.669	24.317	2.416	26.833	24.482	2.543	27.024

##### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.7.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	125	5.421	125	5.452	127	5.545
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	88	349	88	350	88	353
3	Posturi de transformare	10.416	3.021	10.316	2.996	10.402	3.025
4	Puncte de alimentare	294	20	307	20	329	20

\* stațiile Hanu Conachi și Aricesti Rahtivani, realizate pe tarif de racordare

#### 3.7.2. Durata de funcționare a instalațiilor

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA(km traseu)	Lungime (km LES traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.162,67	înainte de 1960	205	-	205	9,46%
			1960-1979	1.616	9	1.625	75,13%
			1980-1999	305	-	305	14,11%
			2000-2019	20	6	26	1,20%
			2020-2023	1	1	2	0,10%
2	MT	16.260,03	înainte de 1960	1.129	110	1.239	7,62%
			1960-1979	7.871	2.021	9.893	60,84%
			1980-1999	3.218	642	3.860	23,74%
			2000-2019	336	702	1.038	6,39%
			2020-2023	109	120	229	1,41%
3	JT	26.934,893	înainte de 1960	412	129	541	2,01%
			1960-1979	10.393	3.253	13.646	50,66%
			1980-1999	5.962	1.867	7.828	29,06%
			2000-2019	3.519	1.083	4.602	17,08%
			2020-2023	191	128	319	1,18%
4	branșamente	27.024,392	înainte de 1960	486	44	530	1,96%
			1960-1979	12.271	1.107	13.377	49,50%
			1980-1999	7.039	721	7.760	28,71%
			2000-2019	4.374	330	4.703	17,40%

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime (km LES traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			2020-2023	312	341	654	2,42%

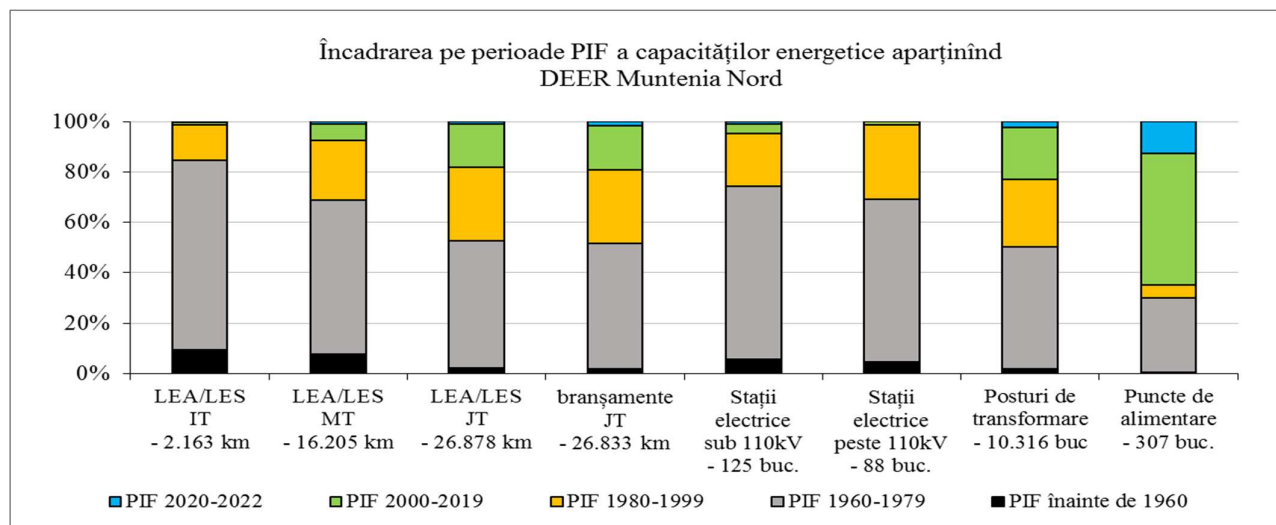
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (1,3 % la IT și 7.8 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 19 % din totalul acestei categorii.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.7.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	127	înainte de 1960	7	5,51%
		1960-1979	86	67,72%
		1980-1999	26	20,47%
		2000-2019	5	3,94%
		2020-2023	3	2,36%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	88	înainte de 1960	4	4,55%
		1960-1979	57	64,77%
		1980-1999	26	29,55%
		2000-2019	1	1,14%
		2020-2023	0	0,00%
Posturi de transformare	10.402	înainte de 1960	187	1,80%
		1960-1979	4.994	48,01%
		1980-1999	2.757	26,50%
		2000-2019	2.134	20,52%
		2020-2023	330	3,17%
Puncte de alimentare	329	înainte de 1960	1	0,30%
		1960-1979	91	27,66%
		1980-1999	16	4,86%
		2000-2019	160	48,63%
		2020-2023	61	18,54%

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare după anul 2000 (9 stații de transformare, reprezentând 4,1 % din totalul stațiilor electrice). În cazul posturilor de transformare și punctelor de alimentare, 23,7 % din totalul acestora sunt realizate după anul 2000.



### 3.7.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.146	5	0	2.146	0	0	2.146	20	1
	LES	17	0	0	17	0	0	17	-	-
MT	LEA	12.647	153	7	12.654	119	1	12.664	116	20
	LES	3.537	0	27	3.551	0	12	3.596	2	45
JT (excl. brans.)	LEA	20.414	217	81	20.438	400	24	20.476	228	38
	LES	6.414	0	41	6.440	0	26	6.459	7	19

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 3.7.3.2

Categorie	2021			2022			2023		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Statii electrice 110 kV	125	63	0	125	94	0	127	19	2
Statii electrice sub 110 kV	88			88			88	4	-
Posturi de transformare	10.416	151	92	10.316	0	0	10.402	322	97
Puncte de alimentare	294	0	20	307	0	13	329	-	22

În anul 2023 s-au 23 lucrări de modernizare în stațiile Hipodrom, Buzau Sud, Contactoare, Maxenu, Beceni, Costieni, Pogoanele, Vânători, Liești, Filești, Plopeni, Ploiești Vest, Silanic, Zatina, Potlogi, Buzău Est, Tătărani, Bălțești, PI Est, Florești, Urlați, Grup Școlar Sinaia), precum și punerea în funcțiune a 2 stații de transformare noi (stațiile Hanu Conachi și Aricesti Rahtivani, realizate pe tarif de racordare).

### 3.7.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.7.4.1

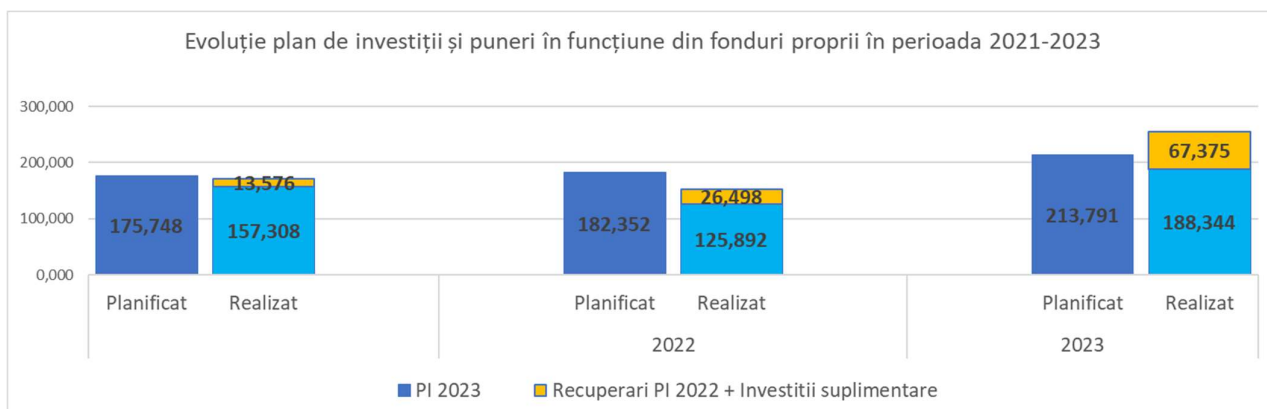
		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Proгноzat	lei	208.701.700	227.940.000	322.265.290
	Realizat	lei	214.466.755	172.275.794	355.633.127
Din surse proprii	Proгноzat	lei	175.748.800	182.352.000	213.790.500
	Realizat	lei	170.884.752	152.390.636	255.719.476
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	lei	32.952.900	45.588.000	108.474.790
	Realizat	lei	43.582.003	19.885.157	99.913.652

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1.2957

Valorile realizate conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2021: lucrările recuperate în valoare de 7.232.279 lei și lucrări suplimentare în valoare de 6.344.774 lei;
- 2022: lucrările recuperate în valoare de 5.983.592 lei și lucrări suplimentare în valoare de 20.515.727 lei.
- 2023: lucrările recuperate în valoare de 28.022.582 lei și lucrări suplimentare în valoare de 42.415.679 lei



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2023, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.7.4.2

	Valoare realizată (IT+ MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
<i>Total</i>	355.633.127	255.719.476	16.601.543	4.323.127	70.837.584	56.681.765	268.194.000	194.714.584
<i>A</i>	18.990.303	18.990.303	1.108.018	1.108.018	11.229.547	11.229.547	6.652.738	6.652.738
A1	13.825.543	13.825.543	1.108.018	1.108.018	7.372.311	7.372.311	5.345.214	5.345.214
A2	5.164.760	5.164.760	0	0	3.857.235	3.857.235	1.307.525	1.307.525
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>B</i>	305.253.576	206.947.447	15.493.525	3.215.109	55.650.374	42.765.217	234.109.677	160.967.121
B1	26.277.295	26.277.295	0	0	3.210.222	3.210.222	23.067.073	23.067.073
B2	33.877.838	33.877.838	0	0	5.190.895	5.190.895	28.686.943	28.686.943
B3	68.045.615	68.045.615	3.215.109	3.215.109	20.750.563	20.750.563	44.079.943	44.079.943
B4	5.742.738	5.742.738	0	0	1.271.944	1.271.944	4.470.794	4.470.794
B5	71.796.284	15.447.180	0	0	9.821	9.821	71.786.463	15.437.359
B6	99.513.806	57.556.780	12.278.416	0	25.216.929	12.331.771	62.018.461	45.225.009
<i>C</i>	31.389.248	29.781.726	0	0	3.957.664	2.687.002	27.431.585	27.094.724
C1	17.372.332	17.372.332	0	0	0	0	17.372.332	17.372.332
C2	5.145.987	5.145.987	0	0	0	0	5.145.987	5.145.987
C3	160.615	160.615	0	0	41.801	41.801	118.814	118.814
C4	8.710.315	7.102.792	0	0	3.915.863	2.645.201	4.794.451	4.457.591

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

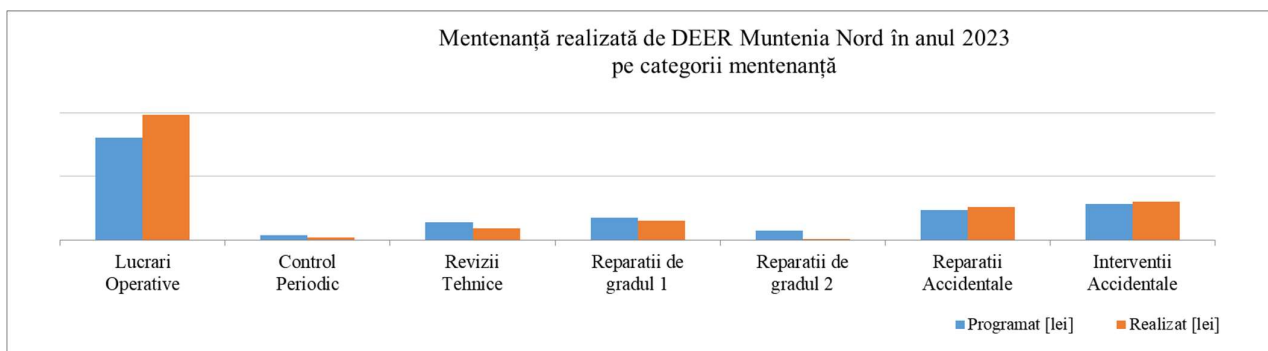
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

### 3.7.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.5.2

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	64,51	3,20	11,05	13,88	5,81	18,74	22,74	139,93
Realizat	77,89	1,48	7,35	11,85	0,01	20,76	24,14	144,65
Realizare program [%]	121,9%	46,4%	66,5%	88,5%	0,2%	110,7%	106,2%	103,4%

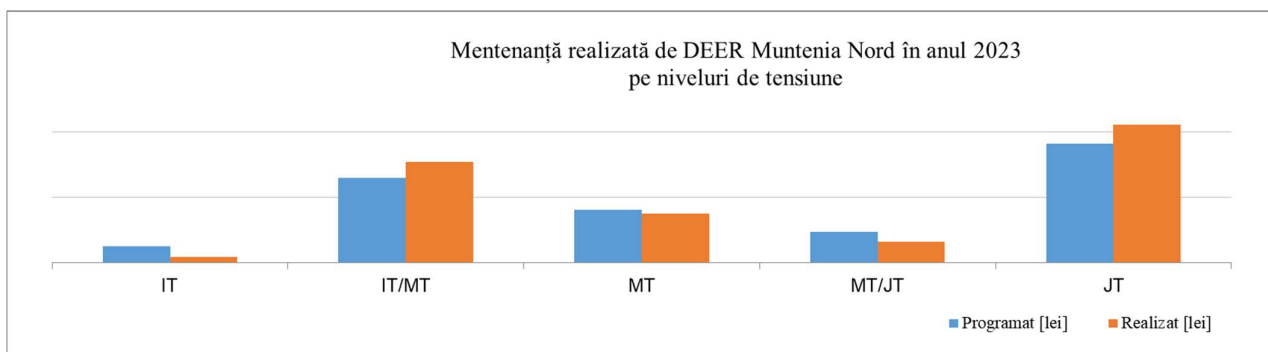


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 29,6 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 31 %.

#### b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.7.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	7,76	39,02	24,21	14,17	54,78
Realizat [lei]	2,59	46,47	22,55	9,80	63,25
Realizare program [%]	33,4%	119,1%	93,2%	69,1%	115,5%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,4 %. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 69 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 31 % a reprezentat mentenanța corectivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 101,3 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 108,2 %.

#### 3.7.6. Incidente deosebite în anul 2023

În anul 2023 în rețeaua DEER Muntenia Nord s-a înregistrat 98 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.7.6.1

	Braila	Buzau	Dambovita	Galati	Prahova	Vrancea	DEER Muntenia Nord
Incidente deosebite	5	4	2	29	43	15	98
Utilizatori afectați cumulat	55015	54697	11472	322138	348413	110926	902661
Putere întreruptă cumulat [MW]	19	25	3	147	164	59	418
Energie nelivrată cumulat [MWh]	4	10	2	95	214	73	399
Medie utilizatori afectați /incident	11003	13674	5736	11108	8103	7395	9211
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	3,8	6,4	1,7	5,1	3,8	3,9	4,3
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	0,9	2,5	1,2	3,3	5,0	4,9	4,1

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
33	1	42	9	-	13

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 34 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, pe fondul defectării elementelor de rețea, cca. 52 % au cauze incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite sau incidente provocate de acțiuni ale terților sau utilizatorii rețelei.

Centralizatorul incidentelor deosebite în anul 2023 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

### 3.8. DEER TRANSILVANIA NORD

#### 3.8.1. Capacitati energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea DEER Transilvania Nord, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Cluj, Bihor, Maramureș, Satu Mare, Bistrița Năsăud și Sălaj.

Societatea DEER Transilvania Nord S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.196	30	2.226	2.191	37	2.228	2.191	37	2.228
2	MT(35/20/10/6kV)	11.906	4.234	16.140	11.847	4.324	16.171	11.874	4.486	16.360
3	JT (0,4 kV)	20.765	5.469	26.233	20.793	5.514	26.307	20.846	5.607	26.453
4	Branșamente	18.280	7.772	26.052	18.316	7.895	26.211	18.377	8.052	26.429

\*) Stația electrcă 110/20kV Leordina (zona Valea Vișeuului și Valea Izei, jud. Maramureș)

##### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.8.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.)110 kV	92	3.712	92	3.712	93	3.728
2	Stații electrice (de conexiune/sau de transf.) sub 110 kV	29	48	29	48	29	48
3	Posturi de transformare	9.159	2.491	9.258	2.521	9.374	2.545
4	Puncte de alimentare	121	18	130	18	153	18

#### 3.8.2. Durata de funcționare a instalațiilor

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.228	înainte de 1960	173	0	173	7,77%
			1960-1979	1541	9	1550	69,57%
			1980-1999	423	0	423	18,99%
			2000-2019	53	21	74	3,33%
			2020-2023	0	8	8	0,34%
2	MT	16.360	înainte de 1960	406	72	478	2,92%
			1960-1979	8702	1805	10507	64,22%
			1980-1999	1630	881	2511	15,35%
			2000-2019	1038	1181	2219	13,56%
			2020-2023	97	548	645	3,94%
3	JT	26.453	înainte de 1960	596	173	768	2,91%
			1960-1979	12330	2677	15007	56,73%
			1980-1999	4373	1210	5583	21,10%
			2000-2019	3360	1248	4608	17,42%
			2020-2023	187	299	487	1,84%
4	branșamente	26.429	înainte de 1960	1080	612	1692	6,40%
			1960-1979	9725	2424	12149	45,97%
			1980-1999	3971	1467	5437	20,57%



Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			2000-2019	3417	2996	6413	24,27%
			2020-2023	184	554	738	2,79%

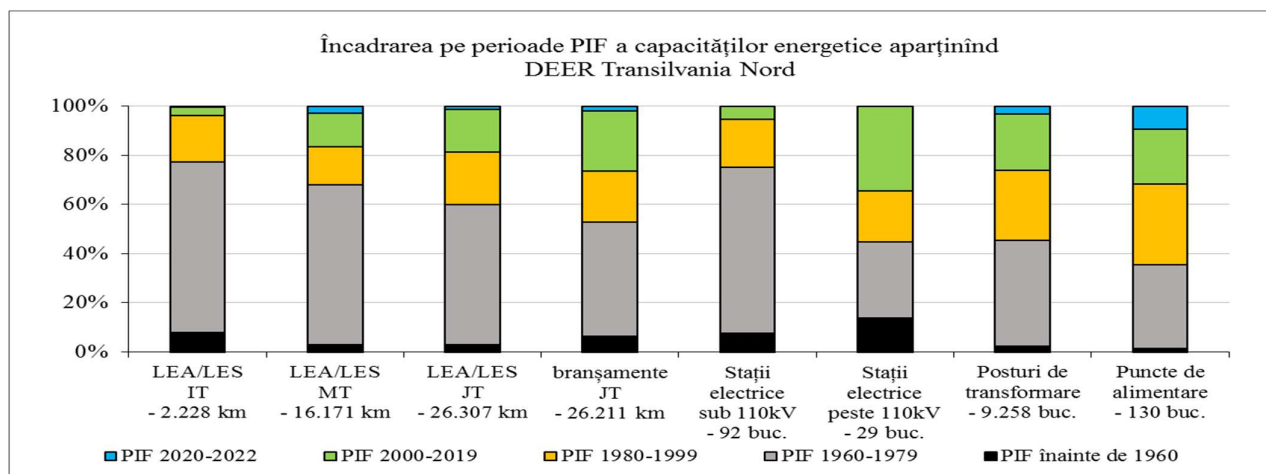
Se constată că în perioada 2000-2023 au fost puse în funcțiune cca. 3,7 % linii electrice aeriene la IT, respectiv 17,5 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT, respectiv bransamente, punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 19,3 %, respectiv 27,1 % din totalul acestei categorii.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.8.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	Perioada PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	93	înainte de 1960	7	7,53%
		1960-1979	62	66,67%
		1980-1999	18	19,35%
		2000-2019	5	5,38%
		2020-2023	1	1,08%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	29	înainte de 1960	4	13,79%
		1960-1979	9	31,03%
		1980-1999	6	20,69%
		2000-2019	10	34,48%
		2020-2023	0	0,00%
Posturi de transformare	9.374	înainte de 1960	207	2,21%
		1960-1979	3.986	42,52%
		1980-1999	2.647	28,24%
		2000-2019	2.120	22,62%
		2020-2023	414	4,42%
Puncte de alimentare	153	înainte de 1960	2	1,31%
		1960-1979	44	28,76%
		1980-1999	43	28,10%
		2000-2019	29	18,95%
		2020-2023	35	22,88%

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare după anul 2000 (16 stații de transformare, reprezentând 13,1 % din totalul stațiilor electrice). În cazul posturilor de transformare și punctelor de alimentare, 27,3 % din totalul acestora sunt realizate după anul 2000.



### 3.8.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.195	0.2	0	2.191	0	0	2.191	1	0
	LES	30	5	0	37	0	0	37	0	0
MT	LEA	11.906	9	21	11.847	63	20	11.874	91	31
	LES	4.234	12	133	4.324	33	131	4.486	26	178
JT (excl.branș.)	LEA	20.765	78	43	20.793	171	51	20.846	95	83
	LES	5.469	18	92	5.514	17	59	5.607	61	93

În anul 2023 nu au fost realizate rețehnologizări/linii noi pentru cazul liniilor de 110kV, iar pentru cazul liniilor de MT/JT s-au realizat lucrări de rețehnologizare/instalări de linii noi pentru cca. 1,3% din lungimea totală a liniilor MT, respectiv 0,6% din lungimea totală a liniilor JT.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 3.8.3.2

Categorie	2021			2022			2023		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	92	3	-	92	4	-	93	5	1
Stații electrice sub 110kV	29	-	-	29	-	-	29	-	-
Posturi de transformare	9.159	108	107	9.258	54	121	9.374	170	119
Puncte de alimentare	121	-	3	130	2	9	153	2	23

În anul 2023 s-a finalizat investiția Stația 110/20kV Leordina pentru mărirea capacității de distribuție a energiei electrice din zona Valea Vișeuului și Valea Izei, jud. Maramureș, precum și lucrări de modernizare parțială în 5 stații de transformare (stațiile CET 2 Oradea, Pietrosu, Șimleu, Sarvasag, Mecanica).

### 3.8.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.8.4.1

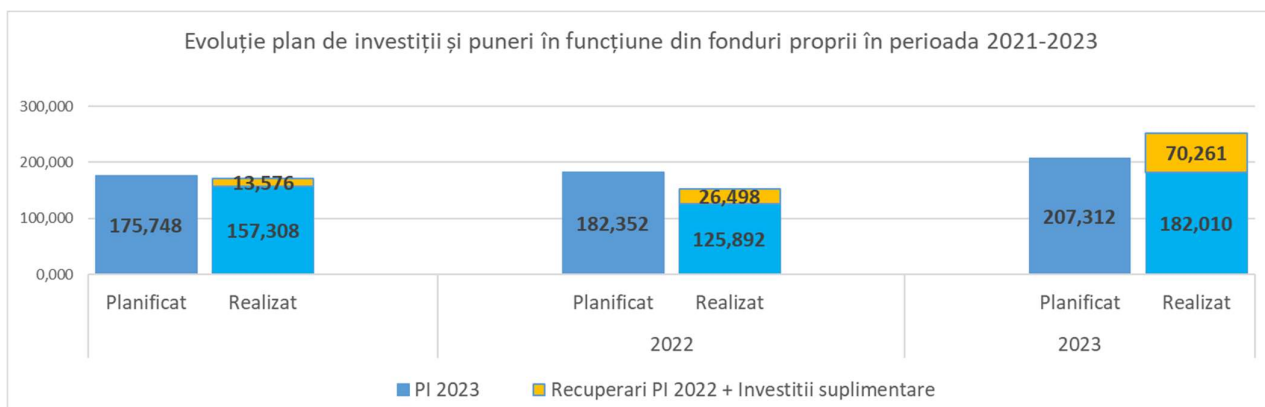
		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Prognost	lei	186.733.100	227.940.000	332.866.764
	Realizat	lei	264.177.470	206.082.844	361.175.399
Din surse proprii	Prognost	lei	186.733.100	182.352.000	207.312.000
	Realizat	lei	187.300.945	179.205.043	252.270.622
Din alte contribuții financiare	Prognost	lei	-	45.588.000	125.554.764
	Realizat	lei	76.876.525	26.877.802	108.904.778

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1.2957

Valorile realizate conțin lucrări suplimentare în valoare de 10.686.152 lei pentru 2021 și 33.719.846 lei pentru 2022.

Pentru anul 2023 valorile includ investiții recuperate în valoare de 12.078.711 lei și investiții suplimentare în valoare de 59.608.972 lei



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2023, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor.

Tabelul nr. 3.8.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	361.175.399	252.270.622	9.716.195	5.994.893	128.699.739	91.391.486	222.759.466	154.884.243
A.	102.037.761	80.802.211	8.306.792	4.913.893	78.137.890	60.295.239	15.593.079	15.593.079
A1	102.037.761	80.802.211	8.306.792	4.913.893	78.137.890	60.295.239	15.593.079	15.593.079
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	232.567.254	144.898.027	328.402	0	50.159.014	30.693.412	182.079.838	114.204.615
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	5.294.901	5.294.901	0	0	407.101	407.101	4.887.800	4.887.800
B3	47.289.157	47.289.157	0	0	14.806.011	14.806.011	32.483.146	32.483.146
B4	20.628.049	20.615.129	0	0	4.731.091	4.731.091	15.896.958	15.884.037
B5	65.282.073	12.696.380	0	0	0	0	65.282.073	12.696.380
B6	94.073.075	59.002.461	328.402	0	30.214.811	10.749.209	63.529.861	48.253.252
C	26.570.384	26.570.384	1.081.000	1.081.000	402.835	402.835	25.086.549	25.086.549
C1	19.873.518	19.873.518	0	0	0	0	19.873.518	19.873.518
C2	122.365	122.365	0	0	0	0	122.365	122.365
C3	28.100	28.100	0	0	7.000	7.000	21.100	21.100
C4	4.354.229	4.354.229	291.712	291.712	395.835	395.835	3.666.682	3.666.682
C5	789.288	789.288	789.288	789.288	0	0	0	0
C6	0	0	0	0	0	0	0	0
C5	1.402.884	1.402.884	0	0	0	0	1.402.884	1.402.884

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

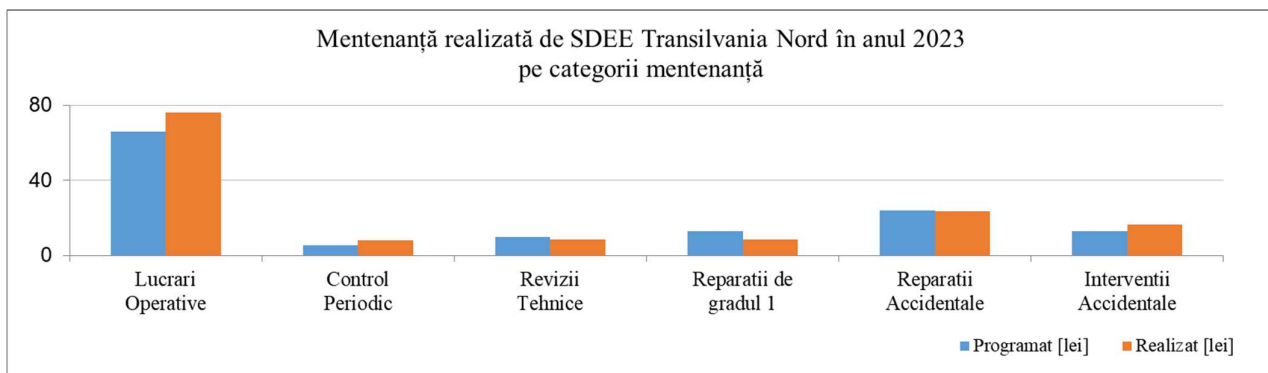
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

### 3.8.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.4.3

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	65,84	5,42	9,57	12,68	0,75	23,84	12,74	130,84
Realizat	76,07	7,99	8,63	8,35	0,09	23,51	16,43	141,06
Realizare program [%]	115,5%	147,5%	90,1%	65,8%	11,9%	98,6%	129,0%	107,8%

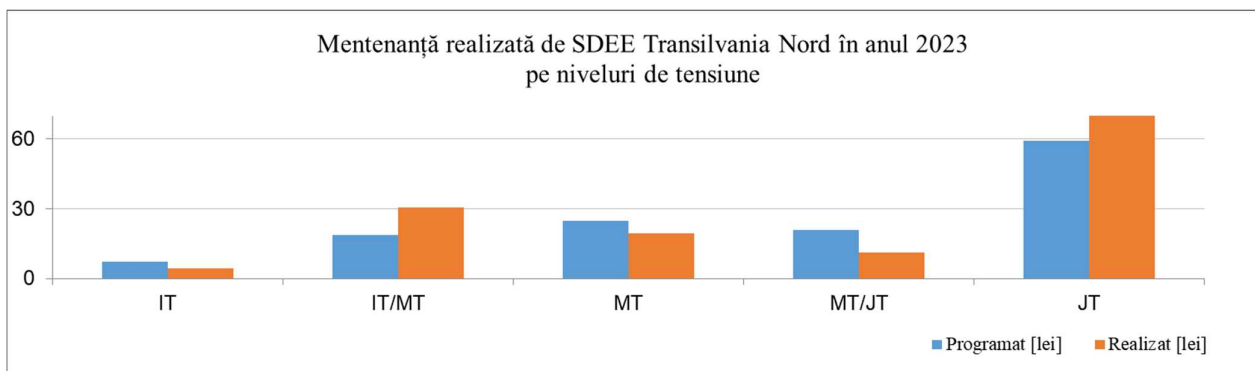


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 28 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 28,3 %.

#### b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.7.4.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	7,26	18,78	24,64	20,90	59,26
Realizat [lei]	4,20	30,69	19,52	11,29	75,37
Realizare program [%]	57,9%	163,4%	79,2%	54,0%	127,2%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 107,8 % . Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 1,7 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 28,3 % a reprezentat mentenanță corectivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 107,3 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 109,2 %.

### 3.8.6. Incidente deosebite în anul 2023

În anul 2023 în rețeaua RED din gestiunea DEER Transilvania Nord s-a înregistrat un număr de 13 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.8.6.2

	Cluj	Bihor	Maramureș	Satu Mare	Bistrita Nasaud	Salaj	DEER Transilvania Nord
Incidente deosebite	2	2	1	5	1	2	13
Utilizatori afectați cumulat	31.544	37.190	13.034	40.755	9.360	35.227	167.110
Putere întreruptă cumulat [MW]	16,46	12,92	6,5	13,22	2	21,11	72,21
Energie nelivrată cumulat [MWh]	5,64	7,93	0,87	28,04	0,33	11,42	54,23
Medie utilizatori afectați /incident	15.772	18.595	13.034	8.151	9.360	17.614	12.855
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	8,2	6,5	6,5	2,6	2,0	10,6	5,6
Medie energie nelivrată /incident[MWh]	2,8	4,0	0,9	5,6	0,3	5,7	4,2

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte instalațiile utilizatorilor) în	
10	-	1	2	-	-

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua DEER Transilvania Nord în anul 2023 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

### 3.9. DEER TRANSILVANIA SUD

#### 3.9.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea DEER Transilvania Sud, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Alba, Brașov, Covasna, Harghita, Mureș și Sibiu.

Societatea DEER Transilvania Sud S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.1.1

Nr. Crt	Categorie	2021			2022			2023		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	3.149	63	3.212	3.149	63	3.212	3.150	63	3.213
2	MT(35/20/10/6kV)	10.502	3.636	14.138	10.517	3.709	13.225	10.530	3.791	14.321
3	JT (0,4 kV)	14.745	6.116	20.861	14.787	6.272	21.058	14.805	6.405	21.210
4	Branșamente	17.455	2.921	20.375	17.592	3.088	20.680	17.596	3.199	20.795

##### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.9.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2021		2022		2023	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	101	4.146	101	4.146	101	4.161
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	4	6	4	6	4	6
3	Posturi de transformare	9.270	2.644	9.395	2.657	9.505	2.693
4	Puncte de alimentare	278	32	291	32	297	32

#### 3.9.2. Durata de funcționare a instalațiilor

##### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	3.213,13	înainte de 1960	466	0	466	14,51%
			1960-1979	1977	0	1977	61,52%
			1980-1999	683	0	683	21,26%
			2000-2019	23	46	68	2,13%
			2020-2023	1	18	19	0,58%
2	MT	14.320,67	înainte de 1960	3664	724	4388	30,64%
			1960-1979	4295	906	5201	36,32%
			1980-1999	1491	858	2348	16,40%
			2000-2019	1031	1014	2045	14,28%
			2020-2023	48	290	338	2,36%
3	JT	21.209,69	înainte de 1960	2248	949	3198	15,08%
			1960-1979	7091	2101	9192	43,34%
			1980-1999	2980	918	3898	18,38%
			2000-2019	2402	1929	4331	20,42%
			2020-2023	84	507	592	2,79%
4	branșamente	20.794,86	înainte de 1960	2947	559	3506	16,86%
			1960-1979	8214	897	9111	43,81%
			1980-1999	3805	487	4292	20,64%
			2000-2019	2395	860	3256	15,66%
			2020-2023	234	396	630	3,03%

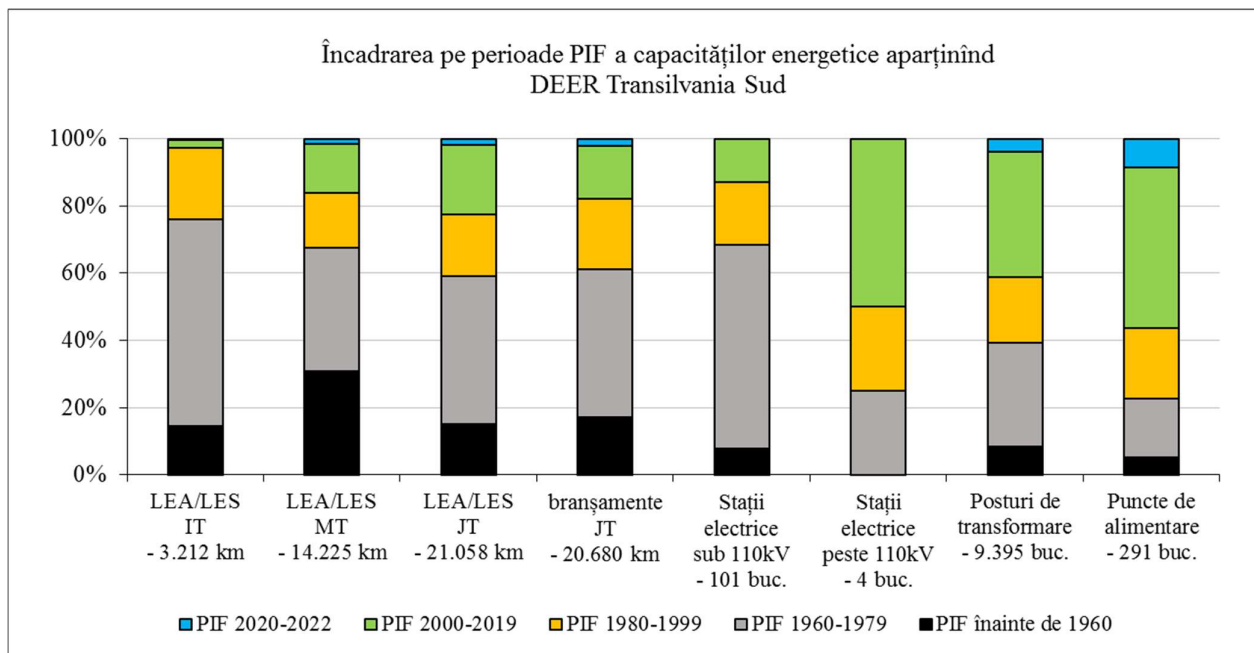
Se constată că în perioada 2000-2023 au fost puse în funcțiune cca. 2,7 % din liniile electrice aeriene la IT, respectiv 16,6 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 23,2 % din totalul categoriei.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.9.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	101	înainte de 1960	8	7,92%
		1960-1979	61	60,40%
		1980-1999	19	18,81%
		2000-2019	13	12,87%
		2000-2023	0	0,00%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	4	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	1	25,00%
		1980-1999	1	25,00%
		2000-2019	2	50,00%
		2000-2023	0	0,00%
Posturi de transformare	9.505	înainte de 1960	766	8,06%
		1960-1979	2898	30,49%
		1980-1999	1836	19,32%
		2000-2019	3507	36,90%
		2000-2023	498	5,24%
Puncte de alimentare	297	înainte de 1960	14	4,71%
		1960-1979	50	16,84%
		1980-1999	61	20,54%
		2000-2019	140	47,14%
		2000-2023	32	10,77%

După anul 2000 s-au pus în funcțiune 15 stații de transformare, reprezentând 14,2% din total, precum și 4.037 posturi de transformare și puncte de alimentare, reprezentând 42,6% din totalul acestei categorii.





### 3.9.3. Capacități energetice rețehnologizate/noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.3.1

Categorie		2021			2022			2023		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	3.149	-	-	3.149	-	-	3.150	0	1
	LES	63	0	0,5	63	-	-	63	0	0
MT	LEA	10.502	2	5,9	10.517	22,7	14,9	10.530	32	22
	LES	3.636	7,2	46,7	3.709	6,2	72,3	3.791	52	82
JT (excl. braș.)	LEA	14.745	51,7	25,1	14.787	89,5	41,8	14.805	113	48
	LES	6.116	19,3	145,2	6.272	32,3	155,7	6.405	32	134

În anul 2023 s-au realizat lucrări de rețehnologizare și instalări de linii noi pentru cca. 1,3% din lungimea totală a liniilor MT, respectiv 1,54% din lungimea totală a liniilor JT.

#### b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 3.9.3.2

Categorie		2021			2022			2023		
		Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune /transf.)		105	5	-	105	9	0	105	49	-
Posturi de transformare		9.270	37	114	9.395	78	125	9.505	78	135
Puncte de alimentare		278	-	8	291	0	13	297	-	7

S-au raportat lucrări de rețehnologizări parțiale în stații de transformare, precum lucrările de modernizare servicii interne în 28 stații electrice, instalare sisteme securitate în 15 stații electrice, montare transformator de putere 25MVA în stația Targu Mures, lucrări de întărire Parcul Industrial Câmpu Frumos și în stația Stupini, mărirea capacității compensare curenți capacitivi în stația Barabant, mărirea grad de siguranță în stațiile Brașov Centru și Bartolomeu.

### 3.9.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.9.4.1

		UM	2021	2022	2023
TOTAL	Proгноzat	lei	191.448.258	240.250.179	348.571.435
	Realizat	lei	226.404.393	162.672.907	357.929.973
Din surse proprii	Proгноzat	lei	186.733.100	193.749.000	207.312.000
	Realizat	lei	180.966.249	144.958.304	269.337.108
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	lei	4.715.158	46.711.783	141.259.435
	Realizat	lei	45.438.144	17.714.603	88.592.865

Notă:

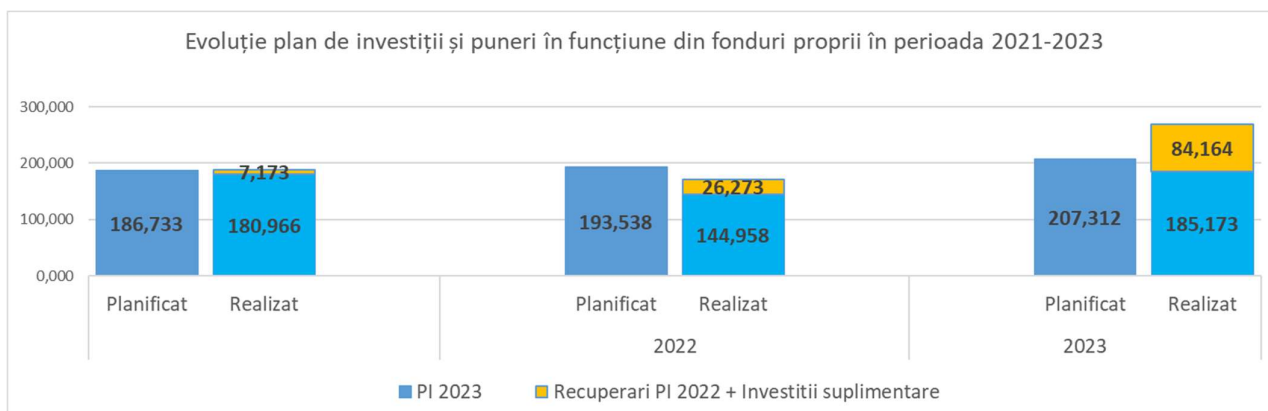
Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an, iar indicele cumulat al inflației 2018-2023 este de 1,2957.

Valorile realizate conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2021: lucrările recuperate în valoare de 943.373 lei și lucrări suplimentare în valoare de 6.230.020 lei;

- 2022: lucrările recuperate în valoare de 8.216.014 lei și lucrări suplimentare în valoare de 18.057.588 lei;

- 2023: lucrările recuperate în valoare de 55.663.559 lei și lucrări suplimentare în valoare de 29.171.885 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2023, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.9.4.2

	Valoare realizată IT+MT+JT [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
<b>Total</b>	357.929.973	269.337.108	1.609.182	324.494	90.734.119	82.704.718	265.586.671	186.307.896
<b>A.</b>	64.692.151	64.692.151	0	0	39.759.313	39.759.313	24.932.838	24.932.838
A1	64.692.151	64.692.151	0	0	39.759.313	39.759.313	24.932.838	24.932.838
<b>B</b>	252.010.004	163.417.139	1.284.688	0	48.500.072	40.470.671	202.225.243	122.946.467
B1	1.610.280	1.610.280	0	0	1.610.280	1.610.280	0	0
B2	39.154.778	39.154.778	0	0	7.203.441	7.203.441	31.951.338	31.951.338
B3	46.083.892	46.083.892	0	0	15.988.383	15.988.383	30.095.510	30.095.510
B4	28.252.718	28.252.718	0	0	10.155.884	10.155.884	18.096.834	18.096.834
B5	84.371.827	13.132.793	0	0	1.779.427	0	82.592.400	13.132.793
B6	52.536.508	35.182.678	1.284.688	0	11.762.658	5.512.685	39.489.162	29.669.993
<b>C</b>	41.227.818	41.227.818	324.494	324.494	2.474.734	2.474.734	38.428.590	38.428.590
C1	27.513.197	27.513.197	0	0	0	0	27.513.197	27.513.197
C2	1.645.924	1.645.924	0	0	0	0	1.645.924	1.645.924
C3	355.674	355.674	0	0	341.596	341.596	14.077	14.077
C4	11.388.530	11.388.530	0	0	2.133.138	2.133.138	9.255.392	9.255.392
C5	324.494	324.494	324.494	324.494	0	0	0	0

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

Conform prevederilor *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*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023, în cursul primului semestru al anului 2024.

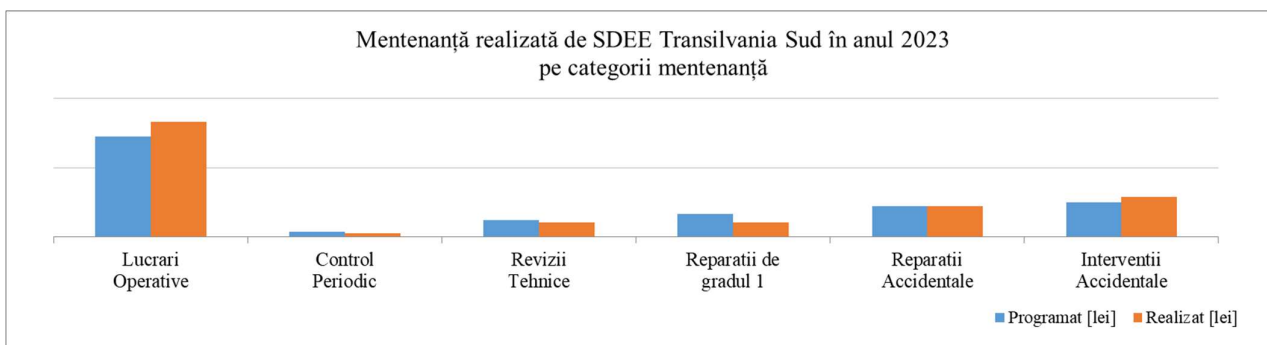
### 3.9.5. Realizarea planului anual de mentenanță

#### a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.4.3

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	57,92	3,15	9,91	13,43	0,16	17,58	20,10	122,25
Realizat	66,70	2,10	8,24	8,29	0,43	17,81	23,00	126,58

Realizare program [%]	115,2%	66,8%	83,1%	61,7%	274,5%	101,3%	114,4%	103,5%
-----------------------	--------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------



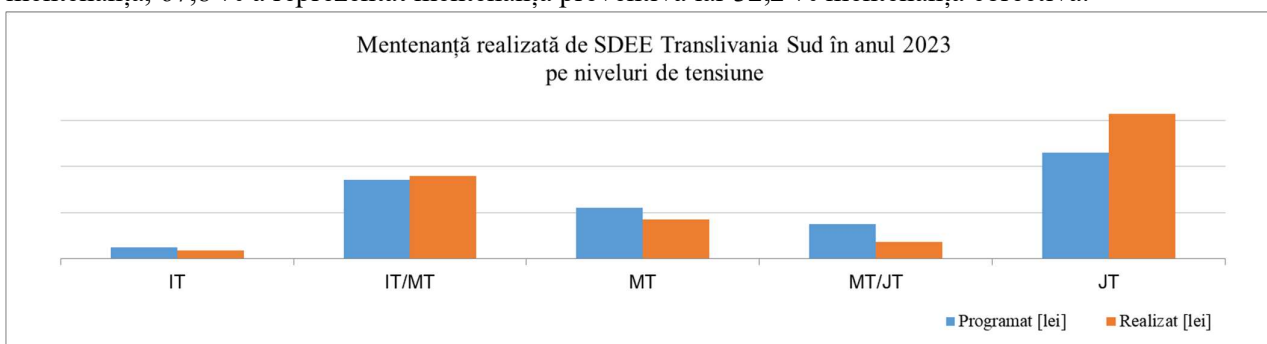
Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 30,8 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 32,2 %.

#### b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.9.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4,89	34,07	22,21	14,98	46,09
Realizat [lei]	3,74	36,01	16,94	7,14	62,75
Realizare program [%]	76,4%	105,7%	76,3%	47,6%	136,1%

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,5 %. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 67,8 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 32,2 % mentenanță corectivă.



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2023 au fost realizate valoric în proporție de 101,4 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 108,3 %.

#### 3.9.6. Incidente deosebite în anul 2023

În anul 2023 în rețeaua RED din gestiunea DEER Transilvania Sud s-a înregistrat un număr de 21 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.9.6.1

	Alba	Brașov	Covasna	Harghita	Mureș	Sibiu	DEER Transilvania Sud
Incidente deosebite	4	3	7	1	1	5	21
Utilizatori afectați cumulat	47.553	146.849	122.311	12.653	9.003	50.629	388.998
Putere întreruptă cumulat [MW]	13,2	154,97	46,54	3	3	24,6	245,305
Energie nelivrată cumulat [MWh]	14,27	86,59	156,33	0,9	0,95	12,53	271,57
Medie utilizatori afectați /incident	11.888	48.950	17.473	12.653	9.003	10.126	18.524
Medie putere întreruptă /incident [MW]	3,3	51,7	6,6	3,0	3,0	4,9	11,7

	Alba	Braşov	Covasna	Harghita	Mureş	Sibiu	DEER Transilvania Sud
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	3,6	28,9	22,3	0,9	1,0	2,5	12,9

Încadrarea pe cauze a incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăseşte în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
9	-	4	5	2	-

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 43 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, 47% sunt raportate ca incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite, provocate de acțiuni ale terților sau defecte la utilizatorii rețelei.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua DEER Transilvania Sud în anul 2023 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

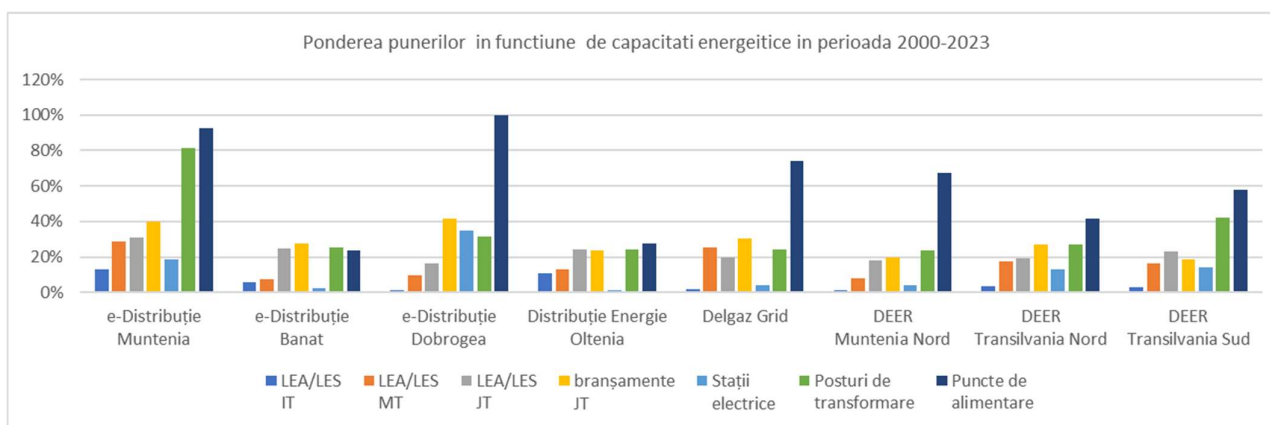
### 3.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție

La nivelul întregii țări se înregistrează următoarea repartitie a duratelor de funcționare:

Tabelul nr. 3.10

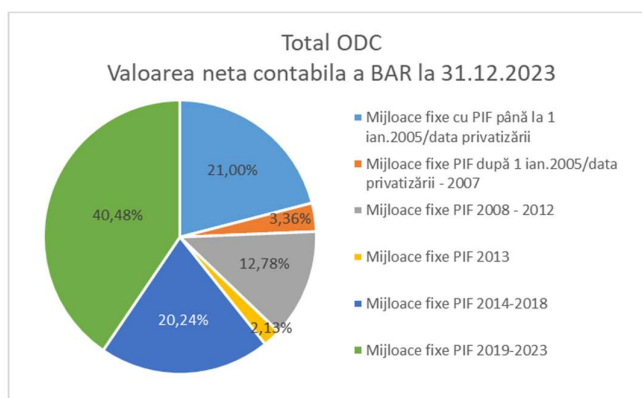
PIF	LEA+LES IT [km traseu]	LEA+LES MT [km traseu]	LEA+LES JT [km traseu]	bransamente JT [km traseu]	Stații electrice 110kV [buc]	Stații electrice sub 110kV [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
înainte de 1960	1.663	9.769	7.796	7.835	36	12	2.009	21
1960-1979	14.593	68.906	86.961	69.741	544	193	32.388	302
1980-1999	4.888	22.671	51.370	49.784	181	60	15.980	176
2000-2019	926	14.067	36.615	40.718	102	14	20.869	703
2020-2023	236	4.627	5.042	6.484	15	1	5.632	248
<b>TOTAL</b>	<b>22.307</b>	<b>120.040</b>	<b>187.784</b>	<b>174.562</b>	<b>878</b>	<b>280</b>	<b>76.878</b>	<b>1.450</b>

În perioada 2000-2023 ponderea capacităților puse în funcțiune din totalul categoriei, pe OD:



Mare parte a instalațiilor aferente rețelelor electrice de distribuție aflate în prezent în funcțiune are durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani.

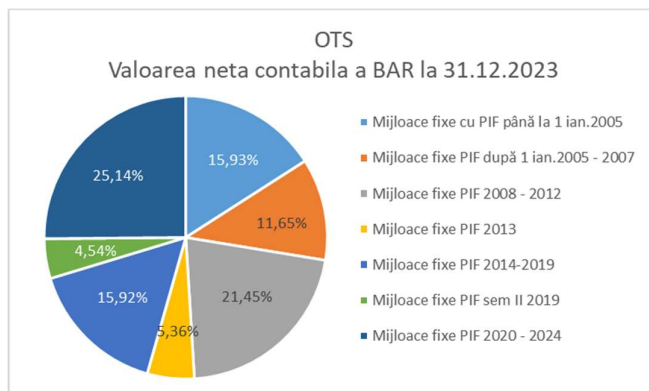
Cu toate acestea, în perioada 2005-2023, ca o consecință a aplicării unei metodologii stimulative de stabilire a tarifelor prin care capitalul investit de operatorii de distribuție este remunerat cu rata reglementată a rentabilității pe întreaga durată de viață a noilor active, operatorii de distribuție concesionari au desfășurat ample programe de investiții prin care au fost re tehnologizate și modernizate mare parte din instalațiile existente. Ponderea valorii activelor din BAR în funcție de data punerii în funcțiune a mijloacelor fixe care îl compun este prezentată în figura următoare:



Din raportările transmise de operatorii de distribuție concesionari rezultă că valoarea netă contabilă a

activelor care fac parte din Baza Activelor Reglementate (BAR), este de 20,2 miliarde lei la data de 31.12.2023, rezultată în urma reevaluării activelor efectuată de operatorii de distribuție concesionari în anul 2023. Din această valoare totală, un procent de 79% reprezintă active cu dată de punere în funcțiune ulterioară anului 2005.

De asemenea, în cazul operatorului de transport și sistem, considerând ponderea valorii activelor din BAR în funcție de data punerii în funcțiune a mijloacelor fixe care îl compun, un procent de 84% reprezintă active cu dată de punere în funcțiune ulterioară anului 2005.



Având în vedere obligația legală a operatorilor de rețea de a asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența rețelelor electrice pe care le dețin, aceștia au programat și realizat lucrări în instalații, fundamentate pe baza analizelor și evaluărilor efectuate în cadrul activității proprii de management al activelor.

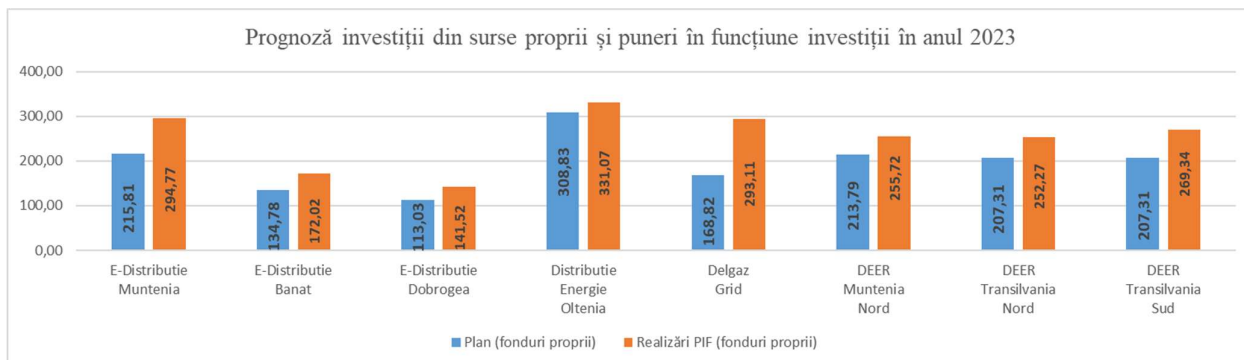
Motivat de faptul că lucrările de modernizare și re tehnologizare au vizat echipamente componente din stații și posturi de transformare ori din linii electrice, deși majoritatea capacităților energetice au data PIF anterioară anului 2005, echipamentele componente au beneficiat de lucrări succesive de investiții prin care li s-au îmbunătățit parametrii tehnici.

### 3.11. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de investiții în RED

Investițiile realizate din surse proprii de operatorii de distribuție concesionari și puse în funcțiune în anul 2023 se prezintă astfel:

Tabelul nr. 3.11

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL
Plan	215,81	134,78	113,03	308,83	168,82	213,79	207,31	207,31	1570
PIF 2023	294,77	172,02	141,52	331,07	293,11	255,72	252,27	269,34	2010



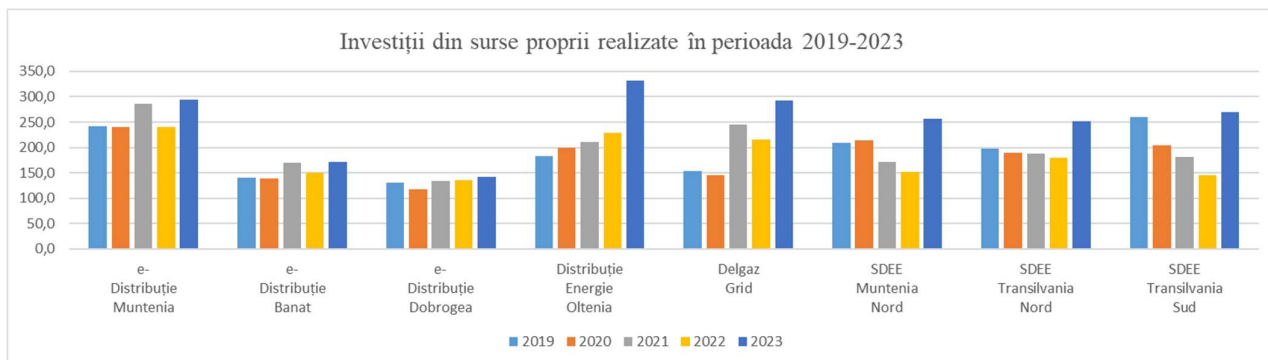
Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2023 se prezintă în tabelul următor:

Tip	Denumire categorie	Valoare totală realizată [lei]	din care surse proprii:
	TOTAL, din care:	2.874.368.654	2.009.813.238
A	ESENTIALE	535.114.210	335.454.459
A1	Retehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii, care au parametri tehnici necorespunzători	528.696.422	329.036.671
A2	Înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu	6.417.788	6.417.788
A3	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0	0
B	NECESARE	1.973.626.367	1.310.882.205
B1	Înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație	44.033.774	44.033.774
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	173.831.677	173.831.677
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	362.304.898	331.859.482
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	215.021.194	204.507.143
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	391.755.968	199.772.146
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	786.678.856	356.877.983
C	JUSTIFICABILE	365.628.077	363.476.574
C1	Achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru	159.168.482	159.168.482
C2	Îmbunătățirea condițiilor de muncă	26.717.569	26.717.569
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	17.022.308	17.022.308
C4	Înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe	96.124.780	93.973.277
C5	Înlocuiri în urma incidentelor	51.371.483	51.371.483
C6	panouri fotovoltaice pt. consum propriu - Statii	0	0
C7	modernizare Cladiri Tehnice (Statii/Posturi transformare)	15.223.455	15.223.455

Se constată că din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2023, lucrările de investiții realizate din surse proprii reprezintă 70 %.

Conform prevederilor *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*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2023 în cursul primului semestru al anului 2024.

Evoluția volumului investițional realizat din surse proprii ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesiionari în perioada 2019 – 2023, se prezintă astfel:



Centralizatorul valorilor prognozate și al punerilor în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2019-2023 se regăsește în cadrul Anexei nr. 5.

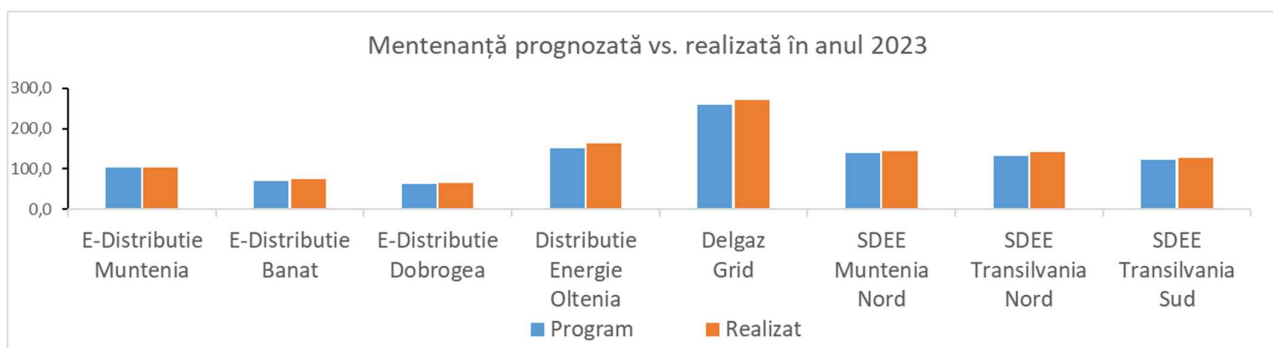


### 3.12. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de mentenanță în RED

Conform raportărilor OD, gradul de realizare a mentenanței rețelei în anul 2023 este următorul:

Tabelul nr. 3.14

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [lei]	102,9	70,7	62,1	150,8	257,9	139,9	130,8	122,2
Realizat [lei]	104,4	75,6	64,1	163,9	270,4	144,7	141,1	126,6
Grad realizare[%]	101,4%	106,9%	103,2%	108,7%	104,9%	103,4%	107,8%	103,5%

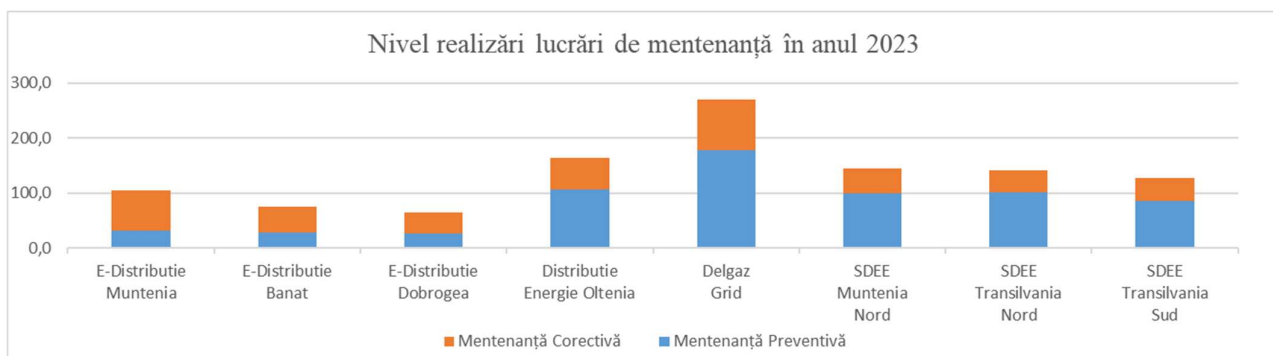


Referitor la programele de mentenanță ale ODC, în anul 2023, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) ale *Procedurii*, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

Tabelul nr. 3.15

Mentenanță realizată	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Preventivă [lei]	32,1	29,1	25,8	107,3	178,4	99,8	101,1	85,8
Corectivă [lei]	72,3	46,5	38,2	56,6	92,0	44,9	39,9	40,8

Din datele raportate, se constată că la o parte din operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative, cazul operatorilor E-Distribuție (69,5% la E-Distribuție Muntenia, 57,9% la E-Distribuție Banat și 46,7% la E-Distribuție Dobrogea).



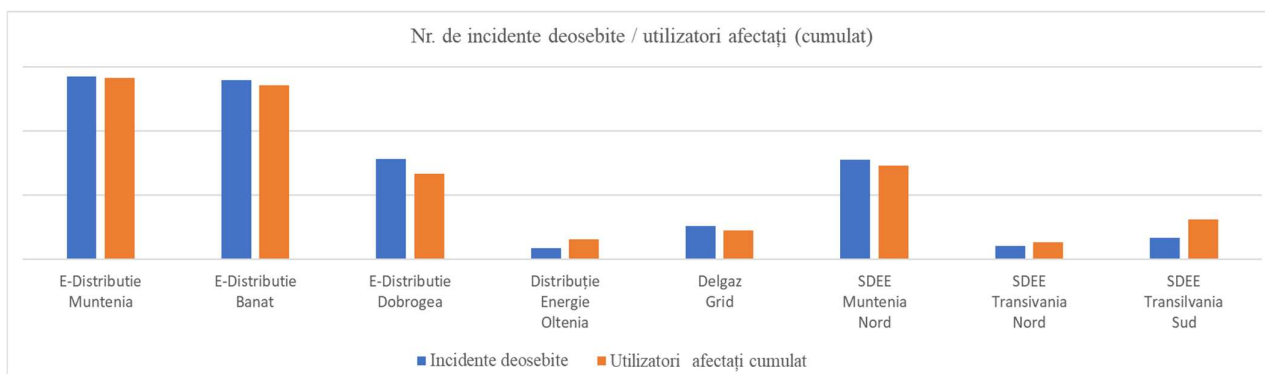
Deoarece mentenanța corectivă se realizează ca urmare a incidentelor în rețea cu impact negativ asupra calității serviciului prestat, este necesar ca OD să ia măsuri pentru realizarea lucrărilor de mentenanță preventivă și a investițiilor programate.

### 3.12. Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED

În anul 2023 în rețelele RED s-au înregistrat 615 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.12

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Incidente deosebite	180	176	99	11	33	98	13	21
Utilizatori afectați cumulat	1.748.226	1.673.099	827.810	194.830	276.742	902.661	167.110	388.998
Putere întreruptă cumulat [MW]	903	648	310	77	111	418	72	245
Energie nelivrată cumulat [MWh]	240	248	218	132	158	399	54	272
Utilizatori afectați /incident	9.712	9.506	8.362	17.712	8.386	9.211	12.855	18.524
Medie putere întrer. /incident [MW]	5,02	3,68	3,13	6,96	3,40	4,30	5,60	11,70
Medie energie nelivr /incident [MWh]	1,33	1,41	2,20	11,98	4,80	4,10	4,20	12,90



Numărul maxim de incidente deosebite se înregistrează în cadrul E-Distribuție Muntenia și E-Distribuție Banat (28,5%, respectiv 27,9%) iar numărul minim se înregistrează în cazul Distribuție Energie Oltenia și SDEE Transilvania Nord (1,7%, respectiv 2%).

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2023 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.13

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
170	14	176	71	21	52

Din totalul incidentelor deosebite înregistrate la nivel de țară, cca. 36,5% sunt în responsabilitatea operatorului de rețea, pe fondul defectării elementelor de rețea sau neasigurării adecvate a culoarului de trecere LEA.

Situația agregată a incidentelor deosebite nu reprezintă o imagine completă în condițiile în care configurația rețelei de distribuție poate influența încadrarea întreruperilor lungi în categoria incidentelor deosebite care, conform *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, sunt definite ca fiind întreruperi lungi ale căii de alimentare/evacuare a energiei electrice ce afectează un număr mai mare de 5.000 utilizatori.

## 4. CONCLUZII

### 4.1 Serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Indicatorii de performanță privind activitățile specifice serviciului de transport al energiei electrice, precum și activitățile specifice serviciului de sistem, respectiv coordonarea funcționării SEN, sunt prezentați mai jos:

#### 4.1.1. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN

În anul 2023, din punct de vedere al stabilității statice, sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport. Conform datelor prezentate de OTS, valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN respectă puterea admisibilă în schema cu N elemente în funcțiune. Pe durata anului 2023 nu s-au înregistrat depășiri ale puterilor maxime admisibile și nu au fost situații în care secțiunile caracteristice ale SEN să devină secțiuni critice. În anul 2023 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune caracteristică.

#### 4.1.2. Consumul propriu tehnologic în RET

CPT-ul înregistrat în RET în anul 2023 a fost de 998,905 GWh, cu 4,2 % mai mare față de cel din anul 2022. Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,37 %, în creștere față de valoarea de 2,2 % corespunzătoare anului precedent. Deși energia intrată în conturul RET a scăzut, pierderile în valoare absolută au crescut ca urmare a fluxurilor fizice mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune care au determinat transportul energiei pe distanțe mai lungi, structurii producției care debitează direct în RET și condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități totale de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

#### 4.1.3. Indicatorii de indisponibilitate LEA și Trafo

În anul 2023 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 243,11 ore/interval, cu 17% mai mare decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2022 (206,95 ore/interval). Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor în anul 2023 față de anul 2022 este de creștere cu 156% a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate și de creștere cu 14% a indisponibilității determinate de evenimetele programate.

Raportat la durata indisponibilității accidentale se observă că numărul de incidente pe LEA a fost mai mare în anul 2023 decât în anul 2022, durata de indisponibilitate a acestora în anul 2023 a fost mai mare decât în anul precedent, pe fondul creșterii numărului de incidente la LEA în trimestrul 4 al anului 2023. Creșterea indisponibilității programate în anul 2023 comparativ cu anul 2022 este atribuită lucrărilor executate pe liniile de transport, ca urmare a aplicării programelor de investiții și mentenanță preventivă.

În anul 2023 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 75,17 ore/interval, cu 67% mai mică față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (226,32 ore/interval). Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în anul 2023 față de anul 2022 este de scădere atât a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate (cu 79 %), cât și a indisponibilității determinate de evenimente programate (cu 66 %).

#### 4.1.4. Ajutorul de avarie și abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență

În anul 2023 s-a acordat ajutor de avarie de 27.581 MWh ca urmare a solicitărilor NPC Ukrenergo (25.101 MWh în baza contractului C578/08.03.2022), JSC „Elektromreza Srbije” Belgrade (650 MWh în baza

contractului C221/13.11.2017), I.S. MOLDELECTRICA (1.830 MWh în baza contractului C919/30.09.2022).

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare (metodologia de calcul ENTSO-E „Methodology for creation of load-frequency control annual report”). Performanța reglajului puterii de schimb cu abaterea de frecvență a fost foarte bună și după standardele noi, impuse de regulamentele europene.

#### **4.1.5. Indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice**

În anul 2023, comparativ cu anul 2022, se constată o deteriorare a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice, astfel:

- s-a înregistrat o cantitate semnificativă de energie electrică nelivrată din centrale de 10.154,26 MWh, cauzată de incidente înregistrate pe liniile și stațiile electrice de legătură RET - CNE Cernavodă, incidente înregistrate pe stații electrice funcționând în provizorat cu linii electrice de evacuare a energiei din stațiile producătorilor de energie, precum și incidente înregistrate în stații OTS, la tensiuni de 110 și 20kV. Din total, 98 % îl reprezintă incidentul înregistrat în 18.11.2023 la nivelul de tensiune de 400 kV pe racord 400kV U1- Cernavodă;

- s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 37,13 MWh, mai mică cu 31% față de cantitatea de energie nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2022 (54,05MWh). Cel mai important incident este cel înregistrat în data de 5.09.2023 în stația Brașov, respectiv 50,7 % din energia totală nelivrată consumatorilor.

#### **4.1.6. Calitatea tehnică a energiei electrice**

Monitorizarea calității tehnice a energiei electrice s-a realizat într-un număr de 73 de stații electrice din RET, într-un număr de 95 de puncte de analiză, pe o durată medie de analiză de 44 săptămâni din an.

S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 96,36 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 98,29 % pentru factorul total de distorsiune armonică și 76,43 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung.

OTS justifică neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă/lungă durată, respectiv a factorului de distorsiune armonică, în limitele stabilite prin *Standardul de performanță*, în mare parte prin funcționarea cuptoarelor cu arc electric, a rafinărilor și a oțelărilor care introduc în rețea perturbații cauzate de procesele tehnologice și care nu au investit în decursul anului 2023 în echipamente sau soluții dedicate pentru reducerea perturbațiilor.

#### **4.1.7. Calitatea comercială a serviciului de transport**

Din punct de vedere al calității comerciale a serviciului se constată următoarele:

*Timpul de emitere a avizului tehnic de racordare* depășește termenul limită de emitere impus de standard (10 zile calendaristice) pentru un număr de 41 de avize tehnice de racordare din 62 de avize de racordare emise. De asemenea, termenul de 5 zile lucrătoare de transmitere a proiectelor de contracte de racordare nu a fost respectat pentru 2 contracte de racordare din cele 20 contracte încheiate.

OTS a justificat nerespectarea termenelor prin volumul și complexitatea documentelor, numărul foarte mare de studii de soluție supuse avizării, procesul de avizare de către mai multe entități organizatorice din cadrul OTS.

Timpul mediu de emisie a ofertei de contractare a serviciului de transport si sistem se află sub limita impusă de standard (10 zile calendaristice).

În anul 2023 nu s-au înregistrat reclamații privitoare la racordare, la nivelul de tensiune, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

## 4.2 Serviciul de distribuție a energiei electrice

### 4.2.1 Indicatori de continuitate

În ceea ce privește continuitatea în alimentare a utilizatorilor, un indicator important de performanță este SAIDI (indicele durată medie a întreruperilor pentru un utilizator). În tabelul de mai jos sunt prezentate valorile înregistrate în anul 2023:

Tabelul nr. 4.2.1.1

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min/an]	urban	15,52	73,66	62,19	64,28	56,93	43,32	38,22	69,49	48,59
	rural	144,77	362,76	259,31	236,38	331,52	191,59	175,05	191,33	240,03
SAIDI (d) neplanificat [min/an]	urban	65,28	51,02	55,81	71,09	54,26	107,04	49,20	125,40	72,82
	rural	130,62	187,46	153,58	140,99	78,53	161,78	158,45	171,59	141,75

În *mediul urban* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 48,59 min./an, comparativ cu 43,64 min./an în anul 2022, iar SAIDI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare de 72,82 min./an, comparativ cu 73,27 min./an în anul 2022).

În *mediul rural* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 240,03 min./an, față de 239,34 min/an în anul 2022, iar SAIDI întreruperi neplanificate s-a redus la 141,75 min./an, față de 150,19 min./an în anul 2022.

Agregat la nivel de țară s-au înregistrat următoarele valori:

Tabelul nr. 4.2.1.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	38,01	188,94	144,81	160,11	211,67	121,46	104,38	119,37	134,51
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	76,65	105,42	96,79	110,01	67,93	135,89	102,02	144,31	103,92

SAIDI întreruperi planificate înregistrează o ușoară creștere a valorii medii la 134,51 min./an, față de valoarea de 132,21 min./an înregistrată în anul 2022, iar SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 103,92 min./an, față de 108,25 min./an în 2022.

Se constată că valoarea SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează valori mai mari decât SAIDI întreruperi planificate pentru cazul E-Distribuție Muntenia, DEER Muntenia Nord și DEER Transilvania Sud, în condițiile în care aceste întreruperi au efecte mai deranjante pentru utilizatori. De menționat că la nivel european SAIDI întreruperi planificate este mai mare, aceste întreruperi fiind anunțate în prealabil astfel încât utilizatorii pot lua din timp măsuri organizatorice pentru minimizarea efectelor.

Conform analizei realizate, în perioada 2019 – 2023 se observă îmbunătățirea valorilor SAIDI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.1.3

Indicator	2019	2020	2021	2022	2023
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	171,1	153,93	155,59	132,21	134,51
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	178,9	146,78	130,43	108,25	103,92

Un alt indicator important privitor la continuitatea serviciului îl reprezintă SAIFI (indicele frecvența medie a întreruperilor pentru un utilizator) care a înregistrat valorile:

Tabelul nr. 4.2.1.4

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într./an]	urban	0,10	0,30	0,23	0,61	0,21	0,19	0,12	0,18	0,23
	rural	0,64	1,28	1,14	1,22	1,04	0,65	0,56	0,58	0,89
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	2,03	1,97	2,19	1,10	1,05	1,80	0,90	1,96	1,62
	rural	3,62	3,59	3,64	1,26	0,65	1,68	2,01	1,93	1,87

În *mediul urban* SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o creștere a valorii medii pe țară la 0,23 într./an, față de valoarea de 0,2 într./an din anul 2022, iar SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) s-a redus la o valoare de 1,62 într./an, față de valoarea de 1,71 într/an în anul 2022.

În *mediul rural*, SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare de 0,89 într./an, similar anului 2022. SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la 1,87 într./an, față de 2,2 într./an în anul 2022.

Agregat la nivel de țară s-au înregistrat următoarele valori:

Tabelul nr. 4.2.1.5

Operator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi planificate (a) [într/an]	0,19	0,69	0,61	0,95	0,68	0,43	0,33	0,34	0,52
SAIFI intreruperi neplanif. (d) [într/an]	2,30	2,62	2,80	1,19	0,83	1,74	1,44	1,95	1,74

SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,52 într./an, similară anului 2022, iar SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare medie pe țară de 1,74 într./an, față de 1,93 într./an în anul 2022.

Conform analizei realizate, în perioada 2019 – 2023 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.1.6

Indicator	2019	2020	2021	2022	2023
SAIFI intreruperi planificate (a) [într/an]	0,61	0,58	0,60	0,52	0,52
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [într/an]	2,9	2,57	2,31	1,93	1,74

SAIFI și SAIDI planificat este influențat de numărul lucrărilor de investiții și mentenanță din an, dar și de nivelul de tensiune a instalațiilor în care se execută aceste lucrări. În continuare se păstrează diferența SAIDI și SAIFI aferente întreruperilor neplanificate și cele aferente întreruperilor planificate în condițiile în care volumul și durata întreruperilor accidentale este mare.

#### 4.2.2. Calitatea energiei electrice

Analiza calității energiei electrice s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații electrice, cu ajutorul analizoarelor de calitate a energiei electrice.

Prin noul standard de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, a fost impusă respectarea unui calendar de implementare a monitorizării calității energiei electrice în stații electrice și posturi de transformare, respectiv atingerea pragurilor de monitorizare de 50 % din numărul stațiilor electrice și 20 % din numărul posturilor de transformare până la finalul anului 2023.

Situația statistică referitoare la gradul de monitorizare al calității energiei electrice realizată în anul 2023 este următoarea:

Tabelul nr. 4.2.2.

Indicator	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	97	122	144	124	127	93	101
Stații analizate	62	66	65	77	69	66	48	55
Procent monit. ST	89 %	68 %	53 %	53 %	56 %	52 %	52 %	54 %
Nr. de PT	9.619	8.889	6.373	10.609	11.308	10.402	9.374	9.505
PT analizate	1.559	1.567	1.148	3341	2.771	35	465	285
Procent monit. PT	16,2%	17,6%	18%	8,3%	24,5%	0,3%	5%	3%

Referitor la monitorizarea stațiilor electrice, dintre operatorii de distribuție concesionari, E-Distribuție Muntenia realizează cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice în stații electrice.

Se constată un grad redus de monitorizare al calității energiei electrice în posturile de transformare, sub pragul de 20% stabilit pentru finalul anului 2023, în marea parte a operatorilor de distribuție.

#### 4.2.3. Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice

Privitor la *calitatea comercială a serviciului de distribuție* a energiei electrice se constată următoarele:

Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare în anul 2023, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 12 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 20 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție.

Timpul mediu de emitere a ATR când soluția este stabilită pe baza de studiu de soluție a depășit limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul operatorilor E-Distribuție.

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2023 a înregistrat o valoare medie pe țară de 3 zile, cu o valoare maximă de 9 zile la E-Distribuție Banat, sub termenul limita de 10 zile calendaristice, prevăzut în *Standard*.

Timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 4 zile la JT și MT, respectiv 2 zile la IT, încadrându-se în termenul maxim prevăzut de standard, respectiv 20 de zile calendaristice de la înregistrarea cererii de încheiere a contractului, însoțită de documentația completă.

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 148 zile la nivelul întregii țări (față de 114 zile în anul 2022), situându-se între 76 zile la Distribuție Energie Oltenia și 219 zile la DEER Muntenia Nord.



Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 293 zile la nivelul întregii țări (față de 247 zile în anul 2022), cu o valoare minimă de 46 zile la DEER Muntenia Nord și o valoare maximă de 442 zile la Delgaz Grid.

Costul mediu de racordare la JT a fost de 4.638 lei la nivelul întregii țări (față de 2.222 lei în anul 2022) cu o valoare minimă de 1.617 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 7.817 lei la DEER Muntenia Nord.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 200.809 lei la nivelul întregii țări (113.323 lei în anul 2022) cu o valoare minimă de 84.160 lei la E-Distribuție Banat și o valoare maximă de 379.482 lei la DEER Transilvania Sud.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 22 zile la JT, 23 la MT și 16 zile la IT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la e-Distribuție Muntenia (5.710 reclamații, reprezentând 53,07%), situație similară anului 2022.

Cel mai mare număr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune s-a înregistrat în cazul operatorului E-Distribuție Muntenia, de cca. 17% din totalul reclamațiilor de acest fel.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 18 zile la JT, respectiv 12 zile la MT și 15 zile la IT. Se constată că valorile medii se încadrează în termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*.

Timpul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul* a avut o valoare medie de 16 zile la JT, 15 zile la MT și 14 zile la IT. Numărul maxim a fost înregistrat la E-Distribuție Muntenia (51.388, reprezentând 25,4%), similar situației anilor 2019-2023.

Timpul mediu de reconectare a locului de consum din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor că plata s-a efectuat, a avut o valoare de o zi la JT, respectiv două zile la MT, la nivelul întregii țări.

În continuare se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 14.635.275 lei în cazul E-Distribuție Banat și un minim de 38.150 lei în cazul operatorului DEER Transilvania Nord.

La nivelul întregii țări se înregistrează un număr semnificativ de compensații acordate pentru neasigurarea continuității alimentării cu energie electrică (874.120 compensații în valoare totală de 27.938.858 lei, reprezentând 72 % din total). Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice reprezintă 28 % din total (10.742.560 lei), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 0,4% (169.940 lei).

### **4.3. Starea rețelelor electrice**

#### **4.3.1. Vechimea instalațiilor**

Referitor la starea rețelelor electrice, atât ale operatorului de transport al energiei electrice cât și ale operatorilor de distribuție, se menține problema uzurii instalațiilor, în condițiile în care o mare parte a instalațiilor aflate în funcțiune au durată de utilizare îndelungată.

Astfel, în cazul liniilor electrice aeriene aparținând OTS, cca. 97 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1999. În ceea ce privește situația transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS, se constată că un procent de 74 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (27.815 MVA din totalul instalat de 37.413 MVA).

În cazul liniilor electrice de înaltă tensiune de 110kV din gestiunea OD, ponderea punerilor în funcțiune după anul 2000 este de 5,21 % din lungimea totală a acestei categorii, iar liniile electrice de medie și joasă tensiune (inclusiv branșamente) puse în funcțiune după anul 2000 prezintă un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, de 15,57 % la medie tensiune, respectiv de 24,52 % la joasă tensiune. Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 11,4 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare instalate după anul 2000 reprezintă cca. 35,05 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

Cu toate acestea, în perioada 2005-2023 operatorii de distribuție concesionari au desfășurat ample programe de investiții prin care au fost re tehnologizate și modernizate mare parte din instalațiile existente. Considerând faptul că lucrările de modernizare și re tehnologizare au vizat echipamente componente din stații, posturi de transformare ori din linii electrice existente, deși majoritatea capacităților energetice au data PIF anterioară anului 2005, echipamentele componente au beneficiat de lucrări succesive de investiții prin care li s-au îmbunătățit parametrii tehnici.

#### 4.3.2. Realizarea planurilor de investiții ale OTS și ODC

Nivelul valoric al lucrărilor de investiții planificate și realizate din surse proprii se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.2

	CNTEE Transelectrica	E- Distribuție Muntenia	E- Distribuție Banat	E- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [mil. lei]	104,987	215,81	134,78	113,03	308,83	168,82	213,79	207,31	207,31
Realizat* [mil. lei]	176,917	294,77	172,02	141,52	331,07	293,11	255,72	252,27	269,34

\*) Valorile realizate includ recuperări și lucrări suplimentare

Gradul de realizare al planurilor de investiții al anului 2023 se va evalua după expirarea termenului de recuperare de 6 luni calendaristice prevăzut în *Procedura 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*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022. Pentru lucrările de investiții întârziate operatorii au posibilitatea recuperării în cadrul termenului de recuperare permis de reglementare.

#### 4.3.3. Realizarea planurilor de mentenanță ale OTS și ODC

La finalul anului 2023 valorile planificate și realizate ale lucrărilor de mentenanță se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.3

	CNTEE Transelectrica	E- Distribuție Muntenia	E- Distribuție Banat	E- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [Mil.lei]	131,983	102,9	70,7	62,1	150,8	257,9	139,9	130,8	122,2
Realizat [Mil.lei]	130,539	104,4	75,6	64,1	163,9	270,4	144,7	141,1	126,6

Referitor la programele de mentenanță ale OR, în anul 2023, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) al *Procedurii*, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

Din datele raportate se constată că în cazul anumitor operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative. Este de menționat faptul că mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea, cu impact în întreruperea alimentării consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și scăderea calității serviciului prestat.

Pentru menținerea instalațiilor electrice în parametri de funcționare nominali, este necesară programarea eficientă a lucrărilor de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, precum și a celor de mentenanță preventivă.