

**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  
- 2017 -**

# Cuprins

Introducere .....	1
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 (OTS) .....	2
1.1.1 Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport (RET) .....	2
1.1.2 Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem .....	7
1.1.3 Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN .....	8
1.2 Indicatori de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice .....	10
1.3 Indicatori de performanță privind calitatea tehnică a energiei electrice .....	12
1.4 Indicatori de performanță privind calitatea comercială a serviciului .....	19
2. Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice .....	21
2.1 Date generale .....	21
2.2 Continuitatea în alimentarea utilizatorilor .....	23
2.2.1 Introducere .....	23
2.2.2 Indicatori de continuitate pentru mediul urban .....	26
2.2.3 Indicatori de continuitate pentru mediul rural .....	31
2.2.4 Comparatie între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural .....	35
2.2.5 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară .....	38
2.2.6 Indicatorul AIT la IT .....	44
2.3 Calitatea tehnică a energiei electrice .....	45
2.3.1 E-Distribuție Muntenia .....	45
2.3.2 E-Distribuție Banat .....	47
2.3.3 E-Distribuție Dobrogea .....	49
2.3.4 Distribuție Energie Oltenia .....	52
2.3.5 Delgaz Grid .....	56
2.3.6 S.D.E.E. Muntenia Nord .....	58
2.3.7 S.D.E.E. Transilvania Nord .....	60
2.3.8 S.D.E.E. Transilvania Sud .....	62
2.4 Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice .....	65
2.4.1 Avize tehnice de racordare .....	65
2.4.2 Contracte de racordare .....	66
2.4.3 Contracte pentru serviciul de distribuție .....	67
2.4.4 Procesul de racordare .....	68
2.4.5 Reclamații .....	69
2.4.6 Compensații acordate utilizatorilor .....	74
3. Starea tehnică a rețelelor electrice .....	75
3.1 Starea tehnică a rețelei electrice de transport .....	75
3.1.1 Capacități energetice .....	75
3.1.2 Durata de funcționare a instalațiilor .....	76
3.1.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	78
3.1.4 Programul de mentenanță .....	79
3.1.5 Producția de energie electrică .....	80
3.1.6 Principalele evenimente accidentale în rețeaua electrică de transport .....	82
3.2 E-Distribuție Muntenia .....	85
3.2.1 Capacități energetice .....	85
3.2.2 Durata de funcționare a instalațiilor .....	85
3.2.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	86
3.2.4 Programul de mentenanță .....	87
3.2.5 Incidente deosebite .....	88
3.3 E-Distribuție Banat .....	90
3.3.1 Capacități energetice .....	90
3.3.2 Durata de funcționare a instalațiilor .....	90
3.3.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	91
3.3.4 Programul de mentenanță .....	92
3.3.5 Incidente deosebite .....	93
3.4 E-Distribuție Dobrogea .....	96
3.4.1 Capacități energetice .....	96
3.4.2 Durata de funcționare a instalațiilor .....	96
3.4.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	97

3.4.4	Programul de mentenanță .....	98
3.4.5	Incidente deosebite .....	99
3.5	Distributie Energie Oltenia .....	101
3.5.1	Capacități energetice .....	101
3.5.2	Durata de funcționare a instalațiilor .....	101
3.5.3	Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	102
3.5.4	Programul de mentenanță .....	103
3.5.5	Incidente deosebite .....	104
3.6	Delgaz Grid .....	105
3.6.1	Capacități energetice .....	105
3.6.2	Durata de funcționare a instalațiilor .....	105
3.6.3	Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	106
3.6.4	Programul de mentenanță .....	107
3.6.5	Incidente deosebite .....	108
3.7	S.D.E.E. Electrica Muntenia Nord .....	121
3.7.1	Capacități energetice .....	121
3.7.2	Durata de funcționare a instalațiilor .....	121
3.7.3	Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	122
3.7.4	Programul de mentenanță .....	123
3.7.5	Incidente deosebite .....	124
3.8	S.D.E.E. Transilvania Nord .....	128
3.8.1	Capacitati energetice .....	128
3.8.2	Durata de funcționare a instalațiilor .....	128
3.8.3	Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	129
3.8.4	Program de mentenanță .....	130
3.8.5	Incidente deosebite .....	131
3.9	S.D.E.E. Transilvania Sud .....	133
3.9.1	Capacitati energetice .....	133
3.9.2	Durata de funcționare a instalațiilor .....	133
3.9.3	Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	134
3.9.4	Programul de mentenanță .....	135
3.9.5	Incidente deosebite .....	136
3.10	Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție .....	137
4	Concluzii .....	138
4.1	Serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem .....	138
4.2	Serviciul de distribuție a energiei electrice .....	139
4.3	Starea rețelelor electrice .....	143

**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  
- 2017 -**

## **INTRODUCERE**

Indicatorii privind calitatea serviciului 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 / re tehnologizării rețelelor electrice și influențează în mod major eficiența economică a activității utilizatorilor. 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 exclusivă a serviciului de distribuție în cadrul celor opt zone teritoriale ale României.

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, respectiv în “Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016, cu modificările și completările ulterioare. În conformitate cu prevederile celor două standarde, operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție (OD) au colectat și transmis la ANRE valorile realizate ale indicatorilor de performanță înregistrate în anul 2017.

## **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 garanți 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 (OTS)**

**1.1.1 Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport (RET)** 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 2017 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport, cu toate elementele de rețea care formează fiecare secțiune. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în tabelul de mai jos:

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 2017 [MW]
PERIOADA: 01.01.2017 – 04.05.2017			
1	LEA 400 kV Urechești - Domnești LEA 400 kV Slatina - București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap LEA 400 kV Țântăreni - Sibiu Sud LEA 400 kV Țântăreni - Kozlodui (d.c.) LEA 400 kV Țântăreni - Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșita (d.c.) LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord	2.650	2.466
2	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov LEA 400 kV Țântăreni - Bradu LEA 400 kV Urechești - Domnești LEA 400 kV Slatina - București Sud LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Măgurele	1.970	1.855
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 220 kV Gheorgheni – Stejaru	500	500*
4	LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud - Iernut LEA 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni	800	746
5	LEA 400 kV Brașov - Gutinaș LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni - Stejaru LEA 220 kV Barboși - Focșani Vest	500	518*
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 220 kV Focșani Vest - Barboși	2.790	2.757
PERIOADA: 05.05.2017 – 22.11.2017			
1	LEA 400 kV Urechești - Domnești LEA 400 kV Slatina - București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap LEA 400 kV Țântăreni - Sibiu Sud LEA 400 kV Țântăreni - Kozlodui (d. c.) LEA 400 kV Țântăreni - Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșita (d.c.) LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Magurele LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord	2.200	1.986
2	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov LEA 400 kV Țântăreni - Bradu LEA 400 kV Urechești - Domnești LEA 400 kV Slatina - București Sud	2.400	2.122

	LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Măgurele		
3 Vest->Est	LEA 400 kV Braşov - Gutinaş LEA 400 kV Bucureşti Sud - Gura Ialomiţei LEA 400 kV Bucureşti Sud - Pelicanu LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	950	941
4	LEA 400 kV Mukacevo - Roşiori LEA 400 kV Sibiu Sud - Iernut LEA 220 kV Alba Iulia - Cluj Floreşti LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni	760	737
5	LEA 400 kV Braşov - Gutinaş LEA 400 kV Smârdan - Gutinaş LEA 220 kV Gheorgheni - Stejaru LEA 220 kV Barboşi - Focşani Vest	440	440*
6	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaş LEA 400 kV Bucureşti Sud - Gura Ialomiţei LEA 400 kV Bucureşti Sud - Pelicanu LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Focşani Vest - Barboşi	2.820	2.566
PERIOADA: 23.11.2017 – 31.12.2017			
1	LEA 400 kV Urecheşti - Domneşti LEA 400 kV Slatina - Bucureşti Sud LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui (d.c.) LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu LEA 220 kV Porţile de Fier - Reşita (d.c.) LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Măgurele LEA 220 kV Urecheşti - Târgu Jiu Nord	3.410	3.251
2	LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu LEA 400 kV Urecheşti - Domneşti LEA 400 kV Slatina - Bucureşti Sud LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Măgurele	1.870	1.896*
3 Vest->Est	LEA 400 kV Braşov - Gutinaş LEA 400 kV Bucureşti Sud - Gura Ialomiţei LEA 400 kV Bucureşti Sud - Pelicanu LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Gheorgheni - Stejaru	450	437
4	LEA 400 kV Mukacevo - Roşiori LEA 400 kV Sibiu Sud - Iernut LEA 220 kV Alba Iulia - Cluj Floreşti LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	850	861*
5	LEA 400 kV Braşov - Gutinaş LEA 400 kV Smârdan - Gutinaş LEA 220 kV Gheorgheni - Stejaru LEA 220 kV Barboşi - Focşani Vest	840	771
6	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaş LEA 400 kV Bucureşti Sud - Gura Ialomiţei LEA 400 kV Bucureşti Sud - Pelicanu LEA 400 kV Rahman - Dobrudja LEA 220 kV Focşani Vest - Barboşi	2.840	2.809

Notă:

\*) Valoarea puterii admisibile medii în schema reală de funcționare este mai mare sau egală cu puterea admisibilă în schema completă, deoarece schema reală conține și topologii de rețea cu un echipament retras din exploatare, pentru care se realizează buclări/debuclări în RED 110 kV. În unele scheme reale de funcționare, puterile admisibile pot fi mai mari sau egale cu cea pentru schema completă, fără măsuri de regim suplimentare în 110 kV, ca urmare și valoarea medie a puterii admisibile este mai mare sau egală cu cea pentru schema completă.

Valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare se determină la nivel trimestrial sau semestrial 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. Valorile puterilor admisibile prognozate în schema N, ca și pentru schemele N-1, se calculează semestrial pentru fiecare secțiune caracteristică.

Din motive de îndeplinire a criteriului de siguranță N-1 (cu respectarea rezervelor de stabilitate statică), în anumite scheme de rețea reale cu echipamente retrase din exploatare în zonele secțiunilor caracteristice S2, S3, S4 și S5 au fost necesare măsuri de regim de modificare a topologiei RED 110 kV, prin buclări/debuclări. În aceste situații puterile admisibile în schemele reale de funcționare au fost mai mari sau egale cu valorile corespunzătoare schemei complete.

**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 2017	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	44.337.016
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	43.372.106
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	964.910
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,176

În Tabelul nr. 1.1.1.3 este prezentată o situație comparativă a indicatorilor precizați mai sus în perioada 2013-2017.

Tabelul nr. 1.1.1.3

Anul	2013	2014	2015	2016	2017
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	40.899	42.851	43.762	43.674	44.337
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	39.868	41.825	42.732	42.662	43.372
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	1.031	1.026	1.030	1.012	965
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,52	2,40	2,35	2,32	2,176

Energia intrată în conturul RET în anul 2017 a crescut cu 1,52 % în raport cu anul precedent, pe fondul creșterii consumului intern net cu cca. 2,31 %, a creșterii cu 0,9 % a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în rețeaua de transport și a creșterii fluxurilor fizice de import cu cca. 39 % (895 GWh).

Consumul propriu tehnologic aferent RET a scăzut cu 4,65 % în raport cu anul precedent în condițiile distribuției favorabile a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune din nord-vestul țării (creșterea importului fizic și reducerea exportului fizic pe liniile respective au determinat reducerea

transportului de energie pe distanțe mari, din zonele excedentare din sudul țării către cele deficitare din nord) și a reducerii pierderilor corona pe fondul reducerii cantității de precipitații în zonele cu densitate mare de linii de transport.

**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:

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

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 2017 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 1.1.1.4.

Tabelul nr. 1.1.1.4

Anul 2017	Indisponibilitate totală [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>planificate</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>neplanificate</i> [ore]
INDLIN	158,10	146,43	11,67
INDTRA	182,01	163,50	18,51

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate reprezintă cca. 7,38 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice, respectiv 10,17 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul de ore ale unui an, INDLIN reprezintă 1,8 %, iar INDTRA reprezintă 2,08 %.

În Tabelul nr. 1.1.1.5 este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2013-2017.

Tabelul nr. 1.1.1.5

Anul	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Întreruperi planificate:</i>					
INDLIN (ore/an)	103,08	114,62	147,95	169,91	146,43

INDTRA (ore/an)	168,31	103,66	146,11	199,38	163,50
Înteruperi <i>neplanificate</i> :					
INDLIN (ore/an)	11,44	27,97	36,68	16,88	11,67
INDTRA (ore/an)	3,28	8,52	8,9	4,91	18,51
Total:					
INDLIN (ore/an)	114,52	142,59	184,63	186,79	158,10
INDTRA (ore/an)	171,58	112,18	155,01	204,29	182,01

Pentru întreruperile *planificate*, atât pentru cazul liniilor electrice cât și pentru cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor, după o creștere în perioada 2014-2016, se evidențiază o scădere a duratei medii de indisponibilitate în anul 2017, pe fondul reducerii timpului de retragere din exploatare a echipamentelor care necesitau o perioadă prelungită pentru lucrările de mentenanță. Conform programelor anuale, au fost efectuate analize și expertize pentru unitățile de transformare și liniile electrice aeriene cu perioada normată depășită, pentru menținerea în condiții de bună exploatare până la asigurarea condițiilor de înlocuire.

Pentru întreruperile *neplanificate*, în cazul liniilor electrice, după o evoluție crescătoare a indicatorului INDLIN în perioada 2013-2015, se înregistrează îmbunătățirea acestuia în ultimii doi ani. În cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor se constată o creștere a valorii indisponibilitatii peste media ultimilor ani.

### 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 2017 nu s-a solicitat/acordat *ajutor de avarie*;

b) *Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE* este prezentată în Tabelul nr. 1.1.2.1

Tabelul nr. 1.1.2.1

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență [MWh/h]		
	2016	2017
Valoare medie	1,52	1,67
Valoare maximă	178	229
Valoare minimă	-435	-133
Deviația standard	14,64	13,38

Valoarea medie a abaterii soldului cu corecția de frecvență a avut valori comparabile cu anul anterior. În schimb deviația standard a abaterii a avut valori mai mici în anul 2017, iar valoarea minimă este considerabil îmbunătățită (de trei ori mai mică în valoare absolută). Astfel, deși se constată ca valoarea maximă este cu cca 30 % mai mare, reglajul frecvență-putere a fost considerabil mai bun.

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

Congestiile și restricțiile de rețea care au cauzat aceste congestii sunt prezentate în tabelele următoare:

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	2.553,46	113,703
Costul congestiilor [lei]	0	241.027,43	14,89

Tabelul nr. 1.1.3.2

Nr. Crt	Zona unde a apărut restricția de rețea	Cauza restricției de rețea	Măsuri pentru eliminarea restricției de rețea
1.	Secțiunea 4	Retragerea programată din exploatare a LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, la solicitarea OTS-ului vecin (Ukrenergo).	Respectarea criteriului N-1 prin creșterea puterii produse în secțiune.
2	Secțiunea 5	Retragerea accidentală a LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest <sup>*)</sup>	Respectarea criteriului N-1 prin creșterea puterii produse în secțiune.
3	Dobrogea	Indisponibilizarea LEA 110 kV Constanța Nord – Medgidia Nord <sup>**)</sup>	Pentru respectarea criteriului N-1 au fost reduse în Piața de Echilibrare (reduceri sub puterile notificate) CEED care debitează în zona Hârșova – Medgidia – Constanța.
4	Secțiunea 5	Retragerea programată din exploatare a LEA 400 kV Brașov – Gutinaș	Respectarea criteriului N-1 prin creșterea puterii produse în secțiune
5	Secțiunea 4	Retragerea programată din exploatare a LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud, pentru lucrări de relocare a unui stâlp la intersecția cu un drum județean	Respectarea criteriului N-1 prin creșterea puterii produse în secțiune
6	Secțiunea 1 (legătura dintre zona de sud-vest a țării și jumătatea de nord a țării)	Retragerea programată din exploatare a LEA 220 kV Timișoara – Reșița circ. 1	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 au fost necesare selecții la creștere pe Reglaj Terțiar Rapid

<sup>\*)</sup> Evenimente accidentale din RET încadrate la forță majoră.

<sup>\*\*)</sup> Congestiile determinate de restricții de rețea apărute ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor din RED.

1) În perioada 13÷15.03.2017 linia de interconexiune 400 kV Roșiori – Mukacevo a fost retrasă din exploatare programat, la solicitarea OTS din Ucraina. În anumite intervale orare din perioada respectivă, pentru asigurarea puterii admisibile în zona de nord-vest a țării (secțiunea caracteristică S4), a fost necesară selecția la creștere pe congestie a producției pentru grupuri din centralele Remeți, Munteni, Mărișelu și Iernut. Congestiile nu au putut fi evitate în acest caz prin redarea în exploatare/amânarea retragerii pentru perioade cu producție mai mare în zonă deoarece linia este inclusă în planul anual de retrageri din exploatare convenit cu partenerii externi, iar reprogramarea acesteia ar fi afectat profilul lunar al NTC și implicat alocarea de capacitate pe granițele țării. Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab, după rezolvarea tuturor diferendelor juridice legate de terenul necesar amplasării stâlpilor, va elimina congestiile care apar în zona de nord-vest a SEN la retragerea unei LEA de 400 kV din RET, inclusiv a LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut.

2) În data de 21.04.2017 la ora 01:09 LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest a devenit indisponibilă ca urmare a efectelor condițiilor meteorologice deosebite (zăpadă înghețată și vânt puternic), care au

determinat avariarea unui stâlp și a altor elemente ale liniei. Aceasta a fost redată în exploatare în data de 20.05.2017 la ora 19:10, după înlocuirea stâlpului nr. 379 și înlocuirea coronamentelor la stâlpii nr. 289 și 295, respectiv a conductoarelor active și de protecție, a izolației, a clemelor etc. În aceste condiții, pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea deficitului de putere în zona de est și nord-est a țării, în intervalul de vârf de sarcină din dimineața zilei de 21.04 a fost necesară selecția la creștere pe congestie a producției pentru grupurile din CHE Stejaru și cele de pe avalul Bistriței. Pentru perioada respectivă CNTEE Transelectrica S.A. a obținut Certificatul de Forță Majoră nr. 398/25.04.2017.

3) Pe fondul indisponibilității LEA 110 kV Constanța Nord – Medgidia Nord, la golul de sarcină din dimineața zilei de 29.04.2017, pentru respectarea criteriului de siguranță N – 1, în rețeaua de distribuție din zona Hârșova – Medgidia – Constanța a fost necesară selecția la reducere pe congestie a producției pentru CEED din zona respectivă.

4) În perioada 26÷28.06.2017 LEA 400 kV Brașov – Gutinaș a fost retrasă din exploatare programat pentru control și eliminare neconformități. În perioada vârfului de sarcină din dimineața zilei de 28.06.2017, pe fondul deficitului mare de producție din secțiunea caracteristică S5, pentru asigurarea condițiilor de stabilitate în zonă, a fost necesară selecția la creștere, pe congestie, a producției pentru grupurile din CHE Stejaru și cele de pe avalul Bistriței. Congestiile în acest caz nu au putut fi evitate deoarece producția eoliană a crescut rapid, depășind prognoza cu cca. 600 MW, o parte semnificativă din energia suplimentară produsă în zona Dobrogea fiind evacuată prin rețeaua de transport din zona Moldova. Punerea în funcțiune a viitoarei LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș va elimina congestiile care apar în zona de nord-est a SEN la retragerea unei LEA de 220 kV sau 400 kV din RET, inclusiv a LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest.

5) În perioada 03÷06.11.2017 LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud a fost retrasă din exploatare programat, pentru lucrări de relocare a unui stâlp la intersecția cu un drum județean, la solicitarea CNAIR. Pe fondul deficitului mare de producție din secțiunea caracteristică S4, pentru asigurarea condițiilor de stabilitate în zonă, a fost necesară selecția la creștere, pe congestie, a producției pentru grupurile din CHE Mărișelu, Remeți, Munteni, Șugag, Sebeș și Someș aval și din CTE Iernut. Costul eliminării congestiilor în acest caz reprezintă cea mai mare parte a cheltuielilor cu congestiile înregistrate în anul 2017 (cca. 60 %).

6) În perioada 11÷17.12.2017 circuitul 1 al LEA 220 kV Reșița – Timișoara a fost retras din exploatare programat, pentru asigurarea condițiilor NSSM la ridicarea și montarea stâlpului nr. 1 și tragerea conductoarelor active și de protecție în deschiderea 1-2 pe noua linie de interconexiune 400 kV Reșița-Pancevo. În ziua de 17.12.2017, pe fondul circulațiilor mari de putere existente pe axa 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hașdat – Mintia, care face legătura între zona de sud-vest a țării și jumătatea de nord a acesteia, a fost necesară selecția la creștere, pe congestie, a producției din CHE Rîul Mare, în scopul reducerii suprasarcinilor și respectării criteriului de siguranță N-1. Punerea în funcțiune a viitoarei LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și a noii LEA de interconexiune 400 kV Reșița – Pancevo va contribui la eliminarea congestiilor care apar în zona de sud-vest a SEN la retragerea unei LEA de 220 kV sau 400 kV din RET.

## 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:

- a. întreruperi tranzitorii - cu durate de maximum 1 secundă;
- b. întreruperi scurte - cu durate între 1 secundă și maximum 3 minute;
- c. 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:

- a. tensiunea la care s-a produs întreruperea;
- b. caracterul planificat sau neplanificat (pentru calculul indicatorilor de continuitate), respectiv anunțat sau neanunțat al întreruperii (pentru modul de înregistrare a întreruperii);
- c. cauza întreruperii;
- d. data, ora și minutul de început, respectiv de sfârșit al întreruperii;
- e. durata totală a întreruperii;
- f. 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).

**Timpu 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:

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

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 2017 următoarele valori:

Tabelul nr. 1.2.1

Nr. Crt.	Indicator	Cauza întreruperii	Total
1	ENS [MWh]	a. întreruperi planificate	-
2	ENS [MWh]	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	-
3	ENS [MWh]	c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	-
4	ENS [MWh]	d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	11,85 / 2,05 <sup>1)</sup>
5	ENS [MWh]	e. întreruperi neplanificate cauzate de OTS	289,46 / 1.105,55 <sup>1)</sup>
6	AIT [min/an]	a. întreruperi planificate	-
7	AIT [min/an]	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	-
8	AIT [min/an]	c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	-
9	AIT [min/an]	d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0,113 / 0,019 <sup>2)</sup>
10	AIT [min/an]	e. întreruperi neplanificate cauzate de OTS	2,762 / 10,550 <sup>2)</sup>

Notă:

- 1) Prima valoare reprezintă energia nelivrată utilizatorilor iar a doua reprezintă energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată
- 2) Prima valoare reprezintă timpul mediu de întrerupere al utilizatorilor iar a doua reprezintă timpul mediu de întrerupere al centralelor din cauza întreruperilor de lungă durată

Se constată la nivelul anului 2017 degradarea indicatorilor generali de continuitate a serviciului, din categoria întreruperilor cauzate de OTS, așa cum este prezentat și în tabelul nr. 1.2.2, unde sunt sintetizate valorile indicatorilor de calitate privind continuitatea serviciului în perioada 2013-2017.

Tabelul nr. 1.2.2

	2013	2014	2015	2016	2017
ENS (MWh)					
a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite		1)		38,62	0
d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0	11,85 / 2,05 <sup>2)</sup>

e. întreruperi neplanificate cauzate de OTS	30,89	82,51	38,36	224,69/ 264,70 <sup>2)</sup>	289,46/ 1105,55 <sup>2)</sup>
AIT (min/an)					
a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
c. întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	1)			0,36	0
d. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0	0,113 / 0,019 <sup>2)</sup>
e. întreruperi neplanificate cauzate de OTS	0,35	0,82	0,36	2,11/ 2,49 <sup>2)</sup>	2,762/ 10,55 <sup>2)</sup>

Notă:

- 1) Raportările anilor 2013-2015 au fost bazate pe Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007, care nu includea acest capitol.
- 2) 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 utilizatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Pentru 2013-2015 valoarea se referă la energia nelivrată consumatorilor.

Cauzele evoluției nefavorabile a indicatorilor ENS și AIT sunt uzura tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare, în condițiile duratelor de funcționare îndelungate, precum și manifestările extreme ale naturii. În cadrul rețelei de transport s-au produs un număr de 548 incidente, din care o parte a incidentelor cu impact major s-au produs pe fondul deteriorărilor de echipamente din stații pe fondul uzurii tehnice (principale evenimente accidentale înregistrate în stațiile Smârdan, Hașdat, Porțile de Fier, Țânțăreni, Reșita, Fundeni).

Se impun măsuri de înlocuire în cadrul programelor de mentenanță și investiții a echipamentelor uzate cu echipamente performante, precum și reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările climatice (previzuirea normativului pentru construcția LEA cu tensiuni peste 1000V și a programelor de calcul a capacității structurale a LEA) în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.

### 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, cu ajutorul unor aparate specializate, care permit măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitoare la tensiune: frecvența, modulul 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 acesteia, pe baza cărora se determină procentele de timp din săptămână, lună și an în care frecvența s-a încadrat în domeniile normate.

Pe perioada anului 2017 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 <sup>1)</sup>
Valoarea maximă anuală [Hz]	50,145	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ( $\pm 200$ mHz) <sup>2)</sup>
Valoarea minimă anuală [Hz]	49,852	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ( $\pm 200$ mHz) <sup>2)</sup>
Deviația standard [mHz]	21,34	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E <sup>3)</sup>
Abateră pătatică a timpului sincron [s]	24,816	Nu există limite impuse de ENTSO-E

Notă:

- 1) Pentru valoarea medie anuală, limitele sunt exprimate în procente de timp pe săptămână, neexistând limite explicite pentru valoarea medie anuală.
- 2) ENTSO-E a stabilit, prin Politica 1 din *Manualul de Operare* și prin prevederile art. 127 din *Regulamentul European Operare a Sistemelor* (regulament aflat în curs de aprobare), valoarea la care TSO-urile se angajează să mențină frecvența la funcționarea normală a sistemului și anume +/- 200 mHz față de valoarea nominală de 50 Hz.
- 3) În ceea ce privește valoarea deviației standard, această valoare este monitorizată la nivel ENTSO-E și raportată, neexistând însă o anumită limită. Totuși, din evoluția anuală a acestei valori, datele obținute pentru 2017 au fost considerate bune de către specialiștii ENTSO-E.

Evoluția frecvenței la nivelul ariei sincrone Europa Continentală este rezultatul funcționării interconectate a sistemelor electroenergetice și a reglajului frecvență-putere realizat de către fiecare OTS. Astfel, contribuția SEN la variațiile de frecvență sunt de o importanță mai mică și doar punctuală, în cazul unor declanșări de consum sau generatoare mari (valori de peste 1.000 MW). Totuși, valorile obținute pentru anul 2017 sunt apropiate de anul 2016, încadrându-se în limitele de operare.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2017 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard, conform datelor din tabelul nr. 1.3.2:

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 din 100% an [da/nu]	% din timp	Încadrare din 99,5% an [da/nu]	% din timp	Încadrare din 95% săpt. [da/nu]	% din timp	Încadrare din 90% săpt. [da/nu]
Coefficient cumulativ	100	da	100	da	100	da	99.95	da

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:

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

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 31 de stații electrice la 400 kV și respectiv în 36 de stații electrice la 220 kV și a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii, conform celor prezentate în Tabelul nr. 1.3.3. Din datele menționate în tabel rezultă încadrarea tensiunii nominale în limitele normate în peste 99,6 % din timp.

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	4.531	99,1379	da
		Bacău Sud	12	99,9977	da
		Brașov	4.895	99,0687	da
		Brazi Vest	925	99,8240	da
		București Sud	422	99,9197	da
		Cernavodă	15	99,9971	da
		Cluj Est	392	99,9254	da
		Constanța Nord	22	99,9958	da
		Dârste	21	99,9960	da
		Domnești	6.980	98,6720	da
		Gădălin	22	99,9958	da
		Gura Ialomiței	3	99,9994	da
		Gutinaș	1.046	99,8010	da
		Iernut	961	99,8172	da
		Isaccea	515	99,9020	da
		Lacu Sărat	5	99,9990	da
		Mintia	60	99,9886	da
		Nădab	7.295	98,6121	da
		Oradea Sud	482	99,9083	da
		Pelicanu	2.641	99,4975	da
		Porțile de Fier	804	99,8470	da
		Rahman	84	99,9840	da
		Roman Nord	577	99,8902	da
		Roșiori	984	99,8128	da
		Sibiu Sud	209	99,9602	da
		Smârdan	1.302	99,7523	da
		Stupina	54	99,9897	da
		Suceava	3.602	99,3147	da
		Tânțăreni	1	99,9998	da
		Tulcea Vest	59	99,9888	da
		Urechești	14	99,9973	da
220	198-242	Arad	1.720	99,6728	da
		Arefu	830	99,8421	da
		Barboși	1.330	99,7470	da
		Brad	3.073	99,4153	da
		Brazi Vest	906	99,8276	da
		București Sud	2.212	99,5791	da

	Câmpia Turzii	14	99,9973	da
	Cetate	5.639	98,9271	da
	Dumbrava	476	99,9094	da
	Fântânele	1.009	99,8080	da
	Filești	3	99,9994	da
	Focșani Vest	45	99,9914	da
	Fundeni	1.194	99,7728	da
	Gheorgheni	21.516	95,9064	da
	Ghizdaru	9.181	98,2532	da
	Grădiște	1	99,9998	da
	Gutinaș	16	99,9970	da
	FAI	3	99,9994	da
	Iernut	7	99,9987	da
	Lotru	299	99,9431	da
	Mostiștea	6.131	98,8335	da
	Munteni	9	99,9983	da
	Pitești Sud	31.575	93,9926	nu
	Portile de Fier	4.438	99,1556	da
	Râureni	828	99,8425	da
	Reșița	710	99,8649	da
	Retezat	3.836	99,2702	da
	Roșiori	928	99,8234	da
	Sibiu Sud	3.250	99,3817	da
	Stejaru	475	99,9096	da
	Stupărei	913	99,8263	da
	Suceava	4	99,9992	da
	Târgoviște	136	99,9741	da
	Timișoara	28	99,9947	da
	Turnu Măgurele	97	99,9815	da
	Ungheni	279	99,9469	da

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 2017 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	52 / 52	42 / 52	16 / 52
Barboși 110 kV AT1	51 / 51	51 / 51	4 / 51	1 / 51
Barboși 110 kV AT2	49 / 49	49 / 49	44 / 49	38 / 49
Brașov 110 kV T1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	49 / 53
Brașov 110 kV T2	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
Cetate 20 kV CEF Cetate	53 / 53	53 / 53	50 / 53	23 / 53
Dârste 110 kV T2	51 / 51	51 / 51	51 / 51	48 / 51
Fălciu 110 kV LEA Gotești	50 / 50	50 / 50	50 / 50	36 / 50
Fântânele 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	48 / 52
Gheorgheni 110 kV AT1	50 / 50	50 / 50	50 / 50	46 / 50
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	53 / 53	53 / 53	29 / 53	6 / 53
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	48 / 48	48 / 48	45 / 48	35 / 48
Huși 110 kV LEA Cioara	39 / 46	46 / 46	45 / 46	40 / 46
Iaz 110 kV AT1	49 / 49	49 / 49	4 / 49	3 / 49
Iaz 220 kV AT2	46 / 46	46 / 46	4 / 46	4 / 46
Iernut 110 kV AT3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	47 / 52
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	52 / 52	52 / 52	37 / 52	15 / 52
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	52 / 52	52 / 52	37 / 52	14 / 52
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	5 / 23	23 / 23	0 / 23	0 / 23
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	5 / 53	53 / 53	3 / 53	2 / 53
Pelicanu 110 kV T2	51 / 51	51 / 51	2 / 51	2 / 51
Pelicanu 400 kV T1	51 / 51	51 / 51	3 / 51	3 / 51
Peștiș 110 kV AT1	33 / 33	33 / 33	1 / 33	1 / 33
Rahman 400 kV T1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	51 / 53
Rahman 400 kV T2	53 / 53	53 / 53	53 / 53	50 / 53
Reșița 110 kV AT1	50 / 50	50 / 50	4 / 50	3 / 50
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	47 / 47	47 / 47	1 / 47	0 / 47
Roman Nord 400 kV T	48 / 48	7 / 48	48 / 48	44 / 48
Slatina 110 kV AT3	47 / 47	0 / 47	47 / 47	46 / 47
Slatina 110 kV AT4	41 / 41	34 / 41	41 / 41	37 / 41
Slatina 220 kV SRA1	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Slatina 220 kV SRA2	44 / 44	44 / 44	44 / 44	42 / 44
Smârdan 110 kV T1	47 / 47	47 / 47	46 / 47	38 / 47
Smârdan 110 kV T2	40 / 40	36 / 36	3 / 35	2 / 40
Stupina 400 kV T1	6 / 6	6 / 6	6 / 6	5 / 6
Stupina 400 kV T2	53 / 53	52 / 53	53 / 53	51 / 53
Stupina 400 kV T3	53 / 53	52 / 53	53 / 53	51 / 53
Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1	49 / 49	49 / 49	0 / 49	0 / 49
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	51 / 51	51 / 51	51 / 51	47 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	45 / 45	45 / 45	45 / 45	43 / 45
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	48 / 48	48 / 48	48 / 48	46 / 48
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	49 / 49	49 / 49	49 / 49	45 / 49
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	44 / 44	44 / 44	44 / 44	42 / 44
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	53 / 53	53 / 53	53 / 53	49 / 53
Tulcea Vest 400 kV T1	53 / 53	53 / 53	53 / 53	50 / 53
Ungheni 110 kV AT1	46 / 46	46 / 46	46 / 46	45 / 46

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

Locatia	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă,	Factorul de distorsiune armonică,	Indicatorul de flicker pe termen scurt de	Indicatorul de flicker pe termen lung de
---------	------------	----------------------------------	-----------------------------------	---	--

		$\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	$\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	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
Barboși 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Barboși 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Brașov 110 kV T1	99,998	da	da	da	nu
Brașov 110 kV T2	100	da	da	da	da
Cetate 20 kV CEF Cetate	100	da	da	nu	nu
Dârste 110 kV T2	99,975	da	da	da	nu
Fălciu 110 kV LEA Gotesti	100	da	da	da	nu
Fântânele 110 kV AT1	100	da	da	da	nu
Gheorgheni 110 kV AT1	99,091	da	da	da	nu
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	99,998	da	da	nu	nu
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	100	da	da	nu	nu
Huși 110 kV LEA Cioara	95,917	nu	da	da	nu
Iaz 110 kV AT1	99,784	da	da	nu	nu
Iaz 220 kV AT2	99,711	da	da	nu	nu
Iernut 110 kV AT3	100	da	da	da	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	100	da	da	nu	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	100	da	da	nu	nu
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	62,147	nu	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	89,985	nu	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV T2	99,998	da	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	100	da	da	nu	nu
Peștiș 110 kV T1	99,876	da	da	nu	nu
Rahman 400 kV T1	100	da	da	da	da
Rahman 400 kV T2	100	da	da	da	nu
Reșița 110 kV AT1	99,276	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99,996	da	da	nu	nu
Roman Nord 400 kV T	100	da	nu	da	nu
Slatina 110 kV AT3	100	da	nu	da	da
Slatina 110 kV AT4	100	da	nu	da	nu
Slatina 220 kV SRA1	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA2	100	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T1	99,987	da	da	da	nu
Smârdan 110 kV T2	99,977	da	da	nu	nu
Stupina 400 kV T1	100	da	da	da	nu
Stupina 400 kV T2	99,985	da	da	da	da
Stupina 400 kV T3	100	da	da	da	da
Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1	100	da	da	nu	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	99,996	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	99,998	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1 1	99,998	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1 2	99,998	da	da	da	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	99,996	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	99,991	da	da	da	nu
Tulcea Vest 400 kV T1	99,974	da	da	da	nu
Ungheni 110 kV AT1	100	da	da	da	da

Înregistrările s-au realizat într-un număr de 46 locații pe o durată medie de 48 săptămâni din an.

S-au înregistrat abateri ale calității curbelor de tensiune pentru un număr mare de săptămâni în următoarele locații monitorizate:

- pentru *factorul total de nesimetrie negativă*: stația Huși 110kV LEA Cioara (7 din 46 săptămâni), Oțelărie Hunedoara 220 kV T2 (18 din 23 săptămâni), Pelicanu 110kV LEA CSC1 (48 din 53 săptămâni);

- pentru *factorul de distorsiune armonică*: stațiile Roman Nord 400 kV T (41 din 48 săptămâni), Slatina 110kV AT3 (toate cele 47 săptămâni analizate), Slatina 110kV AT3 (7 din 41 săptămâni);

- pentru *indicatorul de flicker pe termen scurt*: stațiile Alba Iulia 110 kV AT1 (10 din 52 săptămâni), Barboși 110 kV AT1 (47 din 51 săptămâni), Barboși 110 kV AT2 (5 din 49 săptămâni), Cetate 20kV CEF Cetate (3 din 53 săptămâni), Ghizdaru 20kV CEF Stănești (24 din 53 săptămâni), Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni (3 din 48 săptămâni), Iaz 110 kV AT1 (45 din 49 săptămâni), Iaz 220 kV AT2 (42 din 46 săptămâni), Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2 și CEF Frăsinet 3 (25 din 52 săptămâni), Oțelărie Hunedoara 220 kV T2 (toate cele 23 săptămâni analizate), Pelicanu 110 kV LEA CSC1 (50 din 53 săptămâni), Pelicanu 110kV T2 (49 din 51 săptămâni), Pelicanu 400 kV T1 (48 din 51 săptămâni), Pestiș (32 din 33 săptămâni), Reșița 110 kV AT1 (45 din 50 săptămâni), Reșița 220 kV LEA Oțelărie (46 din 47 săptămâni), Smârdan 110 kV T2 (32 din 35 săptămâni), Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1 (toate cele 49 săptămâni analizate);

- pentru *indicatorul de flicker pe termen lung*: Alba Iulia 110 kV AT1 (36 din 52 săptămâni), Barboși 110 kV AT1 (50 din 51 săptămâni), Barboși 110 kV AT2 (11 din 49 săptămâni), Brașov 110kV T1 (4 din 50 săptămâni), Cetate 20kV CEF Cetate (30 din 53 săptămâni), Darște (3 din 51 săptămâni), Falciu 110 kV LEA Gotești (14 din 50 săptămâni), Fântânele (4 din 52 săptămâni), Gheorgieni 110 kV AT1 (4 din 50 săptămâni), Ghizdaru 20kV CEF Stănești (47 din 53 săptămâni), Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni (13 din 48 săptămâni), Huși (6 din 46 săptămâni), Iaz 110 kV AT1 (46 din 49 săptămâni), Iaz 220 kV AT2 (42 din 46 săptămâni), Iernut 110 kV AT3 (5 din 52 săptămâni), Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2 (37 din 52 săptămâni), Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3 (38 din 52 săptămâni), Oțelărie Hunedoara 220 kV T2 (toate cele 23 săptămâni analizate), Pelicanu 110 kV LEA CSC1 (51 din 53 săptămâni), Pelicanu 110kV T2 (49 din 51 săptămâni), Pelicanu 400 kV T1 (48 din 51 săptămâni), Pestiș (32 din 33 săptămâni), Rahman 400 kV T1 (2 din 53 săptămâni), Rahman 400 kV T2 (3 din 53 săptămâni), Reșița 110 kV AT1 (47 din 50 săptămâni), Reșița 220 kV LEA Oțelărie (toate cele 47 săptămâni analizate), Roman Nord 400 kV T (4 din 48 săptămâni), Slatina 110 V AT4 (4 din 41 săptămâni), Slatina 220kV SRA2 (2 din 44 săptămâni), Smârdan 110 kV T1 (9 din 47 săptămâni), Smârdan 110 kV T2 (38 din 40 săptămâni), Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 1 (toate cele 49 săptămâni analizate), Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1 (4 din 51 săptămâni), Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2 (2 din 45 săptămâni), Tulcea Vest 110 kV Fero 1 1 (2 din 48 săptămâni), Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1 2 (2 din 44 săptămâni), Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil (4 din 53 săptămâni), Tulcea Vest 400 kV T1 (3 din 53 săptămâni), Ungheni 110kV AT1 (1 din 46 săptămâni);

Tabelul nr. 1.3.6

	2016	2017
Nr. puncte de analiză	52	46
Durata medie de analiză [săptămâni]	31/15*	48
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen lung [% din săptămâni]	68,8	61,61
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen scurt [% din săptămâni]	80,3	72,03
Încadrarea în limitele normate pentru factorul de nesimetrie negativă [% din săptămâni]	97,5	96
Încadrarea în limitele normate pentru factorul total de distorsiune armonică [% din săptămâni]	96,5	95,2

\*) 31 sapt. ptr. factorul de distorsiune armonică, factorul de nesimetrie negativ și 15 sapt. pentru indicatorul de flicker pe termen scurt/lung

S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 96 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 95,2 % pentru factorul total de distorsiune armonică, 72,03 % pentru indicatorul de flicker pe termen scurt și de 61,61 % pentru indicatorul de flicker pe termen lung. Se mențin în continuare problemele de calitate a energiei electrice, în care fenomenele de flicker sunt preponderente. Transelectrica a atenționat, prin adrese, principalii potențiali perturbatori. Eliminarea perturbațiilor necesită echipamente costisitoare a căror valoare nu poate fi acoperită sau amortizată de consumator, aceasta fiind principala cauză pentru care perturbațiile persistă în rețea.

## 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 2017, sunt prezentați în Tabelul nr. 1.4.1.

Tabelul nr. 1.4.1

Nr.	Indicator	2017
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise	5
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	9
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	2
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	3
5	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare [zile]	7
6	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate prin încheierea unui contract de racordare	-
7	Numărul de racordări realizate	1
8	Numărul de certificate de racordare emise	3
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	9
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	14
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem [zile]	4
12	Numărul de reclamații referitoare la racordare	-
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	-
14	Numărul de reclamații referitoare la racordare care nu s-au putut rezolva	-
15	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	-
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	-
17	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	-
18	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
20	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	-
21	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încasare	-
22	Numărul de reclamații nejustificate referitoare la facturare sau încasare	-
23	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate referitoare la facturare sau încasare	-
24	Numărul de reclamații justificate referitoare la facturare sau încasare care nu s-au putut rezolva	-
25	Numărul de reclamații pe alte teme	-
26	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile, justificate, pe alte teme	-

În Tabelul nr. 1.4.2 sunt prezentate comparativ rezultatele monitorizării indicatorilor de calitate comercială a serviciului în perioada 2013 – 2017.

Tabelul nr. 1.4.2

Nr. Crt	Indicator	2013	2014	2015	2016	2017
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise	57/20/38*	14/3/7*	9/3/2*	6	5
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	28,5	10	10	10	9
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	0	26	2	2	2
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	-	6	2	5	3
5	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare [zile]	23,5	10	10	9	7

6	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate prin încheierea unui contract de racordare	-	-	-	-	-
7	Numărul de racordări realizate	0	2	4	1	1
8	Numărul de certificate de racordare emise	1)	1)	1)	1	3
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	1)	1)	1)	5	9
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	150	60	50	40	14
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem [zile]	4	4	4	4	4
12	Numărul de reclamații referitoare la racordare	-	-	-	-	-
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	-	-	-	-	-
14	Numărul de reclamații referitoare la racordare care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
15	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	-	-	-	-	-
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	-	-	-	-	-
17	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
18	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	-	4	-	-	-
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune [zile]	-	15	-	-	-
20	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
21	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încălzire	-	-	-	-	-
22	Numărul de reclamații nejustificate referitoare la facturare sau încălzire	-	-	-	-	-
23	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încălzire	-	-	-	-	-
24	Numărul de reclamații justificate referitoare la facturare sau încălzire care nu s-au putut rezolva	-	-	-	-	-
25	Numărul de reclamații pe alte teme	-	-	-	2	-
26	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile, justificate, pe alte teme [zile]	-	-	-	5	-

1) Raportările anilor 2013-2015 s-au făcut în baza Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007 și conțin avizele tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite). Pentru 2017 valoarea include doar cazuri de avize tehnice de racordare noi.

Indicatorii relevanți în procesul de racordare la RET se încadrează în termenele stabilite prin standard. Timpii medii de emitere a avizului tehnic de racordare și a certificatului de racordare sunt în apropierea termenului limită impus de standard (10 zile calendaristice). Se consemnează de asemenea că OTS nu a înregistrat în anul 2017 reclamații privitoare la racordare, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încălzire sau pe alte teme.

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

Indicatorii de calitate 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 la 110 kV inclusiv (înalță tensiune – IT), respectiv la toate categoriile de utilizatori ai RED, din mediul rural sau urban.

Indicatorii de calitate, în sens general, permit o evaluare a caracteristicilor 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 către OTS, în condițiile în care OD a luat toate măsurile pentru limitarea efectelor cauzei care determină funcționarea anormală.

### **2.1 DATE GENERALE**

Utilizatorii RED, majoritatea consumatori (clienți finali), sunt racordați direct la rețelele electrice de interes public din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune, și anume societățile E-Distribuție Muntenia S.A., E-Distribuție Banat S.A., E-Distribuție Dobrogea S.A., Distribuție Energie Oltenia S.A., Delgaz Grid S.A., Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Muntenia Nord S.A., Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Nord S.A. și Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A.

Totodată, mai există o serie de utilizatori, care nu sunt racordați direct la nici unul din cei opt OD: utilizatorii racordați la OD neconcesionari sau racordați direct la barele unor producători. La finalul anului 2017 au fost înregistrați un număr de 43 de OD neconcesionari (care distribuie către clienții finali utilizatori ai rețelelor electrice pe care le dețin o putere de peste 1 MW), titulari de licență. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD neconcesionari, respectiv direct la barele unor producători, este neglijabil

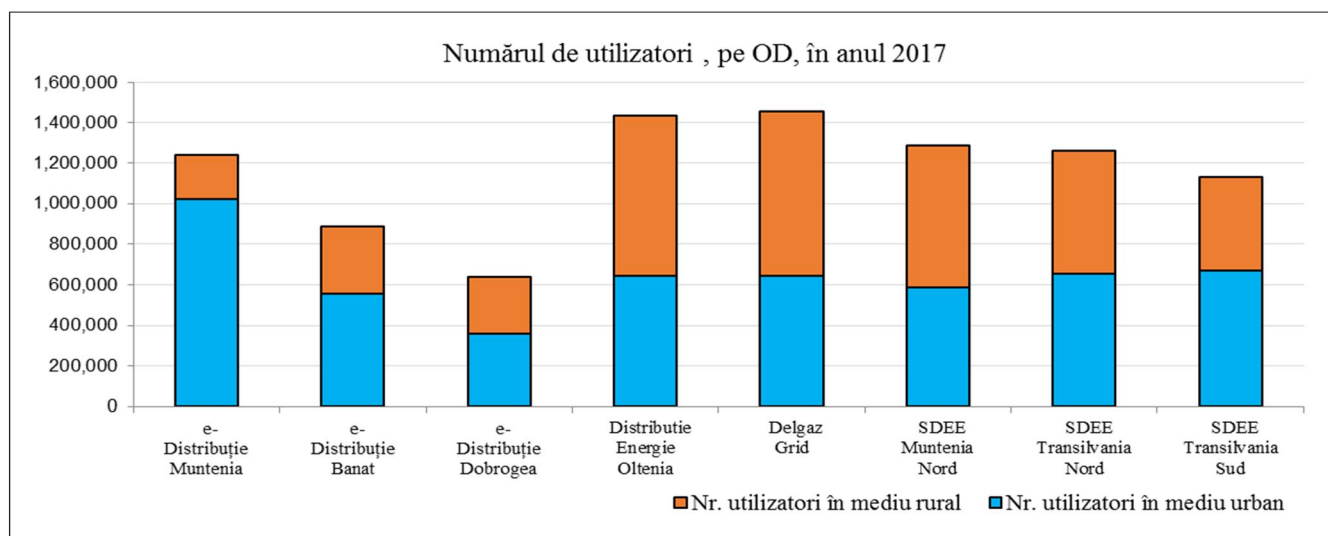
în comparație cu numărul celor racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD titulari de licență, cu contract de concesiune. Având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost avuți în vedere în prezentul raport.

În anul 2017, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD concesionari, titulari de licență, a fost de 9.332.511 (comparativ cu 9.260.396 în anul 2016, 9.187.239 în anul 2015, 9.134.949 în anul 2014, 9.051.415 în anul 2013).

În tabelul 2.1.1 se prezintă numărul de utilizatori încadrați în șase categorii - urban IT, urban MT, urban JT, rural IT, rural MT, rural JT- la nivel de OD și în total pe țară.

Tabelul nr. 2.1.1

Mediul	Tensiune nominală	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
urban	IT	10	19	16	31	19	18	13	28	154
	MT	1.581	932	755	1.328	921	862	1.905	1.551	9.835
	JT	1.018.471	554.882	355.879	641.712	641.951	587.027	654.283	669.905	5.124.110
rural	IT	6	13	26	52	32	14	20	20	183
	MT	875	960	854	2.348	1.563	2.498	2.118	1.238	12.454
	JT	219.424	332.664	278.530	792.851	811.144	693.375	600.187	457.600	4.185.775
TOTAL		1.240.367	889.470	636.060	1.438.322	1.455.630	1.283.794	1.258.526	1.130.342	9.332.511



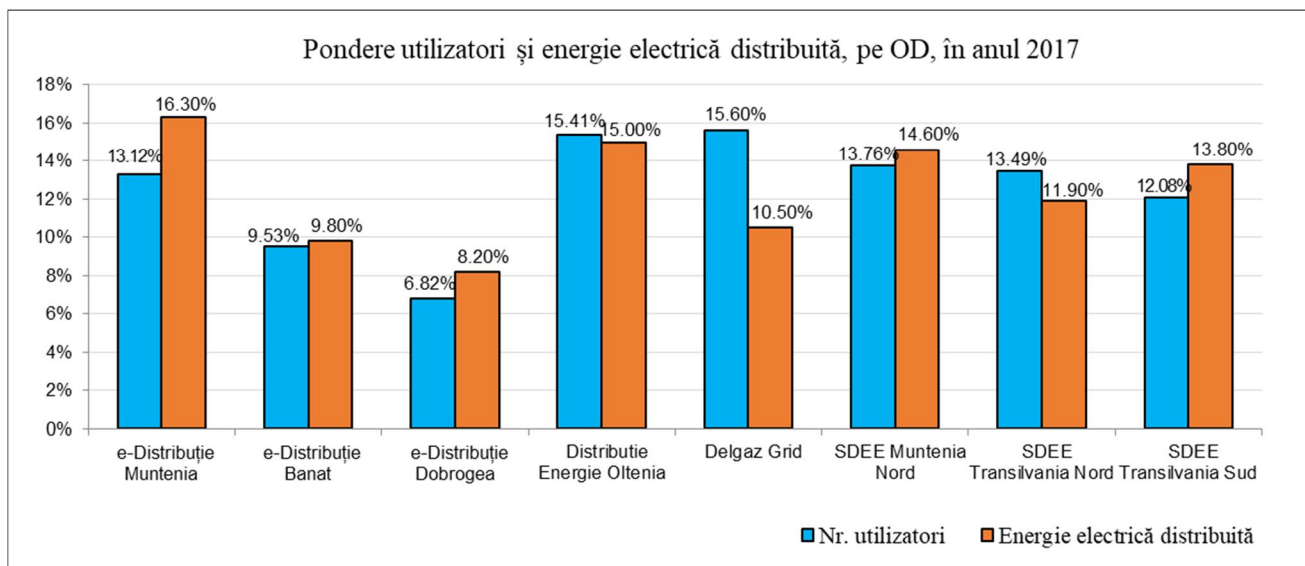
Se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT este neglijabil față de numărul de utilizatori la JT, suma utilizatorilor racordați la IT și la MT variind între 0,17 - 0,32 % la nivel de OD, și reprezintă 0,24 % la nivel de țară.

Cel mai mare număr de utilizatori în mediul urban îl are E-Distribuție Muntenia (1.240.367), iar cel mai mare număr de utilizatori în mediul rural îl are Delgaz Grid (812.739). La polul opus se situează E-Distribuție Dobrogea cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul urban (356.650), respectiv E-Distribuție Muntenia cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul rural (220.305).

Pe total urban și rural Delgaz Grid are cel mai mare număr de utilizatori, respectiv 1.455.630 (15,6 % din total), urmat de Distribuție Energie Oltenia, cu 1.438.322 (15,41 % din total), iar e-Distribuție Dobrogea are cel mai mic număr de utilizatori, respectiv 636.060 (6,82 % din total). Se observă că la nivel de OD numărul total de utilizatori diferă de la simplu la dublu.

Pe total țară numărul de utilizatori din mediul urban reprezintă 55,01 % din total.

În figura următoare se prezintă repartitia pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a numărului de utilizatori, precum și a energiei electrice distribuite în anul 2017 (în valoare de cca. 44,3 MWh).



## 2.2 CONTINUITATEA ÎN ALIMENTAREA UTILIZATORILOR

### 2.2.1 Introducere

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice 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 mentenanță, respectiv pentru remedierea instalațiilor în urma unor evenimente accidentale.

Pentru determinarea indicatorilor de continuitate precizați în *Standard*, OD înregistrează 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 înregistrează 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, pe fiecare nivel de tensiune, afectați de întrerupere, 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 evenimente meteorologice deosebite*;
- c. întreruperi *neplanificate cauzate de utilizatori sau terți*;
- d. întreruperi *neplanificate, altele decât întreruperile de la punctele b și c*.

OD înregistrează și calculează 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:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t}$$

- 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 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:

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

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

$n$  – numărul total de întreruperi lungi;

$k_i$  – numărul de etape de reconectare, corespunzător întreruperii  $i$ ;

$N_i$  – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la întreruperea  $i$ ;

$N_{ij}$  – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la etapa  $j$  a întreruperii  $i$ ;

$P_i$  – puterea electrică totală întreruptă la întreruperea  $i$ , numai la IT;

$D_i$  – durata (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru întreruperea  $i$ ;

$D_{ij}$  – durata (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru etapa  $j$  a întreruperii  $i$ ;

$N_t$  – numărul total al utilizatorilor deserviți;

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

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* în vigoare, OD înregistrează și calculează 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 frecvența 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 în sistemul analizat:

$$MAIFI = \frac{\sum_{m=1}^M N_m}{N_t}$$

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 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 de ordin superior, deoarece reprezintă o valoare medie a timpului de întrerupere, dar presupune înregistrarea duratei fiecărei întreruperi.

Se menționează că *Standardul de performanță* nu impune determinarea indicatorului CAIDI, care este un indicator derivat, calculat ca fiind raportul SAIDI/SAIFI.

**CAIDI** (Customer Average Interruption Duration Index), reprezintă durata medie a unei întreruperi. Raportul european de evaluare din 2008 (4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER report) menționează că, dacă ambii indicatori de bază, SAIDI și SAIFI, se reduc proporțional (de exemplu de 10 ori, ceea ce ar asigura o continuitate mult mai bună), CAIDI ar avea aceeași valoare. De aceea, CAIDI rămâne un indicator util, dar nu pentru a face comparații sau pentru a evalua tendințele privind continuitatea în alimentare. Pentru evaluarea continuității în alimentare cei mai importanți indicatori sunt SAIDI și SAIFI.

### 2.2.2 Indicatori de continuitate pentru mediul urban

Din analiza datelor furnizate de OD, se constată că valorile indicatorilor de continuitate pentru *întreruperile neplanificate cauzate de condiții meteorologice deosebite (cazul b)* au avut valori ridicate în principal la S.D.E.E. Transilvania Nord (135,86 min./an), E-Distribuție Banat (108,88 min./an), Delgaz Grid (96,76 min./an) și E-Distribuție Dobrogea (68,55 min./an), cu o valoare medie pe țară de 55,17 min./an. Indicatorii de continuitate pentru *întreruperile cauzate de utilizatori sau terți (cazul c)* au înregistrat o valoare maximă la Delgaz Grid de 13,38 min./an și o valoare medie pe țară de 6,59 min./an.

Valorile agregate pentru SAIFI urban, pe toate nivelurile de tensiune, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la o valoare minimă de 0,07 într./an pentru E-Distribuție Muntenia, la o valoare maximă de 0,46 într./an pentru S.D.E.E. Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 0,24 într./an.

Valorile agregate pentru SAIFI urban, *întreruperi neplanificate (cazul d)* variază între o valoare minimă de 1,63 într./an pentru S.D.E.E. Muntenia Nord și o valoare maximă de 3,54 într./an pentru E-Distribuție Banat, cu o valoare medie pe țară de 2,53 într./an.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la o valoare minimă de 13,11 min./an pentru E-Distribuție Muntenia, la valoarea maximă de 86,5 min./an pentru S.D.E.E. Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 54,27 min./an. Se menționează că întreruperile planificate, anunțate conform Standardului, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, variază între o valoare minimă de 85,21 min./an la E-Distribuție Dobrogea și o valoare maximă de 183,55 min./an la S.D.E.E. Transilvania Sud. Valoarea medie pe țară este de 139,97 min./an.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult, între 177,77 min./într. la E-Distribuție Muntenia și 341,87 min./într. la S.D.E.E. Muntenia Nord, și are o valoare medie pe țară de 230 min./într.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, variază între o valoare minimă de 30,89 min./într. la E-Distribuție Dobrogea și o valoare maximă de 79,47 min./într. la S.D.E.E. Transilvania Nord, rezultând o valoare medie pe țară de 55,40 min./într.

Așa cum s-a menționat, indicatorul CAIDI nu este cel mai relevant/edificator. Totuși, CAIDI este utilizat ca indicator derivat, care are ca semnificație durata medie a unei întreruperi și reprezintă o informație utilă. Este normal ca valoarea CAIDI pentru întreruperile planificate să fie mai mare, deoarece aceste întreruperi, care se pot controla, sunt mai rare, sunt anunțate și au ca scop realizarea unor revizii, reparații sau modernizări (și astfel, principial, reduc riscul întreruperilor neplanificate), în timp ce întreruperile neplanificate sunt practic necontrolabile, dar OD sunt obligați să ia toate măsurile pentru a reduce numărul și durata lor.

Valorile agregate pentru MAIFI urban variază între o valoare minimă de 0,02 într./an la S.D.E.E. Transilvania Nord și o valoare maximă de 6,2 într./an la E-Distribuție Dobrogea, rezultând o valoare medie pe țară de 2,24 într./an.

Din analizele efectuate se mai constată că valorile indicatorilor SAIFI, SAIDI, MAIFI, CAIDI de la JT au valori aproape identice cu valorile agregate (toate nivelurile de tensiune), datorită faptului că numărul utilizatorilor de la JT este mult mai mare față de celelalte categorii, de la MT și IT. Din acest punct de vedere, s-ar putea neglija indicatorii de la IT, respectiv MT, la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2017 față de cei înregistrați în anul 2016.

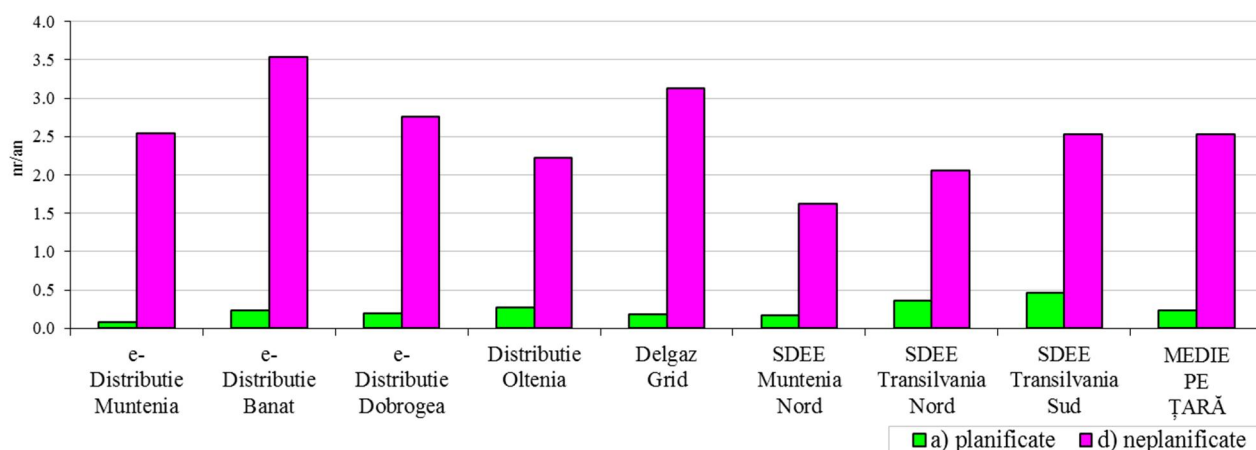
Astfel, se constată faptul că indicatorii de continuitate pentru întreruperile planificate au avut valori medii pe țară mai mici față de anul 2016.

SAIFI planificat urban, ca valoare medie pe țară, a fost de 0,24 într./an (față de 0,26 într./an în anul 2016). SAIDI planificat urban a fost în valoare medie pe țară de 54,3 min./an (comparativ cu 63,2 min./an în anul 2016), cu reduceri la S.D.E.E. Transilvania Nord (-28,7 min./an), E-Distribuție Dobrogea (-14,3 min./an), E-Distribuție Banat (-12,83 min./an), SDEE Muntenia Nord (-11,46 min./an), E-Distribuție Muntenia (-8,03 min./an), SDEE Transilvania Sud (-2,96 min./an), Distribuție Energie Oltenia (-2,32 min./an) și creșteri la Delgaz Grid (+9,23 min./an).

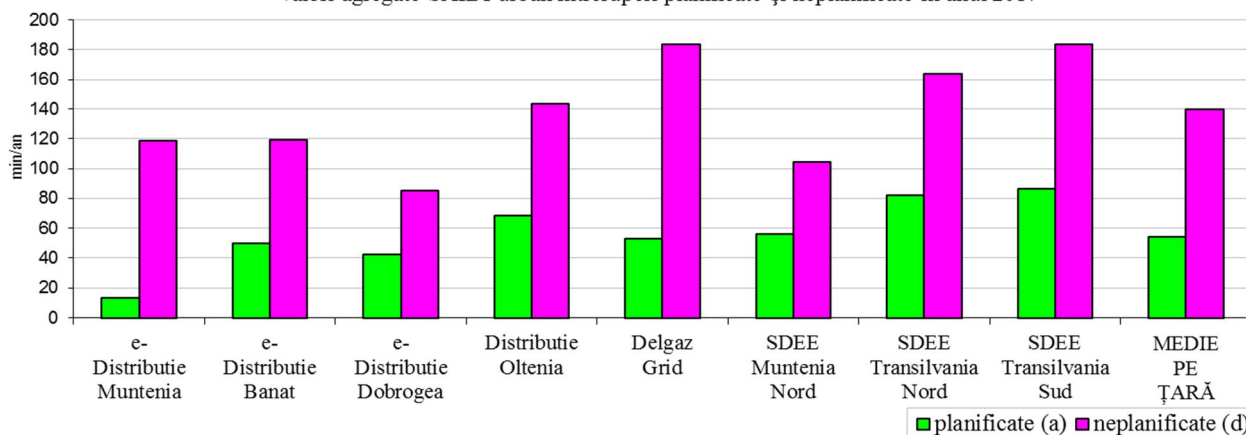
Se mai constată faptul că indicatorii de continuitate SAIFI pentru întreruperile neplanificate au avut valori medii pe țară de la 2,53 într./an (față de 2,68 într./an în 2016).

Pe ansamblul țării SAIDI neplanificat a scăzut de la 147,28 min./an în anul 2016 la 139,97 min./an în anul 2017. La nivel de OD, SAIDI neplanificat a scăzut la E-Distribuție Muntenia (-28,49 min./an), Delgaz Grid (-23,77 min./an), E-Distribuție Dobrogea (-16,88 min./an), Distribuție Energie Oltenia (-16,15 min./an) și a crescut la E-Distribuție Banat (+15,18 min./an), SDEE Muntenia Nord (+10,88 min./an), SDEE Transilvania Nord (+7,41 min./an) și SDEE Transilvania Sud (+4,70 min./an).

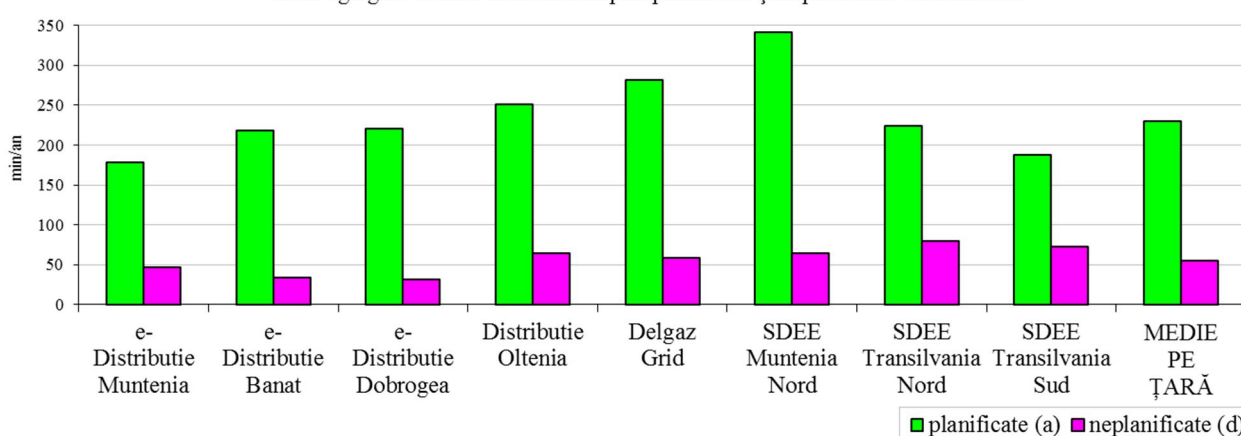
Valori agregate SAIFI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2017

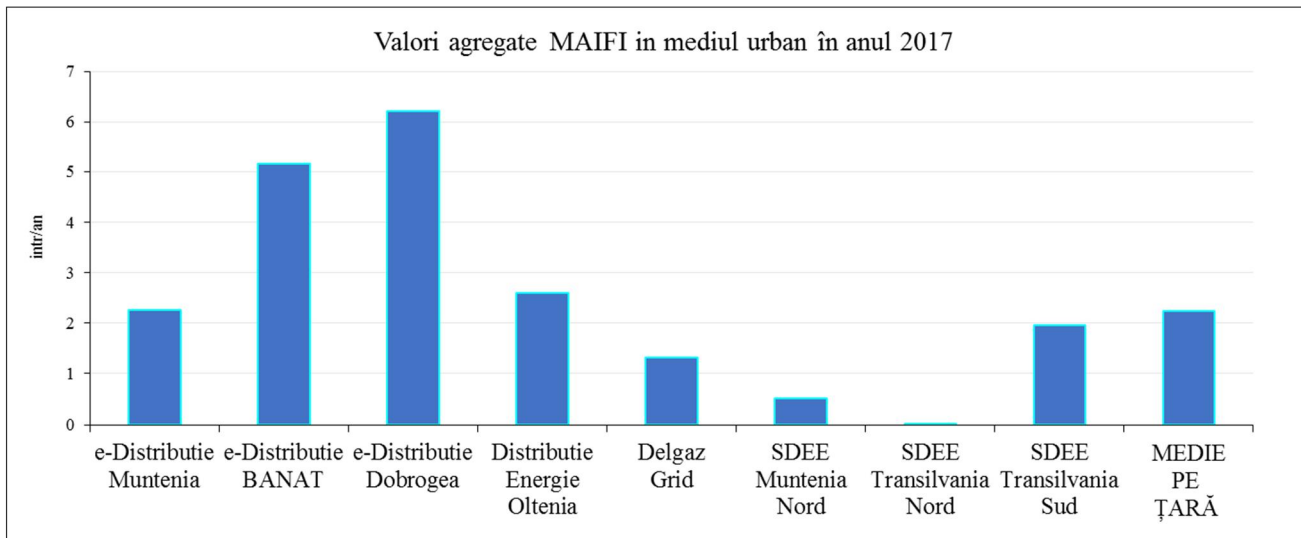


Valori agregate SAIDI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2017



Valori agregate CAIDI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2017





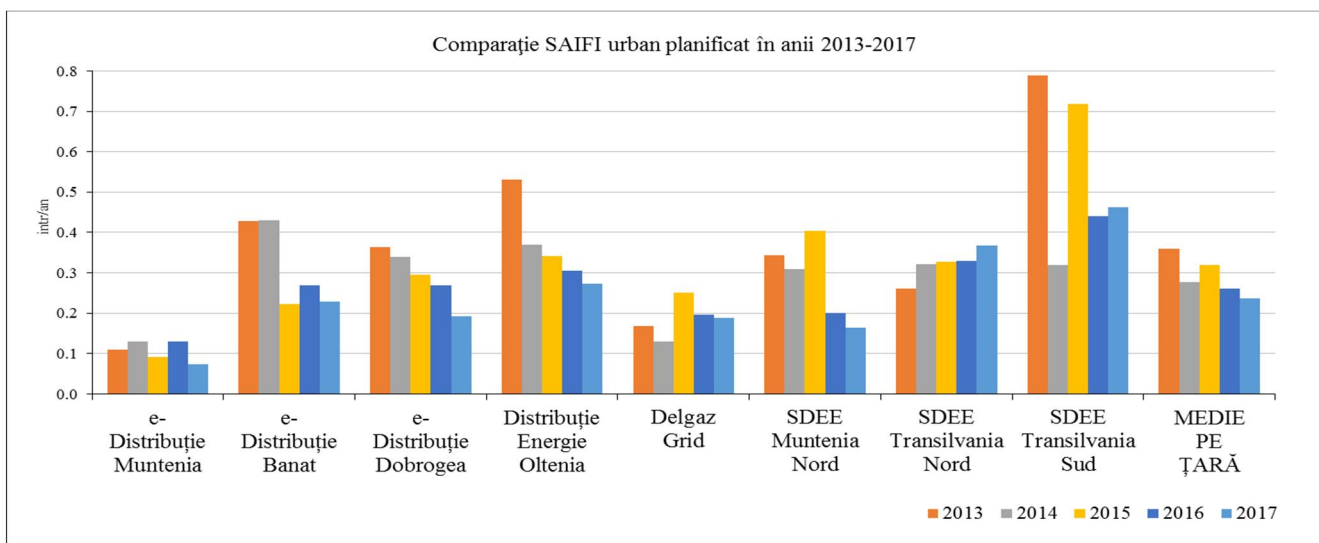
De asemenea, s-au efectuat comparații privind principalii indicatori de continuitate în perioada 2008 – 2017, anul 2008 fiind primul an în care s-au calculat indicatorii de performanță pentru continuitate SAIFI și SAIDI (respectiv înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată, de peste 3 minute).

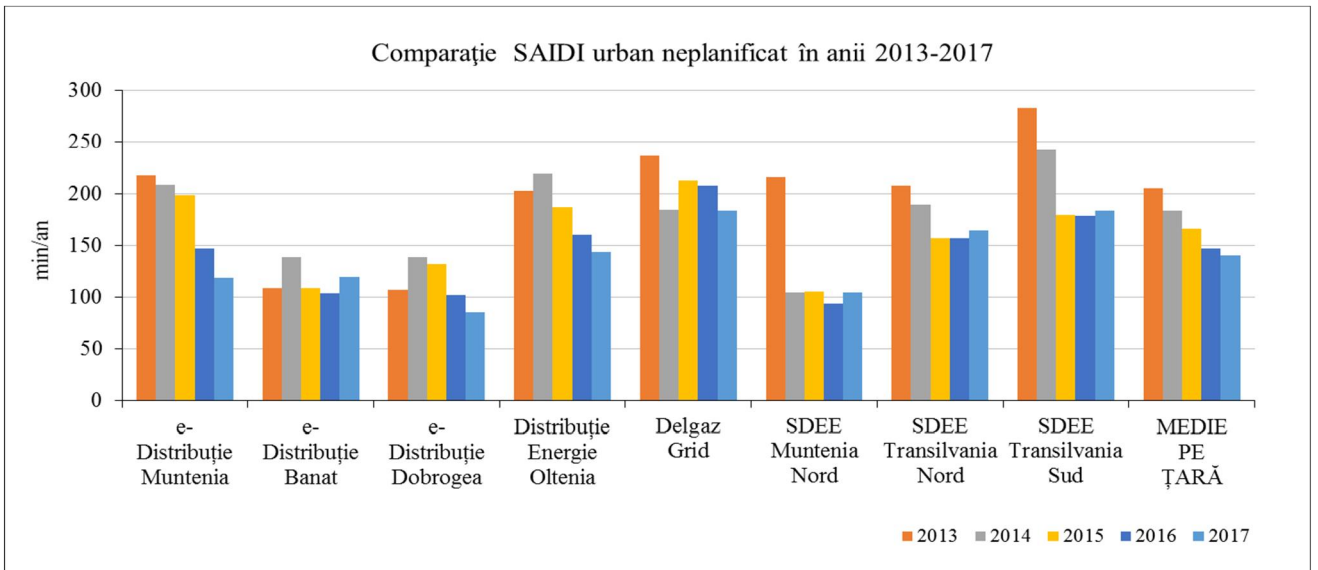
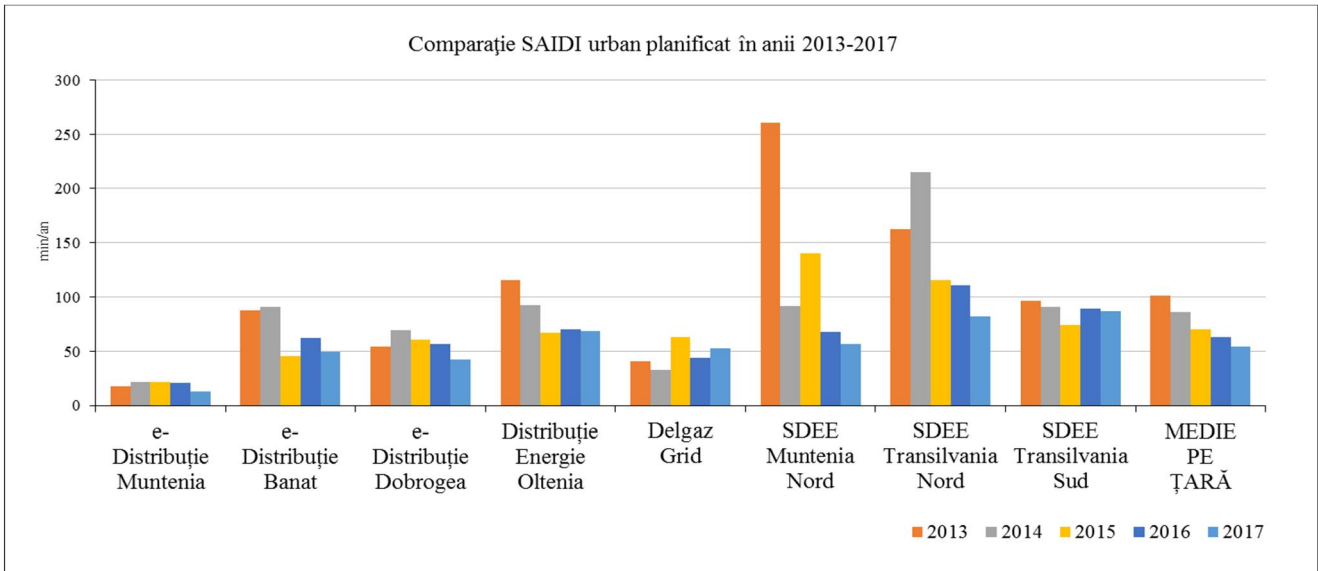
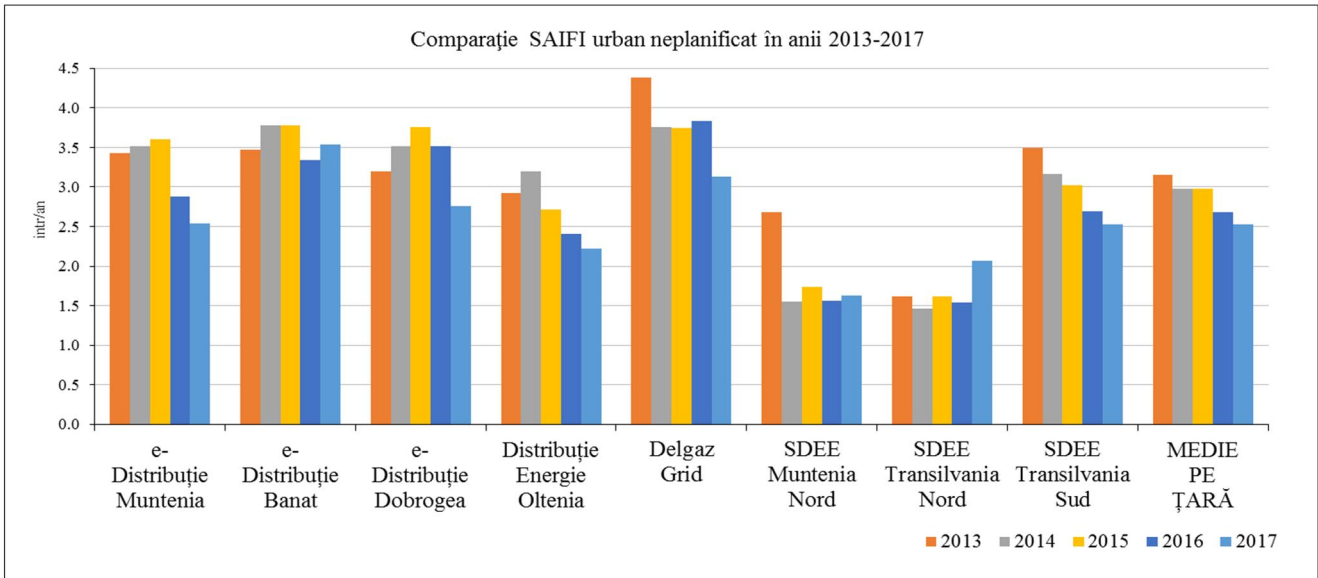
Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 0,86 într./an în 2008, la 0,24 într./an în 2017, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 4,22 într./an în 2008, la 2,53 într./an în 2017.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 190,48 min./an în 2008, la 54,27 min./an în 2017, iar SAIDI neplanificat s-a redus de la 314,05 min./an în 2008 la 139,97 min./an în 2017.

La nivel de OD, raportat la anul 2008, SAIDI neplanificat s-a redus la E-Distribuție Muntenia (- 254 min./an), Delgaz Grid (- 225 min./an), E-Distribuție Banat (- 216 min./an), E-Distribuție Dobrogea (- 182 min./an), Distribuție Energie Oltenia (-170 min./an), S.D.E.E. Transilvania Sud (- 120 min./an), S.D.E.E. Transilvania Nord (- 106 min./an), S.D.E.E. Muntenia Nord (- 88 min./an).

În continuare se prezintă o evoluție comparativă a acestor indicatori pe ultimii 5 ani:





### 2.2.3 Indicatori de continuitate pentru mediul rural

Din analiza datelor furnizate de OD, se constată că valorile SAIDI pentru *întreruperile neplanificate cauzate de condiții meteo deosebite (cazul b)* au înregistrat valori foarte mari (1.187 min./an pentru E-Distribuție Banat, 1.048 min./an pentru Delgaz Grid, 959 min./an pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, 725 min./an pentru S.D.E.E. Transilvania Nord, 574 min./an pentru E-Distribuție Dobrogea, 185 min./an pentru S.D.E.E. Transilvania Sud, 171 min./an pentru Distribuție Energie Oltenia și 70 min./an pentru E-Distribuție Muntenia), înregistrându-se o valoare medie pe țară de 652,65 min./an. Valoarea medie pe țară pentru SAIDI *întreruperi datorate utilizatorilor (cazul c)* a fost de 27,22 min./an cu o valoare maximă de 52 min./an pentru E-Distribuție Banat și Delgaz Grid.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 0,73 într./an pentru E-Distribuție Muntenia la o valoare maximă de 1,62 într./an pentru E-Distribuție Dobrogea, cu o valoare medie pe țară de 1,17 într./an.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, pentru *întreruperi neplanificate (cazul d)*, variază de la o valoare minimă de 2,54 într./an pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, la o valoare maximă de 8,22 într./an pentru E-Distribuție Banat și o valoare medie pe țară de 4,75 într./an.

Valorile agregate (de ansamblu) pentru SAIDI rural, pentru *întreruperile planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 201,49 min./an pentru E-Distribuție Muntenia, respectiv la o valoare maximă de 461,66 min./an pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, valoarea medie pe țară fiind de 361,66 min./an. Chiar dacă aceste valori pot părea importante, așa cum s-a mai menționat, întreruperile planificate afectează mai puțin utilizatorii.

Valorile agregate pentru SAIDI rural, pentru *întreruperile neplanificate (cazul d)*, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 270,63 min./an pentru E-Distribuție Muntenia, respectiv o valoare maximă de 596,36 min./an pentru S.D.E.E. Transilvania Nord și o valoare medie pe țară de 458,22 min./an. Se înregistrează valori peste medie în cazul S.D.E.E. Transilvania Nord (596,36 min./an), E-Distribuție Banat (493,22 min./an), S.D.E.E. Muntenia Nord (507,77 min./an) și S.D.E.E. Transilvania Sud (470,91 min./an).

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru *întreruperi planificate (cazul a)*, sunt relativ omogene, cu o valoare minimă de 247,22 min./într. pentru E-Distribuție Dobrogea și o valoare maximă de 343,46 min./într. pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 308,73 min./într.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru *întreruperi neplanificate (cazul d)*, variază de la o valoare minimă de 44,23 min./într. pentru E-Distribuție Muntenia, o valoare maximă de 199,86 min./într. pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 96,47 min./într.

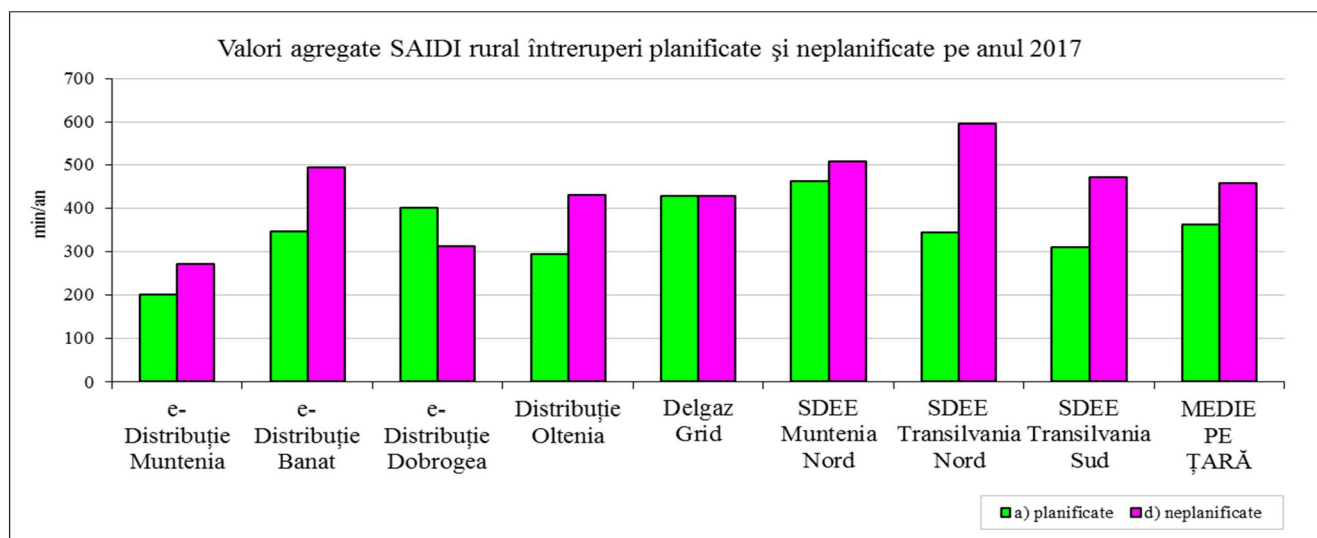
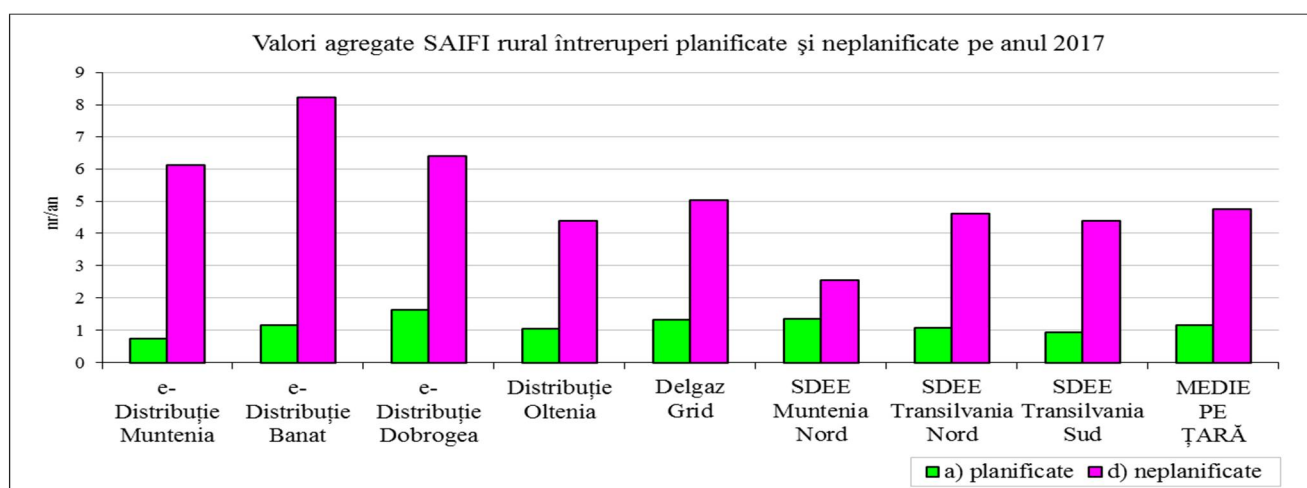
Valorile agregate pentru MAIFI rural variază între o valoare minimă de 0,07 într./an la S.D.E.E. Transilvania Nord și o valoare maximă de 21,31 într./an la E-Distribuție Dobrogea, rezultând o valoare medie pe țară de 11,98 într./an.

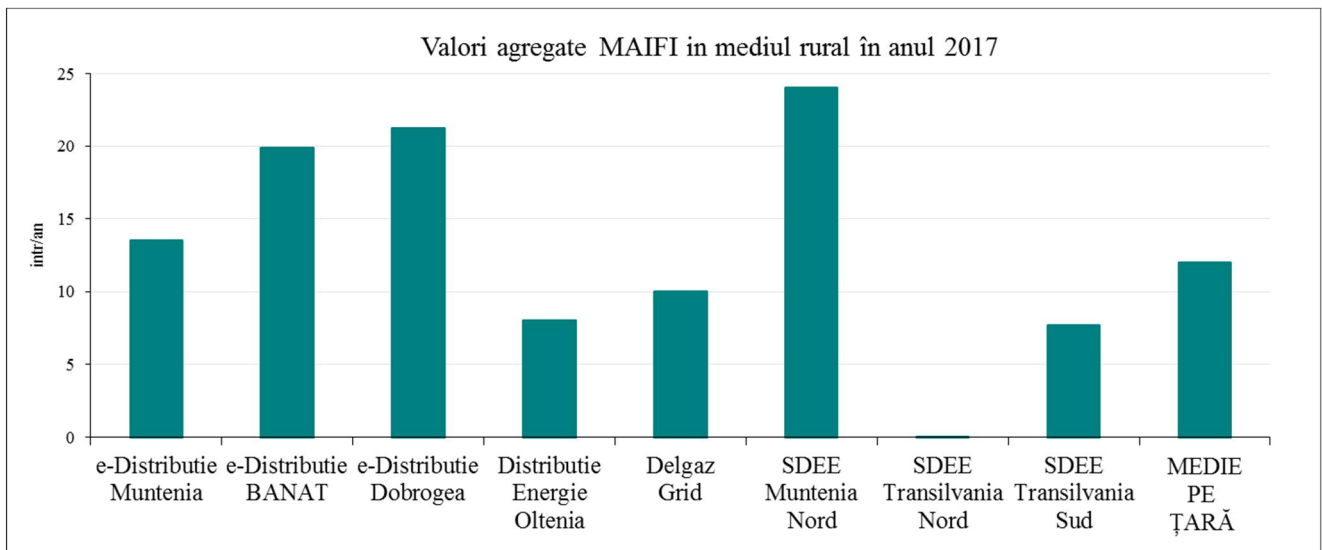
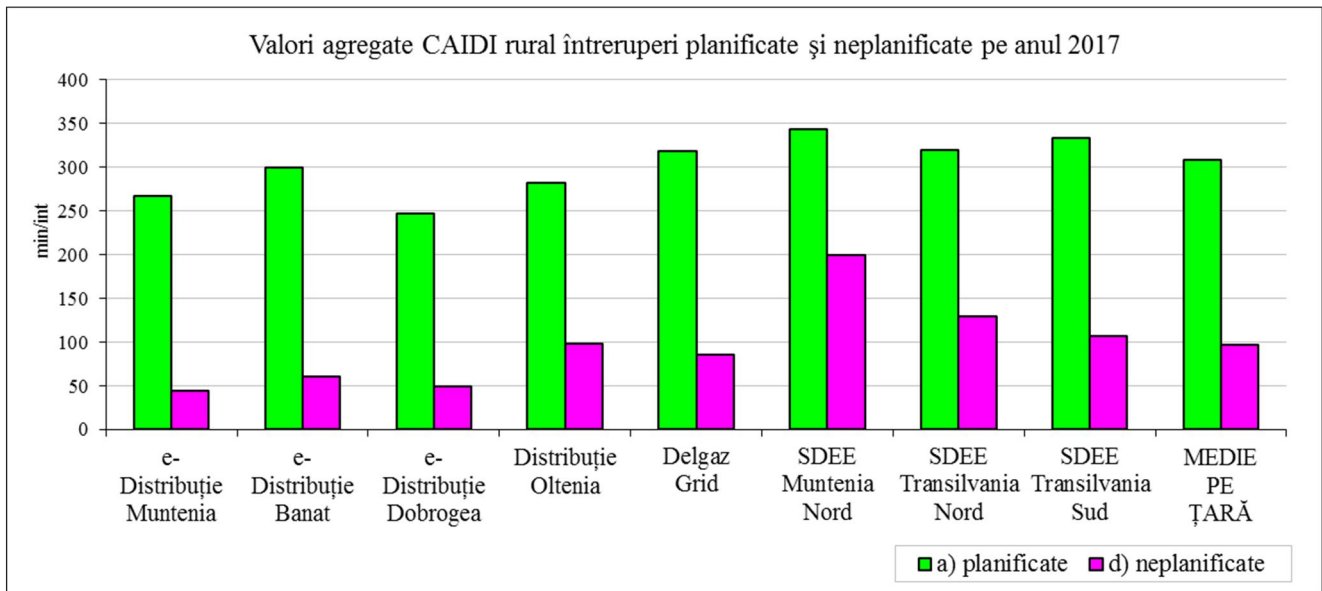
S-au comparat principalii indicatori de continuitate înregistrați în anul 2017 față de cei din anul 2016. Astfel, se constată faptul că SAIFI rural planificat a crescut ca valoare medie pe țară, comparativ cu cel al anului 2016 de la 1,12 într./an, la circa 1,17 într./an. De asemenea, se constată faptul că SAIFI rural neplanificat s-a redus față de anul 2016, de la 5,19 într./an, la o medie de 4,75 într./an.

SAIDI planificat a crescut ca valoare medie pe țară, de la 327 min/an în anul 2016 la 362 min/an în anul 2017.

Față de anul 2016, SAIDI neplanificat s-a redus la Delgaz Grid (-193 min./an), Distribuție Energie Oltenia (-40 min./an) și E-Distribuție Dobrogea (-54 min./an), dar a crescut la S.D.E.E. Muntenia Nord și Sud (+143 min./an), E-Distribuție Muntenia (+9 min./an), E-Distribuție Banat (+10 min./an). Valoarea medie pe țară a scăzut nesemnificativ de la 459,3 min./an în anul 2016 la 458,2 min./an în anul 2017.

Rezultatele reflectă faptul ca pentru întreruperile planificate acești indicatori au înregistrat degradări, iar pentru întreruperile neplanificate aceștia au înregistrat descreșteri sau menținerea performanțelor anului anterior.





De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2017.

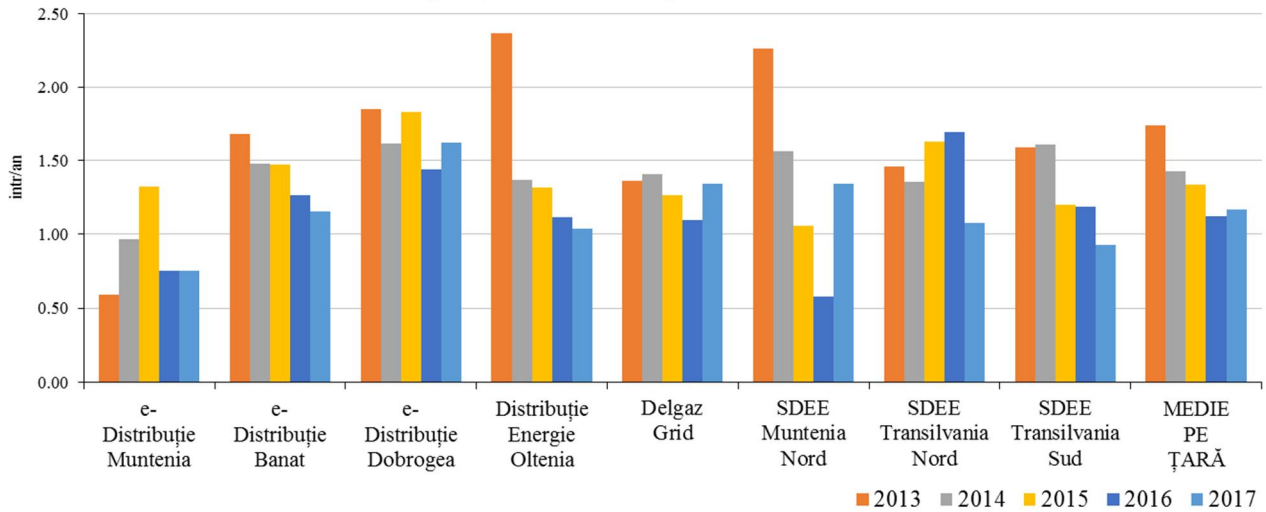
Se constată faptul că SAIFI *planificat*, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 2,5 într./an în 2008, la 1,17 într./an în 2017, iar SAIFI *neplanificat* (cazul d), ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 9,84 într./an în 2008, la 4,75 într./an în 2017.

SAIDI *planificat*, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 626 min./an în 2008 la 362 min./an în 2017.

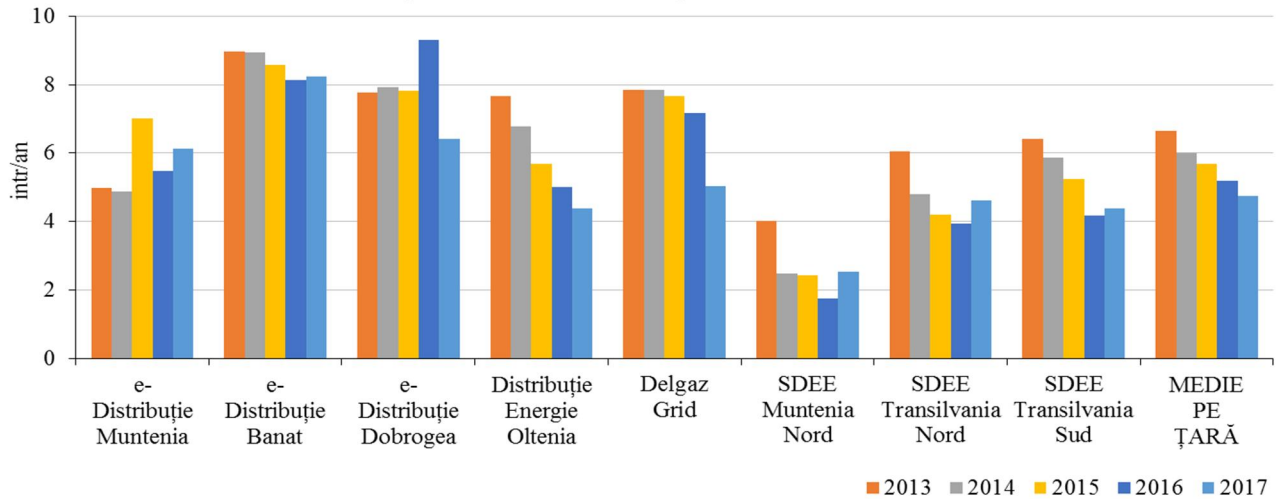
La nivel de OD, SAIDI *neplanificat* (cazul d) s-a redus față de 2008 astfel: la E-Distribuție Banat (-718 min./an), E-Distribuție Dobrogea (-751 min./an), Distribuție Energie Oltenia (-600 min./an), Delgaz Grid (-1.182 min./an), SDEE Muntenia Nord (-130 min./an), SDEE Transilvania Nord (-528 min./an), SDEE Transilvania Sud (-200 min./an), dar a crescut la E-Distribuție Muntenia (+56 min./an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 1.039 min./an în 2008, la 458 min./an în 2016 (-581 min./an).

În continuare se prezintă o evoluție comparativă a acestor indicatori pe ultimii 5 ani:

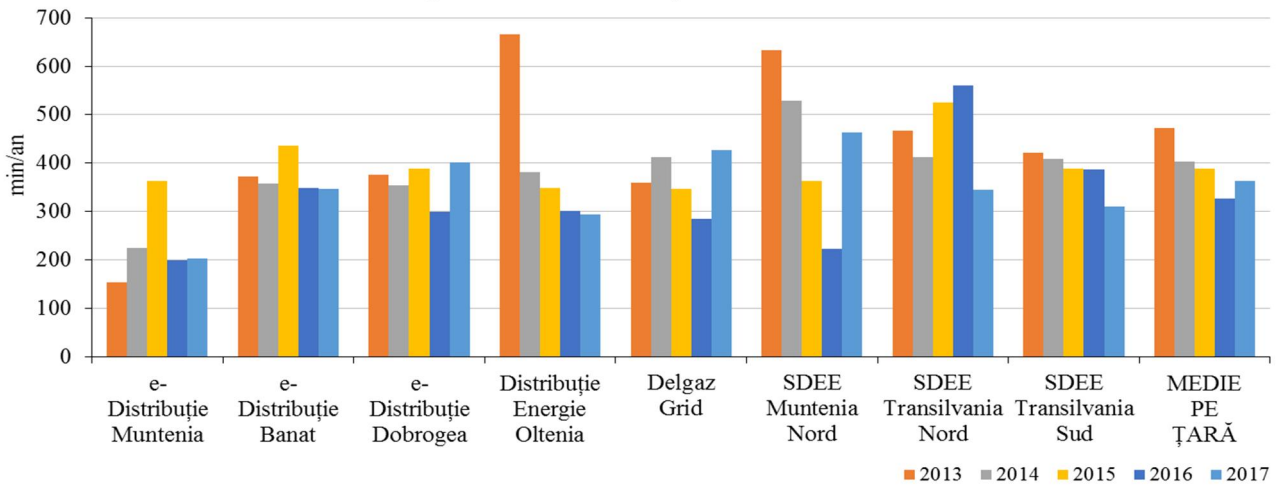
Comparație SAIFI rural planificat în anii 2013-2017

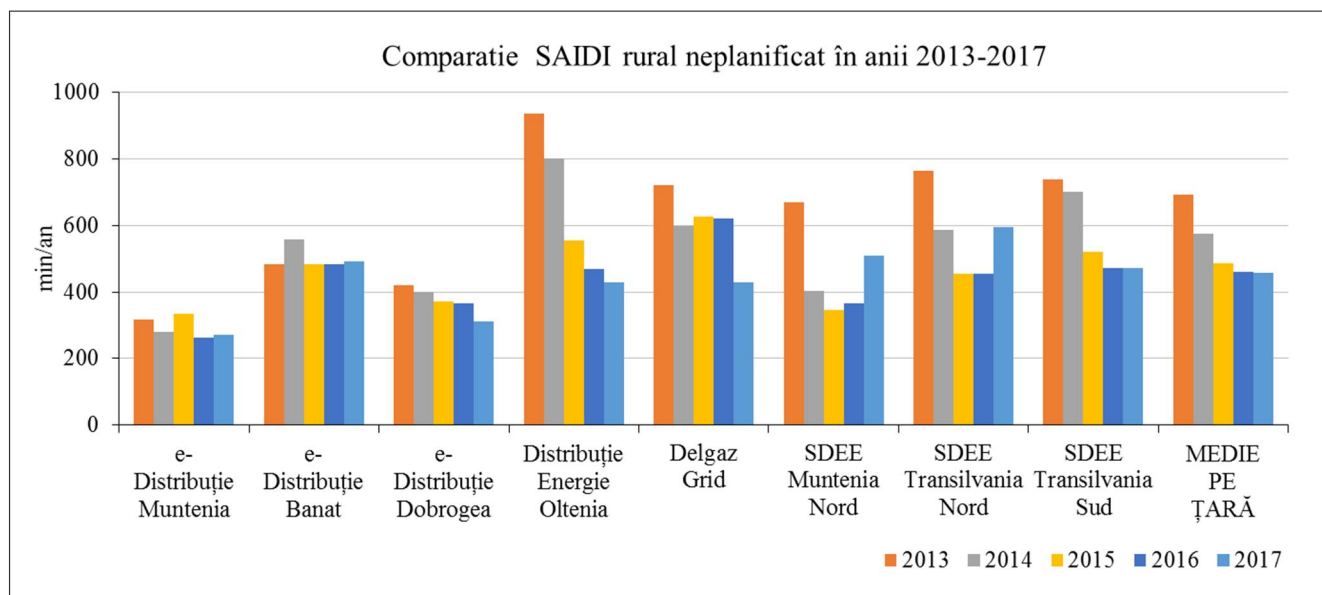


Comparație SAIFI rural neplanificat în anii 2013-2017



Comparație SAIDI rural planificat în anii 2013-2017





## 2.2.4 Comparație între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural

Așa cum rezultă din analiza indicatorilor de performanță, majoritatea indicatorilor de continuitate la nivel de OD sau medii pe țară, sunt mai buni (au valori mai mici) pentru mediul urban.

Diferențele sunt determinate de 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, etc). Aceste diferențe se constată și la nivel european (cu mențiunea că, de exemplu, în Franța, Italia, Portugalia, Slovenia, Spania se consideră 3 categorii de zone: urban, suburban și rural).

La majoritatea OD, valoarea medie pe țară pentru CAIDI, respectiv durata medie a unei întreruperi, este comparabilă sau foarte apropiată. Astfel, valoarea medie pe țară pentru CAIDI planificat, este de 230 min./într. în mediul urban, respectiv de 309 min./într. în mediul rural. Valoarea medie pe țară pentru CAIDI neplanificat este de 55 min./într. în mediul urban, respectiv de 96 min./într. în mediul rural.

La nivel mediu pe țară, SAIFI pentru *întreruperile planificate (cazul a)* este de 0,24 într./an pentru mediul urban, respectiv 1,17 într./an pentru mediul rural. SAIDI pentru *întreruperile planificate (cazul d)* este de 54,27 min./an în mediul urban, respectiv de 361,66 min./an în mediul rural.

Tabel nr. 2.2.4.1

Indicator continuitate	Mediul	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat	urban	0,07	0,23	0,19	0,27	0,19	0,17	0,37	0,46	0,24
	rural	0,75	1,16	1,62	1,04	1,34	1,34	1,08	0,93	1,17
SAIFI (d) neplanificat	urban	2,54	3,54	2,76	2,23	3,13	1,63	2,06	2,53	2,53
	rural	6,12	8,22	6,40	4,38	5,02	2,54	4,60	4,39	4,75

SAIDI pentru *întreruperile planificate (cazul a)* este de 54,27 min./an în mediul urban, respectiv 361,66 min./an pentru mediul rural, iar SAIDI *intreruperi neplanificate (cazul d)* este de 139,97 min./an în mediul urban, respectiv de 458,22 min./an în mediul rural, cu distribuția următoare:

Tabel nr. 2.2.4.2

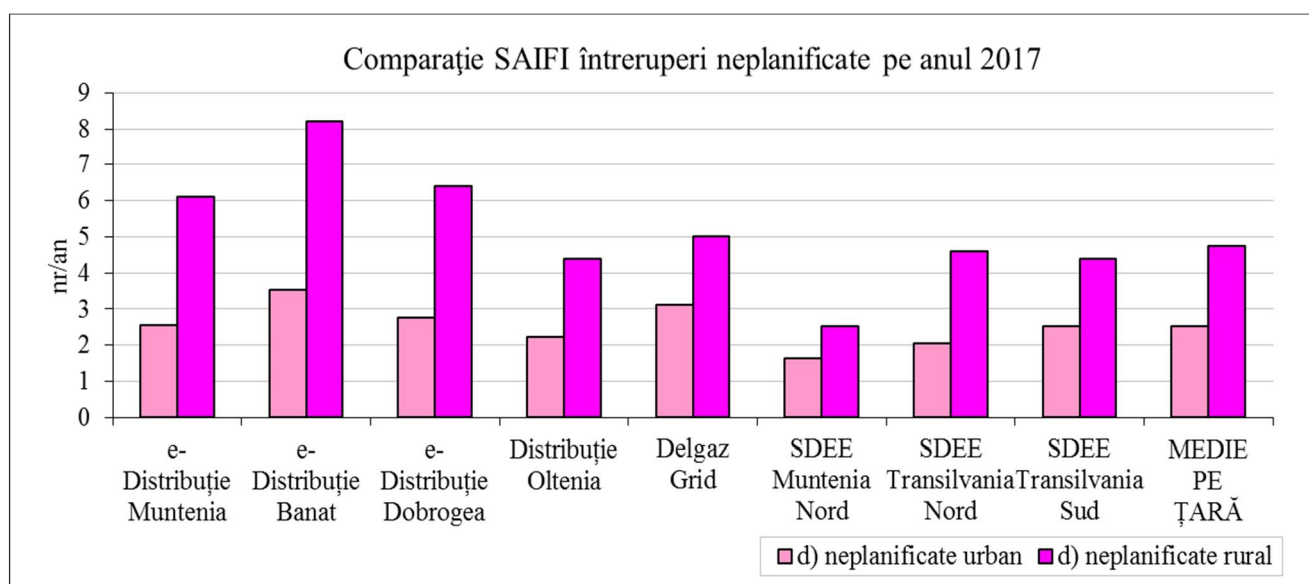
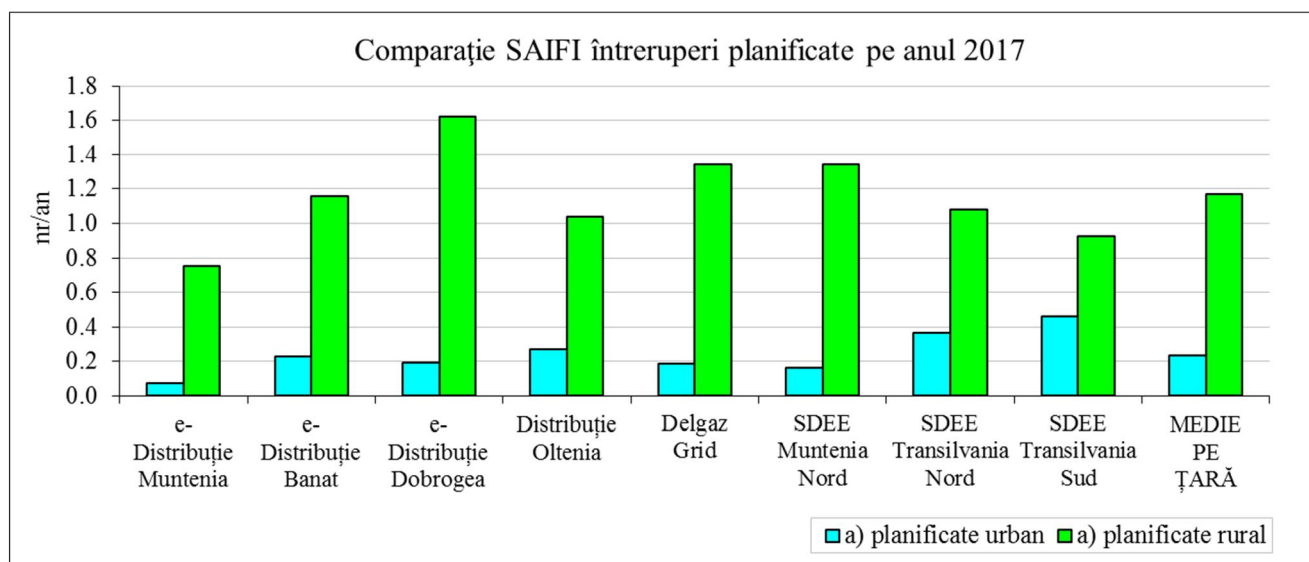
Indicator continuitate	Mediul	R-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI a planificat	urban	13,11	49,67	42,52	68,20	52,90	56,40	82,19	86,50	54,27
	rural	201,49	345,74	400,75	293,55	426,84	461,66	344,69	309,42	361,66
SAIDI d neplanificat	urban	118,40	119,07	85,21	143,71	183,46	104,64	163,93	183,55	139,97
	rural	270,63	493,22	312,63	429,03	428,55	507,77	596,36	470,91	458,22

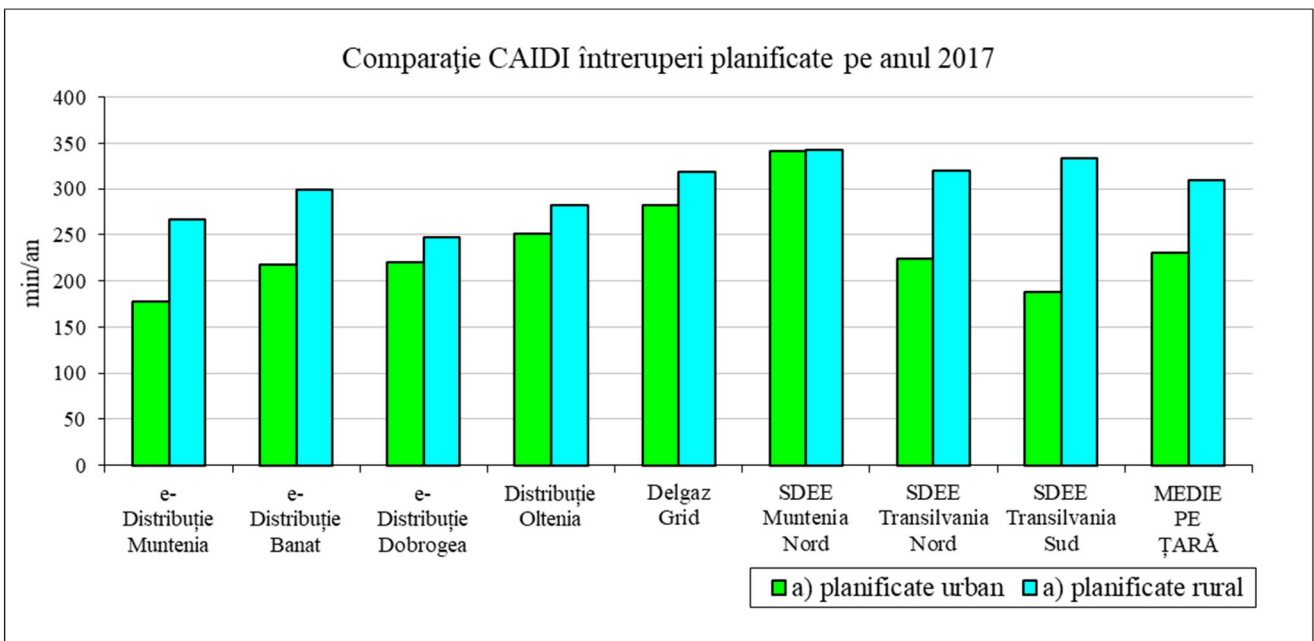
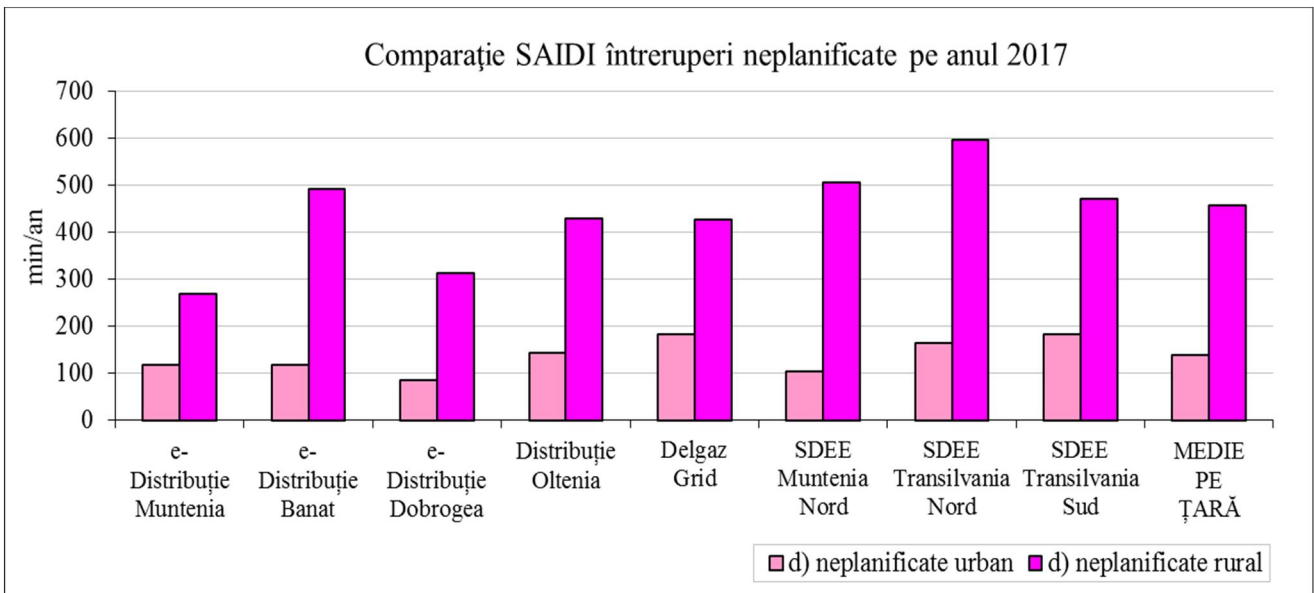
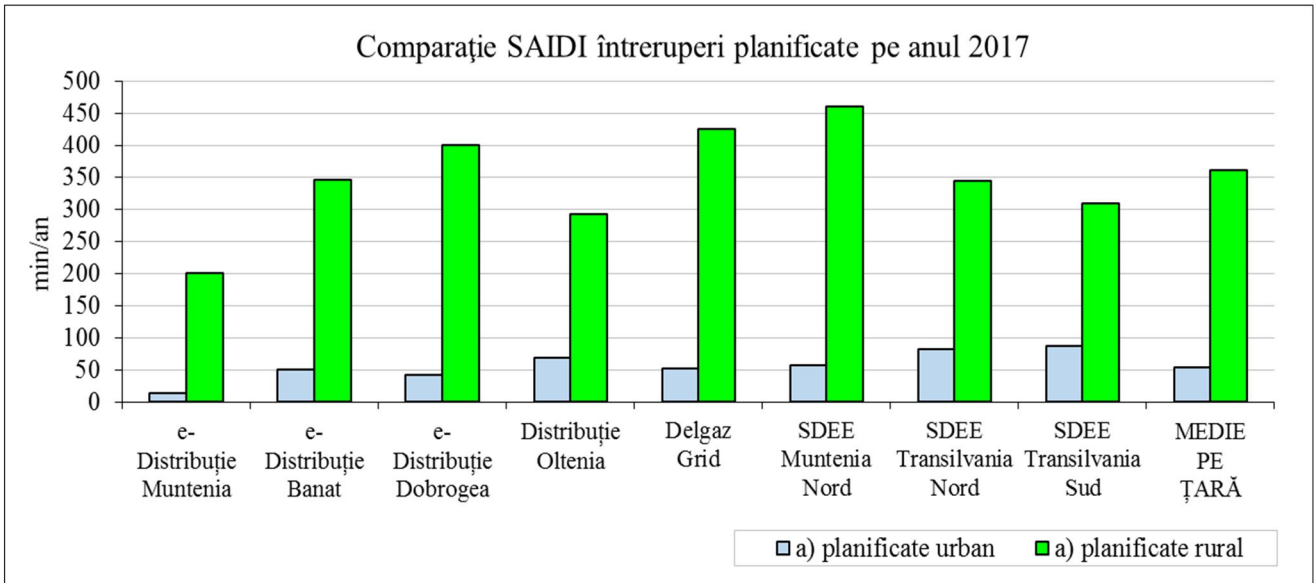
MAIFI a înregistrat la nivel de țară o valoare medie de 2,24 într./an în mediul urban, respectiv o valoare de 11,98 într./an la nivel rural.

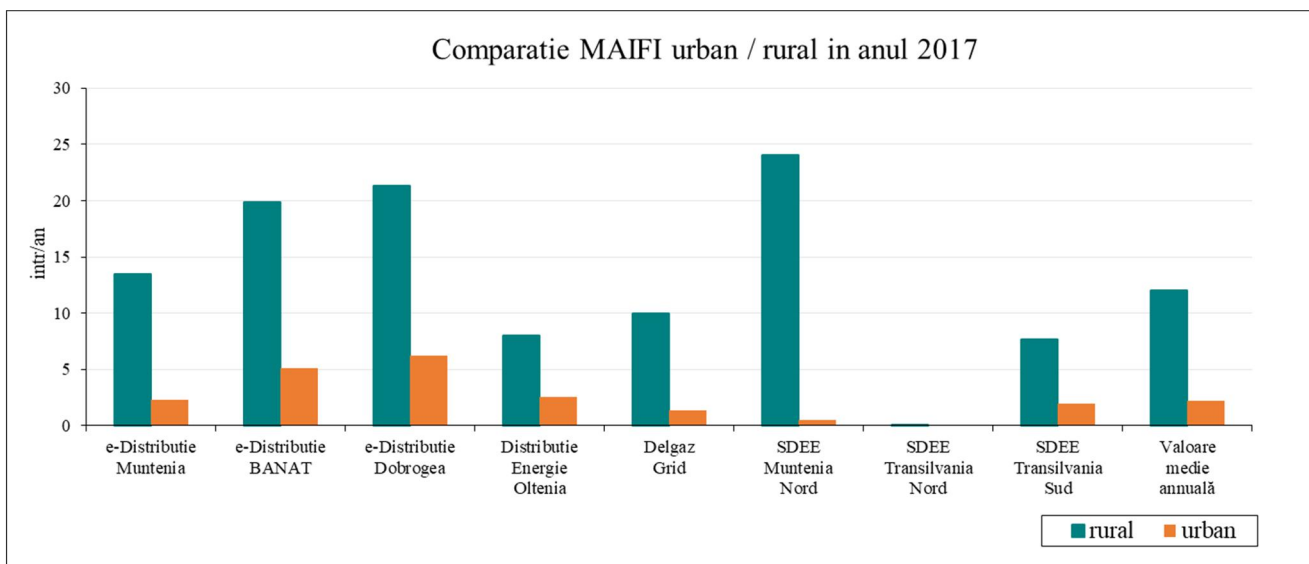
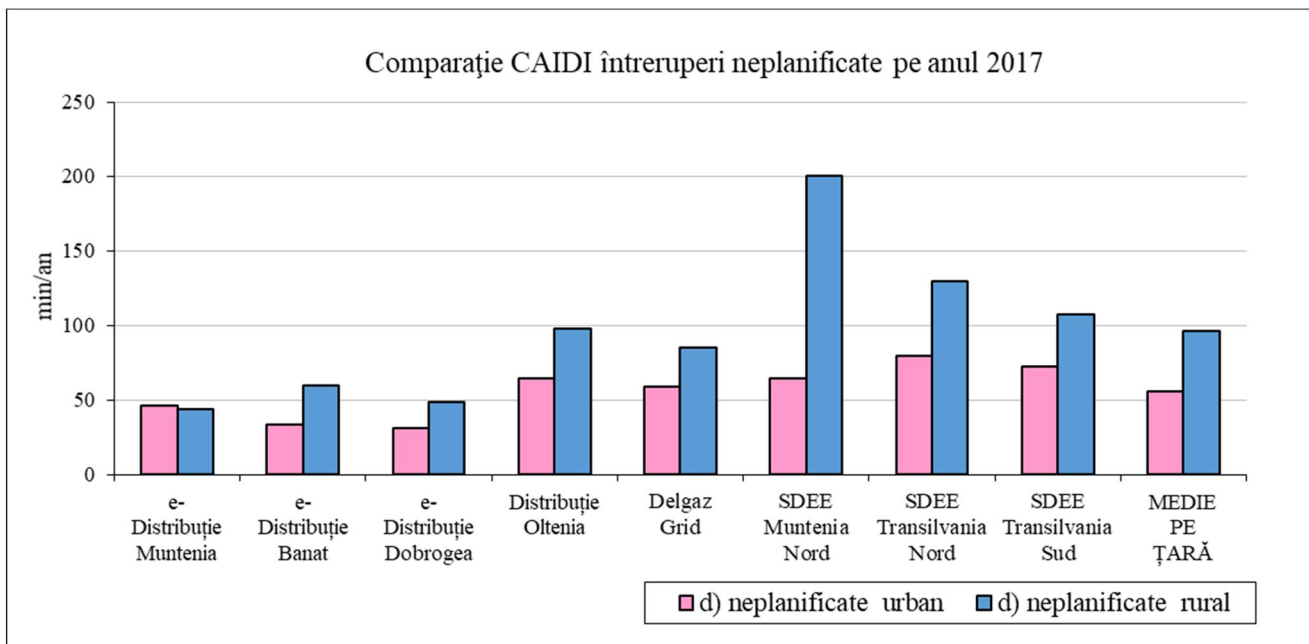
Se constată faptul că pentru mediul rural indicatorul MAIFI înregistrează, în general, valori mult mai mari decât pentru mediul urban.

Tabelul nr. 2.2.4.3

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	urban	2,26	5,15	6,20	2,59	1,32	0,50	0,02	1,96	2,24
	rural	13,50	19,87	21,31	7,98	9,97	24,04	0,07	7,65	11,98







### 2.2.5 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.

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 0,83 într./an înregistrată la Delgaz Grid, respectiv valoarea medie pe țară este de de 0,66 într./an și se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într./an în țările europene avansate.

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi neplanificate (cazul d)* variază de la o valoare

minimă este de 2,12 într./an pentru S.D.E.E. Muntenia Nord la o valoare maximă de 5,3 într./an pentru E-Distribuție Banat, respectiv valoarea medie pe țară este de 3,54 într./an, în continuare departe de valoarea medie de circa 1 - 2 într./an în țările europene avansate.

Se observă ca valoarea SAIFI pentru întreruperile neplanificate (cazul d) este sensibil mai mare decât pentru întreruperile planificate, fapt explicabil prin caracterul intempestiv și de multe ori inevitabil al întreruperilor neplanificate. Se menționează că, în conformitate cu *Standardul de performanță*, se înregistrează orice întrerupere lungă, respectiv cu durata mai mare de 3 minute (în acord cu standardul european EN 50160, preluat în standardul românesc SR-EN 50160).

În tabelul nr. 2.2.5.1 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. 2.2.5.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [intr/an]	0,19	0,58	0,82	0,70	0,83	0,80	0,71	0,65	0,66
SAIFI întreruperi neplanificate (d) [intr/an]	3,18	5,30	4,36	3,42	4,19	2,12	3,28	3,28	3,54
SAIFI total [intr/an]	3,37	5,87	5,18	4,12	5,02	2,93	3,99	3,93	4,19

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 46,57 min./an pentru E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 276,07 min./an pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 193,1 min./an, peste valoarea de circa 40 - 150 min./an înregistrată în țările europene avansate.

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, au valori cuprinse între 145 min./an pentru E-Distribuție Muntenia și 370,89 min./an pentru S.D.E.E. Transilvania Nord, respectiv valoarea medie pe țară este de 283,92 min./an, peste valoarea medie a de circa 20 - 100 min./an în țările europene avansate.

Se mai observă că, în general, SAIDI pentru întreruperile neplanificate are o valoare mai mare decât pentru întreruperile planificate. 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.

În tabelul nr. 2.2.5.2 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, respectiv întreruperile neplanificate (cazul d). În anul 2017, pentru întreruperile neplanificate, performanțele maxime au fost stabilite de E-Distribuție Muntenia și E-Distribuție Dobrogea.

Tabelul nr. 2.2.5.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	46.57	160.73	199.89	192.80	261.69	276.07	207.82	176.99	193.10
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	145.44	259.41	185.11	301.46	320.31	323.16	370.89	300.20	283.92
SAIDI total [min/an]	192.01	420.14	385.00	494.26	582.00	599.23	578.71	477.20	477.02

De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIDI, deși este rar folosită, din cauza caracterului diferit - controlabil, respectiv necontrolabil al celor două categorii de întreruperi.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 2.2.5.3.

Tabelul nr. 2.2.5.3

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
CAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	239.29	279.06	243.64	276.55	314.78	343.31	293.61	272.08	293
CAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	45.77	48.97	42.47	88.20	76.52	152.22	113.12	91.47	80
CAIDI total [min/an]	285.06	328.02	286.10	364.75	391.30	495.54	406.73	363.55	373

Valorile agregate pentru cazul întreruperilor planificate, sunt foarte apropiate, variind între 239 min./într. pentru E-Distribuție Muntenia și 343 min./într. pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 293 min./într. Prin măsurile de planificare luate se poate reduce acest indicator, așa cum se înregistrează la E-Distribuție Muntenia la care timpul minim la o întrerupere (timpul de restabilire a alimentării) a fost cel mai mic în anul 2017.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi neplanificate variază între 42 min./într. pentru E-Distribuție Dobrogea și 152 min./într. pentru S.D.E.E. Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 80 min./într. Se constată că prin măsuri adecvate este posibilă reducerea acestui indicator.

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

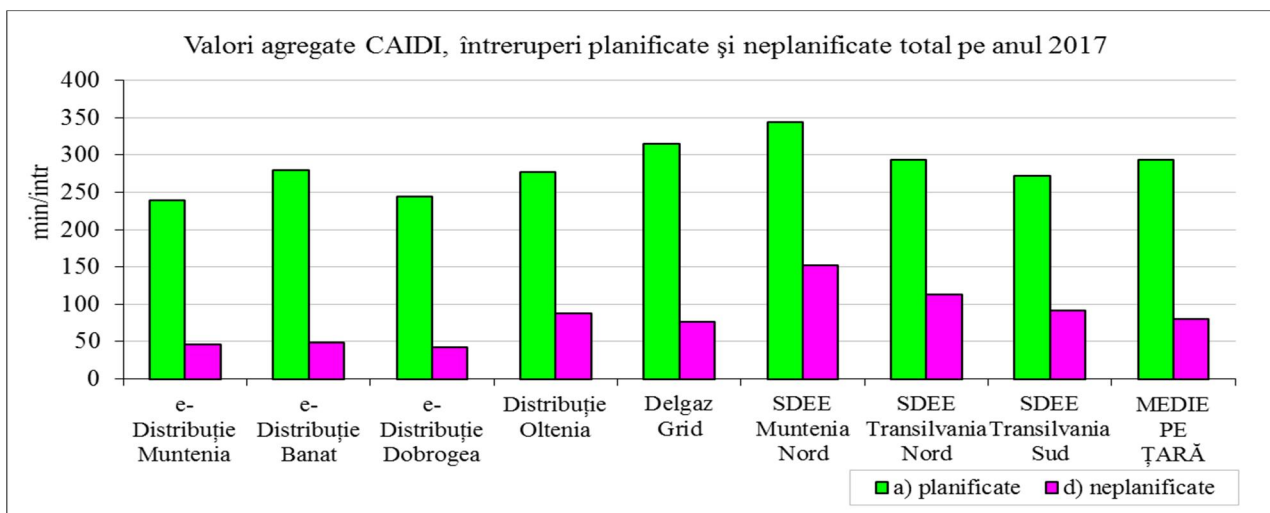
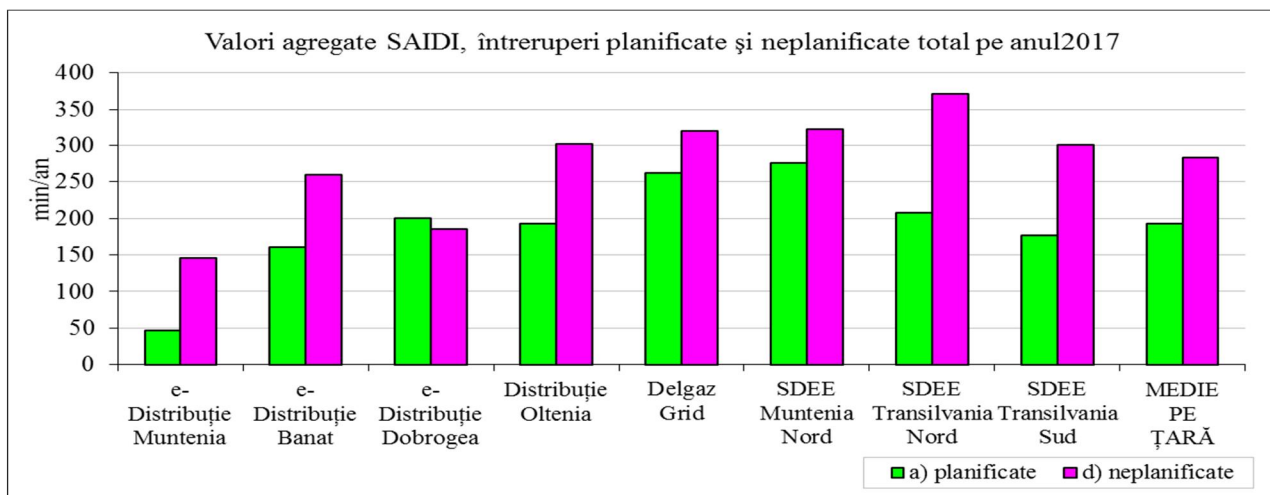
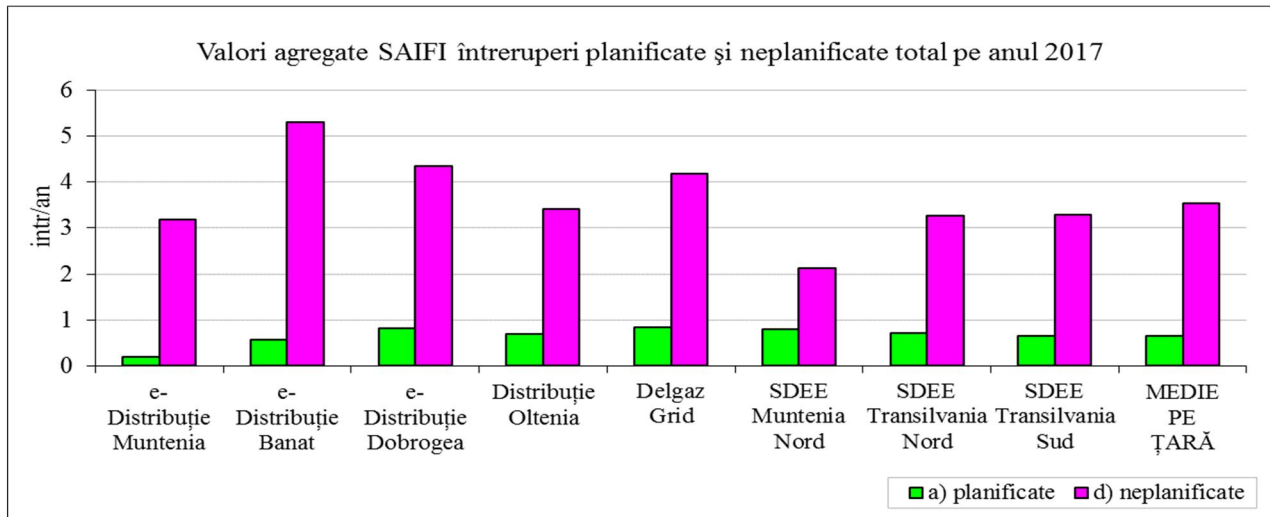
MAIFI la nivel de țară a înregistrat o valoare minimă de 0,04 într./an la S.D.E.E. Transilvania Nord și o valoare maximă de 12,84 într./an la E-Distribuție Dobrogea și o valoare medie pe țară de 5,44 într./an.

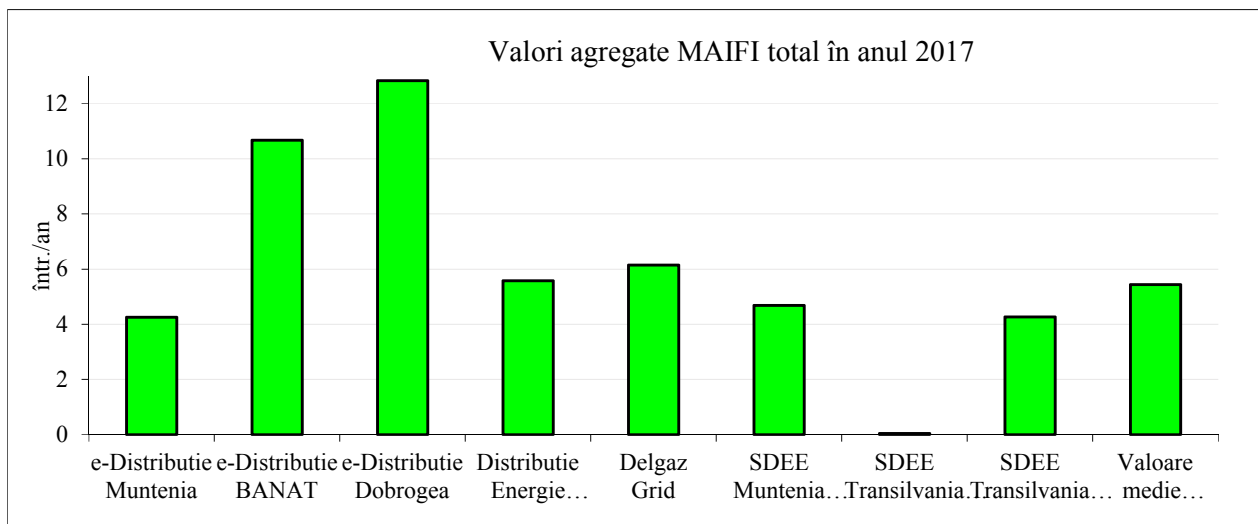
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate înregistrată în anul 2017 față de cei din anul 2016.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat ca valoare medie pe țară s-a menținut la valoarea anului 2016 (0,65 într./an în anul 2016, respectiv 0,66 într./an în anul 2017). De asemenea, SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 3,83 într./an în anul 2016 la 3,54 într./an în anul 2017.

SAIDI planificat a crescut ca valoare medie pe țară, de la 184 min./an în anul 2016 la 193 min./an în anul 2017.

SAIDI neplanificat a scăzut la E-Distribuție Muntenia (-27 min./an), E-Distribuție Dobrogea (-32 min./an), Distribuție Energie Oltenia (- 29 min./an), Delgaz Grid (-118 min./an), dar a crescut la E-Distribuție Banat (+14 min./an), SDEE Mintenia Nord (+83 min./an), SDEE Transilvania Nord (+73 min./an). Ca urmare, valoarea medie pe țară a scăzut ne semnificativ față de 2016, de la 290 min./an (4 ore și 50 minute) în anul 2016, la 283 min./an (4 ore și 43 minute) în anul 2017.



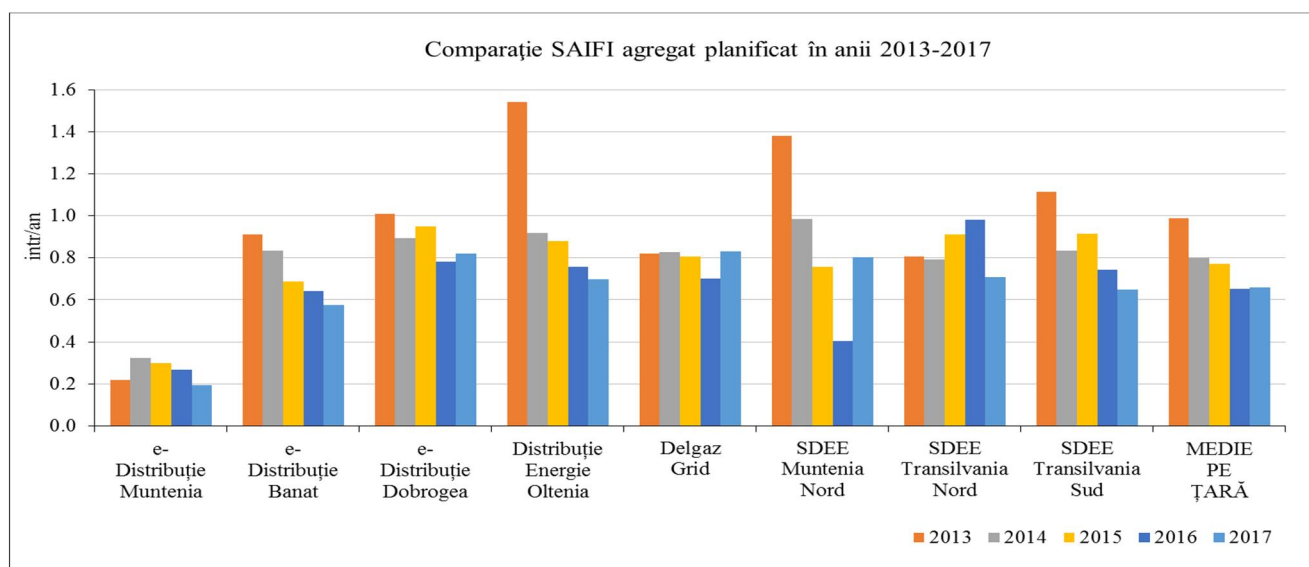


De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2017. Astfel, SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 1,59 într./an în 2008, la 0,66 într./an în 2017, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,73 într./an în 2008, la 3,54 într./an în 2017.

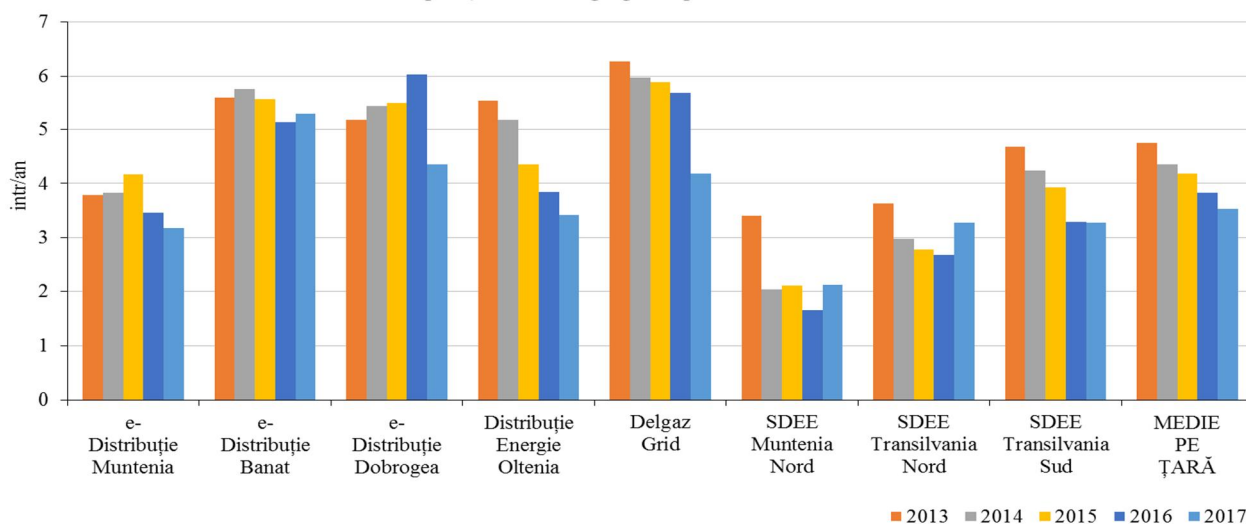
SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 386 min./an în 2008, la 193 min./an în 2017.

La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus față de anul 2008 astfel: la e-Distribuție Muntenia (- 204 min./an), e-Distribuție Banat (- 394 min./an), e-Distribuție Dobrogea (- 440 min./an), Distribuție Energie Oltenia (- 421 min./an), Delgaz Grid (- 761 min./an), S.D.E.E. Muntenia Nord (-99 min./an), S.D.E.E. Transilvania Nord (- 303 min./an) și S.D.E.E. Transilvania Sud (- 150 min./an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 639 min./an (10 ore și 39 minute) în 2008, la 284 min./an (4 ore și 44 minute) în 2017, înregistrând o reducere de 355 min./an (5 ore și 55 minute). Se observă că Delgaz Grid a progresat cel mai mult (- 761 min./an), urmat de E-Distribuție Dobrogea (- 440 min./an).

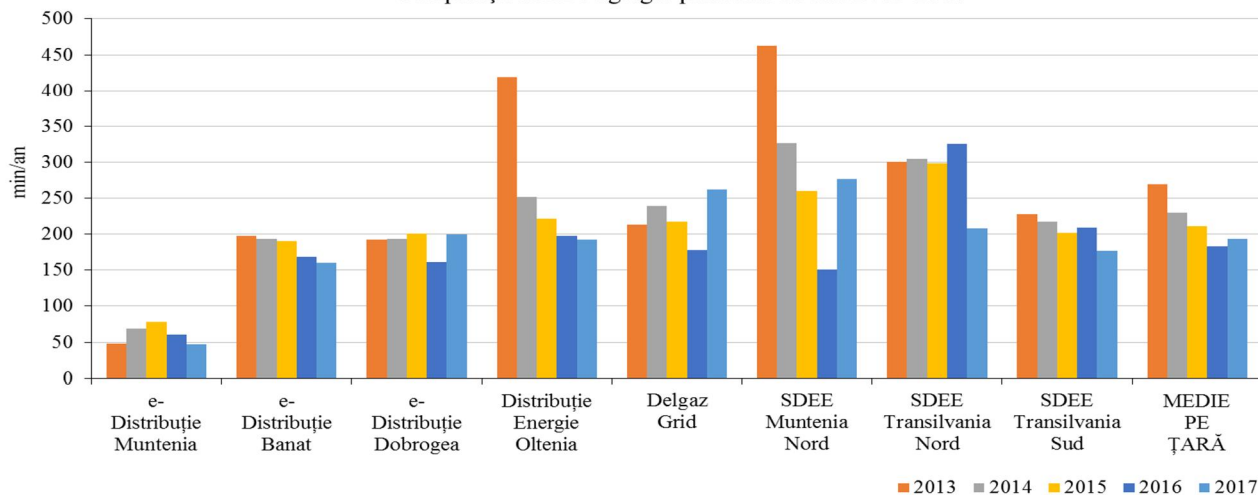
În continuare se prezintă o evoluție comparativă a acestor indicatori pe ultimii 5 ani:



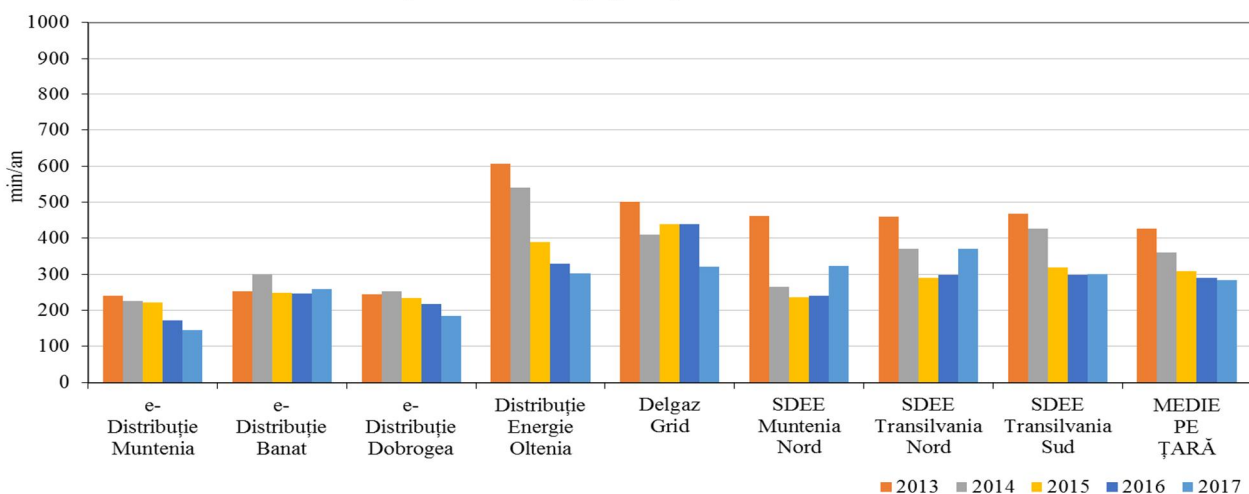
Comparație SAIFI agregat neplanificat în anii 2013-2017



Comparație SAIDI agregat planificat în anii 2013-2017



Comparație SAIDI agregat neplanificat în anii 2013-2017



## 2.2.6 Indicatorul AIT la IT

Timpul mediu de întrerupere, AIT (Average Interruption Time), este un indicator mai general și mai sintetic decât SAIFI și SAIDI și 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;

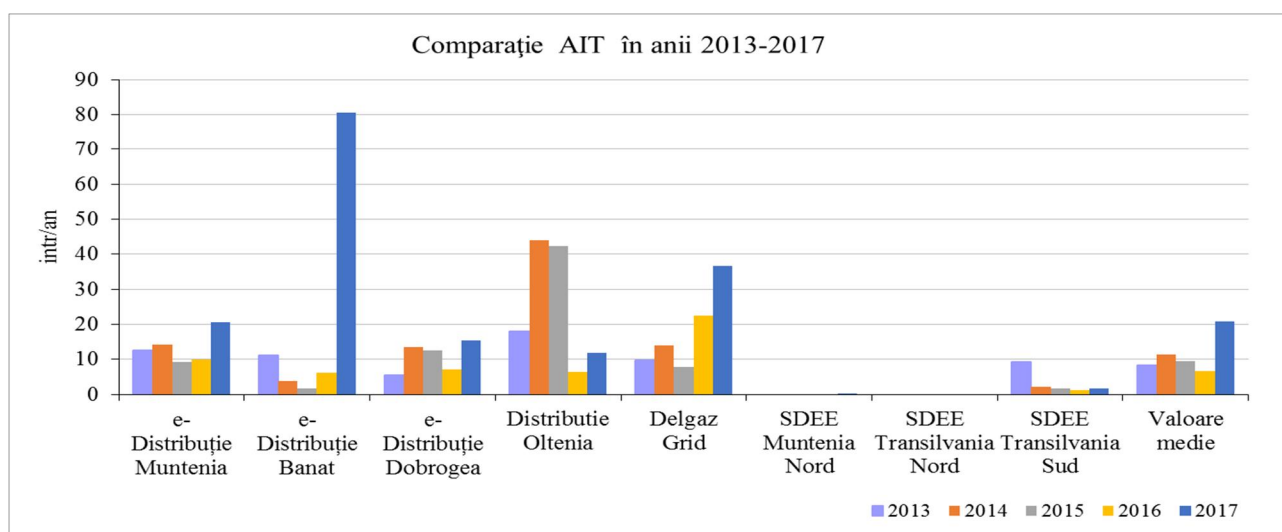
AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică (fără pierderile din RED) la nivelul OD, egal cu energia electrică distribuită anual;

Tabelul nr. 2.2.6

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
ENS [MWh]	282.19	669.53	105.71	39.53	312.10	2.57	-	20.20	178.98
AIT [min/an]	20.58	80.68	15.37	11.91	36.72	0.21	-	1.74	20.90

După cum se observă, valoarea AIT a variat între 0,21 min./an pentru S.D.E.E. Muntenia Nord și 80,68 min./an pentru E-Distribuție Banat, cu o valoare medie pe țară de 20,9 min./an. S.D.E.E. Transilvania Nord nu a înregistrat întreruperi la IT.

În continuare se prezintă evoluția timpului mediu de întrerupere AIT în perioada 2013-2017.



## 2.3 CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea calității tehnice a energiei electrice, *Standardul* prevede obligația fiecărui OD de a realiza monitorizarea acestuia într-un număr semnificativ de stații, cu ajutorul unor aparate/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 undei fundamentale și a armonicilor curenților.

Având în vedere recomandările din standardul european EN 50 160:2010 *Caracteristici ale tensiunii în rețelele electrice publice de distribuție*, începând cu anul 2016 operatorii concesionari 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.

Suplimentar, *Standardul* prevede că fiecare OD trebuie să dețină un număr suficient de aparate de monitorizare portabile, cu aceleași performanțe, pentru a rezolva în timp util reclamațiile utilizatorilor referitoare la calitatea energiei electrice. Dacă reclamațiile se confirmă, OD este obligat să ia măsurile necesare de remediere.

Analizoarele 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 (de ex. la armonica 12: 10 săptămâni de depășiri și valoarea maximă de 1,2 %). În cazul ideal, un tabel în care la majoritatea rubricilor este consemnat "zero" indică faptul că nu au fost probleme și este mult mai intuitiv de înțeles și pentru publicul larg, nefamiliarizat cu acești indicatori.

### 2.3.1 E-Distribuție Muntenia

Tabel nr. 2.3.1.1 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct analiză (stație electrică / nivel tensiune)	Săpt. analiză	Nr. într. tranz.	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășirea limitelor normale de variație a tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Balta Albă S1-10kV	17	0	17	25	-	-	-	-	
Balta Albă s2-10kV	51	0	17	25	-	-	-	-	
Băneasa s1-20kV	52	3	14	46	-	-	-	-	
Băneasa s2-20kV	41	3	14	46	-	-	-	-	
Crângași s1-10kV	51	1	18	29	-	-	-	-	
Crângași s2-10kV	49	1	18	29	-	-	-	-	
Dr. Morarilor S1B-10kV	52	0	33	48	-	-	-	-	
Dr. Morarilor S2B-10kV	46	0	33	48	-	-	-	-	
Dr. Morarilor S1A-10kV	47	0	33	48	-	-	-	-	

Dr. Morarilor S2A-10kV	52				-	-	-	-	-
Dr. Taberei S1-10kV	40	0	33	35	-	-	-	-	-
Dr. Taberei S2-10kV	49				-	-	-	-	-
Laromet 20kV	47	0	1	0	-	-	-	-	-
Militari S1-10kV	52	0	50	62	-	-	-	-	-
Panduri S1-20kV	52	0	15	32	-	-	-	-	-
Panduri s2-20kV	51				-	-	-	-	-
Sălaj 20kV	52	0	25	52	-	-	-	-	-
Vulcan 10kV	51	0	7	12	-	-	-	-	-
Vulcan 20kV	40	0	17	58	-	-	-	-	-
Toporași S2-10kV	37				-	-	-	-	-
Toporași S3-10kV	35	0	25	27	-	-	-	-	-
Toporași S4-10kV	37				-	-	-	-	-
Afumați S1-20kV	50	24	24	93	-	-	-	-	-
Afumați S2-20kV	52				-	-	-	-	-
Chitila S1-20kV	52	83	75	180	-	-	-	-	-
Chitila S2-20kV	51				-	-	-	-	-
Tâncăbești S1-20kV	52	105	80	174	-	-	-	-	-
Tâncăbești S2-20kV	52				-	-	-	-	-
ICMUG S2-20kV	52	66	41	47	-	-	-	-	-
Izvorul 20kV	43	81	9	20	-	-	-	-	-
Popești B1 20kV	15	47	45	102	-	-	-	-	-
Popești B2 20kV	15				-	-	-	-	-
IFA B2 20kV	15	11	45	81	-	-	-	-	-
Giurgiu Nord B2 20kV	15	163	73	198	-	-	-	-	-
Giurgiu Vest B2 20kV	15	64	35	80	-	-	-	-	-

Notă:

Nu au fost monitorizate depășirile limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune (parametrul RVC neconfigurat)

Nr. de întreruperi tranzitorii, scurte și lungi (înregistrate pe medie tensiune în aval de barele stațiilor) sunt raportate pe întreaga durată a anului 2017

Pentru ultimele 5 poziții durata redusă de analiză a fost cauzată de pierderea datelor la momentul realizării update-ului echipamentelor.

Tabel nr. 2.3.1.2 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Punct analiză (stație electrică / nivel tensiune)	Goluri de tensiune $t$ [ms]																								
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$				
	$0.8U_c \leq u < 0.9U_c$	$0.7U_c \leq u < 0.8U_c$	$0.4U_c \leq u < 0.7U_c$	$0.05U_c \leq u < 0.4U_c$	$u < 0.05U_c$	$0.8U_c \leq u < 0.9U_c$	$0.7U_c \leq u < 0.8U_c$	$0.4U_c \leq u < 0.7U_c$	$0.05U_c \leq u < 0.4U_c$	$u < 0.05U_c$	$0.8U_c \leq u < 0.9U_c$	$0.7U_c \leq u < 0.8U_c$	$0.4U_c \leq u < 0.7U_c$	$0.05U_c \leq u < 0.4U_c$	$u < 0.05U_c$	$0.8U_c \leq u < 0.9U_c$	$0.7U_c \leq u < 0.8U_c$	$0.4U_c \leq u < 0.7U_c$	$0.05U_c \leq u < 0.4U_c$	$u < 0.05U_c$					
Balta Albă S1-10kV	22	7	8	2	-	2	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Balta Albă s2-10kV	73	26	5	-	-	7	2	3	1	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-					
Băneasa s1-20kV	69	13	8	1	-	11	4	4	3	-	8	-	1	2	-	-	-	-	-	-					
Băneasa s2-20kV	49	5	6	-	-	9	1	4	2	-	6	-	2	2	-	-	-	-	-	-					
Crângași s1-10kV	51	24	13	1	-	2	-	1	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-					
Crângași s2-10kV	79	24	28	-	-	2	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-					
Dr. Morarilor S1B-10kV	73	28	9	1	-	3	4	7	5	-	1	1	6	1	-	-	-	-	-	-					
Dr. Morarilor S2B-10kV	84	25	13	1	-	2	2	10	6	-	-	1	4	1	-	-	-	-	-	-					
Dr. Morarilor S1A-10kV	60	22	16	-	-	2	3	8	2	-	-	4	5	1	-	-	-	-	-	-					
Dr. Morarilor S2A-10kV	83	26	19	1	-	3	7	14	4	-	-	3	6	1	-	-	-	-	-	-					
Dr. Taberei s1-10kV	43	15	10	-	-	1	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Dr. Taberei s2-10kV	47	17	17	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-					
Laromet 20kV	24	7	13	6	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Militari s1-10kV	51	17	16	1	-	2	-	3	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-					
Panduri s1-20kV	71	19	9	-	-	6	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Panduri s2-20kV	76	24	3	-	-	7	1	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Sălaj 20kV	54	14	16	-	-	3	-	1	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-					
Vulcan 10kV	51	13	4	-	-	5	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Vulcan 20kV	116	27	4	1	-	21	1	2	2	-	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-					
Toporași s2-10kV	68	26	15	-	-	4	3	3	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-					
Toporași s3-10kV	65	16	24	-	-	8	3	2	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-					
Toporași s4-10kV	67	25	13	-	-	4	3	4	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-					
Afumați s1-20kV	31	5	9	-	-	2	5	4	3	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-					
Afumați s2-20kV	33	6	7	-	-	15	5	2	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-					
Chitila s1-20kV	29	15	22	3	-	5	11	4	-	-	14	20	2	1	-	-	-	-	-	-					

Chitila s2-20kV	20	10	15	1	-	2	1	8	1	-	1	3	2	2	-	-	-	2	-	9	3	-	-	-
Tâncăbești s1-20kV	102	19	25	24	-	43	30	21	15	-	30	51	31	7	-	-	6	2	-	48	9	11	5	-
Tâncăbești s2-20kV	139	94	69	27	-	44	32	19	15	-	31	54	30	5	-	-	6	2	-	63	6	11	2	-
ICMUG s2-20kV	108	13	154	1	-	25	7	149	1	-	4	-	-	-	-	3	-	-	-	783	5	-	-	-
Izvorul 20kV	245	113	71	3	-	29	9	16	5	1	17	11	15	-	-	-	3	13	42	6	3	-	2	
Popești B1 20kV	7	1	-	-	-	4	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Popești B2 20kV	8	1	-	2	4	4	3	2	3	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
IFA B2 20kV	14	1	3	-	-	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Giurgiu Nord B2 20kV	17	1	-	1	-	1	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Giurgiu Vest B1 20kV	18	5	14	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	

Tabel nr. 2.3.1.3 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Punct analiză (Stația electrică / nivel tensiune)	Creșteri de tensiune					
	Tensiunea maximă u[%] ≥ 120			Tensiunea maximă 120 > u[%] > 110		
	10 ≤ t[ms] ≤ 500	0,5 < t[s] ≤ 5	5 < t[s] ≤ 60	10 ≤ t[ms] ≤ 500	0,5 < t[s] ≤ 5	5 < t[s] ≤ 60
Laromet 20kV	-	-	-	2	-	-
Vulcan 10kV	-	-	-	2	-	-
Chitila s1-20kV	-	-	-	3	-	-
Chitila s2-20kV	-	-	-	2	-	-
Tâncăbești s1-20kV	-	-	-	2	1	3
Tâncăbești s2-20kV	-	-	-	-	1	1
ICMUG s2-20kV	-	-	-	7	-	-
Izvorul 20kV	-	-	-	2	-	-
Popești B2 20kV	-	-	-	3	-	-

Nota: In cazul celorlalte puncte de analiză nu s-au înregistrat creșteri de tensiune.

La E-Distribuție Muntenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 20 stații electrice (stațiile Balta Albă, Băneasa, Crângași, Dr. Morarilor, Dr. Taberei, Laromet, Militari, Panduri, Sălaj, Vulcan, Toporași, Afumați, Chitila, Tâncăbești, ICMUG, Izvoru, Popești, IFA, Giurgiu Nord, Giurgiu Vest), într-un număr de 35 puncte de analiză.

S-a înregistrat un număr total de 648 întreruperi tranzitorii, 682 întreruperi scurte și 1401 întreruperi lungi.

Conform datelor raportate, în stațiile analizate nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii, a valorilor maxime pentru armonicile de tensiune, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

De asemenea s-au înregistrat un număr de 5346 goluri de tensiune, distribuite astfel:

Tensiunea [%]	(0,8--0,9)Uc	(0,7-0,8)Uc	(0,4-0,7)Uc	(0,05-0,4)Uc	(0--0,05)Uc	Tabel nr. 2.3.1.4 - Distribuția golurilor de tensiune					
						Durata [ms]	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
Nr. goluri	3102	1063	1124	204	23	Nr. goluri	3591	853	413	37	622

S-a înregistrat un număr de 29 creșteri de tensiune în domeniul (1,1-1,2)Uc, dintre care 23 cu durata între 0,1 și 0,5s, 2 între 0,5 și 5s și 4 între 5 și 60 secunde.

## 2.3.2 E-Distribuție Banat

Tabel nr. 2.3.2.1 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct analiză (stație electrică / nivel tensiune)	Săpt. de analiză	Nr. Într. tranz.	Nr. Într. scurte	Nr. Într. lungi	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale ptr. variațiile rapide ale tensiunii [nr.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Fântănele 20kV	52	105	56	109	-	nemonitorizat	-	-	-	-

Lipova 20kV	52	225	96	110	-	nemonitorizat	-	-	-	-
Mureșel B1 20kV	51	-	6	19	-	382	-	-	-	-
Pecica B1A-20kV	23	184	73	83	-	nemonitorizat	-	-	-	-
Pancota B1A 20kV	52	238	83	123	-	nemonitorizat	-	-	-	-
Poltura 20kV	24	328	103	106	-	nemonitorizat	-	-	-	-
Decebal B1 20kV	25	64	72	80	-	16027	24	-	-	-
Deva CFR B1 20kV	36	36	74	43	-	nemonitorizat	35	-	-	-
Balta Sărată B1 6kV	52	-	7	7	-	2776	47	-	-	-
Bocșa B1 20kV	52	48	93	90	-	4023	48	-	-	-
Calnic B1 20kV	52	53	29	73	-	3778	48	-	-	-
Toplet B1 20kV	49	12	6	44	-	2114	44	-	-	6
Sf. Elena B1 10kV	52	-	-	-	-	2164	49	-	-	12
Bucovina B1 20kV	51	38	29	59	-	307	-	-	-	-
Carpiș B1A 20kV	52	208	71	52	-	866	-	-	-	-
Orțișoara B1 20kV	52	165	39	76	-	606	-	-	-	-
Pădurea Verde 0kV	40	87	64	202	-	296	-	-	-	-
Sânnicolau Mare 20kV	50	143	27	91	-	856	-	-	-	-
Venus 20kV	52	48	21	23	-	505	-	-	-	-
Mureșel 20kV	51	-	6	19	-	389	-	-	-	-
Balta Sărată 20kV	52	310	96	146	-	2926	-	-	-	-
Calnic 6kV	52	-	18	22	-	3214	-	-	-	-
Cetate B1 10kV	52	-	34	41	-	511	-	-	-	-
Cetate B1 20kV	52	-	8	26	-	460	-	-	-	-

Notă: nu au fost monitorizate depășirile limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune

Tabel nr. 2.3.2.2 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Punct analiză (stația electrică / nivel tensiune)	Goluri de tensiune t [ms]																								
	10 ≤ t ≤ 200					200 < t ≤ 500					500 < t ≤ 1000					1000 < t ≤ 5000					5000 < t ≤ 60000				
	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>
Fantanele 20kV	57	104	45	3	-	22	2	-	-	-	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	40	5	2	-	-
Lipova 20kV	84	21	27	12	-	14	23	19	1	-	13	2	1	-	-	8	-	-	-	-	37	5	4	1	-
Mureșel B1 20kV	54	20	6	2	-	4	1	-	1	-	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Pecica B1A - 20kV	26	3	33	22	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pancota B1A - 20kV	80	28	33	9	13	28	39	30	4	3	6	2	3	-	18	14	1	-	-	7	34	5	3	-	-
Poltura B1 - 20kV	13	12	10	10	-	8	18	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	-	-	-
Decebal B1 20kV	32	16	43	22	-	32	1	2	-	-	1	-	3	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Deva CFR B1 20kV	43	10	24	3	-	4	4	2	-	-	1	-	3	1	-	1	-	-	-	-	1	-	2	-	-
Balta Sarata B1 6kV	123	51	103	13	-	69	26	10	1	-	24	4	2	-	-	17	1	4	2	-	17	2	13	2	-
Bocsa B1 20kV	111	31	46	7	-	18	18	7	2	-	4	5	2	2	-	2	1	2	-	-	2	4	3	-	-
Calnic B1 20kV	105	24	20	25	-	22	7	6	-	-	4	4	3	1	-	3	1	3	-	-	8	1	5	1	-
Toplet B1 20kV	85	28	37	-	-	14	11	7	2	-	1	6	3	1	-	2	2	6	2	-	3	-	2	-	-
Sf. Elena B1 10kV	277	25	23	4	-	15	8	5	2	-	3	1	8	1	-	3	3	6	3	-	9	2	5	3	-
Bucovina B1 20kV	91	24	13	18	-	6	4	-	5	-	6	2	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	2	-
Carpiș B1A - 20kV	57	37	89	14	-	40	11	3	1	-	5	-	13	-	-	1	-	-	-	-	8	4	6	1	-
Orțișoara B1 - 20kV	105	29	78	19	-	19	14	11	2	-	11	-	3	-	-	-	-	-	-	-	5	3	11	5	-
Pădurea Verde B1-20kV	77	19	30	9	-	13	8	2	5	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	5	1	-
Sânnicolau Mare 20kV	225	138	103	8	1	66	83	27	-	-	9	4	6	-	-	16	-	-	-	-	20	17	4	-	-
Venus B1A - 20kV	84	21	14	12	-	7	4	4	5	-	3	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
Mureșel B2 - 20kV	58	20	6	2	-	2	2	-	2	-	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-
Balta Sarata B1 - 20kV	133	38	80	23	-	48	10	2	2	-	5	-	6	1	-	2	1	2	2	-	9	6	10	2	-
Calnic B1 - 6kV	92	34	50	9	-	25	7	10	-	-	3	4	2	1	-	2	4	4	-	-	1	8	7	1	-
Cetate B1 - 10kV	107	35	13	9	-	8	3	1	2	-	12	2	3	-	-	-	-	-	-	-	3	1	-	-	-
Cetate B1 - 20kV	106	34	17	3	-	9	3	1	1	-	13	2	2	-	-	-	-	-	-	-	1	2	-	1	-

Tabel nr. 2.3.2.3 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Punct analiză (stația electrică / nivel tensiune)	Creșteri de tensiune [%]					
	Tensiunea maximă u ≥ 120			Tensiunea maximă 120 > u > 110		
	10 ≤ t [ms] ≤ 500	0,5 < t [s] ≤ 5	5 < t [s] ≤ 60	10 ≤ t [ms] ≤ 500	0,5 < t [s] ≤ 5	5 < t [s] ≤ 60
Fantanele 20kV	-	-	-	-	-	-
Lipova 20kV	-	-	-	4	-	-
Mureșel B1 - 20kV	-	-	-	1	-	-
Pecica B1A - 20kV	-	-	9	-	-	-

Pancota B1A - 20kV	-	-	-	1	8	55
Poltura B1 - 20kV	-	-	-	-	-	-
Decebal B1 20kV	1	-	-	6	-	-
Deva CFR B1 20kV	-	-	-	13	-	-
Balta Sarata B1 6kV	-	-	-	36	-	-
Bocsa B1 20kV	-	-	-	157	-	-
Calnic B1 20kV	-	-	-	194	-	-
Toplet B1 20kV	1	-	-	13	-	-
Sf. Elena B1 10kV	1	-	-	3	-	-
Bucovina B1 20kV	-	-	-	-	-	-
Cărpiniș B1A - 20kV	-	-	-	1	-	-
Orțișoara B1 - 20kV	-	-	-	7	-	-
Padurea Verde B1-20kV	-	-	-	-	-	-
Sănnicolau Mare B1A-20kV	-	-	-	1	-	-
Venus B1A - 20kV	-	-	-	1	-	-
Mureșel B2 - 20kV	-	-	-	1	-	-
Balta Sărată B2 - 20kV	-	-	-	106	-	-
Calnic B1 - 6kV	-	-	-	1	-	-
Cetate B1 - 10kV	-	-	-	-	-	-
Cetate B1 - 20kV	-	-	-	-	-	-

La E-Distribuție Banat s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 20 stații electrice (stațiile Fântanele, Lipova, Mureșel, Pecica, Pancota, Poltura, Decebal, Deva CFR, Balta Sărată, Bocșa, Calnic, Toplet, Sfânta Elena, Bucovina, Cărpiniș, Orțișoara, Pădurea Verde, Sănnicolau Mare, Venus, Cetate), într-un număr de 24 puncte de analiză.

S-a înregistrat un număr total de 909 întreruperi tranzitorii, 565 întreruperi scurte și 721 întreruperi lungi.

În majoritatea punctelor de analiză s-au înregistrat depășiri ale valorii normale de variație rapidă de tensiune (nr total de 31.189 în stațiile analizate).

S-au înregistrat depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung în stația Decebal (24 din 25 săptămâni), Deva CFR (35 din 36 săptămâni), Balta Sărată (47 din 52 săptămâni), Bocșa (48 din 52 săptămâni), Calnic (48 din 52 săptămâni), Toplet (44 din 49 săptămâni) și Sf. Elena (49 din 52 săptămâni).

În cadrul stațiilor analizate nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii, ale valorilor maxime ale armonicilor și ale factorului de distorsiune armonică.

S-au înregistrat depășiri ale valorii normale ale factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Toplet (6 din 49 săptămâni) și Sf. Elena (12 din 52 săptămâni).

De asemenea s-a înregistrat un număr de 2.674 goluri de tensiune, distribuite astfel:

Tabel nr. 2.3.2.4 - Distribuția golurilor de tensiune

Tensiunea [%]	(0,8--0,9)Uc	(0,7-0,8)Uc	(0,4-0,7)Uc	(0,05-0,4)Uc	(0--0,05)Uc.
Nr. goluri	1460	525	535	154	-

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	1874	419	117	72	192

S-a înregistrat un număr de 429 creșteri de tensiune, din care 3 peste 1,2 Ic, respectiv 426 în domeniul (1,1-1,2) Uc , pe durata  $10 \leq t \leq 500$ .

### 2.3.3 E-Distribuție Dobrogea

Tabelul nr. 2.3.3.1 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct analiză (stație electrică / nivel tensiune)	Săpt. analiză	Nr. într. tranz.	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășire a limitelor normale de	Depășirea limitelor normale ptr. variațiile	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung	Depășire a valorii maxime a armonicii	Depășirea factorului de distorsiune armonică	Depășirea factorului de nesimetrie de

					variația tensiunii [nr. săpt.]	rapide de tensiune [nr.]	[nr. săpt.]	[nr. săpt.]	[nr. săpt.]	secvență negativă [nr. săpt.]
Polus 110kV	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chirnogeni 20kV	20	27	11	8	-	-	-	-	-	-
Hârșova 20kV	13	96	69	40	-	-	-	-	-	-
Gălbiori 20kV	11	220	78	58	-	-	-	-	-	-
Basarabi 20kV	41	243	93	76	-	-	-	-	-	-
Centru I 10kV	13	-	24	40	-	-	-	-	-	-
Centru I 20kV	13	-	24	40	-	-	-	-	-	10
Eforie 10kV	28	-	12	29	-	-	-	-	-	-
Eforie 20kV	29	27	33	30	-	-	-	-	-	-
Mircea Vodă CT 20kV	47	24	17	27	-	-	-	-	-	-
Tăbăcarie 10kV	47	-	19	17	-	-	-	-	-	-
Tăbăcarie 20kV	47	-	8	13	-	-	-	-	-	-
Baba Novac 20kV	42	-	12	13	-	-	-	-	-	-
Tomis Nord 10kV	17	-	25	27	-	-	-	-	-	-
Tomis Nord 20kV	17	-	24	29	-	-	-	-	-	-
Cobadin 20kV	20	120	60	53	-	-	-	-	-	-
Babadag 20kV	41	33	10	19	-	-	-	-	-	-
Baia 20kV	33	71	39	89	-	-	-	-	-	-
Cișmeaua Nouă 20kV	30	30	69	18	-	-	-	-	-	-
Tulcea Oraș 20kV	34	-	12	28	-	-	-	-	-	4
Măcin 20kV	34	71	61	80	-	-	-	-	-	-
Sarinasuf 20kV	31	91	59	76	-	-	3	-	-	-
Traian 20kV	7	52	53	46	-	-	-	-	-	-
N. Bălcescu 20kV	42	18	43	50	-	-	-	-	-	-
M. Viteazu 20kV	46	3	11	19	-	-	-	-	-	-
Calarasi 20kV	8	252	178	130	-	-	-	-	-	-
Saint Gobain 110kV	23	-	-	-	-	-	21	-	-	-
Mircea Voda CL 20kV	49	12	79	80	-	-	34	-	-	-
Marmura 20kV	52	94	90	67	-	-	-	-	-	-

Tabelul nr. 2.3.3.2 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Punct analiză (stație electrică / nivel tensiune)	Goluri de tensiune t [ms]																								
	10 ≤ t ≤ 200					200 < t ≤ 500					500 < t ≤ 1000					1000 < t ≤ 5000					5000 < t ≤ 60000				
	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < u < 0,05U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < u < 0,05U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < u < 0,05U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < u < 0,05U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < u < 0,05U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>
Polus 110kV	173	38	52	4	-	18	10	6	-	-	9	3	17	1	-	-	2	4	-	-	28	4	7	-	-
Chirnogeni 20kV	21	6	3	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hârșova 20kV	7	1	24	-	-	2	3	2	1	-	2	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gălbiori 20kV	48	10	37	-	-	-	12	1	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Basarabi 20kV	26	35	37	1	-	12	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centru I 10kV	32	11	18	-	-	1	1	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centru I 20kV	37	11	23	2	-	2	2	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eforie 10kV	34	8	21	4	-	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eforie 20kV	31	7	21	13	-	3	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mircea Vodă CT	83	32	50	9	-	8	8	8	11	-	3	5	4	-	-	-	1	1	-	-	19	5	5	-	-
Tăbăcarie 10kV	70	22	58	4	-	2	3	6	-	-	3	7	6	-	-	-	2	5	-	-	23	2	-	-	-
Tăbăcarie 20kV	61	15	32	9	-	2	2	4	-	-	1	2	1	-	-	-	1	-	-	-	20	1	1	1	-
Baba Novac	71	43	32	-	-	5	3	4	-	-	1	5	10	1	-	-	1	2	-	-	11	2	-	-	-
Tomis Nord 10kV	38	11	17	1	-	2	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tomis Nord 20kV	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobadin 20kV	29	19	26	1	-	8	4	12	1	-	2	1	3	-	-	4	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Babadag 20kV	37	18	64	16	-	4	2	3	2	-	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	11	4	5	1	-
Baia 20kV	48	18	60	11	-	9	14	8	-	-	1	2	7	-	-	1	-	1	-	-	9	9	3	-	-
Cișmeaua Nouă 20kV	22	11	15	4	-	-	5	3	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	1	1	-
Tulcea Oraș 20kV	47	20	33	8	-	1	1	-	1	-	-	-	1	1	-	-	-	-	3	-	8	1	-	-	-
Măcin 20kV	79	20	38	3	-	3	6	14	2	-	3	8	5	-	-	3	8	5	1	-	6	6	1	1	-
Sarinasuf 20kV	26	19	24	9	-	16	8	5	1	-	3	1	1	1	-	4	-	1	1	-	4	-	-	-	-
Traian 20kV	32	20	36	23	-	3	2	32	1	-	2	-	2	-	-	5	-	-	1	-	11	2	3	-	-

N. Bălcescu 20kV	72	13	37	5	-	1	14	18	-	-	-	1	2	-	-	1	-	-	-	-	14	2	4	-	-
M. Viteazu 20kV	329	115	993	70	-	8	6	21	7	-	10	4	16	5	-	4	1	4	1	-	9	11	4	2	-
Călărași 20kV	4	3	13	3	-	-	-	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saint Gobain 110kV	6	3	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mircea Vodă 20kV	40	19	28	36	-	3	2	-	2	-	1	2	3	-	-	1	-	-	-	-	13	4	4	2	-
Marmura 20kV	198	264	48	111	9	172	205	258	438	84	22	23	15	35	11	51	77	12	31	10	5	3	-	-	-

Tabelul nr. 2.3.3.3 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Punct analiză (Stația electrică / nivel tensiune)	Creșteri de tensiune [%]					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t[\text{ms}] \leq 500$	$0,5 < t[\text{s}] \leq 5$	$5 < t[\text{s}] \leq 60$	$10 \leq t[\text{ms}] \leq 500$	$0,5 < t[\text{s}] \leq 5$	$5 < t[\text{s}] \leq 60$
Polus 110kV	6	-	-	5	-	-
Chirnogeni 20kV	1	-	-	2	-	-
Hârșova 20kV	-	-	-	17	-	-
Gălbiori 20kV	-	-	-	26	-	-
Basarabi 20kV	-	-	-	-	-	-
Centru I 10kV	-	-	-	3	-	-
Centru I 20kV	-	-	-	-	-	-
Eforie 10kV	-	-	-	3	-	-
Eforie 20kV	-	-	-	3	-	-
Mircea Vodă CT, 20kV	-	-	-	-	-	-
Tăbăcărie 10kV	-	-	-	3	-	-
Tăbăcărie 20kV	-	-	-	1	-	-
Baba Novac 20kV	-	-	-	2	-	-
Tomis Nord 10kV	-	-	-	1	-	-
Tomis Nord 20kV	-	-	-	-	-	-
Cobadin 20kV	-	-	-	5	-	-
Babadag 20kV	3	-	-	19	-	-
Baia 20kV	1	-	-	10	-	-
Cișmeaua Nouă 20kV	2	-	-	1	-	-
Tulcea Oraș 20kV	-	-	-	1	-	-
Măcin 20kV	-	-	-	5	-	-
Sarinasuf 20kV	1	-	-	5	-	-
Traian 20kV	2	-	-	10	-	-
N. Bălcescu 20kV	1	-	-	5	-	-
M. Viteazu 20kV	35	-	-	960	-	-
Călărași 20kV	-	-	-	6	-	-
Saint Gobain 110kV	-	-	-	2	-	-
Mircea Vodă CL 20kV	-	-	-	3	-	-
Marmura 20kV	1	-	-	8	-	-

La E-Distribuție Dobrogea s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 25 stații electrice considerate semnificative (Polus, Chirnogeni, Horșova, Gălbiori, Basarabi, Centru I, Eforie, Mircea Vodă, Tăbăcărie, Baba Novac, Tomis Nord, Cobadin, Babadag, Baia, Cișmeaua Nouă, Tulcea Oraș, Măcin, Sarinasuf, Traian, Nicolae Bălcescu, Mihai Viteazu, Călărași, Saint Gobain, Mircea Vodă, Marmura), în 29 puncte de analiză.

S-a înregistrat un număr total de 1.484 întreruperi tranzitorii (întreruperi cu durată sub 1s), 1.213 întreruperi scurte (durată întreruperii între 1s și 3min) și 1.202 întreruperi lungi (întreruperi cu durată peste 3 min).

S-au înregistrat depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung la stațiile electrice Sarinasuf (3 din 31 săptămâni), Saint Gobain (21 din 23 săptămâni) și Mircea Vodă (34 din 49 săptămâni) și depășiri ale limitelor normale ale factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile electrice Centru 20kV (10 din 13 săptămâni) și Tulcea Oraș (4 din 34 săptămâni).

În cadrul stațiilor analizate nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii, a valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică.

Conform recomandărilor de cerințe minimale prezente în cadrul SR EN-50160 au fost înregistrare și golurile și creșterile de tensiune. A fost înregistrat un număr de 7.121 goluri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.3.4 - Distribuția golurilor de tensiune

Tensiunea [%]	(0,8--0,9)Uc	(0,7-0,8)Uc	(0,4-0,7)Uc	(0,05-0,4)Uc	(0--0,05)Uc.
Nr. goluri	2322	1349	2424	912	114

Durata [ms]	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
Nr. goluri	4711	1574	286	254	296

S-a înregistrat un număr de 1.165 creșteri de tensiune pe durata  $10 \leq t[\text{ms}] \leq 500$ , din care 53 peste 1,2 Uc, respectiv 1.112 în domeniul (1,1-1,2)Uc.

## 2.3.4 Distribuție Energie Oltenia

Tabel nr. 2.3.4.1 - Principali parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct analiză (stație electrică / nivel tensiune)	Sapt. analiza	Nr. într. Tranz.	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășirea limitelor normate de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune [nr.săpt.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt]
Câmpulung 20kV	52	7	12	4	1	28	23	-	-	-
Electroarge; 20kV	52	12	11	-	2	53	35	-	-	-
FMEP 20kV	52	5	20	1	1	33	23	-	-	-
Valea Danului 20kV	52	1	5	1	2	24	16	A2-2, A3-2, A4-2, A5-2, A6-2, A8-2, A9-2, A10-2, A12-2, A14-2, A15-2, A16-2, A18-2, A20-2, A21-2, A22-2, A24-2	2	2
Mioveni 20kV	45	1	1	1	3	26	22	-	-	-
Mozăceni 20kV	52	10	14	2	2	29	69	-	-	-
P[troia 20kV	52	12	12	12	8	66	2	-	7	10
Pitești Nord 20kV	52	-	12	5	2	1	18	-	-	-
Pitești Vest 20kV	52	5	6	2	1	-	13	-	-	-
Rucăr 20kV	52	1	1	-	3	21	33	-	-	-
Almaj 20kV	52	12	4	-	16	38	26	-	-	-
Băilești 20kV	52	-	-	-	7	76	41	-	-	-
Basarabi 20kV	52	4	3	-	3	61	27	-	-	-
Craiovița 6kV	52	-	2	-	17	-	11	-	-	-
Craiova Centru 20kV	52	6	2	-	1	-	23	-	-	-
Craiova Est 6kV	52	1	2	1	5	-	13	A15-2, A21-3	-	-
Sud 6kV	52	-	3	-	1	-	19	-	-	-
Galicea 20kV	52	-	1	-	3	-	-	-	-	-
Moflești 20kV	52	1	12	3	1	51	38	-	-	-
Prefabricate 20kV	52	2	16	2	2	85	30	-	-	-
Blejești 20kV	52	1	2	-	31	201	31	-	4	1
Hîrlești 20kV	52	2	5	2	29	410	29	A15-1	1	-
Preajba 20kV	45	2	3	2	28	40	28	-	-	1
Roșiori 20kV	52	3	36	11	3	295	25	A15-1	1	-
Traianu 20kV	52	10	34	4	1	336	31	A15-32, A21-3	-	-
Videle 20kV	52	5	23	1	2	952	39	-	-	-
Alunu 20kV	52	17	3	-	2	6	11	A6-1, A15-6, A17-4	-	-
Berbești 20kV	52	44	1	-	10	-	7	-	-	-
Căzănești 20kV	52	5	11	4	12	105	19	-	-	-
Jibla 20kV	50	1	-	1	3	12	16	-	-	-
Ladești 20kV	52	3	3	8	6	31	22	-	-	-
Traian 20kV	52	2	5	3	18	6	22	-	-	-
Vâlcea Nord 20kV	52	1	-	2	11	2	6	-	1	-
Vâlcea Sud 20kV	52	2	19	-	1	13	21	-	-	-
Bălcești 20kV	27	4	-	-	18	-	17	A7-1	-	-
Brezoi 20kV	38	7	2	-	11	-	15	-	-	-
Valcea Sud 110kV	52	2	-	2	12	-	-	-	1	-
Bals 20kV	52	22	27	8	22	63	34	-	-	-
Caracal-Sud 20kV	49	25	30	21	12	113	27	-	-	-

Corabia 20kV	52	9	23	-	6	294	42	-	-	-
Iancu Jianu 20kV	52	-	4	2	1	69	31	A15-2	-	-
Icoana 20kV	43	-	6	4	2	-	26	-	-	-
Milcov 20kV	52	2	-	1	1	-	14	-	-	-
Studina 20kV	52	-	3	-	6	32	28	-	-	-
Anvelope 6kV	52	1	6	4	14	-	10	A15-9, A21-19	1	4
Banovița 20kV	52	16	8	-	23	111	43	-	-	-
Ticleni 1 20kV	52	-	4	2	5	29	5	-	-	-
Ticleni 1 6kV	52	-	-	6	18	6	1	-	-	-
Turburea 20kV	52	11	4	2	12	139	9	-	-	-
Lupoia 20kV	52	3	16	4	23	4	23	A15-20	-	-
Bărbătești 6kV	52	5	8	-	25	-	25	A15-1	-	-
Bârsești 2 20kV	52	2	9	1	1	113	29	-	-	-
Bărbătești 20kV	52	1	6	3	2	1	-	-	-	-
Carbunefști 20kV	52	2	10	4	4	81	34	-	-	-
Motru 20kV	52	1	25	4	29	61	29	-	-	-
IUM 20kV	52	11	9	3	26	16	26	A6-1	1	1
Jilt 20kV	52	6	8	1	4	2	26	A5-2, A6-3, A7-23, A8-1	4	-
Tg. Jiu Sud 20kV	13	2	-	-	5	32	11	-	-	-
Valea Mare 20kV	49	-	1	2	6	89	6	A14-5, A15-21, A16-1, A17-4, A18-4, A19-8, A20-12, A21-21, A23-9, A25-1	-	-
Seciuri 20kV	14	2	1	1	4	39	4	-	-	-

Tabel nr. 2.3.4.2 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Punct analiză (stație electrică / nivel tensiune)	Goluri de tensiune t [ms]																									
	10 ≤ t ≤ 200					200 < t ≤ 500					500 < t ≤ 1000					1000 < t ≤ 5000					5000 < t ≤ 60000					
	0.8U <sub>c</sub> ≤ u < 0.9U <sub>c</sub>	0.7U <sub>c</sub> ≤ u < 0.8U <sub>c</sub>	0.4U <sub>c</sub> ≤ u < 0.7U <sub>c</sub>	0.05U <sub>c</sub> ≤ u < 0.4U <sub>c</sub>	u < 0.05U <sub>c</sub>	0.8U <sub>c</sub> ≤ u < 0.9U <sub>c</sub>	0.7U <sub>c</sub> ≤ u < 0.8U <sub>c</sub>	0.4U <sub>c</sub> ≤ u < 0.7U <sub>c</sub>	0.05U <sub>c</sub> ≤ u < 0.4U <sub>c</sub>	u < 0.05U <sub>c</sub>	0.8U <sub>c</sub> ≤ u < 0.9U <sub>c</sub>	0.7U <sub>c</sub> ≤ u < 0.8U <sub>c</sub>	0.4U <sub>c</sub> ≤ u < 0.7U <sub>c</sub>	0.05U <sub>c</sub> ≤ u < 0.4U <sub>c</sub>	u < 0.05U <sub>c</sub>	0.8U <sub>c</sub> ≤ u < 0.9U <sub>c</sub>	0.7U <sub>c</sub> ≤ u < 0.8U <sub>c</sub>	0.4U <sub>c</sub> ≤ u < 0.7U <sub>c</sub>	0.05U <sub>c</sub> ≤ u < 0.4U <sub>c</sub>	u < 0.05U <sub>c</sub>	0.8U <sub>c</sub> ≤ u < 0.9U <sub>c</sub>	0.7U <sub>c</sub> ≤ u < 0.8U <sub>c</sub>	0.4U <sub>c</sub> ≤ u < 0.7U <sub>c</sub>	0.05U <sub>c</sub> ≤ u < 0.4U <sub>c</sub>	u < 0.05U <sub>c</sub>	
Câmpulung 20kV	22	6	2	1	-	6	10	24	115	-	1	2	4	28	-	1	-	-	11	-	-	-	-	-	-	-
Electroarges 20kV	32	10	-	2	-	-	3	3	-	-	-	2	4	92	-	-	-	2	30	-	-	-	-	-	-	-
FMEP 20kV	28	21	1	-	-	2	3	3	-	-	-	1	3	135	-	-	1	2	5	-	-	-	-	1	-	-
Valea Danului 20kV	42	20	1	3	-	11	8	4	11	-	1	1	-	6	-	1	-	-	15	-	-	1	-	-	-	-
Mioveni 20kV	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	13	-	-	-	1	26	-	-	-	-	-	1	-
Mozăceni 20kV	77	1	3	-	-	40	21	8	8	-	1	6	32	121	-	1	1	7	43	-	-	-	-	-	1	-
Pătroaia 20kV	9	4	3	-	-	1	2	5	4	-	-	1	1	29	-	-	-	2	8	-	-	1	-	-	1	-
Pitești Nord 20kV	19	11	28	4	-	3	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Pitești Vest 20kV	22	12	27	69	-	-	4	-	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rucăr 20kV	20	5	1	-	-	4	3	3	-	-	1	2	1	-	-	1	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-
Almaj 20kV	19	3	-	-	-	2	2	7	13	-	-	-	5	26	-	-	1	2	2	-	-	-	-	-	1	-
Băilești 20kV	6	-	-	-	-	5	1	2	19	-	1	3	4	23	-	-	-	3	35	-	-	1	-	-	2	-
Basarabi 20kV	21	15	15	2	-	12	4	18	1	-	1	-	4	15	-	1	-	3	40	-	-	-	-	-	4	-
Craiovița 6kV	26	5	3	-	-	2	2	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Cv-Centru 20kV	27	5	8	18	-	1	2	2	21	-	-	-	2	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Cv-Est 6kV	18	2	3	1	-	2	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-
Cv-Sud 6kV	29	9	7	2	-	1	3	4	2	-	-	1	1	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Galicea 20kV	4	-	-	-	-	3	1	2	17	-	1	2	4	25	-	-	-	3	32	-	-	-	-	-	1	-
Moflești 20kV	32	9	1	-	-	2	9	10	16	-	1	2	3	26	-	-	-	3	14	-	-	1	-	-	1	-
Prefabricate 20kV	15	8	36	206	-	2	3	17	260	-	-	1	4	168	-	-	-	5	108	-	-	-	-	-	1	-
Blejești 20kV	58	5	-	-	-	3	-	9	-	-	1	-	1	2	-	-	-	3	-	-	-	-	-	1	-	-
Hîrlești 20kV	39	12	-	1	-	4	-	4	32	-	-	-	6	59	-	-	-	1	48	-	-	-	-	-	1	-
Preajba 20kV	28	4	-	-	-	2	-	6	3	-	-	1	9	4	-	-	-	4	9	-	-	-	-	-	5	-
Roșiori 20kV	20	8	3	1	-	4	2	8	4	-	-	-	21	45	-	2	1	6	55	-	-	2	-	-	-	-
Traianu 20kV	44	8	3	3	-	11	5	6	22	-	2	1	10	32	-	-	-	3	10	-	-	-	-	-	2	-
Videle 20kV	42	20	1	3	-	11	8	4	11	-	1	1	-	6	-	1	-	-	15	-	-	1	-	-	-	-
Alunu 20kV	48	7	8	9	-	1	-	1	3	-	1	1	-	1	-	-	-	6	-	-	1	-	-	1	-	-
Berberști 20kV	51	4	5	1	-	7	1	1	1	-	6	-	-	5	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Căzănești 20kV	17	3	1	-	-	2	3	5	8	-	2	-	2	35	-	-	1	-	27	-	-	-	-	-	4	-
Jiblea 20kV	6	2	-	-	-	1	-	-	2	-	-	1	4	5	-	-	-	1	2	-	2	1	2	3	-	-
Ladești 20kV	4	1	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	3	-	1	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-
Traian 20kV	9	-	17	10	-	2	-	2	1	-	2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-



Iancu Jianu 20kV	86	26	-	185	21	1
Icoana 20kV	1	-	-	-	-	-
Milkov 20kV	1	-	-	27	1	-
Studina 20kV	46	15	-	79	20	1
Arges Sud 20kV	-	-	-	-	-	-
Câmpulung 20kV	21	3	1	65	3	2
Ticleni 1 20kV	58	-	-	76	5	-
Ticleni 1 6kV	98	20	-	178	27	3
Turburea 20kV	156	-	-	173	9	1
Lupoaia 20kV	7	9	-	74	17	2
Bărbătești 6kV	19	28	2	126	38	4
Bărbătești 2 20kV	17	21	1	243	33	8
Bărbătești 20kV	51	7	1	261	15	1
Cărbunești 20kV	51	10	2	109	17	6
Motru 20kV	29	8	1	96	18	2
IUM 20kV	59	11	2	189	21	4
Jilt 20kV	17	7	-	108	75	2
Tg. Jiu Sud 20kV	54	5	2	18	28	1
Valea Mare 20kV	149	5	3	44	25	2
Seciuri 20kV	13	-	-	30	42	1

La Distribuție Energie Oltenia s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 56 puncte de analiză din 53 de stații electrice.

Pe total s-a înregistrat un număr total de 312 de întreruperi tranzitorii, 494 întreruperi scurte și 147 de întreruperi lungi.

Depășirea limitelor normate de variație a tensiunii s-a înregistrat în medie în 10 săptămâni pe an (valoare mediată pe total stații analizate).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în medie în 23 săptămâni pe an (valoare mediată pe total 56 stații de transformare).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru armonici în stațiile Valea Danului (2 săptămâni pentru armonicile 2-6, 8-10, 12, 14-16, 18, 20- 22, 24), Craiova-Est (2 săptămâni pentru armonica 15, 3 săptămâni pentru armonica 21), Hîrlești și Roșiori (1 săptămână pentru armonica 15), Traianu (32 săptămâni pentru armonica 15, 3 săptămâni pentru armonica 21), Alunu (1 săptămână pentru armonica 6, 6 săptămâni pentru armonica 15, 4 săptămâni pentru armonica 17), Bălcești (1 săptămână din 52 pentru armonica 7), Iancu Jianu (2 din 52 săptămâni pentru armonica 15), Anvelope (9 săptămâni pentru armonica 15, 19 săptămâni pentru armonica 21), Lupoaia (20 săptămâni pentru armonica 15), IUM (1 săptămână pentru armonica 6), Jilt (2 săptămâni pentru armonica 5, 3 săptămâni pentru armonica 6, 23 săptămâni pentru armonica 7, 1 săptămână pentru armonica 8), Valea Mare (5 săptămâni pentru armonica 14, 21 săptămâni pentru armonica 15, 1 săptămână pentru armonica 16, 4 săptămâni pentru armonicile 17 și 18, 8 săptămâni pentru armonica 19, 12 săptămâni pentru armonica 20, 21 săptămâni pentru armonica 21, 9 săptămâni pentru armonica 23, 1 săptămână pentru armonica 25).

De asemenea s-a înregistrat depășirea factorului de distorsiune armonică în 10 stații electrice, cu valori maxime înregistrate la stațiile Patroaia (7 săptămâni), Blejești (4 săptămâni) și Jilt (4 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă în 6 din cele 56 stații electrice, cu o valoare maximă de 10 săptămâni înregistrată la stația Patroaia.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 7.341 goluri de tensiune și 11.289 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabel nr. 2.3.4.4 - Distribuția golurilor de tensiune

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-07) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0--0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	1.728	762	907	3.944	-	Nr. creșteri	13.034	6.612

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	2.601	1.489	2.091	1.035	125	Nr. creșteri	14.934	4.570	142

## 2.3.5 Delgaz Grid

Tabel nr. 2.3.5.1 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct analiză	Nr. într. tranzitorii	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Nr. goluri de tens.	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variații rapide de tensiune [nr]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Buhuși T1	-	-	-	207	-	48/22/32	2/-/-	-	-	-
Comănești T3	-	-	-	274	-	60/22/62	2/-/-	-	-	-
Letea T1	1	8	4	153	-	39/18/47	1/-/-	-	-	-
Milcov T1	4	4	-	164	-	53/17/39	2/-/-	-	-	-
Onești T1	1	12	6	226	-	89/28/82	2/-/-	-	-	-
Partizan T1	-	2	1	145	-	44/15/58	1/-/-	-	-	-
Abator T1	2	1	6	202	-	63/20/64	6/1/-	-	-	-
Catamărești T1	-	-	-	60	-	15/2/18	1/-/-	-	-	-
Darabani T1	-	-	-	295	-	75/26/72	9/2/-	-	-	-
Botoșani T3	-	1	7	149	-	-/-/-	2/-/1	-	-	-
Hudum T1	1	-	-	200	-	51/22/53	2/-/-	-	-	-
Saveni T1	-	3	1	287	-	70/26/69	10/-/-	-	-	-
B4 T1	-	-	-	133	-	33/10/30	1/-/-	-	-	-
Breazu T1	-	-	1	183	-	71/24/63	4/1/-	-	-	-
Delphi T1	-	-	-	235	-	-	5/1/-	-	-	-
Hârlău T1	-	-	1	262	-	131/26/131	6/1/-	-	-	-
Vlădeni T1	3	19	10	268	-	91/27/63	2/2/-	-	-	-
Carieră T2	-	-	2	326	-	59/19/37	1/-/-	-	-	-
Dodeni T1	-	2	5	269	-	78/27/65	2/-/-	-	-	-
P. Neamt Gara	1	-	2	124	-	33/19/31	2/-/-	-	-	-
Roman O. T2	-	-	-	151	-	58/18/70	1/-/-	-	-	-
Roman Sud T1	-	1	3	180	-	50/17/46	2/-/-	-	-	-
Roman Vest T1	-	4	-	108	-	34/12/43	1/-/-	-	-	-
Roznov T1	-	2	5	225	-	73/28/103	5/1/-	-	-	-
Fălțiceni T1	3	1	-	148	-	-	1/1/-	-	-	-
G. Humor T1	1	8	2	218	-	53/18/64	4/-/-	-	-	-
Hurmuzachi	-	-	3	177	-	69/23/-	5/-/1	-	-	-
Mirauti T2	-	2	8	179	-	63/26/55	4/1/1	-	-	-
Rulmentul T1	1	-	2	146	-	57/18/49	5/-/-	-	-	-
Delea T1	-	1	1	328	-	-/-/-	2/2/-	-	-	-
Roșești T1	4	7	6	316	1	80/29/80	2/1/-	-	-	-
Ițcani T1	-	1	4	180	-	50/21/52	2/-/-	-	-	-
Rădauți T2	-	-	1	143	-	61/18/60	2/-/-	-	-	-
Siret T1	2	3	-	147	-	-/-/49	2/-/-	-	-	-
Bârlad T1	-	-	1	231	-	95/26/170	2/1/-	-	-	-
Crâng T1	1	-	2	180	-	-	1/1/-	-	-	-
Huși T1	-	1	-	289	-	106/29/132	5/1/-	-	-	-
Negrești T1	-	-	-	314	-	30/12/30	6/1/-	-	-	-
Rediu T1	-	-	-	216	-	73/23/70	2/1/-	-	-	-

Notă: nr. de săptămâni de analiză pentru fiecare din stațiile considerate = 53 săptămâni

Tabelul nr. 2.3.5.2 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Punct analiză	Goluri de tensiune t [ms]																																						
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$																		
	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$																			
Buhuși T1	135	18	9	-	-	9	6	1	-	-	3	5	3	-	-	5	9	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Comănești T1	116	15	59	5	-	20	2	16	-	-	9	1	10	2	-	3	-	7	1	-	-	-	8	-	-
Letea T1	94	17	7	-	-	9	3	2	-	-	6	2	1	1	-	8	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Milcov T1	84	14	11	-	-	8	3	4	5	-	12	2	7	7	4	1	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Onești T1	110	35	16	3	-	10	5	3	2	-	10	5	9	6	-	1	1	4	6	-	-	-	-	-	-
Partizan T1	82	25	10	-	-	6	2	5	-	-	4	3	2	2	-	2	1	-	1	0	-	-	-	-	-
Abator T1	65	24	17	2	-	21	10	17	14	2	3	6	5	2	-	7	3	3	-	-	-	-	-	1	-
Catamărești T1	33	5	1	-	-	5	1	5	1	-	1	2	-	-	-	4	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Darabani T1	89	39	24	2	14	18	7	31	10	12	13	5	8	1	2	9	5	1	-	3	1	-	-	1	-
Botoșani T1	60	18	13	3	-	13	5	11	3	-	3	3	5	3	-	2	1	4	1	-	-	-	-	1	-
Hudum T1	51	21	16	-	-	22	37	12	2	1	14	4	2	2	-	10	4	2	-	-	-	-	-	-	-
Saveni T1	68	18	17	7	-	30	17	92	1	-	11	4	9	4	-	9	1	3	-	-	-	-	-	1	-
B4 T1	65	11	16	1	-	8	5	11	-	-	4	7	3	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brezu T1	68	31	26	2	-	7	15	11	-	-	5	12	4	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Delphi T1	113	33	28	1	-	12	10	9	-	-	4	16	4	-	-	3	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Hârlau T1	124	29	23	9	-	10	4	31	10	-	2	3	5	2	-	5	1	4	-	-	-	-	-	-	-
Vlădeni T1	75	34	25	1	-	18	15	11	-	-	22	12	6	3	-	11	8	10	13	1	2	-	-	-	-
Carieră T1	239	11	17	2	-	17	3	-	-	-	8	3	-	-	-	3	1	3	19	-	-	-	-	-	-
Dodeni T1	106	15	20	1	-	16	4	23	5	-	38	3	-	-	-	31	3	-	1	-	3	-	-	-	-
P. Neamț Gara	79	8	20	-	-	8	2	-	-	1	1	2	-	-	-	1	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Roman O. T2	79	30	3	2	-	11	7	1	9	-	4	1	-	-	-	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-
Roman Sud T1	99	35	3	-	-	21	7	1	3	-	4	1	-	-	-	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-
Roman Vest T1	67	12	6	1	-	1	2	4	2	-	5	2	1	1	-	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-
Roznov T1	104	14	21	3	-	22	23	15	10	-	2	1	-	-	-	2	1	6	1	-	-	-	-	-	-
Fălticeni T1	62	16	6	1	-	13	4	10	1	3	8	5	3	6	-	1	3	2	4	-	-	-	-	-	-
G. Humor T1	86	15	23	-	-	4	10	39	17	1	10	3	5	-	-	2	1	2	-	-	-	-	-	-	-
Hurmuzachi	69	29	16	7	-	11	3	13	-	-	6	5	7	-	-	2	-	8	-	-	-	-	-	1	-
Ițcani	89	16	6	2	-	19	7	9	3	-	6	5	1	4	-	8	2	1	2	-	-	-	-	-	-
Mirăuți T1	104	18	9	2	-	12	7	5	2	-	4	5	1	3	-	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-
Rădăuți	42	24	22	-	-	16	4	12	-	-	3	4	6	1	-	2	-	7	-	-	-	-	-	-	-
Rulmentul T1	89	18	3	-	-	11	1	4	3	-	-	6	2	-	-	4	1	4	-	-	-	-	-	-	-
Siret	47	25	12	1	-	5	7	20	4	-	4	3	5	-	-	2	8	4	-	-	-	-	-	-	-
Barlad	62	14	20	3	-	22	5	5	1	-	10	14	45	8	-	12	6	1	3	-	-	-	-	-	-
Crâng	56	12	17	2	-	41	1	-	5	1	7	2	14	2	-	10	2	-	8	-	-	-	-	-	-
Delea T1	81	51	30	3	1	32	47	22	2	1	24	14	2	2	-	10	4	2	-	-	-	-	-	-	-
Huși	91	29	46	-	-	26	11	19	5	-	12	7	8	3	-	20	4	1	7	-	-	-	-	-	-
Negrești	83	24	35	-	-	31	7	52	2	-	36	3	13	1	0	23	3	1	-	-	-	-	-	-	-
Radiu	72	30	38	-	-	14	6	8	2	-	9	6	10	-	-	2	10	6	3	-	-	-	-	-	-
Roșiești	53	28	35	-	-	21	9	53	6	4	14	8	5	59	-	9	6	3	-	-	3	-	-	-	-

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ai principalilor parametri ai calității energiei electrice în 39 stații electrice.

S-a înregistrat un număr total de 22 întreruperi tranzitorii, 78 întreruperi scurte și 76 întreruperi lungi. Conform raportărilor, în cadrul stațiilor analizate nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variația tensiunii, ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

În ceea ce privește depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, se înregistrează o valoare medie de cca. 2 săptămâni cu depășiri per stație electrică.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 8.042 goluri de tensiune distribuite pe domenii de tensiune și durate, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.3.5.4 - Distribuția golurilor de tensiune

Tensiunea	(0,8--0,9)Uc	(0,7-0,8)Uc	(0,4-0,7)Uc,	(0,05-0,4)Uc	(0--0,05)Uc	Durata [ms]	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
Nr. goluri	4476	1483	1632	400	51	Nr. goluri	4959	1667	878	516	22

Nu au fost înregistrate creșteri de tensiune.

### 2.3.6 S.D.E.E. Muntenia Nord

Tabelul nr. 2.3.6.1 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct de analiză	Săpt. analiza	Nr. într. tranz.	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variații rapide de tensiune [nr.]	Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung	Depășirea valorii maxime a armonicilor ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetri de secvență negativă [nr. săpt.]
CuzaVodă 20kV	51	-	-	-	4	6	-	-	-	-
Ianca 20kV	4	-	-	-	-	14	-	-	-	-
Însurăței 20kV	50	-	-	-	-	26	-	A15-3	-	-
Jugureanu 20kV	50	2	1	2	2	59	2/2/2	-	-	-
Pisc 20kV	6	-	-	-	-	87	-	-	-	-
Urleasca 20kV	6	-	-	-	-	26	-	-	-	-
Hipodrom	49	4	14	6	-	31	36	-	-	24
Satuc-Grăjdeanca	11	-	-	-	-	66	-	-	-	-
Buzău Nord	2	-	-	-	-	17	-	-	-	-
Crâng	11	-	-	-	-	44	-	-	-	-
Râmnicu Sarat	11	-	-	-	-	6	-	-	-	-
Săhăteni	41	-	-	-	-	74	-	-	-	-
Buzău Sud	50	16	84	13	-	32	32	-	-	24
Ceil	41	-	-	-	-	35	-	-	-	-
Adjud	6	-	-	-	-	14	-	-	-	-
Gugesti	6	-	-	-	-	40	-	-	-	-
Mărășești	6	-	-	-	-	20	-	-	-	-
Focșani Nord	49	222	37	-	-	31	39	-	-	18
Cudalbi	44	-	-	-	-	14	-	-	-	-
Pechea	51	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Schela	52	3	3	6	4/1/1	11	-	A2,4-6,8,10,12,14-16,18,19,21-25 - 5	-	-
Tg. Bujor	52	15	9	19	1/2/0	20	-	-	-	-
Vânători	51	-	-	-	-	29	-	-	-	-
Tecuci	50	1204	280	2	-	32	44	-	-	35
Băltești	49	-	-	-	1	6	-	-	-	-
Berceni	2	-	-	-	-	5	2/2/2	-	-	-
Busteni	2	-	-	-	-	6	-	-	-	-
Columbia	2	-	-	-	-	2	-	-	-	-
Ploiești Nord	2	-	-	-	-	5	-	-	-	-
Vega	2	-	-	-	-	4	-	-	-	-
V. Largă	2	-	-	-	-	-	-	A15-2, A17-1	-	-
Baicoi	49	351	29	2	-	49	32	-	-	24
Titu	6	-	-	-	-	24	3/0/5	-	-	-
Aninoasa	52	-	-	-	-	26	-	-	-	-
Fieni	4	-	-	-	-	48	-	-	-	-
Teș	4	-	-	-	-	21	1/0/4	-	-	-
V.Voievozilor	4	-	-	-	-	7	2/0/4	-	-	-
Găești	49	798	39	7	-	49	48	-	-	22

Tabelul nr. 2.3.6.2 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiunea reziduală

Punct de analiză	Goluri de tensiune t [ms]																								
	10 ≤ t ≤ 200					200 < t ≤ 500					500 < t ≤ 1000					1000 < t ≤ 5000					5000 < t ≤ 60000				
	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>	0,8U <sub>c</sub> ≤ u < 0,9U <sub>c</sub>	0,7U <sub>c</sub> ≤ u < 0,8U <sub>c</sub>	0,4U <sub>c</sub> ≤ u < 0,7U <sub>c</sub>	0,05U <sub>c</sub> ≤ u < 0,4U <sub>c</sub>	u < 0,05U <sub>c</sub>					
Însurăței	15	3	-	-	-	13	3	-	2	-	-	1	2	12	-	-	-	-	-	-	4				
Jugureanu	10	1	-	-	-	9	7	4	-	-	3	2	10	2	-	-	1	2	2	-	-				
CuzaVodă	1	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	2	-	-	2				
Ianca	6	3	-	-	-	5	5	2	2	-	-	4	5	6	-	-	-	1	-	-	-				
Pisc	4	1	1	-	-	3	-	3	18	-	-	-	4	40	-	-	-	2	11	-	1				
Urleasca	9	2	-	-	-	10	4	8	3	-	1	2	2	3	-	-	1	5	-	-	1				
Satuc-Grăjdeanca	30	-	4	-	-	3	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Buzău Nord	8	-	1	-	-	6	3	2	-	-	3	1	2	5	2	5	-	-	-	-	-				
Crâng	9	-	3	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rm. Sarat	2	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Săhăteni	6	2	2	2	1	-	1	17	25	-	2	-	-	4	-	-	-	-	1	-	1				
Ceil	5	-	-	-	-	7	1	-	11	2	-	1	-	3	-	2	-	-	4	2	-				
Adjud	4	-	-	-	-	3	-	3	2	-	1	-	2	2	-	1	-	-	-	-	-				
Gugesti	3	2	1	-	-	9	1	2	3	-	2	2	7	17	-	14	-	-	-	-	-				
Mărășești	1	-	-	-	-	17	1	5	32	-	2	3	1	1	-	-	-	3	-	-	-				
Cudalbi	1	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	1	3	-	-	-				
Pechea	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	10	-	-	-	-	-	-				
Schela	2	17	1	-	-	-	4	3	-	-	-	-	-	2	-	-	-	1	-	-	1				

Tg. Bujor	5	-	-	-	-	10	1	-	3	-	-	1	2	7	-	-	-	1	5	-	1	-	-	-	-
Vânători	2	-	-	-	-	11	4	1	1	2	5	1	1	8	-	2	-	-	1	1	2	-	-	2	-
Băltești	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	3	3	2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Berceni	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bușteni	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Columbia	2	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ploiești Nord	-	-	-	-	-	1	-	1	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vega	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valea Largă	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Titu	8	-	-	-	-	8	2	1	4	-	-	1	4	17	2	-	-	-	4	2	-	-	-	-	4
Aninoasa	1	1	-	-	-	1	1	-	-	3	-	-	1	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fieni	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Teiș	1	-	-	2	-	10	2	1	4	6	8	2	4	3	1	-	1	2	5	1	3	-	-	1	3
V. Voievozilor	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Băicoi	57	18	48	3	2	3	9	11	13	3	1	4	25	9	264	1	5	22	-	20	-	-	-	-	1
Buzău Sud	64	7	10	2	11	2	6	6	2	1	4	2	-	-	-	1	2	1	1	-	-	-	-	-	-
Gaești	109	30	16	8	4	12	-	9	14	21	3	1	4	2	589	7	4	8	18	13	4	-	1	8	4
Hipodrom	55	31	16	2	6	4	3	2	7	-	3	-	3	7	-	1	3	-	4	5	-	-	-	-	4
Tecuci	94	32	49	54	625	24	19	67	717	18	28	33	86	333	231	8	17	9	485	87	-	1	7	19	8
Focșani Nord	104	46	19	12	1	13	14	9	129	33	5	4	3	19	11	1	3	2	21	11	-	-	-	-	-

Tabelul nr. 2.3.6.3 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Punct de analiză	Creșteri de tensiune [%]					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t [\text{ms}] \leq 500$	$0,5 < t [\text{s}] \leq 5$	$5 < t [\text{s}] \leq 60$	$10 \leq t [\text{ms}] \leq 500$	$0,5 < t [\text{s}] \leq 5$	$5 < t [\text{s}] \leq 60$
Însurăței CEE10MW	25	15	4	143	-	-
Jugureanu CEF 4MW	24	21	1	265	960	457
Cuza Vodă 20kV	-	3	2	10	-	1
Ianca 20kV	15	14	-	67	-	-
Pisc 20kV	26	57	1	194	-	1
Urleasca 20kV	24	13	1	46	-	-
Sătuc-Grăjdeanca	-	-	-	-	-	-
Buzău Nord	3	10	-	19	13	-
Crâng	-	-	-	-	-	-
Rm. Sărat	1	1	-	10	8	16
Săhăteni	44	4	-	1	-	-
CEIL	14	11	-	8	1	-
Adjud	7	5	-	8	-	-
Gugești	18	28	-	239	10	1
Mărășești	38	9	-	25	4	2
Cudalbi	2	8	-	-	-	-
Pechea	-	10	-	-	-	-
Schela	8	3	2	36	-	-
Tg. Bujor	15	15	1	56	-	2
Vânători	5	11	2	39	18	5
Băltești	1	7	-	42	-	-
Berceni	-	-	-	-	12	45
Bușteni	1	-	-	1	1	-
Columbia	2	-	-	1	-	-
Ploiești Nord	7	-	-	1	-	-
Vega	-	-	-	-	-	-
Valea Largă	-	-	1	36	37	5
Titu	21	28	4	82	1	-
Aninoasa	7	3	-	58	1	-
Fieni	-	-	-	-	-	-
Teiș	22	26	5	132	446	79
V. Voievozilor	-	-	-	-	-	-
Băicoi	37	2	-	24	1	-
Buzău Sud	285	-	-	58	-	-
Gaești	56	9	-	49	-	-
Hipodrom	31	40	8	281	22	14
Tecuci	2383	1008	35	5879	353	86
Focșani Nord	116	35	-	215	254	7

La S.D.E.E. Muntenia Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 38 stații electrice (Cuza Vodă, Ianca, Însurăței, Jugureanu, Pisc, Urleasca, Hipodrom, Sătuc-Grăjdeanca, Buzău Nord, Crâng, Rm. Sărat, Săhăteni, Ceil, Adjud, Gugești, Mărășești, Cudalbi, Pechea, Schela, Tg. Bujor, Vânători, Băltești, Berceni, Bușteni, Columbia, Ploiești Nord, Vega, Valea Largă, Titu, Aninoasa, Fieni, Teiș, V. Voievozilor).

Deoarece achiziția echipamentelor de monitorizare a parametrilor tehnici de calitate a energiei electrice și a soft-ului de parametrizare care să respecte prevederile standardului de performanță în vigoare s-a realizat în a 2-a perioadă a anului 2017, completarea datelor pe prima perioadă a anului 2017 s-a realizat parțial în baza datelor din analizoarele existente.

În stațiile analizate 2615 întreruperi tranzitorii, 496 întreruperi scurte și 57 întreruperi lungi.

S-a înregistrat un număr total de 996 depășiri ale limitelor normale de variații rapide ale tensiunii în toate stațiile analizate, cu o valoare medie de 2,6 depășiri săptămânale pe punct de analiză.

S-au înregistrat depășiri ale:

- limitelor normale de variația tensiunii în stațiile electrice Cuza Vodă (4 din 51 săptămâni), Jugureanu (2 din 50 săptămâni), Schela (4 din 52 săptămâni), Tg. Bujor (2 din 52 săptămâni), Bălțești (1 din 49 săptămâni);
- limitelor normale de flicker, într-un nr. semnificativ de săptămâni în stațiile Urleasca (36 din 49 săptămâni), Buzău Sud (32 din 50 săptămâni), Cudălbi (39 din 49 săptămâni), Tecuci (44 din 50 săptămâni), Băicoi (32 din 49 săptămâni), Găiești (48 din 49 săptămâni);
- valorilor maxime ale armonicilor în stația Însurăței (armonica 5 - 3 din 50 săptămâni), Schela (armonicile 2,4-6,8,10,12,14-16,18,19,21-25 - 5 din 52 săptămâni), V. Largă (1 din săptămâni);
- limitelor normale pentru factorul de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Hipodrom (24 din 49 săptămâni), Buzău Sud (24 din 50 săptămâni), Focșani Nord (35 din 50 săptămâni), Tecuci (35 din 50 săptămâni), Băicoi (24 din 49 săptămâni), Găești (22 din 49 săptămâni)

Conform datelor transmise, s-a înregistrat un număr total de 6.133 goluri de tensiune și un număr de 15.589 de creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.6.4 - Clasificarea golurilor și creșterilor de tensiune

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-07) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0--0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	938	393	568	2.210	2.024	Nr. creșteri	10.888	4.701

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	1.730	1.525	1.936	854	88	Nr. creșteri	11.263	3.538	788

### 2.3.7 S.D.E.E. Transilvania Nord

Tabelul nr. 2.3.7.1 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct de analiză	Săpt. analiză	Nr. într. tranz.	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășirea limitelor normale de variația tensiunii [nr. săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune [nr.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicilor ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Salonta T1	52	48	8	4	-	1.694	10	-	-	-
Mihai Viteazu	53	1	1	-	-	1.154	1	-	-	-
Jucu	52	-	-	-	-	868	3	-	-	-
Zalău	53	1	-	1	-	563	2	-	-	-
Viișoara	53	19	3	-	-	0	18	-	-	-
Satu Mare 2	52	-	2	1	-	665	1	-	-	-
Beiuș	53	-	1	1	-	1.386	9	-	-	-
Seini	53	-	-	-	-	1.122	1	-	-	-
Salonta T2	47	5	8	7	-	1.208	4	-	-	-



Carei Unio	-	-	-	-	-	-
CEE Baita 1	2	1	-	2	1	2
CEE Baita 2	1	1	-	2	1	2
CEF Ciuperceni	2	-	-	53	3	5
Sighet T1 20kV	1	-	-	3	1	-
Sighet T1 6kV	-	-	-	9	3	1
Sighet T2 20kV	-	-	-	11	5	4
Sighet T2 6kV	-	-	-	9	3	1
Tg. Lăpuș T1 20kV	-	-	-	17	8	2
Tg. Lăpuș T2 20kV	-	-	-	34	19	6

La S.D.E.E. Transilvania Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 16 stații electrice (stațiile Beiuș, Salonta, Zalău, Satu Mare, Seini, M. Viteazu, Jucu, Viișoara, Abator, Baia Mare, Carei Unio, CEE Baita 1, CEE Baita 2, CEF Ciuperceni, Sighet, Tg. Lăpuș), în 24 puncte de analiză.

S-a înregistrat un număr total de 105 întreruperi tranzitorii, 40 întreruperii scurte și 31 întreruperi lungi.

S-a înregistrat un număr total de 19.644 depășiri ale limitelor normale de variații rapide ale tensiunii în toate stațiile analizate, cu o valoare medie de 3,5 depășiri săptămânale pe punct de analiză.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de flicker, pe termen lung la stațiile Salonta (10 din 52 săptămâni), Mihai Viteazu (1 din 53 săptămâni), Jucu (3 din 53 săptămâni), Zalău (2 din 53 săptămâni), Viișoara (18 din 53 săptămâni), Satu Mare (1 din 52 săptămâni), Beiuș (1 din 53 săptămâni), Seini (1 din 53 săptămâni), Salonta T2 (4 din 47 săptămâni), Abator T2 (1 din 53 săptămâni), CEE Baita 2 20kV (3 din 54 săptămâni), Sighet T1 20kV (2 săptămâni), Sighet T1 6kV (2 săptămâni), Sighet T2 20kV (1 săptămână), Sighet T2 6kV (2 din 41 săptămâni), Tg. Lăpuș T2 20kV (3 din 32 săptămâni).

În cadrul stațiilor electrice analizate nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale armonicilor sau ale factorului de distorsiune armonică.

De asemenea s-a înregistrat un număr de 4.884 goluri de tensiune și 461 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.7.4 - Distribuția golurilor și creșterilor de tensiune

Tensiunea	(0,8--0,9)Uc	(0,7-0,8)Uc	(0,4-0,7)Uc	(0,05-0,4)Uc	(0--0,05)Uc	Tensiunea	(1,1--1,2)Uc	$u \geq 1,2Uc$
Nr. goluri	1674	1130	1257	321	502	Nr. creșteri	348	113

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	2804	995	674	304	107

Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. creșteri	360	62	39

## 2.3.8 S.D.E.E. Transilvania Sud

Tabelul nr. 2.3.8.1 - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice

Punct de analiză	Nr. într. tranz.	Nr. într. scurte	Nr. într. lungi	Depășirea limitelor normate de variație a tensiune [nr.săpt.]	Depășirea limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune [nr.]	Depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung [nr. săpt.]	Depășirea valorii maxime a armonicii ... [nr. săpt.]	Depășirea factorului de distorsiune armonică [nr. săpt.]	Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă [nr. săpt.]
Sebeș	50	3	-	9	7	12	A2-8, A3-6, A5-9, A7-8, A9-5, A11-9, A13-6, A15-8, A17-7, A19-4, A21-6, A23-10, A25-7	6	9
Turnătorie	39	3	-	7	6	10	A2-7, A3-5, A5-7, A7-6, A9-7, A11-7, A13-6, A15-9, A17-7, A19-3, A21-5, A23-7, A25-6	8	6

Petrești	32	3	-	6	6	8	A2-8, A3-6, A5-9, A7-8, A9-8, A11-9, A13-8, A15-7, A17-3, A19-3, A21-8, A23-7, A25-4	6	8
Ghimbav	-	-	-	-	13503	-	-	-	-
Zizin	-	-	1	-	13522	-	-	-	-
Tabăra	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Miercurea Ciuc	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Târgu Mureș 20kV	99	1	11	7	23	21	A2-9, A3-9, A5-2, A7-16, A9-11, A11-13, A13-12, A15-11, A17-12, A19-8, A21-8, A23-10, A25-9	15	13
Târgu Mureș 6kV	88	2	2	8	18	20	A2-7, A3-6, A5-10, A7-9, A9-6, A11-8, A13-8, A15-9, A17-7, A19-9, A21-6, A23-10, A25-7	12	12
Aurel Vlaicu	-	3	13	15	-	-	-	-	-

Notă: nr. de săptămâni de analiză pentru fiecare din stațiile considerate = 52 săptămâni

Tabelul nr. 2.3.8.2 - Clasificarea golurilor de tensiune în funcție de durată și tensiune reziduală

Punct de analiză	Goluri de tensiune t [ms]																								
	$10 \leq t \leq 200$					$200 < t \leq 500$					$500 < t \leq 1000$					$1000 < t \leq 5000$					$5000 < t \leq 60000$				
	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$	$0,8U_c \leq u < 0,9U_c$	$0,7U_c \leq u < 0,8U_c$	$0,4U_c \leq u < 0,7U_c$	$0,05U_c \leq u < 0,4U_c$	$u < 0,05U_c$
Sebeș	785	693	90	-	-	8	2	13	-	-	-	1	8	-	-	-	-	3	1	-	3	6	-	-	-
Turnătorie	812	575	90	-	-	18	6	-	-	-	-	6	-	-	2	6	-	-	4	6	-	-	-	-	
Petrești	823	383	75	5	-	-	19	5	6	-	4	-	-	3	9	-	3	-	7	3	2	1	-	-	
Ghimbav	110	23	6	15	-	68	-	14	2	-	-	5	-	-	14	-	-	1	5	-	-	2	-	-	
Zizin	209	77	72	4	3	52	139	4	21	-	23	-	45	-	-	20	-	6	-	-	-	-	-	-	
Tabăra	181	54	73	13	2	9	11	32	7	-	33	29	6	2	-	4	7	5	-	-	2	-	-	-	
Miercurea Ciuc	24	-	-	-	-	17	-	-	-	-	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tg. Mureș 20kV	9	6	5	2	-	6	5	1	-	-	4	3	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tg. Mureș 6kV	9	8	5	3	1	8	6	4	4	-	4	5	2	1	-	6	4	-	-	5	-	-	-	-	
Aurel Vlaicu	-	-	1	-	-	-	-	-	5	1	-	1	-	3	2	2	-	-	6	13	-	-	1	-	7

Tabelul nr. 2.3.8.3 - Clasificarea creșterilor de tensiune după durată și tensiunea maximă

Punct de analiză	Creșteri de tensiune [%]					
	Tensiunea maximă $u \geq 120$			Tensiunea maximă $120 > u > 110$		
	$10 \leq t[\text{ms}] \leq 500$	$0,5 < t[\text{s}] \leq 5$	$5 < t[\text{s}] \leq 60$	$10 \leq t[\text{ms}] \leq 500$	$0,5 < t[\text{s}] \leq 5$	$5 < t[\text{s}] \leq 60$
Sebeș	391	28	4	251	96	3
Turnătorie	344	59	3	168	121	3
Petrești	359	35	3	146	66	5
Ghimbav	2171	505	229	3678	1890	333
Zizin	187	29	5	605	75	5
Tabăra	40	54	2	53	-	-
Miercurea Ciuc	82	3	-	-	-	-
Târgu Mureș 20kV	-	-	-	5	3	-
Târgu Mureș 6kV	-	-	-	4	1	-
Aurel Vlaicu	-	1	-	8	6	3

La S.D.E.E. Transilvania Sud s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calitatii energiei electrice în 9 stații electrice (Sebeș, Turnătorie, Petrești, Ghimbav, Zizin, Tabara, Miercurea Ciuc, Târgu Mureș, Aurel Vlaicu).

S-a înregistrat un număr total de 308 întreruperi tranzitorii, 15 întreruperi scurte și 27 întreruperi lungi. S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor electrice Sebeș (9 săptămâni), Turnătorie (7 săptămâni), Petrești (6 săptămâni), Târgu Mureș 20 kV (7 săptămâni), Târgu Mureș 6kV (8 săptămâni) și Aurel Vlaicu (15 săptămâni).

S-a înregistrat un număr semnificativ de depășiri ale limitelor normale pentru variații rapide a tensiunii, în cazul stațiilor Ghimbav (13.503 depășiri) și Zizin (13.522 depășiri).

S-au fost înregistrate depășiri ale limitelor normale de flicker pe termen lung, astfel: stația Sebeș (12 săptămâni), Turnătorie (10 săptămâni), Petrești (8 săptămâni), Târgu Mureș 20 kV (21 săptămâni), Târgu Mureș 6 kV (20 săptămâni).

S-au înregistrat depășiri ale valorilor maxime ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Sebeș, Turnătorie, Petrești, Târgu Mureș 20 kV, Târgu Mureș 6 kV.

A fost înregistrat un număr de 6.102 goluri de tensiune și 12.062 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.8.4 - Distribuția golurilor și creșterilor de tensiune

Tensiunea	(0,8--0,9) Uc	(0,7-0,8) Uc	(0,4-07) Uc	(0,05-0,4) Uc	(0--0,05) Uc	Tensiunea	(1,1--1,2) Uc	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	3284	2105	571	110	32	Nr. creșteri	7528	4534

Durata	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	Durata	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
Nr. goluri	5246	493	192	117	54	Nr. creșteri	8492	2972	598

O problemă deosebită referitoare la calitatea energiei electrice o reprezintă perturbațiile în rețea provocate de utilizatori. În acest context, referitor la racordarea la RED, *Standardul* prevede că în cazul în care utilizatorul are receptoare care pot introduce perturbații în rețea, documentația completă pentru obținerea avizului tehnic de racordare presupune și prezentarea măsurilor luate de utilizator pentru limitarea perturbațiilor. Limitele admisibile pentru perturbații trebuie indicate de OD la racordare. În acest sens, un instrument util este „Norma tehnică energetică pentru limitarea fluctuațiilor de tensiune, inclusiv a efectului de flicker, în rețelele electrice de transport și de distribuție”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2014.

De asemenea, normele tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin ordinul ANRE 51/2009, cu modificările și completările ulterioare și „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin ordinul ANRE 30/2013 (ambele notificate la Comisia Europeană), prevăd că aceste centrale electrice trebuie dotate cu sisteme de monitorizare a calității energiei electrice. Cerința este justificată de faptul că aceste centrale sunt conectate indirect la sistemul electroenergetic, prin convertizoare electronice de frecvență sau prin invertoare electronice și pot introduce perturbații.

## 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 în anul 2017 a fost de 275.026 (comparativ cu 320.392 în anul 2016 și 208.670 în anul 2015), 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	38.771	15.013	9.487	15.587	20.805	45.138	59.355	70.870	275.026

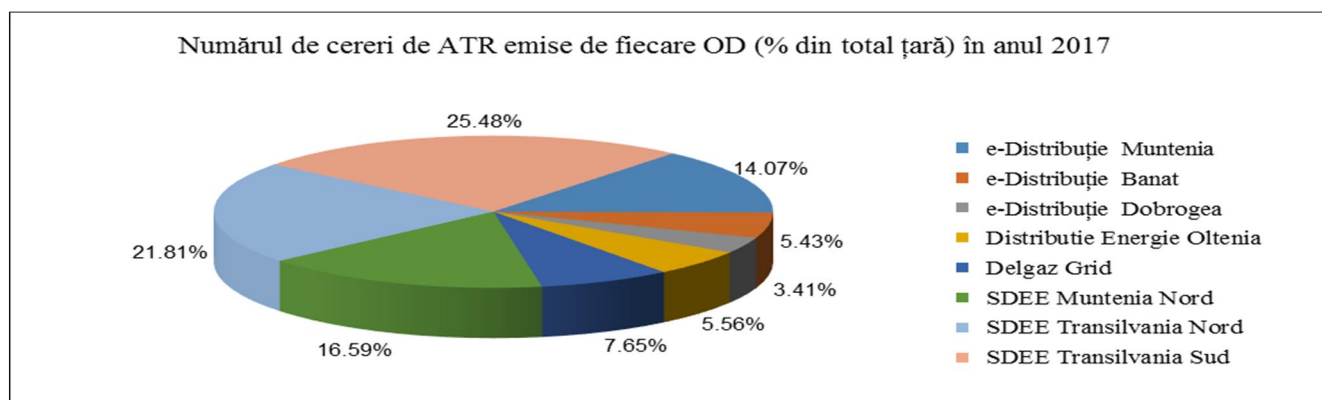
Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 2.923 solicitări, respectiv 1,06 % din totalul acestora.

Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile (din cauza documentației incomplete, a diverselor necorelări temporale, cum ar fi emiterea certificatului de urbanism etc.) a fost de 4.303, respectiv 1,56 % din totalul solicitărilor anului 2017 (comparative cu 0,75 % din total în anul 2016, 4,4 % din total în anul 2015).

Numărul total de *ATR emise* în anul 2017 a fost repartizat pe OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.1.2

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	38.278	14.774	9.286	15.130	20.805	45.138	59.355	69.337	272.103
Procent din nr. total de cereri primite (%)	98,73	98,41	97,88	97,07	100	100	100	97,84	98,94

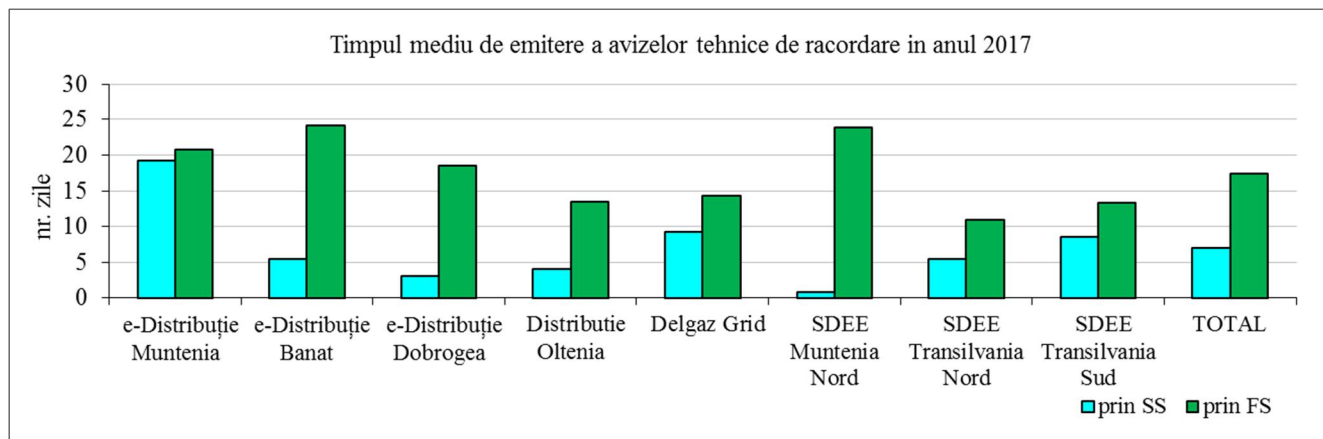


Numărul minim de ATR emise s-a înregistrat la ENEL Dobrogea (9.286 / 3,41 % din total), iar numărul maxim de ATR s-a înregistrat la SDEE Transilvania Sud (69.337 / 25,48 % din total).

*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 în anul 2017 de 6,97 zile, iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 17,41 zile, 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de emiteră a ATR pentru soluția stabilită prin	SS	19,25	5,49	3,00	4,01	9,23	0,75	5,50	8,52	6,97
	FS	20,74	24,15	18,50	13,52	14,25	23,88	10,88	13,33	17,41



Timpul mediu de emiteră a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție a depășit cu mult limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul E-Distribuție Muntenia.

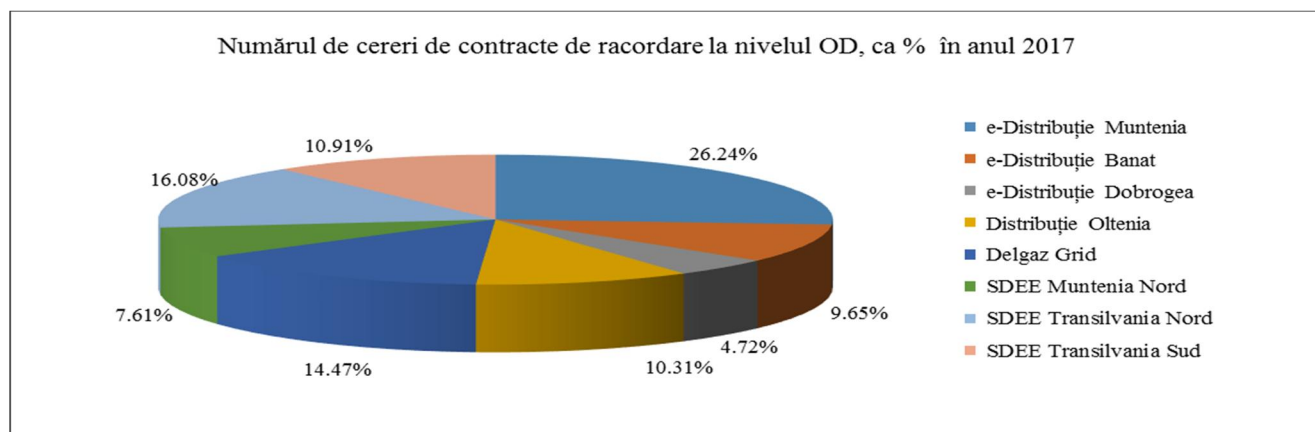
## 2.4.2 Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2017 a fost de 125.501. Situația este prezentată în Tabelul nr. 2.4.2.1, pe total și pe clienți casnici.

Tabelul nr. 2.4.2.1

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
toți consumatorii	32.929	12.117	5.925	12.940	18.164	9.546	20.183	13.697	125.501
clienți casnici	21.711	8.963	5.001	10.040	13.196	7.434	14.870	9.025	90.240

Procentul minim de cereri de contracte de racordare, înregistrat pe toate tipurile de consumatori, este înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (4,72 % din numărul total de cereri), iar procentul maxim la E-Distribuție Muntenia (26,24 % din total).



Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 116.108 din cele 125.501 cereri de contracte de racordare, cererile nefinalizate reprezentând cca. 7,5 % din total (cu mult peste valoarea înregistrată în anul 2016 de 0,86%).

Tabelul nr. 2.4.2.2

OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr. contracte de racordare realizate	32.558	11.982	5.878	12.624	17.828	2.112	19.429	13.697	116.108

*Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare* în anul 2017 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.3

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energi Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	3	2	9	2	3	9	8	4	4

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare maximă de 9 zile la E-Distribuție Dobrogea și SDEE Muntenia Nord, în apropierea termenului limită, de 10 zile calendaristice de la data înregistrării cererii, prevăzut în *Standard*.

*Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal* a fost de 4.588, respectiv 3,66 % din totalul numărului de cereri, astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.4

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	2.212	692	1.684	-	-	-	-	-	4.588

Se constată o înrăutățire față de anul 2016 (cu 1721 cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal, reprezentând 1,43% din total). Depășirile de termen se înregistrează în cadrul societăților e-Distribuție Muntenia, Banat și Dobrogea.

*Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate* a fost de 625, respectiv 0,5 % 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate	81	172	54	316	-	-	-	2	625

### 2.4.3 Contracte pentru serviciul de distribuție

*Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție* în anul 2017 a fost de 269.343, cu distribuția:

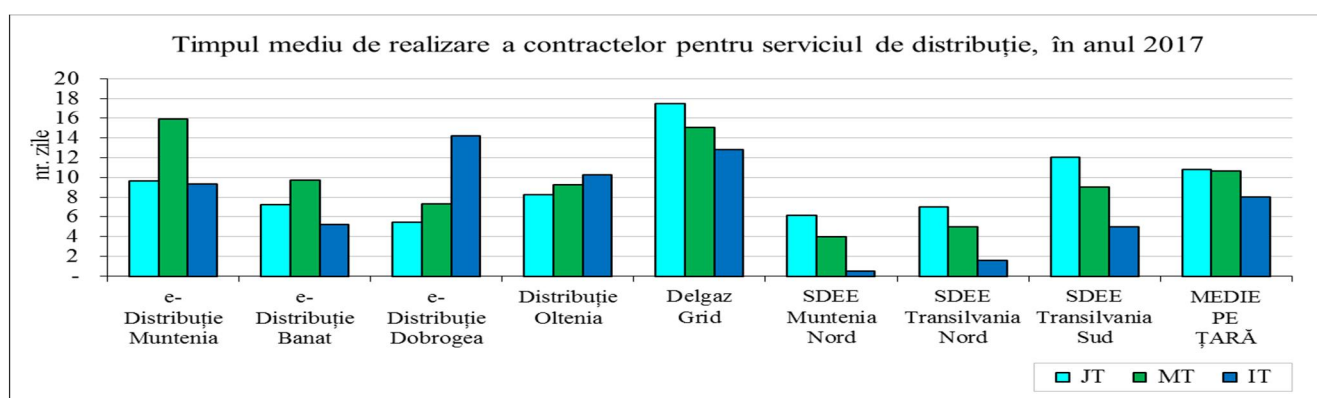
Tabelul nr. 2.4.3.1

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție	39.561	21.140	12.526	44.237	73.919	16.818	38.936	22.206	269.343

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 11 zile la JT și MT și 8 zile la IT.

Tabelul nr. 2.4.4.2

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție [zile]	JT	9,66	7,24	5,44	8,25	17,50	6,17	6,97	12	11
	MT	15,90	9,73	7,30	9,25	15,00	3,96	5,03	9	11
	IT	9,33	5,23	14,17	10,25	12,75	0,50	1,61	5	8



## 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	87	110	118	116	109	81	33	42	83
	MT	433	289	466	272	407	145	109	53	234
	IT	-	-	-	1)	-	-	-	-	-

1) S-a înregistrat un singur caz de realizare a instalației de racordare la IT. Deoarece instalația de utilizare nu a fost pusă sub tensiune nu s-a putut evalua durata medie a procesului de racordare.

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 83 zile la nivelul întregii țării (față de 87 zile în anul 2016), situându-se între o 33 zile la SDEE Transilvania Nord și 118 zile la e-Distribuție Dobrogea.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 234 zile la nivelul întregii țării (față de 255 zile în anul 2016), cu o valoare minimă de 53 zile la SDEE Transilvania Sud și o valoare maximă de 466 zile la e-Distribuție Dobrogea.

Costul mediu al procesului 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] <sup>1)</sup>	JT	978	2.305	1.667	2.105	2.329	1.602	2.186	2.602	1.884
	MT	132.465	76.790	101.732	47.747	104.822	41.192	49.928	57.172	68.645
	IT	-	-	-	1.814.762 <sup>2)</sup>	-	-	-	-	-

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

<sup>2)</sup> S-a înregistrat un singur caz de racordare la IT

Costul mediu de racordare la JT a fost de 1.884 lei la nivelul întregii țări (față de 1.781 lei în 2016) cu o valoare minimă de 978 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 2.602 lei la S.D.E.E. Transilvania Sud.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 68.645 lei la nivelul întregii țări (77.607 lei în 2016) cu o valoare minimă de 41.192 lei la S.D.E.E. Muntenia Nord și o valoare maximă de 132.465 lei la E-Distribuție Muntenia.

## 2.4.5 Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR în anul 2017 a fost de 2.633, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.5.1

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR	JT	1.170	232	290	8	673	222	7	18	2.620
	MT	3	3	2	1	-	-	3	1	13
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Distribuție Energie Oltenia (9 reclamații), iar numărul maxim la e-Distribuție Muntenia (1.173 reclamații).

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 17 zile la JT și 14 zile la MT. La IT nu au fost reclamații.

Tabelul nr. 2.4.5.2

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR	JT	12	17	15	12	28	8	12	11	17
	MT	16	12	29	11	-	-	7	5	14
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

A fost respectat termenul legal de 30 zile calendaristice pentru răspunsul la reclamații, conform prevederilor *Standardului*.

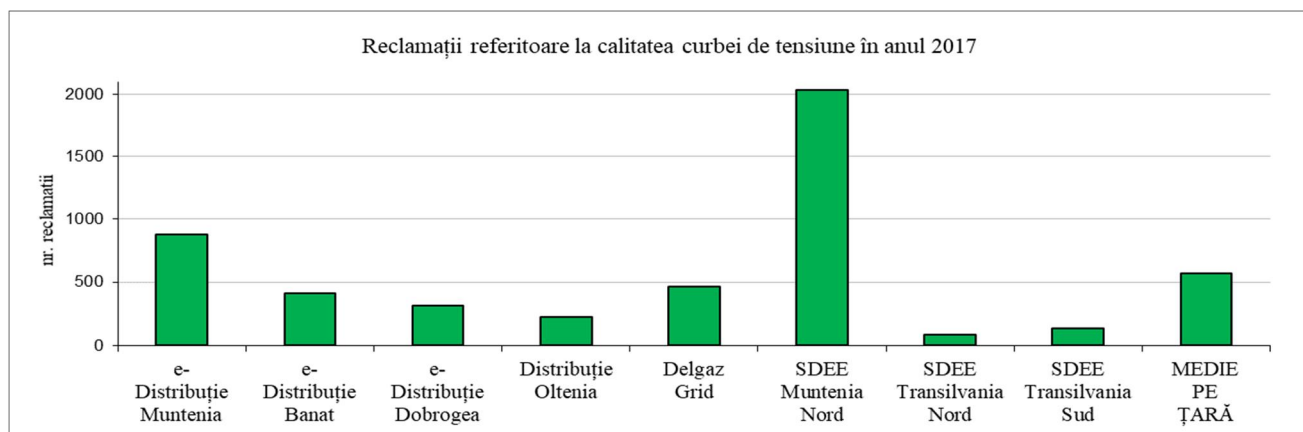
Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice definită prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160 și ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii odată cu aprobarea Standardului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

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 4.536, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.5.3

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Nr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune (toti cons.)	JT	849	400	292	3	439	2028	89	127	4.227
	MT	31	8	16	218	23	8	-	1	305
	IT	-	-	3	-	-	-	-	1	4

Se constată că numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la SDEE Muntenia Nord (48% din totalul reclamațiilor la JT) și Distribuție Energie Oltenia (71,4% din totalul reclamațiilor la MT).



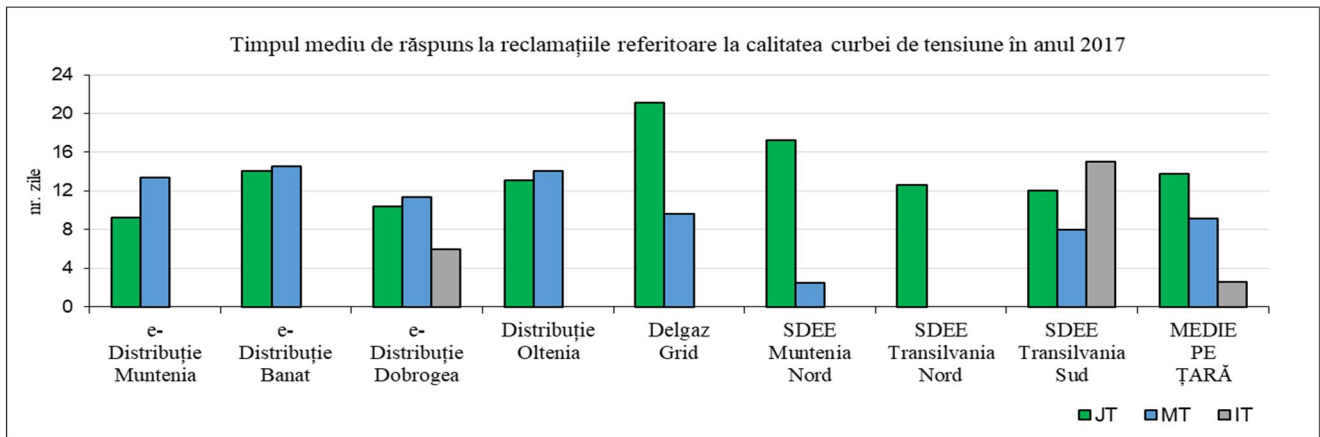
Timpu mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 15 zile la JT, 13,2 zile la MT și 8,2 zile la IT.

Tabelul nr. 2.4.5.4

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune	JT	9,24	14,07	10,37	13,08	21,20	17,20	12,55	12	15
	MT	13,35	14,50	11,38	14,00	9,61	2,53	-	8	13,2
	IT	-	-	6	-	-	-	-	15	8,2

S-au înregistrat valori minime de 9,24 zile la JT la e-Distribuție Muntenia, de 2,53 zile la MT la SDEE Muntenia Nord și valori maxime de 21,2 zile la JT la Delgaz Grid și 14 zile la MT la Distribuție Energie Oltenia. La IT s-au înregistrat reclamații doar la e-Distribuție Dobrogea și SDEE Transilvania Sud.

Se constată depășirea termenului maxim de 20 zile, stabilit în *Standard* în cazul Delgaz Grid, după cum se observă din diagrama de mai jos. Situația este similară anului 2016.



Pe total țară s-au înregistrat un număr de 113 *reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune la JT, care nu s-au putut rezolva*, cu distribuția:

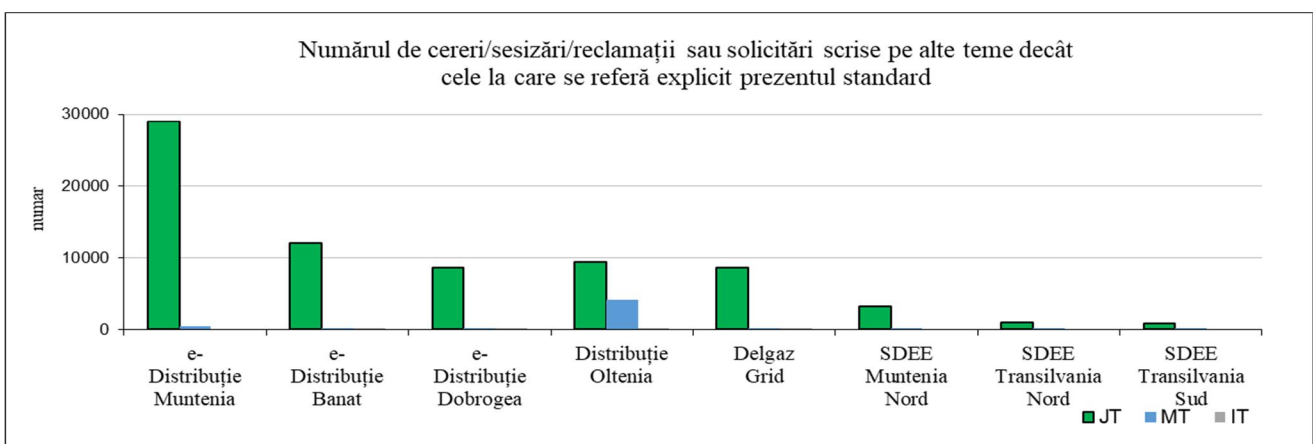
Tabelul nr. 2.4.5.5

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	4	34	4	-	-	-	58	13	113

Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit Standardul, a fost de 78.055 la nivelul întregii țări (față de 58.526 în anul 2016). Numărul maxim a fost înregistrat la E-Distribuție Muntenia (29.387, reprezentând 37,6%).

Tabelul nr. 2.4.5.6

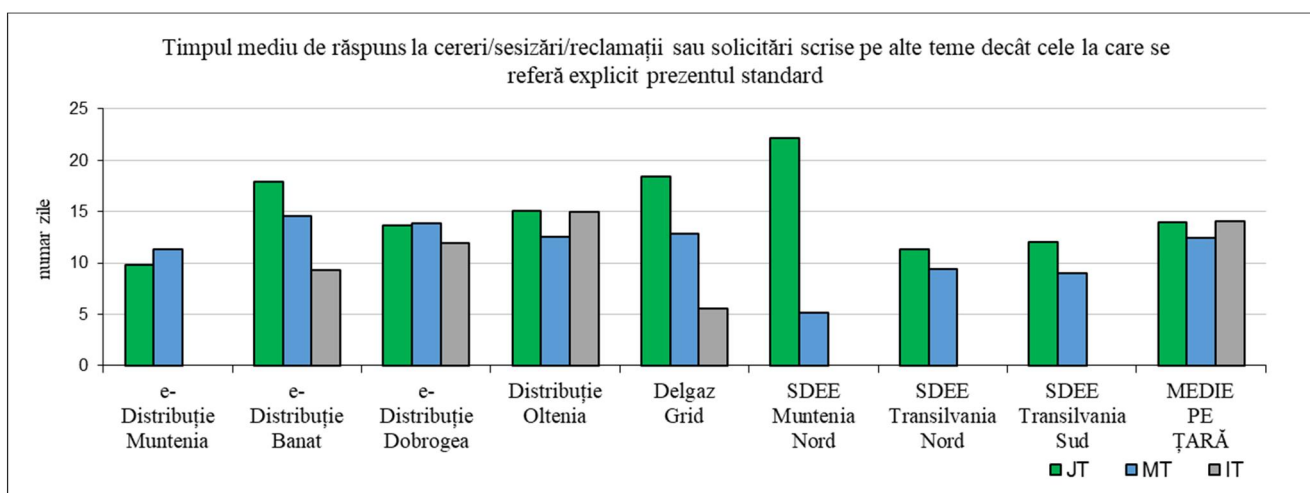
OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit prezentul standard	JT	28.964	11.986	8.552	9.381	8.605	3.253	1.035	847	72.623
	MT	423	184	162	4.143	151	15	109	13	5.200
	IT	-	3	14	197	18	-	-	-	232



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 ponderată de 14 zile la JT și IT, respectiv 12 zile la MT, la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 2.4.5.7

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de raspuns la cereri/ sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul	JT	10	18	14	15	18	22	11	12	14
	MT	11	15	14	13	13	5	9	9	12
	IT	-	9	12	15	6	-	-	-	14



S-a înregistrat o valoare maximă de 22 zile la JT la SDEE Muntenia Nord. Se constată încadrarea în termenul maxim de 30 zile, stabilit în *Standard*.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 577 reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul care nu s-au putut rezolva, având următoarea distribuție:

Tabelul nr. 2.4.5.8

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	37	373	114	-	-	-	52	1	577

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 1.433 solicitări/sesizări/reclamații scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.9

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de solicitari/ sesizari/reclamatii scrise la care nu s-a raspuns in termenul prevazut in standard	223	69	44	-	1.097	-	-	-	1.433

Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate a fost de 29.535 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 14 zile la JT, 9 zile la MT și 11 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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL/MEDIE PE ȚARĂ
Reclamații referitoare la datele măsurate	JT	3.582	1.775	1.401	4	18.182	2.446	172	201	27.763
	MT	99	54	62	1490	53	6	-	-	1.764
	IT	-	1	-	-	7	-	-	-	8
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la datele măsurate	JT	6	10	8	10	16	8	10	9	14
	MT	7	10	9	9	11	1	-	-	9
	IT	-	2	-	-	12	-	-	-	11

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 96.392 deconectări pentru neplată, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.11

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE TARA
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	9.931	3.201	4.158	20.891	19.226	-	23.513	15.033	95.953
	MT	47	48	27	218	37	-	22	39	438
	IT	-	-	-	-	-	-	-	1	1

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 medie de 1,37 zile la JT și 1,68 zile la MT, la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 2.4.5.12

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor de efectuarea plății	JT	4	1	1	1	1	2	1	2	2
	MT	8	1	1	1	1	1	1	1	2
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60 de secunde și timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.5.13

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Numar de apeluri telefonice	876.836	616.216	397.278	456.058	714.579	824.658	443.406	228.156
Număr apeluri preluate	819.021	559.191	360.742	416.179	522.077	411.409	332.683	199.220
Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60s	50.815	58.453	30.667	42.816	137.699	133.765	87.560	44.414
Procent apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60 secunde	6,1%	10,5%	8,5%	10,3%	26,4%	32,5	26,3	22,3%
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)	47	102	71	26	116	36	60	65

## 2.4.6 Compensații acordate utilizatorilor

Conform standardului de performanță operatorul de distribuție oferă compensații utilizatorilor rețelei în cazul nerespectării indicatorilor de performanță impuși de standard.

Pentru cazul utilizatorilor racordați la MT și IT compensațiile pentru nerespectarea indicatorilor de performanță prevăzuți în standard se acordă de OD în mod automat, fără a fi necesară o solicitare din partea acestora.

Pentru cazul utilizatorilor racordați la nivelul de tensiune JT compensațiile s-au acordat la cererea utilizatorilor, excepție făcând cazurile de reclamații întemeiate cu privire la calitatea tehnică și comercială a serviciului, precum și întreruperile în continuitatea serviciului de distribuție a energiei electrice din zone ale RED în care s-au implementat sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice, precum și în cazul utilizatorilor afectați de întreruperea căii de alimentare/evacuare a energiei electrice ca urmare a unui scurtcircuit trifazat, cazuri pentru care compensațiile s-au plătit automat.

Tabelul nr. 2.4.6.1

Indicatori de performanță neîndepliniți		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	315	88	46	7	7.359	1	3	7
	lei	21.860	14.530	6.645	1400	227.260	30	90	1.060
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	1	-	1	-	37	-	-	-
	lei	195	-	70	-	2.590	-	-	-
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice	nr.	2.663	2752	1.256	-	3.141	-	-	176
	lei	238.445	293025	126.960	-	343.750	-	-	10.900
TOTAL compensații	nr.	2.979	2840	1.303	7	10.537	1	3	183
	lei	260.500	307555	133.675	1400	573.600	30	90	11.960

Se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor. La nivel de țară se constată că 78,6 % din compensațiile acordate au avut la bază neîndeplinirea indicatorilor de calitate comercială a serviciului. Compensațiile privind continuitatea serviciului de distribuție reprezintă 21,7% din total în condițiile în care la nivelul JT compensațiile se acordă doar la solicitarea utilizatorului. Menționăm faptul că standardul prevede ca începând cu 1.01.2019 compensațiile pentru nerespectarea indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de distribuție a energiei electrice să se plătească în mod automat pentru toate nivelurile de tensiune.

### 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 racordați un număr de 35 operatori economici precum și rețelele electrice gestionate de operatorii de transport și sistem ai țărilor vecine, conform tabelului :

Tabelul nr. 3.1.1.1

Categorie	Denumire	Puterea aprobată [MVA]
Consumator	ALRO Slatina S.A.	290
	ArcelorMittal Hunedoara S.A.	70
	C.O.S. S.A.	48,4*
	Complex Energetic Oltenia/S.E.Îșalnița 3TDE2	22,3*
	Foto Distribuție S.A.	0,98
	Mechel Câmpia Turzii SA- Industria Sârmei Câmpia Turzii S.A.	0
	SE Borzești stație electrică	156,9
	TMK Reșița S.A.	86,02
Producător	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
	Complexul Energetic Hunedoara S.A.	1075
	Complexul Energetic Oltenia S.A.	4367
	Crucea Wind FARM S.R.L.	108
	Electrocentrale București 5,6	250
	Enel Green Power S.A. (fost ELCOMEX)	179,4
	Hidroelectrică S.A.	2625,4
	EDP Renewables România S.R.L.	132
	Land Power S.R.L.	84
	MW Team Invest S.R.L.	85
	Tomis Team SRL	262,5
	Ovidiu Develoment SRL	252,5
	OMV Petrom S.A.	831,9
	SE Borzești TA7	210
	SN Nuclearelectrică S.A. Unitatea nr.1 Cernavodă	1413
SNGN Romgaz S.A.	620	
Operator de distribuție	Delgaz Grid S.A.	666,36*
	Distribuție Energie Oltenia S.A.	702*
	E - Distribuție Banat S.A.	821,91*
	E - Distribuție Dobrogea S.A.	696,61*
	E - Distribuție Muntenia S.A.	1077,17*
	SDEE Muntenia Nord S.A.	920,3*
	SDEE Transilvania Sud S.A.	1061,41*
	SDEE Transilvania Nord S.A.	744,49*
	Flavus Investiții S.R.L.	7,75*
Operator de transport și sistem	MAVIR (Ungaria)	Export - 700 / Import - 700
	EMS JSC (Serbia)	Export - 700 / Import - 800
	ESO-EAD (Bulgaria)	Export - 300 / Import - 300
	WPS (Ucraina)	Export - 300 / Import - 550

\*) valori maxime măsurate în anul 2017

Notă: Pentru granițele cu funcționare sincronă sunt precizate cele mai mari valori ale NTC export/import din 2017 convenite cu OTS vecini

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 750 kV, 400 kV și 220 kV, conform tabelelor nr. 3.1.1.2 și nr. 3.1.1.3.

Tabelul nr. 3.1.1.2

Nr. Crt.	U (kV)	Total LEA (km traseu)	
		2016	2017
1	750	3,108	3,108
2	400	4915,2	4915,2
3	220	3875,6	3875,6
4	110	40,4	40,4

Tabelul nr. 3.1.1.3

Nr. Crt.	U (kV)	Total stații electrice (buc)	
		2016	2017
1	750	1	1
2	400	38	38
3	220	42	

Notă: Liniile cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV, fiind încadrate la această categorie.

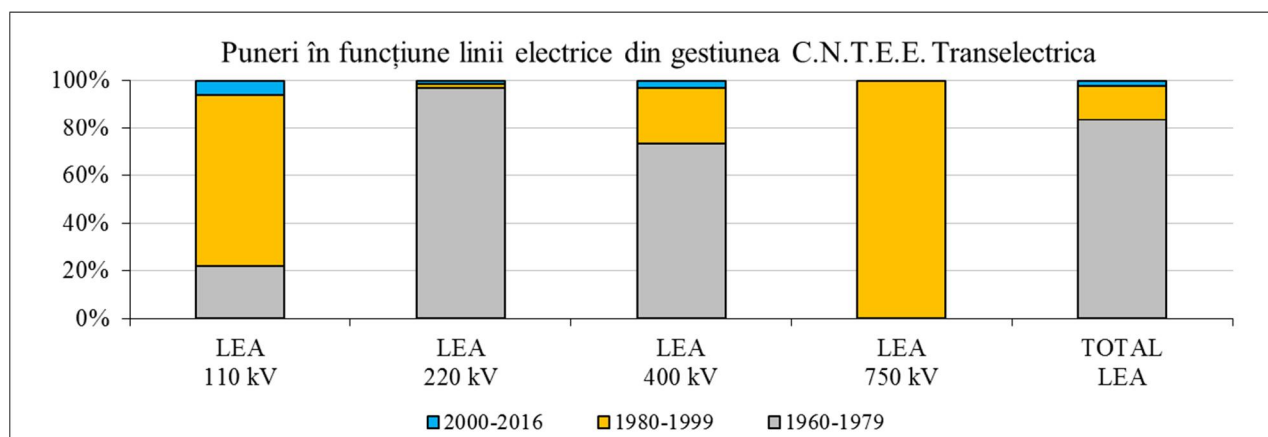
Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.834,4 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 426,9 km.

### 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	3764,3	97,1	3613,67	73,5	-	-	7387	83,6
1980-1999	29,1	72	61,1	1,6	1150,07	23,4	3,11	100	1243	14,1
2000-2017	2,42	6	50,3	1,3	151,5	3,1	-	0	204	2,3



Din totalul LEA, 83,6 % dintre acestea au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14,07 % între anii 1980 și 1999. Se constată că o mare parte a LEA au o durată utilizare la limita duratei de viață, cu un nivel tehnologic depășit, dar se înregistrează și un proces redus de puneri în funcțiune după anul 2000, de 2,31 %.

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) și este prezentat în Tabelul nr. 3.1.2.2:

Tabelul nr. 3.1.2.2

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad de utilizare (%)	1960-1979	110,42	95,97	95,43	-	95,7
	1980-1999	61,22	75,00	69,63	64,58	68,7
	2000-2017	8,33	18,18	16,62	-	16,9

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

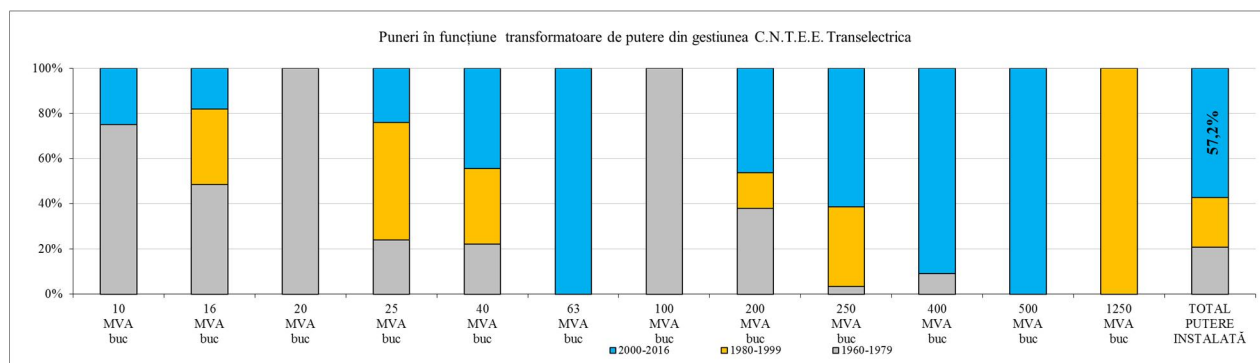
Se remarcă un grad de utilizare foarte ridicat (95,7 %) pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83,6 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS.

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 3.1.2.3

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]												TOTAL [MVA/%]	
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250		
Număr Trafo [buc]	1960-1979	6	16	1	6	2	-	1	31	1	2	-	-	7916	20,7
	1980-1999	-	11	-	13	3	-	-	13	11	-	-	2	8471	22,1
	2000-2017	2	6	-	6	4	2	-	38	19	20	2	-	21.902	57,2

Nota: S-a avut ca referință anul primei puneri în funcțiune



Din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 20,7 % a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 22,1 % între anii 1980 și 1999, iar 57,2 % 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) și este prezentat în Tabelul nr. 3.1.2.4.

Tabelul nr. 3.1.2.4

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]												Total
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	
Grad de utilizare [%]	1960-1979	182,64	176,04	229	179,17	183,33	-	171	178,6	158	181,25	-	-	>100%
	1980-1999	-	130,3	-	136,86	127,78	-	-	136,9	119,7	-	-	131,25	>100%
	2000-2017	12,5	19,44	-	11,11	26,04	20,83	-	31,47	37,94	41,66	50,69	-	33%

Se constată că majoritatea transformatoarelor / autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 au durată de funcționare depășită (cca. 43 % din puterea totală instalată). Pentru restul de transformatoare / autotransformatoare gradul de utilizare mediu raportat la puterea instalată este de cca. 33%.

### 3.1.3 Capacități energetice rețehnologizate / noi

Tabelul nr. 3.1.3.1 - Linii electrice noi / rețehnologizate

Nivel tensiune superioară	Total linii electrice (km)			Linii electrice rețehnologizate (km)			Linii electrice nou realizate (km)		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
750 kV	3,1	3,1	3,1	-	-	-	-	-	-
400 kV	4856	4915	4915	-	-	-	-	-	-
220 kV	3875,6	3875,6	3875,6	-	-	-	-	-	-
110 kV	40,4	40,4	40,4	-	-	-	-	-	-

Conform raportării OTS, în anul 2017 se aflau în curs de proiectare sau realizare obiective de LEA 400 kV și 220 kV noi, cum ar fi: LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp (s-a obținut HG de expropriere), LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș (s-a obținut HG de expropriere), LEA 400kV d.c. Reșița–Timișoara/Sacalaz, Timișoara/Sacalaz-Arad, LEA 400 kV Porțile de Fier-Anina-Reșița (lucrări de execuție în derulare), LEA 400 kV Reșița–Pancevo (lucrări de execuție în derulare), LEA 400kV Gadalin – Suceava (faza de proiectare), LEA 400kV Suceava – Bălți (faza de proiectare), LEA 400kV Constanța Nord - Medgidia Sud, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp, LEA 220kV Ostrovu Mare – RET (s-a obținut HG de expropriere), racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud (s-a obținut HG de expropriere).

OTS motivează întârzierile apărute prin existența problemelor birocratice precum valabilitatea limitată și durata foarte mare de obținere a certificatelor de urbanism, a avizelor, a acordurilor, a autorizațiilor de construcție, a hotărârii de guvern pentru exproprierea terenurilor și scoaterea din fondul forestier, existența unor discrepante între documente și situația din teren, lipsa acordului proprietarului pentru terenurile forestiere, altele decât cele din proprietatea publică a statului și modificări frecvente ale Codului Silvic.

Tabelul nr. 3.1.3.2 - Stații electrice noi / rețehnologizate

Nivel tensiune superioară	Total stații electrice			Stații electrice rețehnologizate*			Stații electrice nou realizate		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
750 kV	1	1	1	-	-	-	-	-	-
400 kV	38	38	38	1	1	2	-	-	-
220 kV	42	42	42	1	4	6	-	-	-

În anul 2017 au fost realizate lucrări de rețehnologizare în 2 stații electrice de 400kV ( rețehnologizare stație 400/220/20kV Bradu – nivelurile de 400 și 220 kV, modernizare stație electrică 110kV și 20kV Suceava – parțial nivelul de 110kV) și în 6 stații de 220kV (rețehnologizarea stației 220/110/20 kV Câmpia Turzii, modernizarea stației 220/110 kV Tihau- echipament primar, înlocuirea AT 200 MVA în

stația 220/110/20kV Rrăureni, înlocuire AT 200 MVA în stația 220/110 kV Craiova Nord, înlocuire AT 200 MVA în stația 220/110/6 kV Pestiș, înlocuire trafa T1 – 16 MVA și trafa T2 – 110 MVA în stația 220/110/20 kV Vetiş)

În anul 2017 s-au contractat execuția unor proiecte de investiții majore, cum ar fi re tehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești, modernizarea instalațiilor de 110 și 400(220) kV din stația Focșani Vest, re tehnologizarea stației 220/110/20 kV Ungheni, modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova.

În plus față de lucrările contractate în 2017, există în derulare mai multe proiecte majore de investiții, printre care: înlocuire AT și Trafo în stații electrice Etapa 2, re tehnologizarea stației 400/220/110/20 kV Bradu, LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia), trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timisoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - stația Reșița, modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației 220/110/20 kV Sărdănești, modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava, re tehnologizare stație 220/110 kV Turnu Severin Est, re tehnologizarea stației 400 kV Isaccea - Etapa I - înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina, modernizări ale stațiilor electrice 220/110 /20 kV Arefu, 220/110 kV Răureni, 220/110 kV Dumbrava, racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa I - extinderea stației 400 kV Medgidia Sud.

### 3.1.4 Programul de mentenanță

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 3.1.4.1.

Tabelul nr. 3.1.4.1

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2015 [%]	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]	
Majoră	Reparatii Capitale (RK)	32	46,9	61	64,28
	Reparatii Curente (RC)	37		65	
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	64	82,4	82	80,05
	Inspectii tehnice (IT)			99	
	Lucrări speciale (LS)			75	
	Materiale			29	
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)			89	
	Revizii tehnice (RT)			97	
Total		54	66	74	

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de instalații este prezentat în tabelul nr. 3.1.4.2:

Tabelul nr. 3.1.4.2

Categorie	Realizare program în anul 2015 [%]	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]
Stații	65	75	77
LEA	41	53	70
Transformatoare/Autotransformatoare	65	86	81
Clădiri	44	64	50
Total	54	66	74

În anul 2017, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 74%, comparativ cu valoarea de 54 % a anului anterior.

Cel mai mare procent de realizare se înregistrează la mentenanța minoră, respectiv 80 % față de program, în timp ce programul de mentenanță majoră (RK și RC) a fost realizat în proporție de 64,28%.

Gradul redus de realizare al mentenanței majore a fost justificat de către OTS în baza următoarelor:

- dificultăți în obținerea autorizațiilor de construire și a avizelor necesare;
- dificultăți în desfășurarea procedurilor de achiziție pentru atribuirea contractelor (solicitări clarificări ANAP sau ofertanți, contestații ofertanți, neprezentare ofertanți, etc.);
- valorile adjudecate în urma procedurilor de achiziție și a încheierii contractelor sau valorile decontate au fost mai mici decât cele estimate și planificate în Programul de mentenanță;
- reprogramarea lucrărilor datorită neacordării retragerilor /modificărilor din programul de retragere din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET;
- condiții meteorologice nefavorabile executării lucrărilor;
- întârzieri în executarea lucrărilor generate de operatorul economic (prestator sau executant).

### 3.1.5 Producția de energie electrică

În tabelul nr. 3.1.5.1 sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil.

Tabelul nr. 3.1.5.1

Tip combustibil	2015		2016		2017	
	brut	net	brut	net	brut	net
Cărbune	18.345	16.207	16.091	14.176	17.154	15.102
Hidrocarburi	9.399	8.756	9.960	9.266	10.803	10.041
Nucleară	11.638	10.665	11.286	10.368	11.509	10.561
Hidro	16.622	16.546	18.272	18.077	14.608	14.542
Eoliană	7.062	6.993	6.590	6.524	7.403	7.332
Biomasă	529	522	453	448	401	395
Fotovoltaică	2.003	1.982	1.820	1.802	1.870	1.850
Geotermală	-	-	-	-	-	-
Total	65.598	61.671	64.472	60.661	63.748	59.823

În tabelul nr. 3.1.5.2 sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil și puterile instalate în centralele electrice.

Tabelul nr. 3.1.5.2

Tip centrală	Putere instalată [MW]			Putere disponibilă [MW]		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Cărbune	6435	5785	5805	5399	4922	4931
Hidrocarburi	5575	5487	5495	3931	3738	3703
Nucleară	1413	1300	1300	1413	1413	1413
Hidro	6731	6685	6700	6384	6417	6389
Eoliană	2978	2989	2998	2967	3008	3008
Biomasă	121	122	125	118	126	127
Fotovoltaică	1301	1346	1314	1262	1304	1319
Geotermală	0,05	0	0,05	-	-	-
Total	24555	23715	23738	21475	20928	20891

În Tabelul nr. 3.1.5.3 este prezentată evoluția producției și consumului de energie electrică în anul 2017, comparativ cu anii anteriori. Se constată o ușoară creștere a valorilor aferente anului 2017 față de cele aferente anului precedent.

Tabelul nr. 3.1.5.3

Luna	Producție brută [GWh]			Consum brut [GWh]			Consum net [GWh]		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Ianuarie	6.226	6.279	6.468	5.551	5.630	5.896	5.023	5.217	5.441
Februarie	5.470	5.167	5.462	4.979	4.971	5.177	4.598	4.626	4.812
Martie	5.744	5.156	5.778	5.176	5.135	5.204	4.791	4.788	4.847
Aprilie	5.526	4.756	5.134	4.732	4.571	4.771	4.437	4.268	4.455
Mai	4.811	4.500	4.771	4.518	4.546	4.736	4.258	4.295	4.442
Iunie	4.311	5.126	4.881	4.450	4.565	4.659	4.202	4.258	4.367
Iulie	4.667	5.627	4.983	4.959	4.862	4.914	4.636	4.533	4.596
August	4.508	5.270	4.889	4.718	4.627	4.938	4.398	4.262	4.621
Septembrie	4.450	4.846	4.757	4.576	4.565	4.677	4.265	4.284	4.392
Octombrie	4.989	5.526	5.197	4.949	5.087	5.101	4.665	4.742	4.767
Noiembrie	5.142	5.819	5.402	5.019	5.258	5.277	4.634	4.883	4.912
Decembrie	5.409	6.399	6.026	5.242	5.638	5.502	4.847	5.226	5.116
Total an	57.740	64.472	63.748	58.869	59.455	60.852	54.754	55.382	56.768

În Tabelul 3.1.5.4 se prezintă centralele puse în funcțiune în anul 2017, iar în Tabelul 3.1.5.5 centralele retrase din funcțiune în anul 2017.

Tabelul nr. 3.1.5.4

Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data PIF
1	CET Bretea	hidroelectrică	2 x 6,282	18.05.2017, 19.05.2017

Tabelul nr. 3.1.5.5

Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data retragere
1	CET Gavana	hidrocarburi	6	22.09.2017

Starea tehnică a rețelei electrice de transport este reflectată și în numărul de incidente produse, cu distribuția în ultimii ani:

Tabelul nr. 3.1.5.6

Instalații	2015	2016	2017
LEA	85	102	85
Stații electrice	489	447	461
Total RET	574	549	546

Se remarcă o creștere a numărului total de evenimente accidentale la barele stațiilor electrice (din care numai 6% din cauza evenimentelor meteo deosebite) și o scădere a numărului de evenimente accidentale pe liniile electrice (din care 40 % cauzate de fenomene meteo deosebite).

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2017 studiul ”Analiza stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET” cu scopul realizării unei metodologii unitare de evaluare a stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET și implementarea unei soluții software care să realizeze analiza stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice. Se va putea realiza astfel estimarea

gradului de uzură a echipamentelor și instalațiilor electrice și fundamentarea deciziilor de realizare a lucrărilor de mentenanță și modernizare, cu scopul reducerii numărului de evenimente accidentale, preîntâmpinării deteriorării unor echipamente din componența LEA și stațiilor electrice, optimizării costurilor de exploatare și mentenanță, creșterii siguranței în exploatarea SEN și reducerea costurilor economice și sociale legate de nefurnizarea energiei electrice.

### **3.1.6 Principalele evenimente accidentale în rețeaua electrică de transport**

În cursul anului 2017 au avut loc următoarele evenimente importante în SEN:

- În data de **09.01.2017**, la ora 19:50 ca urmare a deteriorării trecerii izolante, faza T, la bobina de compensare 100 MVar, 400 kV Smârdan, au avut loc mai multe declanșări în rețeaua de transport care au condus la autodeconectări la Combinatul Siderurgic Galați și la insularizarea TA3 CET Galați cu o parte a consumului Combinatului Siderurgic Galați. A fost înregistrat un consum întrerupt de 16 MW (industrial), realimentat integral la ora 21:30 (în 100 minute). Puterea redusă a fost de 39,5 MW, din care 31 MW – CEE Baleni și 8,5 MW – TAI, CET Suflante CSG.

- În data de **05.03.2017**, la ora 18:39, ca urmare a defectării unei faze a întreruptorului celulei LEA 220 kV Baru Mare din stația 220 kV Hășdat, au avut loc mai multe declanșări în rețeaua de transport din zona Valea Jiului (în stațiile 220/110 kV Hășdat, 220/110 kV Baru Mare și 220 kV Paroșeni), care au condus la rămânerea fără tensiune a unui număr de 20 de stații electrice aparținând Transelectrica, E – Distribuție Banat și Hidroelectrică din județul Hunedoara, zona de unde sunt alimentate cu energie electrică minele de cărbune (hulă) aparținând Complexului Energetic Hunedoara. A fost înregistrat un consum întrerupt de 47 MW (casnic + industria minieră), realimentarea făcându-se după 11 minute, din care 9,2 MW – stația Petrița, 6,3 MW – stația Vulcan, 5,6 MW – Petroșani Sud, 5,5 MW – stația Lupeni, 5,4 MW – stația Caprișoara, 3,5 MW – stația Uricani, 3,2 MW – stația Arena, 2,9 MW – stația Lonea, 2,8 MW – stația Livezeni, 2 MW – stația Paroșeni, 1,2 MW – stația Retezat, 1 MW – stația Baru Mare, 1 MW – stația CFR Petroșani, 0,3 MW – stația Carnesti.

- În data de **21.04.2017**, ca urmare a fenomenelor meteo extreme, la ora 07:00 erau indisponibile L 220kV Barboși – Focșani Vest, 14 linii de 110 kV, 99 linii de medie tensiune în totalitate, 107 linii de medie tensiune parțial, 3.594 posturi de transformare, fiind nealimentate cu energie electrică 421 localități (județele Botoșani, Bacău, Iași, Neamț, Suceava, Vaslui, Brăila, Buzău, Galați, Prahova, Vrancea, Alba, Brașov, Covasna, Harghita, Mureș, Cluj, Tulcea și Constanța). Situația s-a înrăutățit în cursul zilei, ajungându-se la un număr maxim de 444 localități nealimentate și un număr maxim de 318.119 clienți nealimentați. În urma fenomenelor meteorologice extreme au fost afectați 3 stâlpi pe LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, 11 stâlpi pe LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu, 27 stâlpi pe LEA 110 kV Bârlad – Murgeni, 1 stâlp pe LEA 110kV Fălciu – Vetrișoia, 1.135 stâlpi de medie tensiune și 606 stâlpi de joasă tensiune. Județele cele mai afectate în urma fenomenelor meteorologice au fost Vaslui, Galați, Bacău, Iași, Vrancea, Brăila, Neamț, Buzău. Majoritatea consumatorilor afectați au fost realimentați în aproximativ 3 zile, dar au fost și consumatori care au fost realimentați după aproximativ 7 zile, în zonele foarte grav afectate din județele Vaslui și Galați.

• În data de **03.07.2017**, la ora 09:12, în cadrul manevrelor programate din celula 400 kV AT3 – 400 MVA, 400/220/22 kV Porțile de Fier s-a defectat un aparataj primar care a condus la mai multe declanșări de echipamente din rețeaua de transport din zona stației 400/220 kV Porțile de Fier. Au apărut pendulații de putere în CHE Porțile de Fier I și în CHE Porțile de Fier II și s-a produs declanșarea tuturor grupurilor aflate în funcțiune în cele două centrale hidroelectrice, fapt care a condus la rămânerea fără tensiune a unui număr de cincisprezece stații electrice aparținând Transelectrica, Distribuție Energie Oltenia, Hidroelectrica și RAAN din județul Mehedinți și la oprirea unei producții de 622 MW aferentă celor două centrale hidroelectrice. A fost înregistrat un consum întrerupt de 26,9 MW, realimentarea făcându-se între 9 ÷ 22 minute, din care 0,4 MW în 8 minute – CFR Toplet, 5 MW în 9 minute – stația Calafat Sud, 5,4 MW în 22 minute – stația Aeroport Severin, 2 MW în 22 minute – stația Șantier Naval Severin, 0,4 MW în 22 minute – stația Gura Văii, 10 MW în 22 minute – stația Turnu Severin Est, 0,5 MW în 22 minute – stația CFR Valea Albă. Puterea redusă a fost de 622 MW, din care 470 MW CHE Porțile de Fier I și 152 MW CHE Porțile de Fier II.

• În data de **12.07.2017**, la ora 08:34, ca urmare a deteriorării unor circuite electronice din terminalul numeric de comandă – control, grupa 1, din celula LEA 400 kV Turceni G7 în stația Tântăreni, pe fondul unei furtuni violente în zona stației 400 kV Tântăreni cu numeroase descărcări atmosferice cu lovituri de trăsnet, a condus la declanșarea LEA 400 kV Turceni G7 în stația Tântăreni și a TA7 CTE Turceni. A fost înregistrată o putere redusă de 280 MW, repunerea în funcțiune a echipamentelor făcându-se până la ora 10:46.

• În data de **12.07.2017**, la ora 08:34, ca urmare a unei lovituri de trăsnet la primul stâlp la intrarea în stația 220kV Urechești a LEA 220kV Urechești – Târgu Jiu Nord, s-a produs o contornarea între structura metalică a stâlpului și fazele R și S și apariția unui scurtcircuit bifazat cu pământul și declanșarea liniei și declansarea AT 400 MVA din stația 400/220kV Urechești. La ora 08:34:08, ca urmare a unei descărcări atmosferice în zona CTE Rovinari a fost generat un semnal de oprire urgență a cazanelor grupurilor în funcțiune TA3, TA4 și TA6 CTE Rovinari pe fondul rămânerii fără tensiune a dulapurilor de protecții ale instalațiilor de desulfurare, la șocurile de tensiune din rețeaua de 110 kV a operatorului de distribuție în condițiile în care UPS-urile nr. 1 și nr. 2 aveau acumulatorii uzati fizic și moral, neputând menține tensiune la un nivel acceptabil o perioadă de timp rezonabilă pentru buna funcționare a dulapurilor de protecții a instalațiilor de desulfurare. S-au adus în funcțiune L 110kV Barbatești în stația Cărbunești, iar la 09:30 s-a adus în funcțiune AT 200 MVA, 220/110 kV Urechești. Puterea întreruptă a fost de 863 MW, din care 294 MW – TA3 CTE Rovinari, 289 MW – TA4 CTE Rovinari și 280 MW – TA6 CTE Rovinari.

• În data de **21.08.2017**, la ora 13:58, ca urmare a căderii unui copac pe L 110kV Reșița – CFR Caransebeș între stâlpii nr. 1 și 2 și a extinderii avariei ca urmare a apariției unui defect în circuitele secundare aferente celulei L 110kV CFR Caransebeș în stația Reșița, au declansat L 110 kV Reșița în stația CFR Caransebeș, L 110kV Reșița în stația Iaz, AT1 – 200MVA, 220/110kV Reșița, L 110kV Moldova Nouă în stația Sfânta Elena, Trafo 1 – 63MVA, 110/30kV CEE Sfânta Elena. Au mai declanșat L 110kV Bocșa în stația Gătaia și L 110kV Calnic în stația Boctă. Au rămas fără tensiune stațiile 110kV Reșița, Calnic, Calnicel, Mociur, Barzava, Furnale, Oxigen, ICMR, CHE Grebla, Bocșa, Gataia, Deta, Moldova Nouă, Oravița, Anina, Ponor, Ciudanovița. Puterea redusă a fost de 14,9 MW, din care 5,3 MW – CHE

Grebla, 5 MW – CEE Sfânta Elena, 1,3 MW – CHE Crăinicele 1, 2,7 MW – CHE Crăinicele 2, 0,6 MW – CHE Breazova. Consumul întrerupt înregistrat a fost de 43,9 MW, din care 5 MW pentru 17 minute (casnic + mica industrie) – stația Deta, 1,7 MW pentru 17 minute (casnic) – stația Gătaia, 5,2 MW pentru 28 minute (casnic + mica industrie) – stația Bocșa, 2,5 MW pentru 40 minute (casnic + mica industrie) – stația Moldova Nouă, 0,8 MW pentru 44 minute (casnic) – stația Anina, 0,3 MW pentru 44 minute (casnic) – stația Ponor, 3,2 MW pentru 57 minute (casnic + mica industrie) – stația Oravița, 0,1 MW pentru 7 minute (casnic) – stația Ciudanovița, 8 MW pentru 62 minute (casnic + mica industrie) – stația Calnic, 5 MW pentru 62 minute (casnic + mica industrie) – stația Barzava, 3 MW pentru 62 minute (industrial) – stația ICMR, 0,2 MW pentru 62 minute (servicii interne) – stația CHE Grebla, 0,3 MW pentru 62 minute (casnic + mica industrie) – stația Călnicele, 2 MW pentru 71 minute (industrial) – stația Oxigen, 5 MW pentru 85 minute (industrial) – stația Furnale și 1,7 MW pentru 85 minute (casnic) – stația Mociur.

- În data de **21.10.2017** la ora 04:33, ca urmare a deteriorării violente a transformatorului de curent 110 kV pe faza S din celula 110 kV AT 2 – 400 MVA, 220/110 kV Fundeni, au avut loc mai multe declanșări de echipamente din stația 110 kV Fundeni, conducând la rămânerea fără tensiune a unui număr de unsprezece stații electrice aparținând Transelectrica și E – Distribuție Muntenia din zona de nord – est a Municipiului București. A fost înregistrat un consum întrerupt de 109 MW (casnic + mica industrie), realimentarea făcându-se între 3 – 20 minute, din care 18 MW în 3 minute (casnic + mica industrie) – stația Afumați, 2 MW în 4 minute (casnic) – stația 10kV Pipera, 4,5 MW în 5 minute (casnic + mica industrie) – bara B – 110kV Titan, 14 MW în 13 minute (casnic + mica industrie) – bara 2 – 110 kV Pipera, 9 MW în 15 minute (casnic + mica industrie) – stația Timpuri Noi, 7 MW în 15 minute (casnic + mica industrie) – stația Otopeni, 12, MW în 16 minute (casnic + mica industrie) – bara B – 110kV Drumul Morarilor, 7 MW în 18 minute (casnic + mica industrie) – bara B, C – 10kV Fundeni, 35 MW în 20 minute (casnic + mica industrie) – stația Obor.

- În data de **01.11.2017** la ora 16:40, ca urmare a declanșării întreruptorului 220 kV AT1 – 400 MVA, 220/110 kV Fundeni pe faza R și a nefuncționării protecției de necorespondență cauzate de o neconformitate din circuitele secundare, au declanșat unitățile de transformare 220/110 kV Fundeni, conducând la rămânerea fără tensiune a unui număr de cincisprezece stații electrice aparținând Transelectrica și E – Distribuție Muntenia din zona de nord – est a Municipiului București. A fost înregistrat un consum întrerupt de 247,3 MW (casnic + mica industrie), realimentarea făcându-se între 3 ÷ 52 minute, din care 25 MW în 2 minute – stația Afumați, 6 MW în 6 minute – stația Mega Mall, 12 MW în 6 minute – stația Drumul Morarilor, 36 MW în 27 minute – stația Obor, 59 MW în 34 minute – bara 2 – 110kV Pipera, 12,4 MW în 36 minute – Trafo 3 – 40 MVA Fundeni, 23 MW în 36 minute – stația Baneasa, 10,9 MW în 38 minute – Trafo 4 – 40 MVA Fundeni, 10 MW în 40 minute – stația Otopeni, 14 MW în 40 minute – stația Timpuri Noi, 26 MW în 44 minute – bara 1 – 110kV Pipera, 13 MW în 2 minute – stația Titan.

## 3.2 E-DISTRIBUȚIE MUNTENIA S.A.

### 3.2.1 Capacități energetice

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

#### 3.2.1.1. Liniile electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016			2017		
		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)	922	242	1.164	891	247	1.137	891	252	1.143
2	MT(35/20/10/6kV)	2.655	8.700	11.355	2.643	8.791	11.434	2.608	8.833	11.441
3	JT (0,4 kV)	8.485	14.223	22.708	8.493	14.290	22.783	8.501	14.449	22.950
4	Branșamente	5.700	5.496	11.196	5.710	5.623	11.333	5.721	5.788	11.509

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

Tabelul nr. 3.2.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	67	4.613	67	4.512	67	4.596
2	Posturi de transformare	7.957	3.486	8.153	3.687	8.275	3.767
3	Puncte de alimentare	189	-	188	-	187	-

### 3.2.2 Durata de funcționare a instalațiilor

#### 3.2.2.1. Liniile electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.2.1

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	1.143	înainte de 1960	123,86	înainte de 1960	4,5	128,36	11,2
			1960-1979	589,571	1960-1979	113,228	702,799	61,5
			1980-1999	177,434	1980-1999	59,294	236,728	20,7
			2000-2017	-	2000-2017	74,896	74,896	6,6
2	MT	11.441	înainte de 1960	-	înainte de 1960	147,40	147,40	1,3
			1960-1979	1.556,02	1960-1979	4.890,21	6.446,23	56,3
			1980-1999	284,24	1980-1999	2.362,01	2.646,25	23,1
			2000-2017	767,82	2000-2017	1.433,06	2.200,88	19,2
3	JT	22.950	înainte de 1960	-	înainte de 1960	23,42	23,42	0,1
			1960-1979	1.356	1960-1979	6.224,62	7.580,62	33,3
			1980-1999	3.004	1980-1999	6.056,61	9.060,69	39,8
			2000-2017	4.140,8	2000-2017	2.144,03	6.284,82	27,6
4	branșamente	11.509	înainte de 1960	-	înainte de 1960	12,90	12,90	0,1
			1960-1979	907,29	1960-1979	2.451,17	3.358,46	29,2
			1980-1999	2.010,02	1980-1999	2.386,27	4.396,29	38,2
			2000-2017	2.803,39	2000-2017	937,51	3.740,91	32,5

Se constată că o mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (93%).

Referitor la liniile MT și JT, circa 19 %, respectiv 29 % au fost puse în funcțiune în ultimii 17 ani.

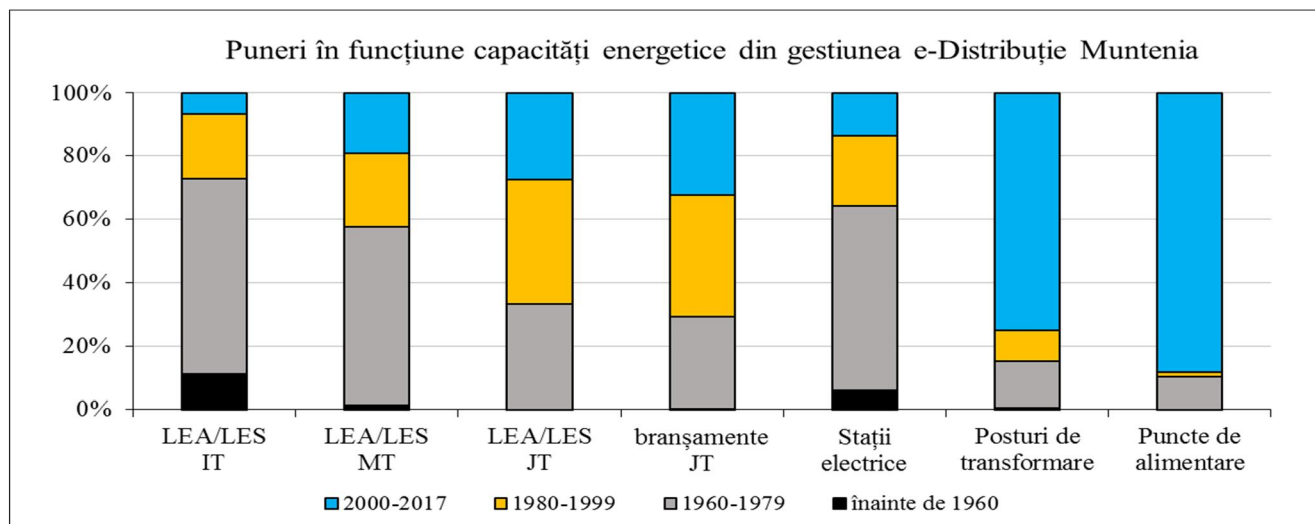
#### 3.2.2.2. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.2.2

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	An PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
1	Stații electrice 110 kV (de conexiune și/sau de transformare)	67	înainte de 1960	4	6,0
			1960-1979	39	58,2
			1980-1999	15	22,4

			2000-2017	9	13,4
2	Posturi de transformare	8.275	înainte de 1960	54	0,7
			1960-1979	1.190	14,4
			1980-1999	809	9,8
			2000-2017	6.222	75,2
3	Puncte de alimentare	187	înainte de 1960	-	-
			1960-1979	19	10,2
			1980-1999	3	1,6
			2000-2017	165	88,2

În perioada 2000-2017 au fost puse în funcțiune 9 stații de transformare (13,4 % din numărul total al acestora), 6.222 posturi de transformare (75,2 % din numărul total), respectiv 165 puncte de alimentare (88,2 % din numărul total).



### 3.2.3 Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### 3.2.3.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime 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 noi (km traseu)
IT	LEA	922	8	-	891	89,5	891	891	69,31	-
	LES	242	3	13	247	0,5	247	252	5,2	5,48
MT	LEA	2.655	91	9	2.643	52,2	2.643	2.608	31,85	8,45
	LES	8.700	57	78	8.791	51,4	8.791	8.833	78,82	79,28
JT (exclusiv bransamente)	LEA	8.485	117	7	8.493	128,9	8.493	8.501	103	19,95
	LES	14.223	125	35	14.290	18,5	14.290	14.449	26,25	83,48

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

Tabelul nr. 3.2.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	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	67	8	1	67	14	1	67	-	-
Posturi de transformare	7.957	84	206	8.153	110	188	8.275	70	127
Puncte de alimentare	189	13	-	188	15	-	187	32	-

### 3.2.4 Programul de mentenanță

#### 3.2.4.1. Grad de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Tabelul nr. 3.2.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	51,12	96,27
	Control Periodic	69,61	66,16
LN2	Revizie Tehnică	40,82	37,07
	Intervenții Accidentale	-	-
LN3	Reparații de grad 1	129,43	111,17
	Reparații Accidentale	86,81	100,05
LN4	Reparații de grad 2	-	-
TOTAL		80,29	95,62

#### 3.2.4.2. Grad de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice:

Tabelul nr. 3.2.4.2

Categorie lucrări		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrari Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizie Tehnică [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	-	109	0	-	94	60	-
	MT	102	22	90	-	164	64	-
	JT	-	343	24	-	79	97	-
LES	IT	-	121	0	-	85	19	-
	MT	101	-	-	-	69	126	-
	JT	-	8	3	-	110	97	-
Posturi transformare	MT/JT	-	77	52	-	348	72	-
Puncte de alimentare	MT	-	357	14	-	190	115	-
Stații de transformare	IT/MT	79	114	64	-	95	54	-
Alte instalații	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	-	0	48	-	-	-	-
	JT	-	-	-	-	-	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Nu se includ "Alte lucrări de întreținere și reparații": Utilaje, Scule, dispozitive, verificatoare (SDV) utilizate pentru lucrări de mentenanță, Cladiri administrative, Instalații electrice/termice din clădiri administrative, Calculatoare, Mobilier, Telefonie, Alte

Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat valoric în proporție de 95,62 % din valoarea programată.

Din lucrările realizate, 47,9 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 52,1 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

### 3.2.5 Incidente deosebite

#### Incidente deosebite in RED gestiune E-Distributie Muntenia

Tabelul nr. 3.2.5.1

Nr. crt.	Stația de transformare	Echipamentul	Data / ora		Durata (min.)	Nr. clienți	Putere întreruptă (MW)	Localități	Cauza
1	Nord 110/20/10 kV	CT-110kV	08.02.2017	19:01	22	37.871	64	zona centrală	Izolator de trecere 110kV tip MICALFIL 1600A din celula T6 110/10KV în stația Nord faza S
	Grozăvești 110kV	Celula LES 110kV Nord			19	34.567			
	Obor 110/20/10kV	Celula LES 110kV Nord			0	0			
2	Crângași 110/20/10kV	LEA+LES CET Vest - Crângași	07.04.2017	02:34	8	32733	15	cartier Crângași	Cutie terminală defectă în PC Roșu. Izolator rupt lanț susținere dublă faza T în PC Rosu.
		celula LES 110kV Pajura în st. Laromet							
3	Cotroceni 110/20 kV	declansat celula 110kV LES Bujoreni	26.06.2017	22:04	6	20.900	25	zona Grozavesti	dispozitiv MOP
4	Mihai Bravu 110/20 kV	declansat Trafo 1 - 110/20 kV	02.07.2017	18:58	204	15.281	12	zona Mihai Bravu	Cel 20kV TRAFO 1-Izolatori suporti cabluri conturnati
5	Chitila 110/20 kV	Trafo 1 si 2 - declansat prin protectie minima tensiune cc	06.08.2017	17:32	60	3.000	15	Arcuda, Otopeni partial, Rudeni, Mogosoia	Element baterie 110V cc - defect
					128	12.400			
6	Arcuda 110/20 KV	LEA 20 kV Pompe (CMU) - a declansat prin protectie maximala de curent temporizata	13.09.2017	17:11	13	5,995	2,6	Bolintin-Deal, Bolintin-Vale, Gradinari, Joita Gr., Ogrezeni, Săbăreni	Descărcător 20kV defect la cadrul de susținere CTE
36	500								
7	Giurgiu Nord 110/20 KV	Linia 20kV Icil (CMU)	15.09.2017	13:20	55	6.100	1,36	Giurgiu - partial cartiere Est, Nord si Sud	Cablu defect între STC 2806 și STC 2807
8	Afumați 110/20 KV	LEA 110 KV Căciulați - Afumați- a declansat prin protectie de distanta	07.11.2017	13:41	10	14.700	30	Afumați	Conductor activ faza S. căzut la pământ între stâlpii 346-347
9	Militari 110/10 KV	Trafo 3 - 110/10 kV - a declansat prin protectie homopolara de tensiune	10.11.2017	9:43	5	8.712	5	Valea Cascadelor, B-dul Iuliu Maniu partial, cartier Militari, b-dul Timișoara parțial	Cablu 10 kV - T 4263

#### Incidente deosebite in statii din gestiunea Transelectrica

Tabelul nr. 3.2.5.2

Nr. crt.	Statia de transformare	Echipamentul	Data / ora		Durata (min.)	Nr. clienti	Putere intrerupta (MW)	Localitati	Cauza
1	CET Bucuresti Sud 400/220/110/10 KV - gestiune ST Bucuresti Transelectrica	declansat TRAF01 110/10kV	02.04.2017	20:19	14	42,318	14,5	zona S-E Buc	Defect pe feeder T1403 in PA1450 (nu a decl) si refuz decl in Buc Sud feed PA1450. Afectat barele 1. 2. 3 10kV
2	Domnești 400/110/20 kV	bara 1 110kV cu celulele aferente ramas fara tensiune:LEA 110kV Masini Grele, Trafo 4 110/20kV	31.05.2017	05:34	25 11	2966 5307	3,5	Clinceni. Domnesti	refuz de declansare IO 110kV faza T in cel. L110kV IFA in statia Domnesti).
3	Fundeni 220/110/10 KV	declansat TRAF0 4 110/10 kV	03.06.2017	05:18	32	20,820	8	cartier Fundeni	Simultan cu declanșarea LEA 220kV Brazi Vest 1 si 2 în Fundeni. Defect sistem SCADA si releu trafo 4.
4	CET București Sud 400/220/110/10 kV - gestiune ST București Transelectrica	Sistem bară 2 110kV cu celulele aferente, Ramas fara tensiune: LES 110kV Filaret 2, LES 110kV Balta Alba, Trafo 2 110/10kV	14.06.2017	05:27	3 39 73	53834 50224 1816	0,5	zona sudul Bucureștiului	funcționare eronată protecție diferențială de bară 110kV
5	Fundeni 220/110/10 KV	LEA+LES 110kV Pipera 1 - a declansat prin protectie de distanta.	31.08.2017	08:39	6 13	3248 5796	22,5	Cartier Pipera, Băneasa parțial	Ridicarea benei unui camion sub LEA 110 kV Fundeni-Pipera 1 între stâlpii

		sitem bara 1 110 kV din statia 110/20/10 kV Pipera ramas fara tensiune			37	9,585			28 - 29 ce a generat ruperea conductorului activ pe faza T
6	CET Bucuresti Sud 400/220/110/10 kV - gestiune ST Bucuresti Transelectrica	CT2 10 KV - cablu ieşire din stația veche - a declanșat prin protecție homopolară nedirecționată de curent	08.10.2017	12:20	20	7,200	6	București - zona B-ul Ion Sulea	defect pe feederul PC 4150 (1)
7	Fundeni 220/110/10 KV	declanșat la ambele tensiuni AT2 220/110kV	21.10.2017	4:32	29	268,262	115	zona de nord-est a Municipiului București	TC 110kV faza S defectă în celula 110kV AT2
8	Fundeni 220/110/10 KV	declanșat la ambele tensiuni AT1 și AT2 220/110kV	01.11.2017	16:40	52	315,027	187,5	zona de nord-est a Municipiului București	instalații ST București

### 3.3 E-DISTRIBUȚIE BANAT S.A.

#### 3.3.1 Capacități energetice

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

##### 3.3.1.1. Linii electrice de distribuție

Tabelul nr. 3.3.1.1

Nr. Crt.	Tip	2015			2016			2017		
		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	2.705	8	2.713	2.705	8	2.713
2	MT(35/20/10/6kV)	10.285	2.434	12.719	10.267	2.496	12.764	10.242	2.550	12.792
3	JT (0,4 kV)	12.600	3.699	16.299	12.609	3.726	16.334	12.625	3.762	16.388
4	Branșamente	10.505	1.057	11.561	10.547	1.160	11.706	10.570	1.266	11.836

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

Tabelul nr. 3.3.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	125	4.273	96	4.072	96	4.125
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV			28	263	28	263
3	Posturi de transformare	7.942	2.089	8.052	2.092	8.143	2.105
4	Puncte de alimentare	16	-	16	-	16	-

#### 3.3.2 Durata de funcționare a instalațiilor

##### 3.3.2.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	2.713,007	înainte de 1960	501.529	înainte de 1960	0	501.529	18,5
			1960-1979	1.494.552	1960-1979	1.791	1.496.343	55,2
			1980-1999	686.307	1980-1999	4.098	690.405	25,4
			2000-2017	22.738	2000-2017	1.992	24.730	0,9
2	MT	12.792,478	înainte de 1960	1.475.331	înainte de 1960	1248.071	2.723.402	21,3
			1960-1979	7.617.839	1960-1979	636.499	8.254.338	64,5
			1980-1999	1.038.033	1980-1999	309.259	1.347.292	10,5
			2000-2017	110.983	2000-2017	356.462	467.445	3,7
3	JT	16.387,539	înainte de 1960	1.686.336	înainte de 1960	403.751	2.090.087	12,8
			1960-1979	6.863.845	1960-1979	2037.047	8.900.892	54,3
			1980-1999	1.357.013	1980-1999	925.236	2.282.249	13,9
			2000-2017	2.718.255	2000-2017	396.055	3.114.311	19,0
4	branșamente	11.836,079	înainte de 1960	1.410.538	înainte de 1960	125.672	1.536.210	13,0
			1960-1979	5.741.274	1960-1979	634.055	6.375.329	53,9
			1980-1999	1.135.075	1980-1999	287.991	1.423.066	12,0
			2000-2017	2.282.755	2000-2017	218.719	2.501.474	21,1

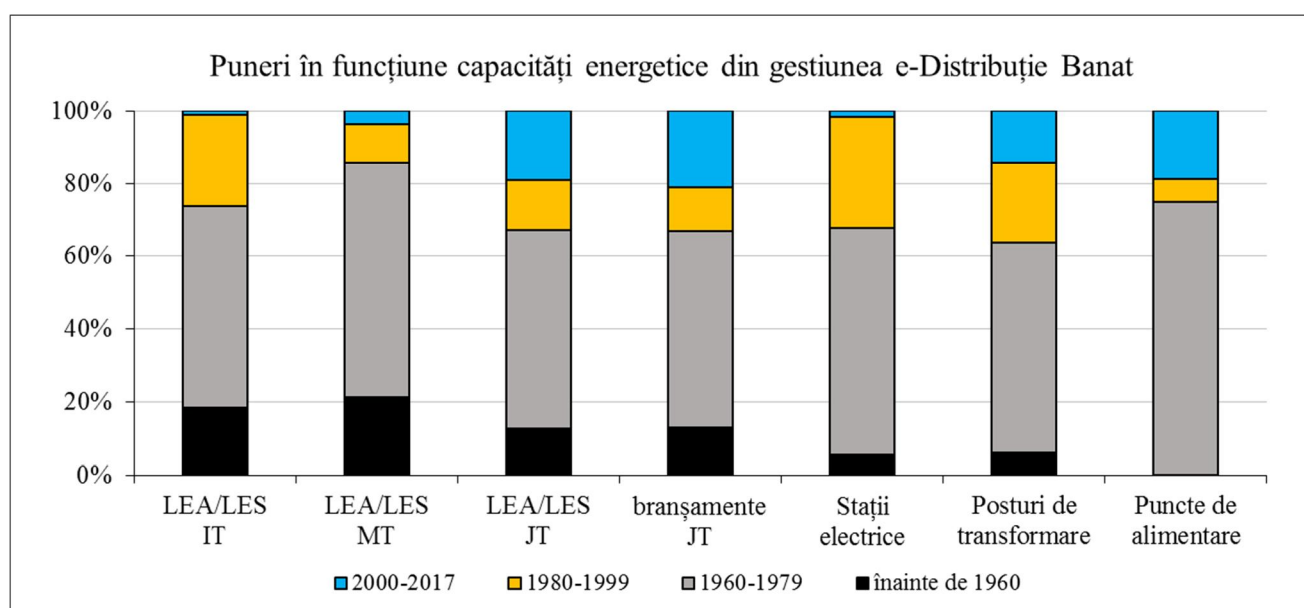
Se constată că o mare parte a liniilor electrice de distribuție de 110 kV și MT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (99 % dintre liniile de IT, respectiv cca. 96 % dintre liniile de MT). Cca. 80 % din liniile electrice de distribuție de JT/branșamente au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000.

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

Tabelul nr. 3.3.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	124	înainte de 1960	7	5,6
		1960-1979	77	62,1
		1980-1999	38	30,6
		2000-2017	2	1,6
Posturi de transformare	8.143	înainte de 1960	489	6,0
		1960-1979	4.707	57,8
		1980-1999	1.792	22,0
		2000-2017	1.155	14,2
Puncte de alimentare	16	înainte de 1960	0	0
		1960-1979	12	75
		1980-1999	1	6,3
		2000-2017	3	18,8

Din total 2 stații de transformare au fost puse în funcțiune după anul 2000, reprezentând 1,6 % din totalul stațiilor de transformare).



### 3.3.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi

#### 3.3.3.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.705	-	-	2.705	75,98	-	2.705	33,890	0,102
	LES	8	-	1,5	7,881	-	-	7,881	-	-
MT	LEA	10.285	70	39	10.267	33,8	-	10.242	33,455	-
	LES	2.434	-	34	2.496	-	61,968	2.550	-	54,150
JT (exclusiv branșam.	LEA	12.600	89	50	12.609	190,67	8,994	12.625	139,191	16,664
	LES	3.699	-	30	3.726	-	26,581	3.762	-	36,543

Se înregistrează un grad foarte scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare (aproximativ 1,25% din totalul liniilor de IT, sub 1 % pentru liniile de medie tensiune și 1,2% pentru liniile de joasă tensiune).

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

Tabelul nr. 3.3.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	125	7	-	124	8	-	124	5	-
Posturi de transformare	7.942	18	106	8.052	89	110	8143	134	91
Puncte de alimentare	16	-	-	16	2	-	16	1	-

În anul 2017 re tehnologizările în stațiile de transformare s-au realizat într-un procent de 4 % din numărul total al acestora.

### 3.3.4 Programul de mentenanță

#### 3.3.4.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Tabelul nr. 3.3.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	73,2	84
	Control Periodic	74,5	46,8
LN2	Revizie Tehnică	55,5	51,3
	Intervenții Accidentale	-	-
LN3	Reparații de grad 1	126,5	83,8
	Reparații Accidentale	100,7	104,0
LN4	Reparații de grad 2	-	-
TOTAL		89,4	85,9

#### 3.3.4.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice:

Tabelul nr. 3.3.4.2

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizie Tehnică [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	0	99	70	-	98	43	-
	MT	96	32	37	-	77	86	-
	JT	32	81	8	-	100	128	-
LES	IT	-	94	-	-	-	-	-
	MT	-	-	-	-	0	94	-
	JT	-	25	1	-	52	96	-
Posturi transformare	MT/JT	-	12	18	-	24	81	-
Puncte de alimentare	MT	-	11	46	-	-	-	-
Stații de transformare	IT/MT	84	60	63	-	86	78	-
Alte instalații	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	0	0	-	-	-	-	-
	JT	-	-	-	-	-	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 85,9 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 47,11 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 52,89 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

### 3.3.5 Incidente deosebite

#### Incidente deosebite în RED gestiune E-Distribuție Banat

Tabelul nr. 3.3.5.1

Nr. crt.	Stația de transformare	Echipamentul	Data / ora		Durata (min.)	Nr. utilizatori	Putere întreruptă (MW)	Localități	Cauza
1	Căprișoara 110/20 kV	Trafo 2 110/20kV	02.02.2017	23:25	8	6.454	6,60	parțial Vulcan, parțial Poroșeni	Conturnare prin corp străin (animal-șobolan) în celula L20kV PT 41
2	Pecica 110/20 kV	Celula 110 kV Trafo.110/20 kV	24.02.2017	1:17	6	5.086	4,00	Pecica	MOP defect
3	Gataia 110/20 kV	LEA 110kV Deta	28.02.2017	7:49	10	8.825	5,60	Gataia, Măureni, Birda	control pe LEA 110kV Gataia – Deta; arc amorsat în zona stp.7-8 de către un utilaj tert
4	Deta 110/20 kV	Trafo 1-110/20kV	05.04.2017	3:42	5	8.825	3,40	Deta, Banloc, Livezile	DRV -20 kV defect
5	Calnic 110/10 kV	LEA 110kV Reșița	08.04.2017	13:54	15	35.653	6,70	Calnic	TC-110kV faza "R" străpuns la CT-110kV în st. Cilnic
6	Căprișoara 110/20 kV	Trafo 1-110/20 kV	12.05.2017	15:25	5	6.454	4,30	parțial Vulcan, parțial Poroșeni	cablu ieșire stație defect pe L20 kV Carolina
7	Orțișoara 110/20 kV	Trafo 2-110/20 kV	08.06.2017	15:03	8	7.013	4,30	Orțișoara, Vinga, Masloc	Refuz declanșare LEA20kV Vinga
8	Victoria 110/20/10 kV	Trafo 3-110/10 kV	20.06.2017	23:46	5	25.665	6,50	Timișoara	refuz declanșare LES 10kV Cb.7
9	Căprișoara 110/20 kV	Trafo 1-110/20 kV - declanșat la ambele tensiuni prin protecție maximală de curent rapidă	25.07.2017	02:46	13	6.453	3,00	parțial Vulcan, parțial Poroșeni	Izolatori conturanți în celula 20 kV CT
10	Criscior 110/20 kV	L110 kV Varfuri - declanșat prin protecție de distanță	25.07.2017	03:00	7	16.384	2,70	Sebiș, parțial Ineu	Defect trecător
11	Poltura 110/20 kV	Trafo 2 110/20 kV - declanșat prin protecție maximală de curent	26.07.2017	10:16	5	25.039	11,80	Arad partial	Izolator susținere bara 20kV conturnat în zona cel. 20kV BC 1 - s-a înlocuit
12	Fratelia 110/20/10 kV	LES 20 kV nr.4 – declanșat prin protecție maximală de curent	28.07.2017	12:33	4	15.179		Timișoara - zona Sagului	Cablu 20 kV ieșire stație
					28	5.203	1,38		
13	Cetate 110/20/10 kV	LEA 110 kV Săcălaz a declanșat prin funcționarea protecției tehnologice la scăderea presiunii în circuitul oleo-pneumatic	03.08.2017	10:39	14	18.550	21,10	Timișoara rezidențial - parțial	Contactator defect în circuitul de alimentare motor pompa MOP
14	Dumbrăvița 110/20/10 kV	Trafo 2 110/20 KV - 25 MVA a declanșat prin protecție de gaze	05.08.2017	2:54	57	23.313	10,00	Timișoara parțial - Mall, zona centrală	Bornă faza R pierdere proprietăți dielectrice
15	I.U.R.T. Lugoj 110/20 kV	LES 20 kV nr. 6 a declanșat prin protecție maximală de curent temporizată	05.08.2017	02:25	33	5.597	0,90	Lugoj parțial – zona centrală, Cartier Micro 4	Cablu 20 kV între T5084 - T5180
16	Sebiș 110/20 kV	LEA 20 kV Prunișor - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	06.08.2017	21:15	184	5.612	1,49	Prunișor, Craiva Sate, Sebiș, Avram Iancu, Carand, Beliu, Cenei	Barză la baza stâlpului nr.81.
17	Curtici 110/20 kV	LEA 20 kV Oraș Curtici - a declanșat prin protecție maximală de curent temporizată	07.08.2017	0:45 01:09	12 224	5.349	1,20 1,20	Curtici parțial și Macea	Defect trecător Teacă căzută pe consola cu punere la pământ la stâlpul nr.18
18	Cărpiniș 110/20 kV	CL-20 kV - declanșat prin protecție maximală de curent temporizată	09.08.2017	18:15	6	6.359	4,75	Loc. Uivar, Biled, Iecea, Berecsau, Cenei, pompe desecări.	Asociat unui defect trecător pe LEA 20 kV Pompe Cenei, refuz declanșare IO 20 kV din celulă.
19	Criscior 110/20 kV	L110 Virfuri - Vascau - declanșat prin protecție de distanță cuRAR(-) la ambele capete.	09.08.2017	18:33	55	16,417	2,60	SEBIS partial si INEU	Vegetatie pe LEA 110 kV

20	Armeniș 110/20 kV	LEA L110 kV CFR Poarta - a declanșat prin protecție tehnologică	11.08.2017	14:08	132	24.076	9,30	Caransebeș și zona adiacentă	-Defect MOP - LEA 110 kV CFR Caransebeș. -Baterie de acumulator defectă în stația Balta Sărată
21	Balta Sărată 110/20/6 kV	LEA 20kV CFR	12.08.2017	21:57	117	5.813	0,14	Caransebeș - zona centru, ieșire Balta Sărată și ieșire Otelu Rosu	Defect trecător
22	Teba 110/20 kV	Trafo 2 110/20 KV - a declanșat prin protecție maximală de curent	16.08.2017	09:08	13	10.666	3,30	Municipiul Arad parțial	- Cutii terminale - Cablu străpuns la celula 20 kV Trafo 2
23	Moldova Nouă 110/20 kV și Ponor 110/20 kV	Bare 110 kV din stațiile afectate	21.08.2017	10:16	4	7.646	2,60	Moldova Nouă, Oravița	refuz declanșare IO LEA 110kV Ponor în stația Moldova Nouă
24	14 stații 110/MT: Calnic, Mociur, Calnicel, Furnale, Oxigen, Icmr, Anina, Ponor, Oravița, Moldova Nouă, Bocea, Gătaia, Deta	Bare 110 kV din stațiile afectate	21.08.2017	13:58	85	100.892	36,48	Reșița, Oravița, Moldova Nouă, Anina, Bocea, Gataia și Deta	Copac tăiat căzut pe LEA 110 kV d.c. Reșița - CFR Caransebeș și Reșița - Iaz -Refuz declanșare IO 110 kV CFR Caransebeș în stația Reșița și declanșare AT 220/110kV Reșița.
25	Pincota 110/20 kV	LEA 20 KV Sicula - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	03.09.2017	11:48	50	6.155	2,45	Ineu, Pancota, Seleus, Cermei și Sicula	Pasăre la stâlpul nr. 189
26	Lugoj 110/20 kV	LEA 110 KV Lugoj - Făget - a declanșat prin protecție de distanță	05.09.2017	11:07	125	14.976	4,50	Făget, Margina, Românești, Cosava, Curtea, Fărăsești, Poieni, Mănăștur, Povergina, Răchita, Cladova, Nevrincea, Bathausen	vegetație în rețea
27	I.U.R.T. Lugoj	LES 20 KV nr. 6 - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	13.09.2017	09:28	41	7.271	1,60	Lugoj rezidențial	LES 20 kV defect între P 5033 - P 5084
28	Dumbrăvița 110/20/10 kV	LES 20 KV nr.4 - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	20.09.2017	21:41	114	5.456	0,70	Timișoara - cartier rezidențial	Cablu 20 kV defect între T 31748 - T 41751
29	Brad 110/20 kV	Trafo 1 110/20 KV - a declanșat prin protecție maximală de curent	27.09.2017	11:48	4	13.108	5,90	Brad, Tebea, Bulzești, Obârsia, Lucoi, Calamaresti, Dumbrava	Pasăre - pod bare exterior 20 kV
30	Freidorf 110/20 kV	LEA 20 KV Utvin - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	27.09.2017	16:27	108	5.270	1,41	Utvin, Sanmihaiul roman, Sanmihaiul sarbesc, Libling, Foeni, Ivanda, Padureni,Otelec	Pasăre pe DRV, la PT 2632
31	Sebiș 110/20 kV	LEA 20KV Prunișor - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	30.09.2017	8:13	118	5.612	1,57	Prunișor, Craiva Sate, Sebiș, Avram Iancu, Carand, Beliu, Cernei, Hasmas, Archis	Vegetație în rețea - creangă la stâlpul nr. 463
32	Deva CFR 110/20 kV	LEA 20KV PA4 Dacia (CMU) - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	09.10.2017	4:49	67	7.312	1,11	Deva - parțial	Cablu 20 kV între PT 29 - PT 144
33	Stația Deva CFR 110/20/27,5 kV	CT 110 KV - a declanșat prin protecție de distanță, demaraje R,S,T,O - L110 kV Orăștie, L110 kV Calan, L110 kV Deva CFR, L110 kV Simeria, L110 kV Paulis;	25.10.2017	16:15	14	37.382	23,90	Deva parțial, Orăștie rezidențial și localitățile adiacente, Simeria rezidențial și localitățile adiacente, Calan rezidențial și localitățile adiacente	
34	Fratelia 110/20/10 kV	LES 20KV nr.3 - a declanșat prin protecție maximală de curent rapidă	26.10.2017	12:33	73	15.256	0,53	Timișoara - zona rezidențiala	Cablu 20kV defect între T51735 - T31731
35	Fratelia 110/20/10 kV	LES 20KV nr.4 - a declanșat prin protecție homopolară de curent temporizată	26.10.2017	09:03	56	5.213	1,30	Timișoara - cartier Sagului	Cablu 20kV defect între T31752 - T21736

36	Chişineu Criş 110/20 kV	LEA 20KV Frunziş - a declansat prin protecție maximală de curent temporizată	13.11.2017	17:31	288	9,169	1,12	Ineu, Misca, Chişineu-Criş, Apatcu, Sinte Mare, Sepreus, Craiva	IMS / 10210 - separator telecomandat de buclă defect
37	Victoria 110/20/10 kV	Trafo 3-110/10 kV	25.11.2017	12:15	5	12,262	6,90	Timișoara	refuz declansare IO 10 kV LES nr.14 prin PH+PMR datorită blocării rulmentului de la dispozitivul de tip MR
38	Dumbrăvița 110/20/10 kV	LES 20kV nr.3	25.11.2017	23:14	40	5,283	0,10	Timișoara	Cablu 20kV defect T51738-T21795
39	Brad 110/20 kV	L110 Pauliș – Brad a declansat prin protecție de distanță	04.12.2017	21:49	22	MT/JT 19/11508	11,40	Brad, Tebea, Obârșia, Luncoiu, Bulzești, Căzânești, Vata, Brad residential, Mesteacan, Dumbrava de Sus	Izolator rupt la stâlpul nr. 88 (întindere simplă), faza S, conductorul căzut la pământ.
40	Pancota 110/20 kV	Trafo 110/20 kV - a declansat prin protecție maximală de curent	05.12.2017	11:30	19	MT / JT 25/19054	7,82	Ineu, Pancota, Seleuș, Cermei și Sicula, Ineu, Siria, Covasant, Gurba, Bocsig	Cauza primară: izolator + conductor 20kV rupt la stâlpul nr. 95 pe LEA 20 kV TV Siria 2, asociat cu refuz declansare IO aferent celula L 20 kV TV Siria.
41	Sebiș 110/20 kV	LEA 20KV Prunișor - a declansat prin protecție homopolară de curent temporizată	06.12.2017	16:55	105	MT/JT 7/5605	1,63	Prunișor, Craiva Sate, Sebiș, Avram Iancu, Carand, Beliu, Cermei, Hasmas, Archis	Pasăre la stâlpul 187/57/58/6
42	Orțișoara 110/20 kV	B1+B2 - 110 kV	27.12.2017	23:35	9	36 MT / 7298 JT	8,80	Orțișoara, Masloc, Satchinez	În celula LEA 110 kV Fântânele separator bară 1 110 kV cu izolator faza R rupt

### Incidente deosebite in statiile din gestiunea Transelectrica

Tabelul nr. 3.3.5.2

Nr. crt.	Stația de transformare	Echipamentul	Data / ora		Durata (min.)	Nr. clienti	Puterea întreruptă (MW)	Localități	Cauza
1	defect în rețeaua de transport 220kV (urmat de declanșarea AT 220/110 din stațiile Paroseni , Baru Mare, Hașdat)	lipsă tensiune bare 110kV în stațiile din gestiunea E-Distribuție Banat: Aninoasa, Arena Lupeni, Caprișoara, CFR Petroșani, Carnești (Bara1A), Livezeni, Lonea, Lupeni Sud, Petrila, Petroșani Sud, Uricani, Vulcan, Retezat	05.03.2017	18:39	11	59.347	36,50	Aninoasa, Lupeni, Caprișoara, Livezeni, Petroșani, Uricani, Vulcan	defect în rețeaua de transport 220kV
2	Statia 400/220/110 kV Arad (gestiune ST Timișoara)	Sistem bare 2 110 kV a ramas fara tensiune prin functionare protectiei diferentiale de bare 110 kV, in timpul manevrei programate de revenire de pe bara de transfer 110 kV, pe celula proprie, cu LEA 110 kV Pancota.	02.10.2017	13:10	16	38.784	15,57	Arad - parțial, Pancota, Lipova, Ilia, Ineu - parțial	Lucrat protecția diferențială bare 2 - 110 kV
3	Statia Timișoara 220/110 KV (gestiune ST Timisoara)	LEA 110 KV Buzias cu derivatia Giulvaz	30.10.2017	10:27	32 35 40 46	1.234 45.293 9.582 8.033	38,20	Buzias, Giulvaz, Lugoj, Faget, Nadrag	Declansare tehnologica intempestiva a LEA 110 kV Buzias cu derivatia Giulvaz la pierderea presiunii dispozitivului MOP datorita blocarii releului din circuitul de comanda pompa MOP. Cauza: ST Timisoara

### 3.4 E-DISTRIBUȚIE DOBROGEA S.A.

#### 3.4.1 Capacități energetice

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

##### 3.4.1.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016			2017		
		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)	2.674	33	2.707	2.621	33.575	2.655	2.621	34	2.655
2	MT(35/20/10/6kV)	9.328	1.691	11.019	9.132	1.688	10.820	9.135	1.694	10.829
3	JT (0,4 kV)	8.349	2.406	10.755	8.355	2.408	10.763	8.376	2.457	10.833
4	Branșamente	11.167	1.850	13.017	11.235	1.893	13.031	11.490	1.916	13.406

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

Tabelul nr. 3.4.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau transformare) 110kV			120	4.055	120	4.088
2	Stații electrice (de conexiune și/sau transformare) sub 110kV	214	4.557	94	403	85	376
3	Posturi de transformare	5.937	1.992	6.006	1.998	6.081	1.989
4	Puncte de alimentare	35	-	35	-	35	-

#### 3.4.2 Durata de funcționare a instalațiilor

##### 3.4.2.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.2.1

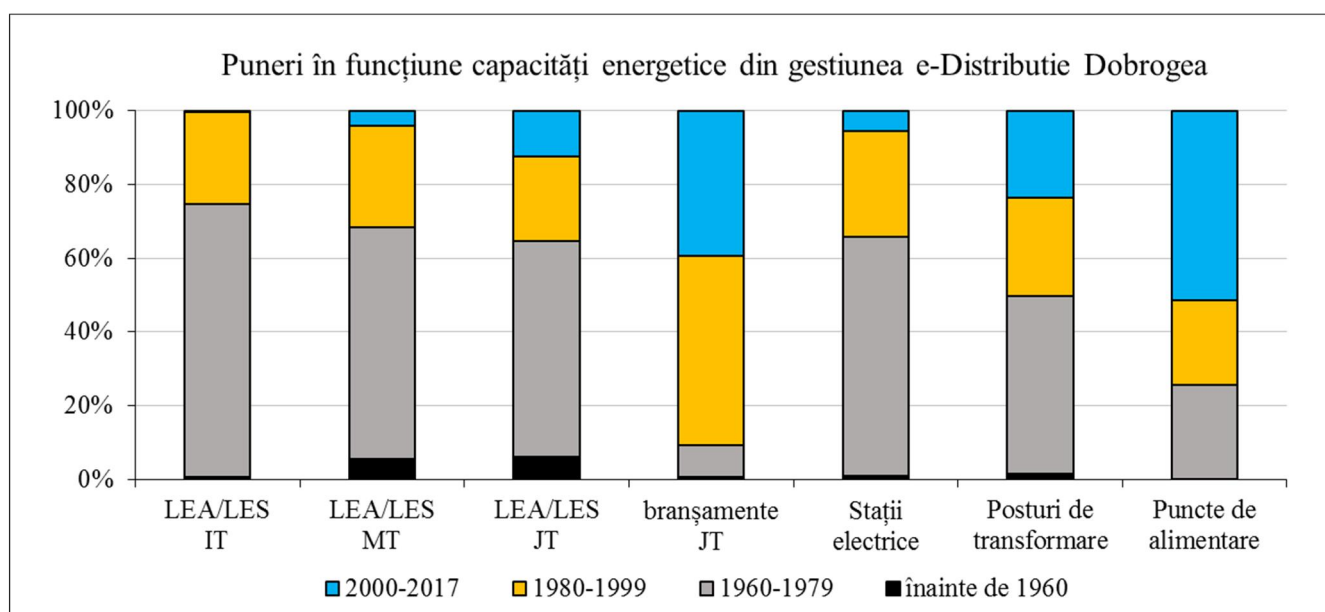
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT	2.655	înainte de 1960	15.629	înainte de 1960	0,000	15.629	0,6
			1960-1979	1.943,816	1960-1979	24,145	1.967,961	74,1
			1980-1999	658,689	1980-1999	0,000	658,689	24,8
			2000-2017	3,032	2000-2017	9,430	12,462	0,5
2	MT	10.829	înainte de 1960	546,494	înainte de 1960	52,527	599,021	5,5
			1960-1979	6.123,366	1960-1979	669,398	6.792,764	62,7
			1980-1999	2.216,126	1980-1999	767,100	2.983,226	27,5
			2000-2017	248,828	2000-2017	205,223	454,051	4,2
3	JT	10.833	înainte de 1960	595,720	înainte de 1960	58,430	654,15	6,0
			1960-1979	5.379,960	1960-1979	957,310	6.337,27	58,5
			1980-1999	1.320,120	1980-1999	1.181,400	2.501,52	23,1
			2000-2017	1.080,128	2000-2017	259,660	1.339,788	12,4
4	Branșamente	13.406	înainte de 1960	81,400	înainte de 1960	7,000	88,4	0,7
			1960-1979	1.010,000	1960-1979	149,000	1.159	8,6
			1980-1999	5.774,000	1980-1999	1.097,000	6.871	51,3
			2000-2017	4.624,388	2000-2017	663,164	5.287,552	39,4

Se constată că înainte de anul 2000 au fost puse în funcțiune majoritatea liniilor de 110 kV (99% din total), circa 96 % din liniile de MT și 73 % din liniile de JT (inclusiv branșamente).

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

Tabelul nr. 3.4.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF		
		înainte de 1960	Cantitate (buc.)	%din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	205	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	108	52,7
		1980-1999	39	19
		2000-2017	58	28,3
Posturi de transformare	6.081	înainte de 1960	97	1,6
		1960-1979	2.925	48,1
		1980-1999	1.620	26,6
		2000-2017	1.439	23,7
Puncte de alimentare	35	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	9	25,7
		1980-1999	8	22,9
		2000-2017	18	51,4



### 3.4.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi

#### 3.4.3.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.674	58	-	2.621	6,6	1,1	2621	9,4	0
	LES	33	-	-	33,6	0	0	34	0	0
MT	LEA	9.328	24	7	9.132	29,6	15,8	9135	22	8,65
	LES	1.691	27	15	1.688	20,5	35,5	1694	24	19,5
JT (exclusiv branșam.)	LEA	8.349	124	24	8.355	5	1	8376	179	11,71
	LES	2.406	6	30	2.408	0	1,97	2457	25	26,89

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare (sub 1 % pe toate categoriile de linii)

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

Tabelul nr. 3.4.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	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	214	14	-	214	7	-	205	6	-
Posturi de transformare	5.937	86	79	6.006	48	69	6.116	62	75
Puncte de alimentare	35	-	-	35	4	-	35	2	-

În anul 2017 au fost rețehnologitate un număr de 6 stații de transformare (cca. 2,8 % din numărul total de stații de transformare) iar numărul de posturi de transformare și puncte de alimentare noi sau rețehnologizate reprezintă cca. 2 % din totalul acestora.

### 3.4.4 Programul de mentenanță

#### 3.4.4.1. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Tabelul nr. 3.4.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	86,8	104
	Control Periodic	95,8	54,7
LN2	Revizie Tehnică	57,3	49,3
	Intervenții accidentale	-	-
LN3	Reparații de grad 1	67,0	72,3
	Reparații Accidentale	88,5	89,9
LN4	Reparații de grad 2	-	-
TOTAL		79,4	79,1

#### 3.4.4.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice:

Tabelul nr. 3.4.4.2

		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizie Tehnică [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	-	162	58	-	27	16	-
	MT	108	6	85	-	102	74	-
	JT	273	436	21	-	59	106	-
LES	IT	-	126	0	-	88	0	-
	MT	-	-	-	-	34	83	-
	JT	-	64	16	-	44	93	-
Posturi transformare	MT/JT	25	32	83	-	44	85	-
Puncte de alimentre	MT	-	3	15	-	0	0	-
Stații de transformare	IT/MT	93	151	49	-	86	97	-
Alte instalații	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	-	-	-	-	-	-	-
	JT	-	-	-	-	0	5	-

Au fost incluse lucrările executate cu forte proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 79,1 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 58 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 42 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

### 3.4.5 Incidente deosebite

#### Incidente deosebite in RED gestiune E-Distributie Dobrogea

Tabelul nr. 3.4.5.1

Nr. crt.	Stația de transformare	Echipamentul	Data / ora		Durata (min.)	Nr. utilizatori afectați	Putere întreruptă (MW)	Localități afectate	Cauza
1	Urziceni	Trafo 1	08.02.2017	11:39	46	18.205	9,00	Urziceni	Izolator bara A in Cel LEA 20kV Ceramica
2	SN Mangalia	Trafo 1+ 2 110/6kV	17.02.2017	10:10	69	2.833	16,00	Mangalia parțial	IO celula LES 1504
3	Depozite 110/20/10 KV	LES 10KV 0402 PT227	22.03.2017	10:52	28	5.164	1,53	Constanța	LES 10kV PT 273 - PT 258
4	Navodari 110/20 KV	LES 20KV 5304 PT 1289	10.04.2017	17:51	31	5.096	1,27	Năvodari	LES 20kV - PT 1050 - PT 1295
5	Călărăși 110/20/6 KV	LES 20KV ORAS 1	12.04.2017	9:21	53	7.020	2,87	Călărăși	LEA 20kV S 3586 - IMS 3950 PT 3019
6	Navodari 110/20 KV	LES 20KV 5304 PT 1289	11.05.2017	11:34	67	5.096	1,20	Năvodari	CTI 20kV in PT1085 PL PT1290
7	Slobozia Sud 110/20 KV	LES 20KV Bora	30.05.2017	03:22	35	5.227	0,70	Slobozia	Cablu 20kV defect intre PT 8074 si PT 8346
8	Marmura	Trafo 1 110/20 kV - a declansat	30.05.2017	16:26	57	9.609	6,00	Constanța	LEA 20kV 9217 - copac cazut in axul liniei; Element bcc 110V cc si redresor 2 defect.
9	Mangalia Nord	CT 10 kV	15.06.2017	17:02	85	5.687	4,64	Mangalia	IO/10 kv aferent cel. LES 10kV 1402
10	Gheorghe Doja 110/20 KV	LEA 20KV Andrașești	18.06.2018	2:05	69	5.251	0,70	Andrașești	Creangă pe st. nr. 8140
11	Lehliu	Trafo 2 110 / 20 kV	19.06.2017	9:51	5	6.448	7,00	Lehliu	Coloana IO 20kV celula Sapunari conturnată
12	Vlad Tepes	Trafo 1	24.06.2017	7:09	7	6.083	2,00	Vlad Tepes	Punere la pământ trecătoare bara
13	Tândărei 110/20 kV	Trafo 2-110/20 kV - declanșat la ambele tensiuni prin protecție plp bara 20 kV	25.07.2017	17:40	69	11.146	4,20	Tândărei, Bucu, Ograda, Gh. Lazar, Movila	celula L20 kV Irigații 2 cu izolație conturnată la IO 20 kV
14	Macin 110/20 kV	Trafo 1-110/20 kV - declanșat la 20 kV prin protecție min. tensiune cc	25.07.2017	17:43	59	12.936	3,00	Macin, Smardan, IC Brătianu, Grindu, Luncavița. Greci, Turcoaia, Rachelu, Carcaliu, Jijila	element defect la baterie 110Vcc
15	Sarinasuf 110/20 kV Crișan 110/20 kV	LEA 110 kV TL. Vest – Sarinasuf cu derivația Valea Nucărilor. RAR R în stația Tulcea Vest și Valea Nucărilor. RAR N în stația Sarinasuf	30.07.2017	19:59	6	5.711	2,80	Sarinasuf, Crisan	Defect trecător
16	Tulcea Oraș 110/20/6 kV	Trafo 2 110/20 kV - a declanșat prin PLP bare și TFN prin protecție homopolară	05.08.2017	08:33	8	14.915	6,50	Tulcea - zona industrială vest si sud-vest	LES 20 kV 9112 - cablu defect între stație și PT 9; nefuncționare protecție homopolară în celula LES 20 kV 9112. datorită unui contact imperfect.
17	Slobozia Nord 110/20 KV	Trafo 1 110/20 kV - a declanșat prin protecție maximală crt.1	06.08.2017	16:40	195	15.549	12,00	Slobozia parțial - zona blocuri + industrială vest	LEA 20 kV Ulei 3 + LEA 20 kV Lactate porțiunea d.c. (găsit crengi), cordon retezat la CTE intrare în PCZ 8173 pe LEA 20 kV Lactate, celula LEA 20 kV Ulei 3 - IO 20 kV cu dispozitiv acționare blocat.
18	Tăbăcărie Nouă 110/20/10 KV	Trafo 2 110/10 KV - a declanșat prin protecția PLP bare	09.08.2017	16:01	14	10.411	6,00	CONSTANTA zona B-dul Mamaia - B-dul Tomis - Centru	LES 0207/10 KV - 2 cable defecte: intre PT8-PT84 si PT338-PT11; LES 0204/10KV cu PT47- izolație conturnată; LES 0212/10 kV- cablu defect intre PT518-PT163.
19	Tulcea Oras 110/20 KV	Trafo 2 110/20 KV - a declanșat prin protecție PLP bare	10.08.2017	09:58	5	14.915	5,80	TULCEA partial - Zona Industriala Vest si Sud Vest	-LES 20 kV 9110 - cablu defect intre PT 191-PT210.

		TSI 2 20/0.4 kV - a declansat pe partea de 20 kV prin protecție homopolara								-Refuzul declansării L 9110 prin protecții care a dus la declansarea TRAF0 2 in st. TULCEA ORAS.
20	Sarinasuf 110/20 kV	L110 KV TULCEA VEST – SARINASUF – VALEA NUCARILOR - a declansat prin protecție diferențiala	13.08.2017	23:40	9	5.860	5,50	Sarinasuf. Crisan		Conductor rupt la stalpul 71
21	Urziceni 110/20 KV	LEA 110 kV Urziceni - Cazanesti - a declansat prin protecție de distanță 1	19.09.2017	8:46	5	17.498	13,00	Urziceni. Barbulesti. Alexeni. Fierbienti. Jilavele. Garbovi. Dridu.		Conductoare in galopaj - vant in rafale; Contacte imperfecte la releul de distanță PD2.
22	Lehliu 110/20 KV	TRAF0 2 110/20 KV - declansat prin PLP bare 20 kV	03.10.2017	10:12	12	6.965	2,00	LEHLIU GARA. LEHLIU SAT. ILEANA. STEFANESTI. N.BALCESCU. DOR MARUNT. SAPUNARI		Defect trecator pe LEA 20 kV PAICU Mecanism de actionare blocat la IO 20 kV aferent L 20 kV PAICU Bobine anclansare / declansare arse la IO 20 kV aferent trafo 2 110/20 kV
23	Oltenita Sud 110/20 KV	LES 20KV MOARA DUNAREA - a declansat prin protecție homopolara de curent temporizata	09.10.2017	7:18	8	5.260	2,09	Oltenita - partial		defect trecator
24	Nicolae Balcescu 110/20 kV Galbiori 110/20 kV	LEA 110KV Medgidia Nord-Nicolae Bălce - a declansat prin protecție de distanță	15.10.2017	3:09	6	5.511	4,50	N. Balcescu. Dorobantu. M. Kogalniceanu - partial. Mireasa. Targusor. Pantelimonu de Sus si Jos. Baltagesti. Tepeș Voda. Silistea. Dunarea. Capidava. Galbiori.		defect trecator
25	Urziceni 110/20 kV	LEA 20KV Fierbinți - a declansat prin protecție homopolară de curent temporizată	24.10.2017	11:56	98	6.984	1,80	Patru Frați, Nenișori, Fierbinți Târg, Jilavele, Fierbinți de Sus, Barbulești, Dridu Snagov, Malu Roșu, Moldoveni, Dridu, Slătioarele, Armășești		Identificat și remediat izolator vârfar spart la stâlpu nr. 122 în ax
26	Tulcea Oraș 110/20/6 kV	Trafo 2 110/20 kV - a declansat prin protecție PLP bara 20 kV simultan cu TSI 2 20/0.4 kV.	28.10.2017	15:34	6	8.183	6,80	Tulcea - parțial		Cablu defect pe LES 20 kV 115.02 între PT 109 - PT 164
27	Tulcea Oraș 110/20/6 kV	Trafo 2 110/20 kV - a declansat prin protecție PLP bara 20 kV simultan cu TSI 2 20/0.4 kV.	01.11.2017	3:24	7	7.686	4,00	Tulcea - parțial		Cablu defect pe LES 20 kV 115.01 între PT 188 - PT 110
28	Tămădău 110/20 KV	Trafo 2 110/20 kV - a declansat prin protecție de minimă tensiune	07.11.2017	0:28	30	5,858	3,80	Tămădău Mare, Fundulea, Spruleți, Ileana, Gurbănești		Baterie stație defectă

### Incidente deosebite in statiile din gestiunea Transelectrica

Tabelul nr. 3.4.5.2

Nr. crt.	Stația de transformare	Echipamentul	Data / ora		Durata (min.)	Nr. clienți	Putere întreruptă (MW)	Localități	Cauza
1	CET Palas	CL / 110 kv bara 1A- 1B/ 110 kV CET PALAS	09.03.2017	0:54	16	64.834	34,40	Constanța	TC faza ..R.. în cel. CL / 110 kv explodat (în gestiune ELECTROCENTRALE)

### 3.5 DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

#### 3.5.1 Capacități energetice

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

##### 3.5.1.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016			2017		
		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)	5.379	25	5.404	5.372	25	5.397	5.365	25	5.390
2	MT(35/20/10/6kV)	19.246	2.251	21.497	19.190	2.281	21.471	19.189	2.310	21.499
3	JT (0,4 kV)	23.027	4.867	27.894	23.082	4.940	28.022	23.115	5.002	28.117
4	Branșamente	20.259	10.496	30.755	20.285	10.588	30.873	20.328	10.671	30.999

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

Tabelul nr. 3.5.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice 110kV (de conexiune/transformare)	143	6.070	143	6.045	143	6.035
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune/transformare)	60	316	60	378	59	357
3	Posturi de transformare	10.284	2.920	10.288	2.925	10.329	2.916
4	Puncte de alimentare	82	-	81	-	81	-

#### 3.5.2 Durata de funcționare a instalațiilor

##### 3.5.2.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	5.390	înainte de 1960	78,78	înainte de 1960	0,4	79,18	1,5
			1960-1979	3.618,39	1960-1979	13,94	3.632,33	67,4
			1980-1999	1.084,51	1980-1999	0	1.084,51	20,1
			2000-2017	582,92	2000-2017	11,08	594	11,0
2	MT	21.499	înainte de 1960	242,89	înainte de 1960	14,36	257,25	1,2
			1960-1979	14.279,11	1960-1979	979,31	15.258,42	71,0
			1980-1999	3.175,2	1980-1999	660,47	3.835,67	17,8
			2000-2017	1.491,58	2000-2017	656,04	2.147,62	10,0
3	JT	28.117	înainte de 1960	306,3	înainte de 1960	65,59	371,89	1,3
			1960-1979	10.899,16	1960-1979	2.222,56	13.121,72	46,7
			1980-1999	7.155,73	1980-1999	2.050,35	9.206,08	32,7
			2000-2017	4.753,5	2000-2017	663,63	5.417,13	19,3
4	branșamente	30.999	înainte de 1960	269,37	înainte de 1960	139,93	409,3	1,3
			1960-1979	9.585,31	1960-1979	4.741,37	14.326,68	46,2
			1980-1999	6.293,13	1980-1999	4.373,99	10.667,12	34,4
			2000-2017	4.180,5	2000-2017	1.415,71	5.596,21	18,1

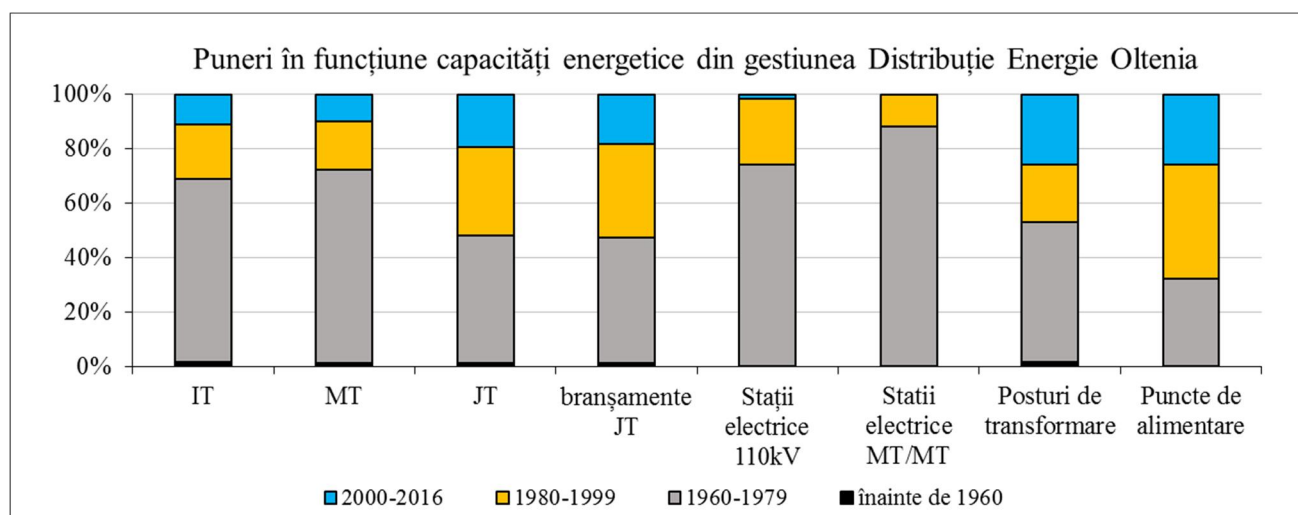
Se constată că cca. 11 % din liniile de 110 kV, circa 10 % din liniile de MT și cca. 19 % din liniile de JT (inclusiv branșamente) au fost puse în funcțiune după anul 2000.

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

Tabelul nr. 3.5.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF		
		înainte de 1960	1960-1979	1980-1999
Stații electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	143	înainte de 1960	0	-
		1960-1979	106	74,1
		1980-1999	35	24,5
		2000-2017	2	1,4
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	59	înainte de 1960	0	-
		1960-1979	52	88,2
		1980-1999	7	11,8
		2000-2017	0	-
Posturi de transformare	10.329	înainte de 1960	150	1,5
		1960-1979	5.340	52,7
		1980-1999	2.191	21,4
		2000-2017	2.648	24,5
Puncte de alimentare	81	înainte de 1960	0	-
		1960-1979	26	32,1
		1980-1999	34	42
		2000-2017	21	25,9

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 17 ani (2 stații de transformare, reprezentând 1,4 % din numărul total de 143 stații).



### 3.5.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi

#### 3.5.3.1. Liniile electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		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	5.379	0,294	0	5.372	0	0	5.364,61	0,42	0
	LES	25	0	0	25,42	0	0	25,42	0	0
MT	LEA	19.246	19	4	19.190	14,22	2,6	19.188,79	14,7	4,47
	LES	2.251	1,3	40	2.281	0,18	26,17	2.310,18	2,1	46,95
JT (excl. branș.)	LEA	23.027	93	14	23.082	78,69	49,75	23.114,69	68,18	79,81
	LES	4.876	0,12	201	4.940	0,19		5.002,13	2,14	140,37

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare ale liniilor electrice (sub 1% pe toate categoriile de linii)

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

Tabelul nr. 3.5.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	143	5	0	143	10	0	143	7	6
Stații electrice MT/MT	60	0	0	60	1	0	59	0	0
Posturi de transformare	10.241	427	74	10.288	94	22	10329	180	61
Puncte de alimentare	82	0	0	81	1	0	81	0	0

În anul 2017 au fost înregistrate un număr de 13 stații electrice de 110kV re tehnologizate și noi (cca. 9 % din numărul total de stații de transformare).

### 3.5.4 Programul de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.5.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	108,1	99,1
	Control Periodic	106,5	98,5
LN2	Revizii Tehnică	97,8	101,3
	Intervenții Accidentale	99,27	116,2
LN3	Reparații de grad 1	114,4	109,4
	Reparații Accidentale	108,4	113,4
LN4	Reparații de grad 2	111,3	109,5
TOTAL		106,5	105,3

#### 3.5.4.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 3.5.4.2

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizii Tehnică [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	98	99,5	104,0	98,2	100,1	104,2	99,2
	MT	97	98,2	108,2	136,2	107,2	128,3	101,6
	JT	95	97,4	101,6	116,2	118,9	130,6	116,9
LES	IT	96	99,5	-	93,4	-	96,2	-
	MT	95	96,5	106,2	122,8	116,7	120,8	120,0
	JT	106	97,2	105,7	114,9	103,4	102,0	119,0
Posturi transformare	MT/JT	103	92,3	99,2	113,6	104,9	96,5	104,8
Puncte de alimentare	MT	102	94,9	103,2	96,9	-	93,2	94,5
Statii de transformare	IT/MT	99	104,0	99,6	98,7	104,9	96,3	117,5
Alte instalatii	IT	100	100	-	-	100	100	-
	MT	100	100	-	-	100	100	-
	JT	100	100	-	96,8	100	100	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terți

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 105,3 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 69,58 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 30,42 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

### 3.5.5 Incidente deosebite

Tabelul nr. 3.5.5.1

Nr. crt.	Zona afectată	Nr.locurilor de consum / producere afectate	Data	Ora	Durata întreruperii	Utilizatori afectați	Putere întreruptă (MW)	Cauza care a determinat apariția incidentului
1	Stația 110 /20 kV Mozăceni	7817 / 2	7/11/2017	07:45-08:57	4	3.515	1,4	Incendiu la bateria de acumuloare
					30	1.701	0,7	
					51	2.601	1,2	
					72	2	0,5	
2	LEA 20 kV Basarabi - FNC Poiana Mare	5941	7/19/2017	09:32-10:48	38	2.599	1,04	Acțiunea păsărilor în LEA: stâlp nr. 170 din ax LEA și separator la PTA CAP Poiana Mare
						3.342	1,26	
3	LEA 20 kV Motru - Strehaia	5460	7/22/2017	15:42-22:45	76	5.390	2,24	Condiții meteo cod galben 3 stâlpi impregnați ruși (stâlpii nr. 15-17) pe racordul 20 kV PTA Carciu 1
					423	70	0,45	
4	LEA 20 kV Vânu Mare – Botosești Paia	6020	7/22/2017	17:52-18:20	28	6.020	2,51	Condiții meteo cod galben s-a produs defect izolat în condiții de furtună
5	LEA 20 kV Cărbunești – Novaci	9024 / 3	7/25/2017	07:02-12:30	18	8.334/3	2,5/1,7	Cod galben de furtună 1) Izolator spart la stâlpul nr. 4 pe derivația Budieni; 2) Doua cuțite mobile distruse la SS (37-1); 3) CTE defectă la stâlpul nr. 1 ieșire din stație ; 4) Descărcător DRVS trăsniț și conductor căzut la PT Stație Epurare
					228	499	0,3	
					328	191	0,1	
6	LEA 20 kV Topoloveni - Dobrești	5094 / 0	8/8/2017	08:17-11:27	6	3.518	1,5	Izolator spart la stâlpul nr. 6 din derivația Mosteni-Greci
					72	1.250	0,7	
					184	326	0,2	
7	Stația 110 /20 kV Pitești Vest	30094 / 0	8/8/2017	02:40-03:08	28	toti cons.	12,6	Incident apărut în condiții de cod de furtună cu descărcări electrice; gaze acumulate în reul de gaze al comutatorului de ploturi
8	LEA 20 kV Filiași - Almaj	5560 / 0	8/19/2017	11:09-18:01	59	5.323	2,2	Izolator spart și AME defect la SR (12-408) al racordului 20 kV PTCZ 1 Avicola Bradesti
					70	118	0,5	
					412	119	0,5	
9	LEA 20 kV Zimnicea - Soimu	5525 / 1	9/3/2017	14:14-17:03	169	5.526	1,95	Cod galben; Izolator ISNS spart și conductor căzut pe consola la stâlpul nr. 77 din axul LEA
10	LEA 20 kV Tr.Măgurele - Olteanca	7584 / 0	9/3/2017	16:05-19:40	116	3.949	1,57	Cod galben Conductor rupt la stâlpul nr. 122 din ax LEA și cordon retezat la SS 64-4019 la stâlpul 2 din ax LEA
					215	3.635	1,35	
11	Stația 110/20 kV Căzănești	18870 / 0	9/16/2017	12:13-13:12	25	8.133	2,6	Rupere conductor protecție L110kV Căzănești-Stupărei între rigla stației și stâlpul terminal; Cordon retezat între TC și IO 110 kV faza R CTV 110 kV
					26	1.242	0,6	
					27	3.447	1,2	
					32	835	0,4	
					35	2.680	0,8	
					36	2.119	0,7	
					59	414	0,2	
12	LEA 20 kV Schitu - Stâlpeni	5514 / 0	9/20/2017	19:10-23:00	128	4.653	1,8	Cod galben; Creangă căzută pe conductoare între stâlpii nr. 19-20 din axul LEA
					230	861	0,4	
13	Stația 110/20 kV Stoina	7683 / 0	10/2/2017	15:31-15:44	13	7.683	3,4	O fază rămasă conectată aferentă IO 20kV celulă rezervă 14k (Stejari)
14	LEA 20 kV Pojaru - Novaci	6551 / 2	10/12/2017	05:16-09:08	3	814	0,3	Cordon retezat faza S la stâlpul nr. 102 din axul LEA
					63	108/1	0,4/ 0,5	
					68	3.143/1	1,20,5	
					116	897	0,3	
					167	333	0,1	
					232	280	0,1	
15	LEA 20 kV Pojaru - Novaci	6551 / 3	12/25/2017	07:20-10:43	3	597	0,3	1)Izolator ISNS conturnat la stâlpul nr. 42 pe derivația 20kV Polovragi ; 2)Defect la abonat PTAM Sat Vacanță CH Olteț
					7	2.809/1	1,2/ 0,5	
					84	1.912 /2	0,8/ 1	
					138	1.018	0,4	
					203	210	0,1	

### 3.6 DELGAZ GRID S.A.

#### 3.6.1 Capacități energetice

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

##### 3.6.1.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016			2017		
		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	2.689	3	2.691	2.688	3	2.691
2	MT(35/20/10/6kV)	14.243	3.487	17.730	14.246	3.508	17.754	14.258	3.539	17.797
3	JT (0,4 kV)	24.602	7.979	32.581	24.619	8.003	32.622	24.648	8.041	32.689
4	Branșamente	22.347	4.123	26.470	22.414	4.230	26.644	22.539	4.395	26.934

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

Tabelul nr. 3.6.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	133	4.031	127	3.829	127	3.845
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV			7	202	7	202
3	Posturi de transformare	11.626	2.971	10.992	3.013	11.052	3.031
4	Puncte de alimentare	111	-	111	-	112	-

#### 3.6.2 Durata de funcționare a instalațiilor

##### 3.6.2.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110kV)	2.691	înainte de 1960	42	înainte de 1960	-	42	1,56
			1960-1979	1.661	1960-1979	-	1.661	61,72
			1980-1999	967	1980-1999	-	967	35,93
			2000-2017	18	2000-2017	3	21	0,78
2	MT	17.797	înainte de 1960	148	înainte de 1960	0	148	0,83
			1960-1979	10.153	1960-1979	1.102	11.255	63,24
			1980-1999	2.731	1980-1999	1.329	4.060	22,81
			2000-2017	1.226	2000-2017	1.108	2.334	13,11
3	JT	32.689	înainte de 1960	161	înainte de 1960	166	327	1,00
			1960-1979	12.454	1960-1979	3.231	15.685	47,98
			1980-1999	8.119	1980-1999	3.669	11.788	36,06
			2000-2017	3.914	2000-2017	975	4.889	14,96
4	brânșamente	26.934	înainte de 1960	208	înainte de 1960	12	220	0,82
			1960-1979	10.742	1960-1979	169	10.911	40,51
			1980-1999	8.048	1980-1999	1.480	9.528	35,38
			2000-2017	3.541	2000-2017	2.734	6.275	23,30

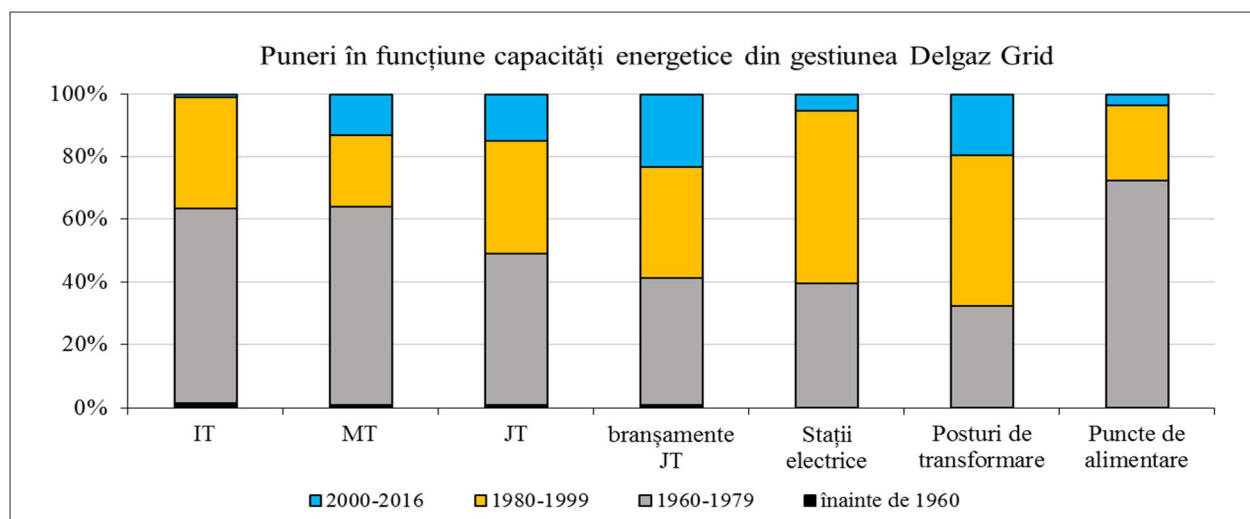
Se constată că cca. 1 % din liniile de 110 kV , circa 13 % din liniile de MT, cca. 15 % din liniile de JT și respectiv 23 % din brânșamente au fost puse în funcțiune după anul 2000.

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

Tabelul nr. 3.6.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	134	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	53	39,6
		1980-1999	74	55,2
		2000-2017	7	5,2
Posturi de transformare	10.052	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	3.581	32,4
		1980-1999	5.306	48,0
		2000-2017	2.165	19,6
Puncte de alimentare	112	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	81	72,3
		1980-1999	27	24,1
		2000-2017	4	3,6

Se remarcă realizarea unui număr de 7 stații electrice de transformare în ultimii 17 ani (5,2 % din totalul stațiilor).



### 3.6.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi

#### 3.6.3.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.689	6	-	2.689	8,2	0,135	2.689	8,62	-
	LES	3	-	-	3	-	-	3	-	-
MT	LEA	14.243	126	4	14.246	20,5	3,366	14.258	595	11,65
	LES	3.487	11	11	3.508	10,55	20,63	3.539	6,9	30,65
JT (exclusiv branșamente)	LEA	24.602	296	17	24.619	441,44	16,57	24.648	603	29,65
	LES	7.979	4	22	8.003	1,39	24,27	8.041	1,85	37,61

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare liniilor electrice (sub 1% pe toate categoriile de linii)

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

Tabelul nr. 3.6.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	133	77*	-	134	57*	1	134	63*	-
Posturi de transformare	10.946	131	44	10.992	55	46	11052	504	60
Puncte de alimentare	111	-	-	111	-	-	112	-	1

\*S-au realizat lucrări de mentenanță de amploare redusă într-un număr semnificativ de stații.

### 3.6.4 Programul de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.6.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	83,3	98
	Control Periodic	49,9	62,7
LN2	Revizii Tehnică	80,4	90,6
	Intervenții Accidentale	-	-
LN3	Reparații de grad 1	-	88,5
	Reparații Accidentale	99,7	119,4
LN4	Reparații de grad 2	67,7	-
TOTAL		82,9	102

#### 3.6.4.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 3.6.4.2

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizii Tehnică [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	367	100	100	-	58	185	-
	MT	100	6	8	-	111	122	-
	JT	93	0	0	-	87	129	-
LES	IT	-	-	-	-	-	-	-
	MT	96	-	-	-	204	121	-
	JT	99	100	0	-	77	110	-
Posturi transformare	MT/JT	99	100	26	-	53	105	-
Puncte de alimentare	MT	100	100	-	-	-	175	-
Stații de transformare	IT/MT	98	100	103	-	95	132	-
Alte instalații	IT	100	-	-	-	101	85	-
	MT	100	-	-	-	102	68	-
	JT	100	-	108	-	105	80	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții.

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 102 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 46,9 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 53,1 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

### 3.6.5 Incidente deosebite

Perioada 01.01.2017-09.07.2017

Tabelul nr. 3.6.5.1

Nr. crt	Data/ora producere	Durată incident (minute)	Instalația în care s-a produs incidentul	Echipament / element defect	Cauza	Nr. utilizatori afectați	Puterea întreruptă [MW]	Nume orase/comune afectate
1	20.04.2017 06:45	2.000	LEA 20 kV Roznov-Tazlau	Derivație 20 kV Poiana Șoimului-Poieni - conductoare rupte între stâlpii 74-75 și 127-128	vânt puternic; zapadă depusă pe conductoare;	10.987	2,7	Roznov/Zănești, Piatra Șoimului, Tazlau, Borlești
2	20.04.2017 21:49	12.802	LEA 20 kV Stănilești-Pădureni	Derivație 20 kV Târzii - copaci căzuți pe rețea între stâlpii nr. 115-116; conductor rupt între stâlpii 277-278; Derivație 20 kV Broscoșești - stâlpii 23-59 din beton ruși; Racord 20 kV PT5 Lunca Banului - stâlpii 2-5 din beton ruși; Racord 20 kV PT7 Lunca Banului - stâlpii 2-10 ruși; Racord 20 kV PT3 Lunca Banului - 2 izolatoare rupte;	vânt puternic; zapadă depusă pe conductoare;	7.294	1	Stănilești, Lunca Banului, Crețești, Oltenești, Grumezoaia, Hoceni, Pădureni
3	21.04.2017 03:47	607	LEA 20 kV Bălcescu-Slobozia	Copaci în rețea pe porțiunea STC130 - STC251	vânt puternic;	7.433	1,7	Letea Veche, Buhoci, Tămași, Gioseni, Filipeni, Oncești, Odobești, Izvoru Berheciului
4	21.04.2017 05:44	2.311	LEA 20 kV Răcăciuni-UH Răcăciuni	2 izolatoare rupte la stâlpul 6 din racordul 20 kV PT Galbeni ; 3 izolatoare rupte la stâlpii 48, 49 și 56 pe derivația 20 kV PT Marvila;	vânt puternic;	5.363	1,5	Răcăciuni, Orbeni, Pancești, Horgesti, Valea Seacă, Parincea, Ungureni
5	21.04.2017 00:37	4.048	LEA 20 kV Huși-Dolhești	Izolator rupt la stâlpul nr. 72 din derivația 20 kV Arsura	vânt puternic; zapadă depusă pe conductoare;	5.323	0,7	Huși, Tatarani; Duda-Epurenii; Botesti; Avramesti-Bunesti;
6	21.04.2017 03:13	6.638	LEA 20 kV Bârlad-Perieni	Stâlpii 3-8 din beton ruși pe racord 20 kV Vaduri Stâlpii 4-9 din beton ruși pe derivația 20 kV Făgăraș	vânt puternic; zapadă depusă pe conductoare;	7.491	1,9	Perieni; Pogana; Puiesti; Voinești; Gherghesti; Alexandru Vlahuta;
7	21.04.2017 08:20	692	LEA 110 kV Bârlad-Murgeni	Stațiile Bârlad și Crâng au rămas fără tensiune datorită indisponibilității liniilor LEA 20 kV Bârlad-Glăvănești și LEA 20 kV Rediu-Roșești. (Stâlpii 17-29 și 113-133 ruși)	vânt puternic; zapadă depusă pe conductoare;	51.356	18,3	Barlad; Perieni; Pogana; Puiesti; Voinești; Gherghesti; Alexandru Vlahuta; Bacani; Bogdanita; Bogdana; Ibanesti; Fruntiseni; Trestiana; Vinderei; Tutova; Ciocani; Coroiesti; Ivesti; Grivita; Pochidia; Pogonesti;
8	21.04.2017 04:49	7.965	LEA 110 kV Vetrișoia-Falcu	Stațiile Murgeni și Falcu au rămas fără tensiune datorită indisponibilității liniei LEA 110 kV Bârlad-Murgeni; Stâlpul nr. 15 rupt : console indoite la stâlpii nr. 14, 16 și 17;	vânt puternic; zapadă depusă pe conductoare;	14.189	2,2	Murgeni; Blagești ; Malusteni; Epurenii; Suletea ; Dodesti; Gagești; Viisoara; Falcu ; Berezeni; Vetrisoia;
9	22.04.2017 16:16	1.311	LEA 20 kV Comarna-Pribești	Conductor rupt pe racordul 20 kV PT3 Schitu Duca	vânt puternic; zapadă depusă pe conductoare;	6.914	1,2	Comarna, Schitu Duca, Dobrovăț, Ciorțești, Dolhești, Codaști

Perioada 07.07.2017-31.12.2017

Tabelul nr. 3.6.5.1

Nr. crt	Data/ora producere	Durată incident (minute)	Instalația în care s-a produs incidentul	Echipament / element defect	Cauza	Nr. utilizat ori afectați	Puterea întreruptă [MW]	Nume orase/comune afectate
1	08.07.2017 11:22	880	Celula 20 kV 24K DESC-A din stația 110/20kV Hîrlău	Bara B 20 kV cu izolație afumată (descarcător bara A conturnat) I celula CEE Vânători	uzura tehnică	10.841	3.4	Scobinți, Cepelnița, Hîrlău, Deleni, Scobinți, Cotnari
2	08.07.2017 13:13	8	LEA 20 kV Fălticeni - Capu Codrului	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	6.939	3.6	com. Cornu Luncii ( localități: Cornu Luncii, Băisești, Brăiești, Dumbrava, Sasca Nouă, Sasca Mare) com. Malini ( localități: Mălini, Iesle, Păraie, Poiana Mărului, Valeni-Stănișoara) com. Slatina ( localități: Slatina, Gainesti, Herla)
3	08.07.2017 16:20	2.248	LEA 20 kV Tarlita - Berești - Tâzläu	Stâlpii 30 și 31 din axul derivației 20 kV Boșoteni ruși	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.546	1,1	Berești-Tazlau; Ardeoani;

4	08.07.2017 18:11	319	LEA 20 kV Târgu Neamț - Războieni	Defect dispărut în timpul manevrelor	Vânt puternic, furtună;	5195	1,6	Petricani, Urecheni, Păstrăveni, Tibucani
5	08.07.2017 18:53	54	LEA 20 kV Roznov - Tazlau	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	9.440	3,8	Roznov/Zănești, Piatra Șoimului, Tazlău, Borlești
6	08.07.2017 21:01	17	LEA 20 kV Onești 35 - Sănduleni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	8.677	2,5	Onești, Helegiu, Livezi, Sanduleni, Bărsănești, Strugari
7	10.07.2017 12:58	74	LEA 20 kV Izvoare - Ștefan cel Mare	Pasăre electrocutată la PT 3 Girov	acțiuni ale păsărilor	5.291	1,8	Dumbrava Roșie, Ștefan cel Mare, Girov, Bodești, Bărgăoani, Mărgineni, Dochia, Zănești
8	11.07.2017 15:29	7	Trafo 2-110 /20 kV din stația 110/20 kV Izvoare	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	14.292	6,9	Piatra Neamț/Dumbrava Roșie, Ștefan cel Mare, Girov, Bodești, Bărgăoani, Mărgineni, Dochia, Zănești, Negrești, Dobreni
9	11.07.2017 17:18	472	LEA 20kV Pal - Dolhasca	conductor de legătură de întindere rupt la stâlpul 87	descărcări atmosferice	6.449	2,2	com. Preutești ( localități: Preutești, Leucușești, Husi, Arghira, Basarabi , Bahna-Arini), com.Hârtop (localitate: Hârtop), com.Forăști (localitati: Forăști, Țolești, Antoceni, Boura ,Uidești, Rusi, Rosiori, Oniceni, Manolea), com. Dolhești ( localitati: Dolheștii Mari , Dolheștii Mici, Valea Bourei ), localitati:Probotă, Budeni, Gulia, PTA 14 Falticeni-Urban
10	11.07.2017 20:16	8	LEA 20 kV Roman Laminor - Cuci	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	10.378	3,7	Roman/Horia, Ion Creangă, Icusești, Valea Ursului, Oniceni, Bozieni, Poienari, Pancești
11	12.07.2017 11:42	4	LEA 20 kV Dodeni - Cariera	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.835	2,8	Bicaz/Tasca, Bicazu Ardelean, Bicaz Chei, Damuc, Tasca
12	12.07.2017 12:00	463	LEA 20 kV Tarița - Berești-Tazlau	Pe derivația 20 kV Bosoteni/Rachita conductor MT rupt la stâlpii 30, 47 spre racord 20 kV PT 3 Ardeoani; conductor rupt la stâlpul nr. 88 din ax LEA, spre derivația 20 kV Boșoteni	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	7.221	1,4	Berești-Tazlau; Ardeoani;
13	12.07.2017 12:37	252	LEA 20 kV Târgul Neamț - Cracaoani	Creangă în rețea la S 3233 a PT 3 Magazia	acțiuni externe asupra instalațiilor (datorate vegetației, arborilor sau obiectelor căzute pe instalații)	9.011	3	Agapia, Grumazești, Petricani, Baltătești, Cracaoani, Ghindaoni
14	12.07.2017 12:37	88	LEA 20 kV Roman Laminor - Cuci	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	10.378	2,7	Roman/Horia, Ion Creangă, Icusești, Valea Ursului, Oniceni, Bozieni, Poienari, Pancești
15	12.07.2017 12:37	1.569	LEA 20 kV Tîrgu Neamț - Pluton	Conductoare MT rupte de un copa în derivația 20 kV PT 4 M-rea Neamț	acțiuni externe asupra instalațiilor (datorate vegetației, arborilor sau obiectelor căzute pe instalații)	7.209	3,5	Tg. Neamț/Pipirig, Vânători-Neamț
16	12.07.2017 13:45	65	LEA 20kV Trifești - Borșa	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	6.130	1,6	Trifești, Probotă , Tigănași , Popricani, Movileni, Vladeni
17	12.07.2017 13:49	23	LEA 20kV Pal - Dolhasca	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	7.778	2	com.Preutești ( localități: Preutești, Leucușești, Husi, Arghira, Basarabi , Bahna-Arini), com.Hârtop ( localitate:Hârtop), com.Forăști (localitati: Forăști, Țolești, Antoceni, Boura ,Uidești, Rusi, Rosiori, Oniceni, Manolea), com.Dolhești ( localitati :Dolheștii Mari , Dolheștii Mici, Valea Bourei), oras Dolhasca -partial ,plus (localitati: Probotă, Budeni, Gulia, Silistea Nouă), PTA 14 Falticeni-Urban
18	12.07.2017 21:51	113	LEA 20kV Iași Sud - Tomești	LES 20kV PT4-PT1 Tomești	uzura tehnică	5.130	2,1	Comarna , Tomești , Tutora
19	12.07.2017 21:51	885	LEA 20kV Iași Sud - PC Ciurea	Ștrap rupt la st.nr.81	uzura tehnică	9.885	5,2	Barnova, Ciurea, Mogosesti,Tomesti, Iasi,
20	13.07.2017 06:27	289	LEA 20 kV Roman Laminor - Slobozia	stp. 35 ax /cordon rupt	vant puternic, furtuna, ploaie torențială;	10.221	2,8	Sabaoani, Tamasenii, Sagna, Gădinti, Doljestei, Bara, Boghicea, Stanita
21	13.07.2017 06:30	25	LEA 20 kV Onești_35 - Sănduleni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	8.228	2,5	Onesti,Helegiu,Livezi, Sanduleni, Barsanestii,Strugari

22	13.07.2017 06:59	401	LEA 20 kV Roman Laminor - Pompe Apa Pildești	D. 20 kV PT 1 Pildești/stp. 5/izolator rupt	vânt puternic, furtuna, ploaie torentială;	6.096	0,7	Cordun, Sabaoani, Gheraiești,
23	13.07.2017 10:40	97	LEA 20 kV Tîrgu Neamț - Pluton	R 20 kV PT 7 Vânători / izolator defect	Uzura tehnica	5.615	3,5	Tg. Neamț/Pipirig, Vanatori-Neamț,
24	13.07.2017 13:01	383	LEA 20 kV Tîrgu Neamț - Pluton	Izolatori rupți la stâlpii 18 și 23	Uzura tehnica	7.209	3,5	Tg. Neamț/Pipirig, Vanatori-Neamț,
25	13.07.2017 13:02	34	LEA 20 kV Tîrgu Neamț - Cracaoani	Defect disparut in timpul manevrelor	cauze neidentificate	9.011	3	Agapia, Grumazesti, Petricani, Baltatesti, Cracaoani, Ghindaoni
26	13.07.2017 15:08	271	LEA 20 kV Roman Laminor - Cuci	Conductor rupt la stâlpul 42 pe derivația 20kV PT1 Sacaleni	vânt puternic, furtuna, ploaie torentială;	10.378	2,6	Roman/Horia, Ion Creangă, Icusești, Valea Ursului, Oniceni, Bozieni, Poienari, Pancești
27	13.07.2017 18:29	120	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Izolator ISNS spart la stalp 2 pe derivația 20kV PT4 Podoleni	Uzură tehnică	10.163	2,9	Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni
28	15.07.2017 03:38	185	LEA 20 kV Răcăciuni - UH Răcăciuni	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	5.361	1,8	Racaciuni, Orbeni, Pancesti, Horgesti, Valea Seaca, Parincea Ungureni
29	16.07.2017 05:17	231	LEA 20 kV Răcăciuni - UH Răcăciuni	D-20 kV Marvila între SD1 și SS17	vânt puternic, furtuna, ploaie torentială;	5.361	1,8	Racaciuni, Orbeni, Pancesti, Horgesti, Valea Seaca, Parincea Ungureni
30	16.07.2017 07:36	23	Trafo 2-110 /20 kV din stația 110/20/6 kV Sărată	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	10.848	2,2	P. Neamț/Alexandru cel Bun, Pangarati,
31	16.07.2017 08:49	134	LEA 20kV Pașcani - Iugani	Izolator spart și căzut pe consola la stâlp 50 pe derivația 20kV Brătești	Uzura tehnica	7.680	2,6	Pascani, Stolniceni Prajescu, Mogosesti-Siret , Halaucesti, Mircesti, Rachiteni
32	17.07.2017 10:05	49	LEA 20 kV Filipești - Plopana	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	6.318	0,8	Filipești, Damienesti, Secuieni, Odobesti, Plopana, Lipova, Rosiori, Negri
33	18.07.2017 15:13	17	LEA 20 kV Iași Sud - PC Ciurea	Defect dispărut.  CLP închis PT 646	Supratensiuni electrice interne (comutație , rezonanță, asimetrie)	8.796	3,8	Barnova, Ciurea, Mogoșești, Tomești, Iași
34	19.07.2017 23:25	108	LEA 20kV Belcești - Focuri	Pasăre la SR1 Racord 20kV PT4 Belcești	acțiuni ale păsărilor	5.526	1,8	Belcești, Focuri, Coamele Caprei, Gropnița
35	21.07.2017 10:31	17	LEA 20 kV Trusești - Todireni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	6.312	1,7	Trusesti; Albesti; Todireni; Hlipiceni; Rauseni;
36	22.07.2017 09:26	22	LEA 20kV Comarna - Pribesți		actiuni ale pasarilor	6.944	1,4	Comarna, Schitu Duca, Dobrovat, Ciortesti, Dolhesti, Codaesti
37	23.07.2017 21:49	10	LEA 20kV Fălticeni - Drăgușeni	Defect dispărut în timpul manevrelor	vânt puternic, furtuna, ploaie torentială;	9.603	2,9	com. Radaseni ( localitati: Radaseni, Lamaseni, Pocoleni ) com. Horodniceni ( localitati: Horodniceni, Bradățel, Botesti, Mihailești)
38	24.07.2017 09:05	9	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	5.393	1,5	Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni
39	24.07.2017 09:29	21	LEA 20 kV Bîrlad - Perieni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	11.735	1,9	Perieni; Pogana; Puiesti; Voinesti; Gherghesti; Alexandru Vlahuta; Dragomiresti
40	24.07.2017 15:37	484	LEA 20 kV Belcești - Focuri	Stâlp 103 rupt în urma unui accident auto	actiuni ale terților asupra LEA	6.855	4,1	Belcesti, Focuri, Coamele Caprei, Gropnița
41	25.07.2017 07:41	47	LEA 20 kV Onești_35 - Sănduleni	Defect pe R 20 kV PT 4 CAP Buhoci - gestiune tert	deficiente in instalatiile altui gestionar (producator , alt OD sau OT)	8.677	0,8	Onesti, Helegiu, Livezi, Sanduleni, Barsanesti, Strugari
42	25.07.2017 08:43	4	Celula 20 kV Căiuți din stația 110/20 kV Siscani	Refuz de declansare la I 20 kV Caiuti ( conductor rupt la stp. 3 )	Uzura tehnica	7.852	0,7	Siscani, Urechesti, Cotofanesti, Caiuti
43	25.07.2017 16:44	248	LEA 20 kV Tîrgu Neamț - Războieni	PT 2 Ingaresti/DCP/strap rupt și cazut pe consola	vânt puternic, furtună, ploaie torentială;	5.195	1,2	Petricani, Urecheni, Pastraveni, Tibucani
44	25.07.2017 17:09	3140	LEA 20kV Vicov - Falcau	1-copac in retea in deschiderea 219-220 pe derivatia Brodina	vânt puternic, furtună, ploaie torentială;	6.505	0,8	com. Ulma ( localitati : Ulma , Costileva , Lupcina, Magura, Nisipitu)

				2-stalp rupt in retea de 6 kV Cununsi				com.Vicovu de Jos ( localitati : Vicovu de Jos , Remezâu) com.Straja ( localitati : Staja) com.Brodina( localitati : Brodina, Cununsi, Falcau) oras Vicovu de Sus
45	25.07.2017 19:30	90	LEA 20kV odu Iloaiei - Banu	3-intre SS TC 7007 si SS TC 788 stalp 350 rupt, conductorele rupte, vegetatie cazuta pe linie Defect disparut in timpul manevrelor.	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.261	1,9	Podu Iloaiei, Dumesti, Popesti, Letcani
46	25.07.2017 19:58	1.156	LEA 20kV Trifesti - Borşa	SS2 din LEA 20KV Trifesti-Borsa cu doua strapuri rupte, un cutit ars si un izolator rupt; conductor rupt (50mmp) la stp.9 din LEA 20KV Trifesti-Borsa.	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	8.929	2,3	Trifesti , Probota , Tiganasi , Popricani Movileni , Vladeni
47	27.07.2017 04:55	63	LEA 20 kV Dorohoi - Mihăileni	Defect disparut in timpul manevrelor.	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.480	0,8	Dorohoi; Dersca; Sendriceni; Lozna;
48	27.07.2017 05:09	434	LEA 20kV Comarna - Pribesti	la stalp 188 pasare in retea si izolatori conturnati	actiuni ale pasarilor	6.943	2	Comarna, Schitu Duca, Dobrovat, Ciortesti, Dolhesti, Codaesti
49	27.07.2017 07:42	101	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	D 20 kV Margineni/stp. 119/graure electrocutati	actiuni ale pasarilor	5.393	0,8	Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni
50	27.07.2017 09:41	28	LEA 20 kV Hudum - Hlipiceni	Defect disparut in timpul manevrelor.	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	6.426	1,1	Curtesti; Cristesti; Cosula; Baluseni;
51	27.07.2017 16:43	14	LEA 110 kV Huşi - Stăniilesti -Vetrişoia	RAR- pe LEA 110KV Stanilesti-Vetrişoia	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	25.030	4,1	Stanilesti; Vetrishoia; Lunca Banului; Falciu; Berezeni Padureni ;Hoceni; Dimitrie Cantemir; Cretesti; Oltnesti;
52	27.07.2017 21:39	9	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Defect disparut in timpul manevrelor.	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.393	6,2	Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni
53	27.07.2017 23:50	108	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Defect disparut in timpul manevrelor.	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.393	1,5	Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni
54	29.07.2017 12:28	82	LEA 20kV Iaşi Sud - Tomesti	port. St-SS2	Uzura tehnică	5.130	1,8	Comarna , Tomesti , Tutora
55	30.07.2017 05:40	154	LEA 20 kV Roznov - Tazlau	La stp. 11 din ax, pasare in retea.	acțiuni ale păsărilor	9.440	2,3	Roznov/Zanesti, Piatra Soimului, Tazlau, Borlesti
56	30.07.2017 08:39	25	LEA 20kV Comarna - Pribesti	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	6.943	1,4	Comarna, Schitu Duca, Dobrovat, Ciortesti, Dolhesti, Codaesti
57	31.07.2017 01:31	40	LEA 110kV CET Holboca - Comarna - Raducaneni - Gorban	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	15.133	6	Comarna, Schitu Duca, Dobrovat, Ciortesti, Dolhesti, Codaesti, Raducaneni, Grozesti, Costuleni, Mosna, Cozmesti, Prisacani, Gorban
58	31.07.2017 12:47	41	LEA 20kV Iaşi Sud - PC Ciurea		acțiuni externe asupra instalațiilor (datorate vegetatiei, arborilor sau obiectelor căzute pe instalatii)	8.787	3,8	Barnova, Ciurea, Mogosesti, Tomesti, Iasi,
59	31.07.2017 15:31	45	LEA 20kV Fai - Negrești	Dezechilibru L 20kV Pd.Iloaie-Banu port R27-capat	cauze neidentificate	14.954	3,3	Miroslava, Letcani, Dumesti, Horlesti, Voinești, Mironeasa, Mogosesti
60	31.07.2017 20:45	40	LEA 20kV Radauți - Sucevița	Barză pe SP PTA 8 Marginea	acțiuni ale pasarilor	7.534	3,5	com.Sucevita ( localitati : Sucevita, Voivodeasa) com.Marginea ( localitati : Marginea) com.Horodnic de Sus ( localitati : Horodnic de Sus ) com.Horodnic de Jos ( localitati : Horodnic de Jos )
61	03.08.2017 07:24	47	LEA 20kV Iaşi Sud - Porcine	Graur la SC-20KV dintre LEA 20KV Iasi Sud-PT23 (Porcine) si LEA 20KV Iasi Sud-Tomesti.	actiuni ale pasarilor	5.154	5	Tomesti
62	03.08.2017 08:23	84	LEA 20kV Iaşi Sud - Porcine	LES 20KV PT2 Porcine Tomesti-PT2 Abator Tomesti, rupt.	actiuni ale terților asupra LEA	5.154	5	Tomesti
63	03.08.2017 14:19	11	Trafo 110 /20 kV din stația 110/20 kV Roznov	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	17.853	7,1	Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni, Piatra Soimului, Tazlau, Borlesti, Savinesti, D-va Rosie
64	03.08.2017 17:34	176	LEA 20 kV Tirgu Neamț - Pluton	Stp. 16 ax - izolator varfar rupt	Uzura tehnica	6.952	4	Tg. Neamt/Pipirig, Vanatori-Neamt,

65	03.08.2017 19:50	308	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	Defect intre statie si SS 353, conductor rupt la stp 14 în ax	Uzura tehnica	9.385	4,1	com.Baia ( localitati: Baia , Bogata) com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baisesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare, Sasca Mica , Șinca) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Pâraie, Poiana Marului ,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina , Gainesti, Herla)
66	03.08.2017 22:35	292	LEA 20kV Pascani - Iugani	Conductor rupt (50mmp) între stp.22 si stp.23 din derivatia 20KV Rachiteni.	Uzura tehnica	7.680	1,4	Pascani, Stolniceni Prajescu, Mogosesti-Siret , Halaucesti, Mircesti, Rachiteni
67	04.08.2017 06:38	60	LEA 20 kV Roznov - Savienști	S 1361/pasare electrocutata	actiuni ale pasarilor	5.788	0,7	Roznov/Savinesti
68	04.08.2017 08:46	62	Celula 20kV 07K Trafo SI+BS-A din stația 110/20kV Vlădeni	cablu defect	Uzura tehnica	6.652	2,3	Vlădeni, Movileni, Andrieseni, Sipote, Plugari, Gropnita, Tiganasi
69	04.08.2017 08:59	361	PT 5 Laza din LEA 20 kV Rediu - Pungesti	Trafo 250kVA/ serie 42705/ infasurare MT intrerupta	Uzura tehnica	6.640	0,8	Puscasi; Laza; Ivanesti; Pungesti; Garceni; Balteni;
70	04.08.2017 17:39	244	LEA 20kV Iași Sud - Porcine	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	5.154	0,8	Tomesti
71	04.08.2017 19:31	969	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	4 stalpi MT rupti ,69,70,71,72 din ax	actiuni ale tertilor asupra LEA	9.385	0,7	com.Baia ( localitati: Baia , Bogata) com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baisesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare, Sasca Mica , Șinca) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Pâraie, Poiana Marului ,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina , Gainesti, Herla)
72	04.08.2017 20:46	770	LEA 20kV Iași Sud - Tomești	LES20kV Iasi Sud-Tomesti,port LES20kV PT7-PT3 bl.Tomesti;  LES20kV Iasi Sud-Tomesti,port PT1bl.Tomesti-PT4bl.Tomesti	Uzura tehnica	5.130	1,2	Comarna , Tomesti , Tutora
73	05.08.2017 05:25	475	LEA 20kV Fălticeni - Drăgușeni	In deriv. PT 5 Draguseni conductor rupt la stp nr. 9	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	9.603	0,8	com.Radaseni ( localitati: Radaseni, Lamaseni, Pocoleni ) com.Horodniceni( localitati: Horodniceni, Bradățel, Botesti, Mihailăști)
74	05.08.2017 10:27	759	LEA 20 kV Rosiești - Vutcani	AX/ stalp nr. 100 rupt si stalp nr. 101 fisurat de catre autori necunoscuti (utilaj agricol).	actiuni ale tertilor asupra LEA	5.031	0,7	Roiesti;Vutcani;Suletea;Dodești;Viisoara;Banca;
75	05.08.2017 22:27	30	Celula 110KV Trafo-1- 25MVA din statia 110/20/6kV Manta Roșie	Defect MOP Trafo I	Uzura tehnica	13.474	2,3	IASI
76	06.08.2017 14:48	217	LEA 20 kV Dodeni - Cariera	R 20 kV PT 2 Gherman - copac in retea	actiuni externe asupra instalatiilor(datorate vegetatiei , arborilor sau obiectelor cazute pe instalatii)	5.835	0,8	Bicaz/Tasca, Bicazu Ardelean, Bicaz Chei, Damuc, Tasca
77	06.08.2017 15:09	235	LEA 20 kV Filipești - Plopana	R 27 ax LEA 20 kV / lant izolatori rupt	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	6.318	2	Filipești, Damienesti, Secuieni,Odobesti, Plopana, Lipova,Rosiori, Negri
78	06.08.2017 15:23	250	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	conductor MT rupt între stalpii 15 si 16 pe derivatia PTA 1 Sasca Mica.	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	9.385	0,8	com.Baia ( localitati: Baia , Bogata) com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baisesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare, Sasca Mica , Șinca) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Pâraie, Poiana Marului ,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina , Gainesti, Herla)

79	06.08.2017 17:47	8	Celula 110kV Trafo 1 din Statia 110/20/6kV Iași Centru	Defect disparut in timpul manevrelor.	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	6.362	1,1	IASI
80	06.08.2017 18:13	19	LEA 20kV Iași Sud - PC Ciurea	Defect disparut in timpul manevrelor.	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	7.136	1,5	Barnova, Ciurea, Mogosesti,Tomesti, Iasi,
81	06.08.2017 19:50	31	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	Defect disparut in timpul manevrelor.	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	6.939	6,2	com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baisesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Pâraie, Poiana Marului ,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina ,Gainesti,Herla)
82	06.08.2017 20:28	28	LEA 20 kV Onești_35 - Sănduleni	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	8.687	1,5	Onești, Helegiu, Livezi, Sănduleni, Bărsănești, Strugari
83	06.08.2017 21:53	212	LES 6kV ST Manta Rosie in PA 104	LES6kV PA104-PT266 port. PT348-PT43 cablu defect si apa in PT266.	Uzura tehnica	7.121	1,8	Iași
84	07.08.2017 00:56	447	LEA 20 kV Roman Laminor - Cuci	BucLa Spiridonesti - 2 pasari moarte in retea	actiuni ale pasarilor	10.378	2,4	Roman/Horia, Ion Creanga, Icusesti, Valea Ursului, Oniceni, Bozieni, Poienari, Pancesti
85	07.08.2017 07:44	111	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	1 barza electrocutata la stalpul 223 din ax si 2 berze electrocutate la SS 321	actiuni ale pasarilor	6.939	2,7	com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baisesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Pâraie, Poiana Marului ,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina ,Gainesti,Herla)
86	07.08.2017 14:18	9	LEA 20 kV Roman Laminor - Cuci	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	10.378	2,7	Roman/Horia, Ion Creanga, Icusesti, Valea Ursului, Oniceni, Bozieni, Poienari, Pancesti
87	07.08.2017 20:56	1.349	LEA 20kV Iași Sud - PC Ciurea	LES 20kV in portiunea stalp 146-stalp147 ax LEA, taiat de persoane necunoscute.	actiuni ale tertilor asupra LEA	7.147	5,2	Barnova, Ciurea, Mogosesti,Tomesti, Iasi,
88	07.08.2017 22:21	689	LEA 20kV FAI - Scînteia	Persoana electrocutata la PTA 1 Balciu.	Manevre de exploatare stabilite,dispuse sau executate gresit	5.024	3,2	Miroslava
89	09.08.2017 05:12	180	LEA 20 kV Hudum-Liteni	Creanga in LEA intre stalpii 26 si 27	actiuni externe asupra instalatiilor(datorate vegetatiei , arborilor sau obiectelor cazute pe instalatii)	8.247	1,5	Curtesti; Mihai Eminescu; Corni; Vorona; Tudora;
90	10.08.2017 23:59	508	LEA 20kV Fai - Negrești	La stalpul 246 barza electrocutata	actiuni ale pasarilor	11.129	2,4	Miroslava, Letcani, Dumesti, Horlesti, Voinesti, Mironeasa, Mogosesti
91	11.08.2017 05:54	8	LEA 20 kV Roznov - Tazlau	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	9.435	2,3	Roznov/Zanesti, Piatra Soimului, Tazlau, Borlesti
92	11.08.2017 10:11	129	Celula 20kV TRAF0 3 16MVA din Statia 220/110/20kV Suceava	La 10:11 declanseaza Trafo3 -16MVA prin protectiție maximala de current pe 110kV si 20kV cu degajare masiva de fum la I-20kV aferent.	deficiente in instalatiile altui gestionar (producator , alt OD sau OT)	20.081	8	orasul Suceava
93	12.08.2017 11:47	59	LEA 20 kV Tirgu Neamț - Războieni	Barza electrocutata la stp. 96 pe LEA 20 kV Tupilati - Dragomiresti.	actiuni ale pasarilor	8.915	1,4	Petricani, Urecheni, Pastraveni, Tibucani
94	13.08.2017 09:20	14	LEA 20 kV Hudum - Hlipiceni	S-a efectuat control pe LEA 20kV Hudum – Hlipiceni dupa R 211 si s-a inlocuit izolator la stalpul 324.	Uzura tehnica	6.426	2,4	Curtesti; Cristesti; Cosula; Baluseni;
95	13.08.2017 09:56	140	LEA 20kV Vicov - Putina	Strap rupt la SS 7009	Uzura tehnica	5.512	3,3	com.Putna ( localitati : Putna, Gura Putnei) com.Vicovu de Jos ( localitatea : Vicovu de Jos ) com.Voitinel ( localitatea: Voitinel) localitatea : Bivolarie
96	13.08.2017 22:47	115	LEA 20 kV Răcăciuni - UH Răcăciuni	Defect disparut in timpul manevrelor.	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	5.363	1,8	Racaciuni, Orbeni,Pancesti, Horgesti,Valea Seaca, Parincea Ungureni
97	14.08.2017 00:23	1.287	LEA 20 kV Birlad - Perieni	Deriv. 20KV PT1 Lacul Babei/ Stp. nr. 80 rupt ; Rac. 20KV PT1 Lacul Babei/ 2 izolatori sparti la SR1.	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	7.491	1,2	Perieni;Pogana;Puiesti;Voinesti;Gherghesti;Alexandru Vlahuta;

98	14.08.2017 07:31	85	LES 6kV Bularga - PA 190	Defect disparut in timpul manevrelor. efectuat control pe LEA6kV Ciric si s-a constatat ca sunt necesare defrisari in zona.	actiuni externe asupra instalatiilor(datorate vegetatiei , arborilor sau obiectelor cazute pe instalatii)	6.254	1,4	IASI
99	14.08.2017 09:30	25	LES 6kV Bularga - PA 190	efectuat control pe LEA6kV Ciric si s-a constatat ca sunt necesare defrisari in zona.	actiuni externe asupra instalatiilor(datorate vegetatiei , arborilor sau obiectelor cazute pe instalatii)	6.254	1,4	IASI
100	14.08.2017 12:21	65	Celula 20 kV Blăgești din stația 110/20/6kV Buhuși	Defect pe LEA 20 kV Blagesti	Uzura tehnica	12.416	5	Buhuși, Blagesti
101	14.08.2017 12:49	7	LEA 20 kV Roman Laminor - Trifesti	Defect disparut in timpul manevrelor.	vant puternic,furtuna.ploaie torentiala;	8.573	2,5	Cordun, Horia, Secuieni, Trifesti
102	14.08.2017 12:58	65	LEA 20 kV Roman Laminor - Trifesti	Defect disparut in timpul manevrelor.	vant puternic,furtuna.ploaie torentiala;	8.564	2,5	Cordun, Horia, Secuieni, Trifesti
103	14.08.2017 18:08	6	Trafo-2 20/6 kV din statia 110/20/6kV Buhuși		Supratensiuni electrice interne(comutatie , rezonanta,asimetrie)	10.335	6	Buhuși
104	14.08.2017 18:25	28	LES 6kV Bularga - PA 190	Defect disparut. efectuat control pe LEA6kV Ciric si s-a constatat ca sunt necesare defrisari in zona.	actiuni externe asupra instalatiilor (datorate vegetatiei , arborilor sau obiectelor cazute pe instalatii)	6.254	1,7	Iași
105	14.08.2017 19:33	20	LES 6kV Bularga - PA 190	Defect disparut. efectuat control pe LEA6kV Ciric si s-a constatat ca sunt necesare defrisari in zona.	actiuni externe asupra instalatiilor(datorate vegetatiei , arborilor sau obiectelor cazute pe instalatii)	6.254	1,7	Iași
106	16.08.2017 08:49	21	Celula 6 kV TRAFO 4 din statia 110/20/6kV Letea		Uzura tehnica	6.266	10	Bacau
107	17.08.2017 16:19	1.153	LEA 20 kV Răcăciuni - UH Răcăciuni	1)R 20 kV PTA Chilia Binei / descărcător defect căzut pe consolă la PTA; 2)D 20 kV PT 3 SMA Pâncești / defect LES 20 kV din axul derivației	Uzura tehnica	5.363	1,8	Racaciuni, Orbeni,Pancesti, Horgesti,Valea Seaca, Parincea,Ungureni
108	18.08.2017 08:29	37	Trafo 110/20 kV din stația 110/20 kV Pal	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	5.596	5,3	P. Neamt/D-va Rosie, Savinesti
109	18.08.2017 09:14	315	LEA 20kV G.Humor - Berchisești rural	In racordul PTCZ 10 Paltinoasa conductor rupt in deschiderea 1 - 2	Uzura tehnica	5.641	2,1	com.Paltinoasa( localitati: Paltinoasa,Capu Codrului) com.Berchisesti ( localitati: Berchisesti, Corlata) com.Capu Campului ( localitatea: Capu Campului) com.Dragoiesti ( localitati: Dragoiesti, Lucacești, Măzănăiești)
110	18.08.2017 19:47	92	LEA 20kV Podu Iloaiei - Sirca	Barza in retea la SR1 Racord 20 kV PT2 Sinesti.	actiuni ale pasarilor	6.799	2,3	Podu Iloaiei, Erbiceni, Romanesti, Baltati, Lungani, Sinesti
111	19.08.2017 10:23	337	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	SS 320 cu strap si cutit topite faza din mijloc	Uzura tehnica	6.939	3,8	com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baigesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Pâraie, Poiana Marului ,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina ,Gainesti,Herla)
112	21.08.2017 09:28	92	LEA 20 kV DARABANI - Rădăuți Prut	Izolator ISNS rupt la stalpul 388	Uzura tehnica	5.632	1	Darabani; Paltinis; Radauti Prut; Viisoara;
113	21.08.2017 11:42	127	LEA 20kV Fălticeni - Drăgușeni	Izolator ISNS rupt la stalpul 34 in derivatie PT 1 Praxia	Uzura tehnica	9.603	3,3	com.Radaseni ( localitati: Radaseni, Lamaseni, Pocoleni ) com.Horodniceni( localitati: Horodniceni, Bradățel, Botesti, Mihailești)

114	21.08.2017 15:40	41	LES 6kV Bularga - PA 190	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	6.254	1,4	IASI
115	21.08.2017 16:31	104	LEA 20 kV Răcăciuni - Contești	defect autoizolat în timpul manevrelor	cauze neidentificate	8.605	1,1	Orbeni, Parava
116	22.08.2017 10:16	9	LEA 20 kV Răcăciuni - UH Răcăciuni		deficiente in instalatiile altui gestionar (producator , alt operator de rețea)	5.363	1,8	Racaciuni, Orbeni,Pancesti, Horgesti,Valea Seaca, Parincea,Ungureni
117	25.08.2017 05:29	5	LEA 110kV CET Holboca - Comarna - Raducaneni - Gorban	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	15.126	6	Comarna, Schitu Duca, Dobrovat, Ciortesti, Dolhesti, Codaesti,Raducaneni, Grozesti, Costuleni,Mosna, Cozmesti, Prisacani, Gorban
118	25.08.2017 11:56	43	LEA 20 kV Filipești - Plopana	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	6.318	0,8	Filipești, Damienesti, Secuieni,Odobesti, Plopana, Lipova,Rosiori, Negri
119	25.08.2017 19:19	254	LEA 20 kV Filipești - Plopana	1.DRV explodat pe R 20 kV Ursoaia; 2.Izolator rupt la stp. 180 pe D 20 kV Valea Mare	Uzură tehnică	6.318	0,8	Filipești, Damienesti, Secuieni,Odobesti, Plopana, Lipova,Rosiori, Negri
120	27.08.2017 16:36	28	LES 6 kV Onești 110 - Onești 35	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	7.128	4,8	Onesti
121	27.08.2017 22:15	15	Inst. tratare a neutrului 20 kV din stația 110/20 kV Hurmuzachi	Nu s-a identificat elementul defect in urma controlului vizual. La măsurători s-a găsit legătura la pământ a TC din RTN	Uzură tehnică	10.971	4,3	orasul Radauti
122	28.08.2017 11:11	416	LEA 20kV Podu Iloaiei - Sirca	strap rupt la RTC 1 Derivatie 20 kV Osoi-Cotargaci	Uzură tehnică	6.799	0,8	Podu Iloaiei, Erbiceni, Romanesti, Baltati, Lungani, Sinesti
123	29.08.2017 12:42	196	LEA 20kV Vicov - Falcau	La deschidere Srac.PTA 2 Vicovu de sus s-a rupt izolator la cutitul mobil	Uzură tehnică	5.252	3	com.Ulma ( localitati : Ulma ,Costileva , Lupcina, Magura, Nisipitu) com.Vicovu de Jos ( localitati : Vicovu de Jos , Remezău) com.Straja ( localitati : Staja) orasul Vicovu de Sus
124	31.08.2017 14:08	21	LEA 20 kV Onești_35 - Sanduleni	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	8.687	2,5	Onesti,Helegiu,Livezi, Sanduleni, Barsanesti,Strugari
125	31.08.2017 18:43	80	LEA 20kV Fai - Negrești	Cablu rupt pe racordul 20KV PT22 Letcani portiunea SR1-capat (instalatia consumatorului).	deficiente la consumatori	11.129	3,2	Miroslava, Letcani, Dumesti, Horlesti, Voinesti, Mironeasa, Mogosesti
126	01.09.2017 10:58	43	TRAFO 110 /20 kV din Statia 110/20 kV Roman Sud		Supratensiuni electrice interne(comutatie , rezonanta,asimetrie)	11.778	2,8	Roman
127	01.09.2017 13:51	48	LES 6kV Mantia_Roșie - PA 104	portiunea St. Manta Rosie-PA104, cablu defect.	Uzură tehnică	7.121	1,8	Iasi
128	01.09.2017 18:07	293	LEA 20kV Tirgu_Frumos - Miclăușeni	Izolator spart la stilp39 derivatie20kV Oteleni	Uzură tehnică	5.822	1,8	Targu Frumos;Butea;Strunga;Oteleni; A.I. Cuza;
129	01.09.2017 23:34	78	Trafo-2 20/6 kV din stația 110/20/6kV Buhuși	CTI 20 kV Trafo-2 arsa.	Uzură tehnică	12.416	6	Buhuși
130	03.09.2017 16:48	199	LEA 20kV Podu Iloaiei - Sirca	izolator rupt la stp 95 din Derivatie 20kV Osoi Cotargaci.	Uzură tehnică	6.799	1,9	Podu Iloaiei, Erbiceni, Romanesti, Baltati, Lungani, Sinesti
131	03.09.2017 18:01	135	LEA 20kV G.Humor - Berchisești rural	creanga intre stp.37 si 38 in ax.	actiuni externe asupra instalatiilor(datorate vegetatiei , arborilor sau obiectelor cazute pe instalatii)	5.641	2,5	com.Paltinoasa( localitati: Paltinoasa,Capu Codrului) com.Berchisesti ( localitati: Berchisesti, Corlata) com.Capu Campului ( localitatea: Capu Campului) com.Dragoiesti ( localitati: Dragoiesti, Lucacești, Măzănăiești)
132	03.09.2017 18:42	69	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	Defect trecator	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	6.939	4,1	com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baisesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Păraie, Poiana Marului

									,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina ,Gainesti,Herla) Ipotesti; Bosanci; Udesti ; Liteni;
133	03.09.2017 19:40	169	LEA 20kV Suceava - Bosanci	Defect trecator	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	7.561	1,3		
134	03.09.2017 20:21	114	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Defect trecator	vant puternic,furtuna,ploaie torentiala;	5.393	1,9		Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni
135	03.09.2017 20:54	73	LEA 20kV Tirgu_Frumos - Miclăușeni	Defect disparut	cauze neidentificate	5.963	1,8		Targu Frumos;Butea;Strunga;Oteleni; A.I. Cuza;
136	03.09.2017 23:15	60	Trafo-2 110/6 kV din stația 110/20/6kV Onești 110		Supratensiuni electrice interne(comutație , rezonanță,asimetrie) cauze neidentificate	8.247	4,4		Onesti
137	04.09.2017 01:42	108	LEA 20kV Tirgu_Frumos - Miclăușeni	Defect disparut in timpul manevrelor	cauze neidentificate	5.822	1		Targu Frumos;Butea;Strunga;Oteleni; A.I. Cuza;
138	04.09.2017 04:09	344	LEA 20kV Tirgu_Frumos - Miclăușeni	-izolator(ISNS)spart la stp.125 din deriv. 20kV Buznea-Ganesti	Uzură tehnică	5.963	1		Targu Frumos;Butea;Strunga;Oteleni; A.I. Cuza;
139	05.09.2017 07:59	181	LEA 20 kV Huși - Dolhești	Pasare la SR1 Rac.20kV PT4 Tatarani și izolator spart stlp 45 Deriv.20kV PT1 Baltati	actiuni ale pasarilor	5.323	0,8		Husi; Tatarani;Duda-Epureni; Botesti; Avramesti-Bunesti;
140	05.09.2017 15:31	459	LEA 20kV Fai - Negrești	cablu rupt pe Derivatie 20kV PTA 13 Letcani in portiunea stalp 4-5.	Actiuni ale tertilor asupra LES	11.129	3,3		Miroslava, Letcani, Dumesti, Horlesti, Voinessti, Mironeasa, Mogosesti
141	06.09.2017 02:51	61	Trafo-2 110/20 kV din statia 110/20kV Filipești	cel. 20 kV US Galbeni	Uzură tehnică	8.489	3		Filipesti, Damienesti, Secuieni,Odobesti, Plopana, Lipova,Rosiori, Negri
142	07.09.2017 09:17	483	LEA 20 kV Birlad - Perieni	Conductor rupt (35mmp) la stp.8 racord 20KV PT3 Halaresti.	Uzură tehnică	7.491	1,9		Perieni;Pogana;Puiesti;Voinessti;Gherghesti;Alexandru Vlahuta;
143	08.09.2017 09:02	37	LES 20 kV Vaslui - PA 1-2	-LES 20kV PA1-2-PT138 port. PT138-PT235, defect	Uzură tehnică	5.570	2,3		Vaslui
144	08.09.2017 12:47	66	LEA 20kV Pal - Dolhasca	Ulterior s-a primit informația că la SS362 contactele fixe și mobile sunt defecte	Uzură tehnică	7.778	2		com.Preutești ( localități:Preutești, Leucușești, Husi, Arghira, Basarabi , Bahna-Arini), com.Hârtop ( localitate:Hârtop) com.Forăști (localitati: Forăști, Țolești, Antoceni, Boura ,Uidesti, Rusi, Rosiori, Oniceni, Manolea), com.Dolhești ( localitati :Dolheștii Mari , Dolheștii Mici, Valea Bourei ) oras Dolhasca -partial ,plus (localitati: Probota, Budeni, Gulia, Silistea Noua), PTA 14 Falticeni-Urban
145	09.09.2017 17:20	85	LEA 20kV Iași Sud - Tomești	Defect LES 20kV PT4 Bl. Tomești-PT1 Bl. Tomești	Uzură tehnică	5.130	1,9		Comarna, Tomești, Tutora
146	09.09.2017 19:43	1.038	LEA 20 kV Tirgu Neamț - Pluton	Derivația 20 kV Sihăstria 1) stp. 103-104 - copac în rețea și 2 faze în scurt; 2)S 3297/izolator rupt	acțiuni externe asupra instalațiilor (datorate vegetației, arborilor sau obiectelor căzute pe instalații)	7.209	4		Tg. Neamț/Pipirig, Vânători-Neamț
147	12.09.2017 07:47	23	LEA 20 kV Huși - Dolhești	Defect dispărut în timpul manevrelor.	cauze neidentificate	5.323	0,8		Huși, Tătărani, Duda-Epureni, Botești, Avramești-Bunești
148	12.09.2017 08:02	10	LES 20 kV Onești 110 - Onești 35	Defect pe LES 20 kV Tg. Ocna - PT 30	Supratensiuni electrice interne (comutație , rezonanță, asimetrie) cauze neidentificate	16.311	7,5		Onești, Târgu Ocna
149	12.09.2017 08:02	86	LEA 20 kV Onești_35 - Sănduleni	Defect dispărut în timpul manevrelor.	cauze neidentificate	8.677	2,5		Onești, Helegiu, Livezi, Sanduleni, Bărsănești, Strugari
150	15.09.2017 10:30	18	Trafo 110/20 kV din stația 110/20 kV Roman Sud	1) Refuz declansare PMT la I-20 kV PT 60. 2) LES 20 kV PT 94 - PT 111	Uzura tehnică	11.778	2,8		Roman

151	16.09.2017 19:32	9	LEA 20 kV Roman Laminor - Slobozia	Defect disparut in timpul manevrelor.	cauze neidentificate	10.495	3,9	Sabaoani ;Tamaseni; Sagna; Doljesti; Bara; Boghicea
152	17.09.2017 19:23	1442	LEA 20kV Ffasin - Prisaca Dornei	- Conductor rupt si consola indoita intre SS 581 si SSTC 582;  - Conductor rupt cazut la sol la stp. 59 derivatie Ciumirna.  - Copac in linie la stalpul 53 pe derivatia Ciumarna.	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.861	2,3	com.Vama ( localitati: Vama , Molid, Prisaca -Dornei , Strâmtura) com.Frumosu( localitati: Frumosu , Deia, Dragosa) com.Vatra Moldovitei ( localitati: Vatra Moldovitei , Paltinu, Ciumârna) com.Moldovita ( localitati: Moldovita, Argel, Damacusa, Rașca Runc)
153	18.09.2017 20:26	316	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	Cordon legatura rupt in axa la stalpul 79 din cauza unei păsări	acțiuni ale păsărilor	9.385	4,1	com.Baia ( localitati: Baia , Bogata) com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Baisesti, Braiesti, Dumbrava, Sasca Noua, Sasca Mare, Sasca Mica , Șinca) com.Malini ( localitati: Malini ,Iesle, Pâraie, Poiana Marului ,Valeni-Stanisoara) com.Slatina ( localitati: Slatina , Gainesti, Herla)
154	18.09.2017 10:20	572	LEA 20 kV Filipesti - Plopana	Conductor rupt si 2 izolatori ISNS sparti		6.318	0,8	Filipesti, Negri, Plopana, Rosiori, Secuieni, Odobesti, Lipova, Damienesti
155	19.09.2017 14:58	198	LEA 20 kV Tg. Neamt - Pluton	1 izolator ISNS spart	uzură tehnică	7.209	3,4	Tg. Neamt/Vanatori Neamt, Pipirig
156	20.09.2017 23:33	198	LEA 20 kV Racaciuni - UH Racaciuni	defect disparut in timpul manevrelor	cauză neidentificată	5.363	1,8	Racaciuni, Pancesti, Horgesti, Parincea, Ungureni
157	20.09.2017 11:47	24	LEA 20 kV Pal - Gara	defect neidentificat;prin aceasta linie era preluata pe MT statia Piatra Neamt Gara	cauză neidentificată	9.454	3,5	P. Neamt
158	20.09.2017 13:16	8	LEA 20 kV Pal - Gara	defect neidentificat;prin aceasta linie era preluata pe MT statia Piatra Neamt Gara	cauză neidentificată	9.454	3,5	P. Neamt
159	20.09.2017 23:13	677	LES 20kV Podu Iloaiei - PTZ 1 Blocuri	conductor rupt intre stalp 4 si stalp 5 din derivatie 20 KV PT4 Podu Iloaiei a declansat CL 20 KV in Statia Podu Iloaiei , refuz declansare intrerupator din celula 20 KV PTZ1 Blocuri	uzură	12.248	4,2	Podu Iloaiei, Dumesti, Popesti, Letcani, Erbiceni, Romanesti, Baltati, Lungani, Sinesti
160	21.09.2017 09:55	235	LEA 20 kV Onesti 35 - Sanduleni	pasari in retea	acțiuni ale păsărilor	8.667	2,5	Onesti/Buhoci, Tg. Trotus, Helegiu, Barsanesti, Livezi, Mateesti, Berzunti, Sanduleni, N. Balcescu, Strugari, Luizi Calugara, Blagesti.
161	22.09.2017 18:46	113	LEA 20 kV Tg. Neamt - Pluton	creanga in retea	creangă în rețea	6.986	4	Tg. Neamt/Vanatori-Neamt, Pipirig
162	24.09.2017 19:30	18	Trafo 3 din stația Botosani	neidentificat	neidentificat	15.543	5	Botosani
163	24.09.2017 13:40	18	LEA 20kV Comarna - Pribesti	Defect auoizolat	cauză neidentificată	6.943	12	Comarna, Schitu Duca, Dobrovat, Ciortesti, Dolhesti, Codaesti
164	24.09.2017 14:22	289	LEA 20kV Podu Iloaiei - Sirca	Izolator ISNS faza S spart si conductor cazut pe consola, la stalp 166 ax Deriv. 20kV Ursoaia.	uzură tehnică	6.799	0,6	Podu Iloaiei, Erbiceni, Romanesti, Baltati, Lungani, Sinesti
165	26.09.2017 18:51	56	LEA 20kV Pașcani - Iugani	port. st.-SS2 - cablu defect	uzură tehnică	7.826	1,5	Pascani, Stolniceni Prajescu, Mogosesti-Siret , Halaucesti, Mircesti, Rachiteni
166	27.09.2017 15:29	145	LEA 20 kV Trusești - Todireni	Izolator spart, conductor pe consola la stp. 6 racord PTA 2 T. Vladimirescu.	uzură tehnică	6.312	1,5	Albesti, Hlipiceni, Trusesti,Rauseni
167	28.09.2017 01:29	6	Statia 110/20/6 kV Ciritei	TRAF0 1-110/20/6 kV <i>din</i> Statia 110/20/6 kV CIRITEI	acțiuni ale animalelor mici (dihor căzut între radiatoare la T1)	6.384	3,6	Piatra Neamt
168	30.09.2017 14:59	108	LEA 20 kV Trusești - Todireni	defect trecator	cauză neidentificată	6.312	1,5	Albesti, Hlipiceni, Trusesti,Rauseni
169	02.10.2017 11:02	123	LEA 20 kV Darabani - Rădăuți Prut	Izolator rupt la stap 5 pe Derivatia PTA 4 Viisoara Mare	uzură tehnică	5.630	1	Darabani, Dorohoi,Viisoara, Paltinis,Vorniceni, Havirna,Radauti-Prut

170	05.10.2017 17:49	871	LEA 20kV Frăsin - Prisaca Dornei	Derivatie 20 KV Vama Argel-copac cazut in retea la stalp 553	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	5.861	2	com.Vama ( localitati: Vama , Molid, Prisaca -Dornei , Strâmtura) com.Frumosu( localitati: Frumosu , Deia, Dragosa) com.Vatra Moldovitei ( localitati: Vatra Moldovitei , Paltinu, Ciumâna) com.Moldovita ( localitati: Moldovita, Argel, Damacusa, Rasca Runc)
171	06.10.2017 02:07	597	LEA 20 kV Tirgu Neamt - Pluton	Derivatie 20 KV Sihastria - conductoare rupte intre stalpii 97-98 de un copac	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	7.209	2,2	Tg. Neamt/Pipirig, Vanatori-Neamt,
172	06.10.2017 03:26	344	LEA 20 kV Dodeni- Stejaru	copac cazut in retea intre stalpii 109-110	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	6.722	0,7	Bicaz , Tarcau ,Pangarati, Alexabdru cel Bun
173	06.10.2017 11:52	57	LEA 20 kV Darabani - Radauți Prut	defect trecator	cauză neidentificată	5.630	1	Darabani, Dorohoi,Viisoara, Paltinis,Vorniceni, Havirna,Radauti-Prut
174	06.10.2017 7:35	141	LEA 20 kV Hudum - Liteni	Racord 20 KV PT Hrubă Corni -creanga cazuta la stalp 53	acțiuni externe asupra instalațiilor (datorate vegetației , arborilor sau obiectelor căzute pe instalații)	8.247	1,5	Vorona, Curtești, Mihai Eminescu, Vlădeni, Sorni, Frumușica, Tudora
175	06.10.2017 08:45	857	LEA 20 kV Filipești - Plopana	Izolatori ruți la stâlpii 165, 195 și 120 din derivația 20 kV Valea Mare Roșiori; Izolator rupt la stâlp 13 din derivația 20 kV Valea Mică Roșiori	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	6.318	0,8	Filipești, Damienești, Secuieni,Odobești, Plopana, Lipova, Roșiori, Negri
176	07.10.2017 10:08	542	LEA 20 kV Filipești - Plopana	Conductoare rupte intre stp. 290 - 292 si izolator rupt la stalp 292	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	5.541	0,8	Filipești, Damienești, Secuieni,Odobești, Plopana, Lipova, Roșiori, Negri
177	08.10.2017 18:36	116	LEA 20 kV Birlad - Perieni	Izolator rupt la stâlpul 186	vânt puternic, furtună, ploaie torențială;	7.491	2	Perieni, Pogana, Puiesti, Voinești, Gherghesti, Alexandru Vlahuta
178	10.10.2017 07:17	60	LEA 20 kV Negrești - Bacești	Strap rupt la stalp 1 LEA 20 kV Tibanesti-Negresti - 50mmp	Uzura tehnica a materialului cu epuizarea duratei de functionare	5.053	0,8	Negrești, Todirești, Dumești ,Rafaila ,Băcești ,Tibănești, Dagata,Tansa,Tibana
179	11.10.2017 03:46	80	Trafo 110/20 kV din stația Tupilati		Neidentificată	5.840	1,5	Tibucani, Razboieni, Tupilați, Dragomirești, Bargaoani, Botesti, Gherăiești
180	12.10.2017 16:05	65	Trafo 110/20 kV din stația Buhuși	Copac căzut în rețea pe LEA 20 kV Buhuși - Blăgești. Refuz declanșare întrerupător din celula 20 KV Blăgești	acțiuni externe asupra instalațiilor (datorate vegetației, arborilor sau obiectelor căzute pe instalații)	18.119	6	Buhuși/Racova, Gârleni, Blăgești, Costișa, Romani, Podoleni
181	16.10.2017 07:42	294	LEA 20 KV Roznov- Podoleni	Racord 20 KV PT3 Zănești - izolator ISNS rupt la stâlp 6	Uzură tehnică	5.393	1,5	Roznov/Zănești, Podoleni, Mărgineni
182	21.10.2017 09:01	43	LEA 20 kV Onești_35 - Sănduleni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	8.677	2,5	Onești, Helegiu, Livezi, Sănduleni, Bărsănești, Strugari
183	23.10.2017 07:01	68	LEA 20 kV Suceava - Ilisești	PTA9 Moara - strap rupt la descărcător	uzură tehnică	6.474	1,3	Moara, Ilisești , Ciprian Porumbescu, Balaceana, Scheia, Stroiești
184	21.10.2017 09:01	43	LEA 20 kV Onești_35 - Sănduleni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	8.677	2,5	Onești, Helegiu, Livezi, Sanduleni, Bărsănești, Strugari
185	24.10.2017 05:27	9	LEA 20 kV Birlad - Perieni	Defect dispărut in timpul manevrelor	cauze neidentificate	7.491	1,1	Perieni;Pogana;Puiesti;Voinești; Gherghesti;Alexandru Vlahuta;
186	24.10.2017 09:19	6	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Defect dispărut in timpul manevrelor	cauze neidentificate	5.393	1,5	Roznov/Zănești, Podoleni, Mărgineni
187	24.10.2017 14:40	14	Trafo2 16 MVA-stația Vatra	declanșează prin protecție împotriva defectelor cu rezistență mare de trecere; defect pe LEA 20 KV Vatra-Ruginoasă , trafo defect la PTA1 Dumbrăvița	uzură tehnică	10.042	6,4	Pascani, Ruginoasa, Cucuteni, Todirești
188	25.10.2017 10:20	626	LEA 20kV Trifești - Borșa	conductor rupt si consola deteriorata la stâlp 112	uzura tehnică	6.130	1,8	Trifești , Probota , Tiganasi , Popricani , Movileni , Vladeni
189	28.10.2017 01 :00	56	LEA 20 kV Dodeni - Cariera	copac în rețea între stalpii 31-32	acțiuni externe asupra instalațiilor (datorate	5.835	1,5	Bicaz/Tasca, Bicazu Ardelean, Bicaz Chei, Damuc, Tasca

					vegetației , arborilor sau obiectelor căzute pe instalații)			
190	28.10.2017 12 :57	413	LEA 20 kV Bîrlad - Perieni	Racord 20 KV PT9 Perieni - cablu rupt de terți	Acțiuni ale terților asupra LES	7.491	1,5	Perieni, Pogana, Puiești, Voinești, Gherghești, Alexandru Vlahuță
191	29.10.2017 09:48	18	Trafo 110/20 kV din stafia 110/20 kV Ripiceni	Defect trecător	necunoscută	9.744	2,7	Avrameni, Manoleasa, Ripiceni, Tudor Vladimirescu, Hănești, Mihălășeni, Dobârceni, Santa Mare, Calarași, Românești, Ștefanesti
192	29.10.2017 10:19	179	LEA 20 kV Roznov - Poduleni	Izolator rupt la stâlp 153	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	5.393	1,5	Roznov/Zănești, Podoleni, Mărgineni
193	29.10.2017 10:20	522	LEA 20kV Pașcani - Iugani	Racord 20 KV PTcz2 Cozmești - conductor rupt între stâlpii 8-9	uzura tehnică	7.680	2,6	Pașcani, Stolniceni Prajescu, Mogoșești-Siret, Halaucеști, Mircești, Rachiteni
194	29.10.2017 18:18	19	Trafo2 16 MVA-stația Vatra	declanșează prin protecție împotriva defectelor cu rezistență mare de trecere defect pe LEA 20 KV Vatra-Ruginoasă, strap rupt la SSI	uzura tehnică	10.042	6,4	Pascani, Ruginoasa, Cucuteni, Todirești
195	29.10.2017 22:15	617	LEA 20 kV Dorohoi - Mihaileni	Izolator ISNS rupt la stâlp 145	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	5.479	1,2	Dorohoi, Dersca, Copalau, Hiliseu-Horia, Sendriceni, Pomarla, Lozna
196	29.10.2017 22:22	411	LEA 20 kV Hudum- Liteni	Izolator ISNS rupt la stalp 220	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	8.247	2	Curtești, Mihai Eminescu, Corni, Vorona, Tudora
197	30.10.2017 13:55	81	LEA 20kV Vicov - Putina	Defect pe racord 20 KV PT12 Putna	deficiențe la consumatori	5.512	3,2	com.Putna ( localități : Putna, Gura Putnei) com.Vicovu de Jos ( localitatea : Vicovu de Jos ) com.Voitinel ( localitatea: Voitinel) localitatea : Bivolarie
198	30.10.2017 12:03	125	LEA 20kV Fălțiceni - Capu Codrului	Declanșează R3006 - stâlp 131; strap rupt la PT3 Dumbrava	vânt puternic, furtună, ploaie torențială	7.126	3,8	com.Cornu Luncii ( localități: Cornu Luncii, Băisești, Braiești, Dumbrava) com.Mălini ( localități: Mălini, Iesle, Păraie, Poiana Marului , Valeni-Stănișoara) com.Slatina ( localități: Slatina, Găinești, Herla)
199	03.11.2017 01:20	599	LEA 20 kV Hudum - Hlipiceni	Izolator rupt stâlp 47	Uzură tehnică	6.426	1,7	Curtești; Cristești, Cosula, Baluseni
200	06.11.2017 08:35	287	LEA 20kV Iași Sud - PC Ciurea	Conductor rupt între stâlpii 13 și 14	Uzură tehnică	7.147	4,3	Barnova, Ciurea, Mogoșești, Tomești, Iași
201	07.11.2017 08:43	377	LEA 20 kV Iași Sud - PC Ciurea	PTA3 Hlincea - trafo 250 KVA defect	Uzură tehnică	7.147	4,3	Barnova, Ciurea, Mogoșești, Tomești, Iași
202	11.11.2017 16:04	38	LEA 20 KV Filipești- Secuieni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	6.271	2,2	Bahna, Moldoveni, Secuieni, Trifești, Horia
203	12.11.2017 20:58	50	LEA 20kV Iași Sud - PC Ciurea	LES 20 KV PT5 - PT3 Lunca Cetățuiei - cutie terminală defectă	Uzură tehnică	8.797	5,2	Barnova, Ciurea, Mogoșești, Tomești, Iasi
204	14.11.2017 04:43	7	Trafo 2 - 16 MVA din stația 110/20 kV Crâng	A declanșat prin protecție maximală de curent la refuz declansare I 20 KV din celula 20 KV PT27	Uzură tehnică	23.579	6,2	Bîrlad , Tutova , Irigații Pochidia , Pogana , Coroiesti , Ciocani , Ivesti
205	14.11.2017 11:30	95	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Bucla 20 KV Zanesti - cordon rupt la S 192	Uzură tehnică	5.393	1,5	Roznov/Zanesti, Podoleni, Margineni
206	15.11.2017 09:08	95	LEA 20 KV Filipești- Secuieni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	6.271	2,2	Bahna, Moldoveni, Secuieni, Trifești, Horia
207	15.11.2017 23:14	116	LEA 20 KV Filipești- Secuieni	Defect dispărut în timpul manevrelor	cauze neidentificate	6.271	1,8	Bahna, Moldoveni, Secuieni, Trifești, Horia
208	16.11.2017 16:43	135	LEA 20 kV Hudum- Liteni	La manevră de închidere a Spost PTA I Corni s-a rupt un izolator	Uzură tehnică	8.247	2,5	Vorona, Curtesti, Mihai Eminescu, Vladeni, Corni, Frumusica, Tudora
209	17.11.2017 20:23	292	LEA 20 KV Filipești- Secuieni	AX - izolator rupt stalp 196	Uzură tehnică	6.271	2,4	Bahna, Moldoveni, Secuieni, Trifești, Horia
210	18.11.2017 02:27	237	LEA 20 kV Roznov - Podoleni	Derivatie 20 KV PT3 Margineni-izolator deteriorat stalp 115	Uzură tehnică	5.393	1,2	Roznov/Zănești, Podoleni, Mărgineni

211	20.11.2017 06:59	43	Celula 20 KV PT56 din Statia Mirauti	Declanseaza trafo T2-16 MVA prin PMT; CTI defecta ; 2 TC-uri afumate;2 poli I 20 KV afumati;izolator suport deteriorat	Uzura tehnica	8.989	1,6	Suceava
212	28.11.2017 11:10	96	Trafo 1-16 MVA din statia 110/20kV Belcești	Celula 20 kV Trafo 1+Bara A 20 kV Indisponibile-urme de arc electric-infiltratii de apa	infiltratii de apa	7.966	2,6	Belcești, Tansa,Văleni, Hodora, Iosupeni, Liteni,Ulmi
213	04.12.2017 08:41	33	LEA 20 kV Roman Laminor - Nisiporești	Era preluata partial LEA 20 kV Pascani - Iugani ( portiunea SS171-capat) datorita unei lucrari planificate ce se executa in portiunea STC84-SS171 din axul liniei.S-a izolat defect pe LEA 20 kV Pascani - Iugani / Cabina 20 KV Iugani- TC afumati cu izolatie deteriorata	Uzura tehnica	6.511	2,2	NT : Gheraiesti , Pildesti , Sabaoani , Tetcani; IS : Mogosesti-Siret , Halaucesti , Mircesti , Rachiteni;
214	06.12.2017 11:45	341	LEA 20 kV Hudum - Hlipiceni	Derivatie 20 KV PTA I Cotu - izolator spart la stalp 16	uzura	6.426	2,4	Corni, Cosula, Botosani, Baluseni, Cristesti, Curtesti, Vorona, Paltinis, Copalau, Sulita.Lunca
215	10.12.2017 12:51	56	LEA 20 KV Raducaneni-Costuleni	A declansata trafo T1-16 MVA din ST. Raducaneni - refuz declansare I 20 KV din celula Costuleni-dispozitiv de actionare tip MR I blocat; Derivatie 20 KV Coltu Cornii - sarma in retea stalp 2	obiecte aruncate pe instalatii	7.061	2	Raducaneni , Mosna ,Cozmesti , Grozesti , Costuleni
216	10.12.2017 07:03	26	LEA 20 KV Negresti- FAI	defect disparut in timpul manevrelor	vant puternic	5.285	1	Ipatele , Scheia , Mironeasa , Scanteia , Grajduri , Draguseni
217	10.12.2017 07:35	225	LEA 20 KV Negresti- Fai	defect disparut in timpul manevrelor	vant puternic	5.285	1	Ipatele , Scheia , Mironeasa , Scanteia , Grajduri , Draguseni
218	10.12.2017 12:13	537	LEA 20 KV Negresti- Fai	Racord 20 KV PT Poiana Scheii - conductoare rupte intre stalpii 1-2 ,10-11 si 15-16;	vant puternic	5.285	1	Ipatele , Scheia , Mironeasa , Scanteia , Grajduri , Draguseni
219	13.12.2017 09:28	77	Trafo 1 -110/20 KV - 10 MVA St. Stănilești	Declansat Trafo 1 - 10 MVA prin protecție maximală de curent pe 20 KV ; Suprapunere de evenimente de pe LEA 20 KV Stanilesti- Padureni si LEA 20 KV Stanilesti-Albita ceea ce a condus la crearea conditiilor de functionare a protectiei maxime de curent de pe TRAF0 1:	functionarea in regimuri nedorite impuse de factori externi	8.296	1,5	Stanilesti , Lunca Banului , Cretesti , Oltenesti , Grumezoaia , Hoceni , Padureni
220	14.12.2017 11:55	177	LES 6kV Bularga - PA 190 Iasi	Se izolează defectul pe distribuitorul LES 20 KV PA190-PT178 Iasi în portiunea LES 20 KV PA190-PT178 Iasi - cablu defect;	uzură tehnică	6.254	1,5	Iași
221	15.12.2017 13:08	139	LES 20kV Mirăuți - PT186 Suceava	Declanșează Trafo 2 - 16 MVA în stația Mirăuți - refuz declanșare I 20 kV din celula PT 186 Suceava ( bobina declanșare arsă); LES 20 kV PT 109 - PT 186 Suceava rupt de terți în urma unor lucrări de săpătură	Acțiuni ale terților asupra LES	9.025	2,7	municipiul Suceava -parțial
222	24.12.2017 02:23	82	LEA 20kV Fălticeni - Capu Codrului	Celula aeriană de măsură stâlp 301 -Transformator de tensiune defect	uzură tehnică	6.939	2,2	com.Cornu Luncii ( localitati: Cornu Luncii, Băisești, Brăiești, Dumbrava, Sașca Nouă, Sașca Mare) com.Mălini ( localități: Mălini, Iesle, Păraie, Poiana Mărului, Valeni-Stănișoara) com.Slatina ( localități: Slatina, Gănești, Herla)
223	25.12.2017 01:03	662	LEA 20kV Vicov - Falcau	Racord 20 KV PT10 Straja Schit - conductoare rupte între stâlpii 85-87; 2 brazi căzuți de pe versant în rețea;	acțiuni externe asupra instalațiilor (cauzate de vegetație, arbori sau obiecte căzute pe instalații)	7.626	1,8	com. Ulma ( localități : Ulma, Costileva, Lupcina, Măgura, Nisipitu) com.Vicovu de Jos ( localități : Vicovu de Jos , Remezău) com.Straja ( localitati : Staja) com.Brodina( localități : Brodina, Cununschi, Falcau) oras Vicovu de Sus
224	28.12.2017 20:05	61	LES 20kV stația Bularga-PT CNUD EFCO	Declanșează CL 20 KV în stația Bularga - refuz declanșare I 20 KV în celula 20 KV CNUD EFCO; LES 20 KV stația Bularga - PT CNUD EFCO defect	deficiențe la consumatori	5.514	6	parțial Iași

### 3.7 S.D.E.E. ELECTRICA MUNTENIA NORD S.A.

#### 3.7.1 Capacități energetice

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

##### 3.7.1.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016			2017		
		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)	2.148	15	2.164	2.146	15	2.161	2.146	15	2.161
2	MT(35/20/10/6kV)	12.517	3.321	15.838	12.527	3.345	15.872	12.546	3.370	15.916
3	JT (0,4 kV)	20.049	6.263	26.312	20.195	6.282	26.477	20.214	6.301	26.515
4	Branșamente	23.848	2.119	25.967	23.845	2.138	25.982	23.964	2.152	26.116

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

Tabelul nr. 3.7.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)
1	Statii electrice (de conexiune/transformare) 110kV	216	5.111	124	124	124	5.285
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV			88		352	
3	Posturi de transformare	9.890	3.022	9.955	10030	3.023	
4	Puncte de alimentare	235	-	233	238	-	

#### 3.7.2 Durata de funcționare a instalațiilor

##### 3.7.2.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA_LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	2.161,19	înainte de 1960	217,17	înainte de 1960	0,00	217,17	10,0
			1960-1979	1.616,59	1960-1979	8,89	1.625,48	75,2
			1980-1999	305,12	1980-1999	0,00	305,12	14,1
			2000-2017	7,16	2000-2017	6,26	13,42	0,6
2	MT	15.916,11	înainte de 1960	1,129,30	înainte de 1960	110,38	1.239,679	7,8
			1960-1979	7,876,15	1960-1979	2,024,65	9.900,796	62,2
			1980-1999	3,234,59	1980-1999	642,10	3.876,691	24,4
			2000-2017	306,33	2000-2017	592,61	898,94	5,6
3	JT	26.514,61	înainte de 1960	411,68	înainte de 1960	128,88	540,552	2,0
			1960-1979	10,393,14	1960-1979	3,252,52	13.645,659	51,5
			1980-1999	5,961,54	1980-1999	1,866,79	7.828,33	29,5
			2000-2017	3,447,52	2000-2017	1,052,55	4.500,068	17,0
4	branșamente	26.116,30	înainte de 1960	486,43	înainte de 1960	43,82	530,25	2,0
			1960-1979	12,270,54	1960-1979	1,106,68	13.377,22	51,2
			1980-1999	7,038,99	1980-1999	720,88	7.759,87	29,7
			2000-2017	4,168,48	2000-2017	280,49	4.448,96	17,0

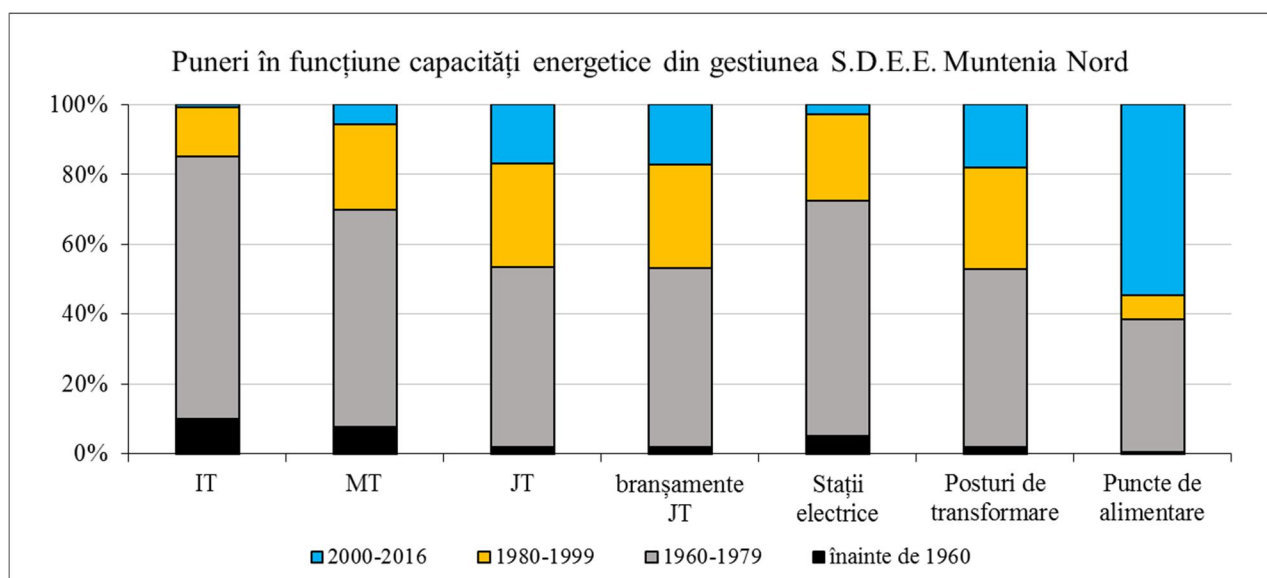
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (0,6 % la IT și 5,4 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 17 % din totalul acestei categorii.

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

Tabelul nr. 3.7.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	212	înainte de 1960	11	5,2
		1960-1979	143	67,5
		1980-1999	52	24,5
		2000-2017	6	2,8
Posturi de transformare	10.030	înainte de 1960	202	2,0
		1960-1979	5.098	50,8
		1980-1999	2.926	29,2
		2000-2017	1.804	18,0
Puncte de alimentare	238	înainte de 1960	1	0,4
		1960-1979	91	38,2
		1980-1999	16	6,7
		2000-2017	130	54,6

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 17 ani (6 stații de transformare, reprezentând 1,83 % din totalul stațiilor).



### 3.7.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi

#### 3.7.3.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.148	4,46	-	2.146	-	15,8	2146	25,7	-
	LES	15	-	15	15,15	-	-	15,15	-	-
MT	LEA	12.517	13	57	12.527	12,26	9,85	12.546	54,21	19,82
	LES	3.321	11	-	3.345	11,63	23,73	3370	10,29	24,64
JT (exclusiv branșamente)	LEA	20.049	89	10	20.195	211,40	142,54	20214	198,7	18,99
	LES	6.263	2	7	6.282	11,68	19,25	6301	5,85	18,29

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

Tabelul nr. 3.7.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	216	3	-	212	7 buc.	-	212	25	-
Posturi de transformare	9.890	170	81	9.955	157	70	10.030	596	75
Puncte de alimentare	235	-	9	233	-	2	238	-	5

Programul de mentenanță în stații a implicat realizarea de rețehnologizări în 25 stații de transformare (12 % din numărul total de stații de transformare).

### 3.7.4 Programul de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.7.4.1

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	111,3	105,3
	Control Periodic	41,1	52,4
LN2	Revizie Tehnică	63,2	57,5
	Intervenții accidentale	127	103,5
LN3	Reparații de grad 1	73,6	53,1
	Reparații Accidentale	152,5	260
LN4	Reparații de grad 2	23,5	6,3
TOTAL		92,3	92,3

#### 3.7.4.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 3.7.4.2

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizii Tehnice [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	111,67	109,14	9,74	0	21,62	85,23	0
	MT	92,40	48,4	0	81,52	21,50	424,65	0
	JT	121,60	41,64	35,67	138,35	45,72	345,73	16,67
LES	IT	-	-	-	0	-	0	-
	MT	105,12	14,61	0	35,89	-	229,87	-
	JT	88,44	12,14	10,56	110,67	147,69	205,99	29,83
Posturi transformare	MT/JT	87,32	65,90	7,07	67,07	31,49	177,17	0
Puncte de alimentare	MT	93,07	177,02	5,21	106,99	36,07	59,84	-
Statii de transformare	IT/MT	108,46	51,07	61,16	106,99	77,82	207,19	21,72
Alte instalatii	IT	0	-	119,37	0	0	-	-
	MT	235,8	-	106,66	121,30	0	-	-
	JT	100,23	-	52,47	85,20	0,41	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 92,23 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 65,74 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 34,26 % a reprezentat mentenanța corectivă.

### 3.7.5 Incidente deosebite

Tabel nr. 3.7.5.1

Nr. crt.	durata intreruperii		Instalații în care s-au produs incidente	Cauza	Nr. utilizatori afectati	Puterea întreruptă [MW]	
	data aparitie	data realimentare					
1	06.01.2017	07.01	judetul Brăila - 57 localități; 320 PT 1 LEA 110 kV afectată	20 LEA 20 kV total; 1 LEA 20 kV parțial	fenomene meteo deosebite	22.623	15,18
			4 localități; 55 PT; Padina (parțial), Râmnicelu, Puiesti, Merei (parțial)	1 LEA 20 kV total; 5 LEA 20 kV parțial		4.417	4,07
			6 localități; Cartier Arcașilor Mun. Galati și Sat Costi (parțial), Siviăa, Tatarca, Ijdileni, Frumupiăa parțial)	1 LEA 20 kV total; 2 LEA 20 kV parțial		2.300	2,4
			2 localități; Braniste, Tărtășești, 8 PT;	2 LEA 20 kV parțial		400	4,5
2	19.04.2017	21.04	ST Târgoviște - loc. G.Ocnitei, Ludești	2 LEA 20 kV parțial; 6 PT-uri	fenomene meteo deosebite (copaci cazuți, conductoare si izolatoare rupte, stalpi IT/MT/JT rupti; stâlpi înclinați, vegetatie cazuta pe LEA	350	3,8
			SR Ploiești - loc. Glod, Pietricica, V. Unghiului, Tătaru, Siliștea, Cheia, Potgoria	4 LEA 20 kV parțial; 14 PT-uri		787	3,821
			SR Buzău - loc. Brăiești (parțial), Lopătari, Balaceanu, Chilii, Gura Teghii, Ziduri (parțial), Ghergheasa (parțial), Rusetu (parțial), Puiesti	8 LEA 20 kV parțial; 56 PT-uri		3.876	4,144
			judetul Braila (45 localități)	10 LEA 20 kV total; 8 LEA 20 kV parțial; 250 PT-uri		12.988	12,67
			judetul Vrancea (122 localități)	43 LEA 20 kV total; 4 LEA 20 kV parțial; 1138 PT-uri		28.000	6,866
			judetul Galați (145 localități)	36 LEA 20 kV total; 4 LEA 20 kV parțial; 835 PT-uri		82.123	64,24
3	25.07.2017	27.07	judetul Brăila	38 LEA 20 kV total; 8 LEA 20 kV parțial;	fenomene meteo	23.370	23,39
		28.07	judetul Galați	14 LEA 20 kV total; 9 LEA 20 kV parțial;		30.000	38,08

Tabelul nr. 3.7.5.2

Nr. Crt.	Data producere eveniment	ora producere eveniment	Localități afertate	Instalația în care s-a produs incidentul	Echipament / element defect	Cauza	Nr. utilizatori afectati	Puterea întreruptă [MW]	Durata întreruperii (minute)
1	16.08.2017	19:10	Românești	LEA 20 kV Potigrafu	derivația PT 3387 cu izolator rupt	izolator	6.352	2.3	7
							1.939	0.8	62
							753	0.5	125

							569	0.3	198
2	20.09.2017	20:09	Runcu, Ludești, Lunguletu, Pucheni, Colibași, Valea Lungă, Vișinești, Brăniștea, Pucioasa, Decideni, Dragodana, Ionești	10 LEA 20 kV; 247 PT;	fenomene meteo deosebite		20.889	6,6	9
3	25.10.2017	10.16	Florești. Filipeștii de Târg, Filipeștii de Pădure, Băicoi	Stația 110/20 kV Florești	ruperea unui izolator aferent separatorului de bară de 110 kV a transformatorului de 110/20 kV, în timpul executării unor manevre de retragere din exploatare a barei 1-110 kV	izolator	10.130	15.5	9
4	26.10.2017	14.57	Galați oraș parșial	LES 6 kV Filești-PA7 Tiglina	cablu 6 kV	lovirea cablului de către un tert	5.096	1	29
							1.415	0.27	43
							46	0.01	88
5	28.10.2017	05.33	Dumbrava, Zanoaga	LEA 20 kV Zanoaga	izolator ISNS spart și separator bucla defect	vânt puternic în rafale (cod galben)	5.360	1.8	10
6	29.10.2017	12.10	Slobozia Conachi, Cuza Vodă, Schela, Irigații	Stația 110/20 kV Schela	declanșare trafo 110/20 kV	defect trecător pe LEA 20 kV SPP21	10.310	0	18
			Irigații, CEE Schela				7	0.01	23
			CEE Schela				1	0.01	24
7	30.10.2017	11.43	Malul Alb, Drăgănești, Barcea, Podoleni, Umbrărești, Torcești, Siliștea, Condrea, Sălcia	LEA 20 kV Tecuci-Liești	izolator ISNS rupt la vârful stâlp defect	vânt puternic în rafale (cod galben)	6.371	2.21	16
			Malul Alb, Draganesti, Podoleni, Torcesti, Silistea, Condrea, Salcia				1.274	0.44	172
8	02.11.2017	02.05	Ciocile, Chioibăsești, Stefan Gheorghiu (Chichinetu), Pribeagu, Roșiori, Tătaru, Coltea, Florica, Bumbacari, Dudești, Dudescu, Zăvoaia, Scărlătești, Vultureni	Stațiile 110/20 kV Coltea și Dudești	defect trecător RAR nereușit pe LEA 110 kV Jugureanu-racord Stația 110/20 kV Dudești-racord Stația 110/27.5 kV CFR Murgeanca-Stația 110/20 kV Baraganu	defect trecător (RAR nereușit)	6.904	2.1	19
9	08.11.2017	13.04	Galași oraș parțial			LES 20 kV	8.025	1.52	27

				LES 20 kV Dunărea - SC 36 Micro 20	defect LES 20 kV Stația 110/20 kV Dunărea - PT SC 36 Micro 20		4.102	0.77	32
10	09.11.2017	01.52	Tătărani, Voinești, Malu cu Flori, Pucheni, Văleni, Mănești, Dragomirești, Rancaciov	Stația 110/20 kV Drăgăești	defect întreruptor IO-20 kV aferez transformator servicii interne	uzură echipament	16.637	6.9	16
11	11.11.2017	16.32	Maneciu. Homoraciu, Izvoarele, Teisani	LEA 20 kV FCA		copac căzut pe LEA 20 kV FCA	7.327	1.3	4
12	12.11.2017	10.30	Zanoaga, Dumbrava	LEA 20 kV Zanoaga		conductor rupt pe LEA 20 kV	5.360	0.45	15
13	16.11.2017	08.54	Drajna	LEA 20 kV FCA	cablu 20 kV defect	cablu lovit la săpături de terți	7.327	2.8	5
14	19.11.2017	07.08	Ciocile, Chioibăsești, Ștefan Gheorghiu (Chichinetu), Pribeagu, Roșiori, Tataru, Coltea, Florica, Bumbăcari, Dudești, Dudescu, Zăvoaia, Scărlătești, Vultureni	Statiile 110/20 kV Coltea și Dudești		defect trecător (RAR nereușit)	6.903	2.1	5
15	24.11.2017	16.26	Dumbrăveni, Bordești, Vintileasca, Jitia, Dumitrești	LEA 20 kV Dumitrești	racord 20 kV PTA 4534 Poiana Stoichii	copac căzut pe LEA	6.882	3.852	5
			PTA 4584 Poiana Stoichii (com. Vintileasca)				34	0.02773	1061
16	28.11.2017	0:41	Bălăsești, Certești, Ciureștii Noi, Corod, Cotoroaia, Matca, Blânzi, Pochidia, Pupezeni	LEA 20 kV Tecuci-Pochidia	izolator spart la stâlpul nr. 1 PTA 20/0.4 kV 4227 SMA Corod	condiții de ploaie torențială și vânt puternic. Acces greu în zonă	11.508	4.59	14
			Bălăsești, Certești, Corod, Matca, Blânzi, Pochidia				4.253	1.69	16
			Bălăsești, Certești, Pochidia				1.643	0.65	440
			PTA SMA Corod				24	0.01	479
17	29.11.2017	17.02	Liești, Bucești, Ivești, Umbrărești	LEA 20 kV Liești-PA2 Liești	trafo 20/04 kV PTA Moara Bucești defect		5.389	2.99	13
			Bucești				1.525	0.57	93
			PTA Moara Bucești				300	0.11	178
18	29.11.2017	06.15	Măneciu, Drajna, Izvoarele, Cheia, Teisani	Stația 110/20 kV Măneciu	defect LES 20 kV de racord al PT51-20/0.4kV din LEA 20 kV Drajna (cablu retezat)	cablu retezat	7.873	3	10

19	29.11.2017	17.13	Tătărani, Voinești, Malu cu Flori, Pucheni, Valeni, Mănești, Dragomirești, Rancaciov	Stația 110/20 kV Drăgăești		defect trecător	16.637	6.4	5
20	03.12.2017	22.23	Bălăsești, Certești, Ciureștii Noi, Corod, Cotoroiaia, Matca, Blânzi, Pochidia, Pupezeni	LEA 20 kV Tecuci-Pochidia	izolator compozit străpuns pe LEA 20 kV	condiții de ceață densă	11.508	4.22	8
			Bălăsești, Certești, Corod, Matca, Blânzi, Pochidia				4.253	1.56	9
			Bălăsești, Certești, Pochidia				1.643	0.6	176
21	17.12.2017	09.34	oraș partial	Stația 110/20/6 kV Dunărea	defect TC 20 kV faza S tip CIRS în celula 20 kV Dacia Service		10.534	3.12	26
							2.278	0.67	36
22	18.12.2017	20.32	municipiul Brăila (parțial)	Stația 110/20/6 kV Hipodrom	presiune scăzută la mecanismul de acționare întrerupator 110 kV		14.986	7.5	4

### 3.8 S.D.E.E. TRANSILVANIA NORD S.A.

#### 3.8.1 Capacitati energetice

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

##### 3.8.1.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2015			2016			2017		
		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)	2.179	27	2.205	2.179	27	2.205	2.195	27	2.222
2	MT(35/20/10/6kV)	11.723	3.536	15.258	11.749	3.668	15.417	11.795	3.778	15.572
3	JT (0,4 kV)	20.369	5.063	25.432	20.462	5.117	25.579	20.541	5.184	25.725
4	Branșamente	17.945	6.770	24.715	18.441	6.550	24.991	18.090	7.126	25.216

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

Tabelul nr. 3.8.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)	Cantitate (buc)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110 kV	92	3.715	92	3.617	92	3.605
2	Stații electrice (de conexiune/sau de transformare) sub 110 kV	29	23	29	43	29	43
3	Posturi de transformare	8.471	2.177	8.627	2.369	8.766	2.395
4	Puncte de alimentare	105	-	109	-	114	-

#### 3.8.2 Durata de funcționare a instalațiilor

##### 3.8.2.1 Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	2.222	înainte de 1960	245,39	înainte de 1960	-	245	11,0
			1960-1979	1516,98	1960-1979	9	1.526	68,7
			1980-1999	414,49	1980-1999	-	414	18,7
			2000-2017	18,54	2000-2017	18	36	1,6
2	MT	15.572	înainte de 1960	406,31	înainte de 1960	72	478	3,1
			1960-1979	8.747,94	1960-1979	1.872	10.620	68,2
			1980-1999	1.689,75	1980-1999	920	2.610	16,8
			2000-2017	950,61	2000-2017	914	1.864	12,0
3	JT	25.725	înainte de 1960	595,62	înainte de 1960	173	768	3,0
			1960-1979	12.385,49	1960-1979	2.690	15.075	58,6
			1980-1999	4.372,86	1980-1999	1.210	5.583	21,7
			2000-2017	3.186,99	2000-2017	1.112	4.299	16,7
4	branșamente	25.216	înainte de 1960	1.081,56	înainte de 1960	613	1.694	6,7
			1960-1979	9.725,14	1960-1979	2.427	12.152	48,2
			1980-1999	4.130,81	1980-1999	1.617	5.748	22,8
			2000-2017	3.152,58	2000-2017	2.469	5.621	22,3

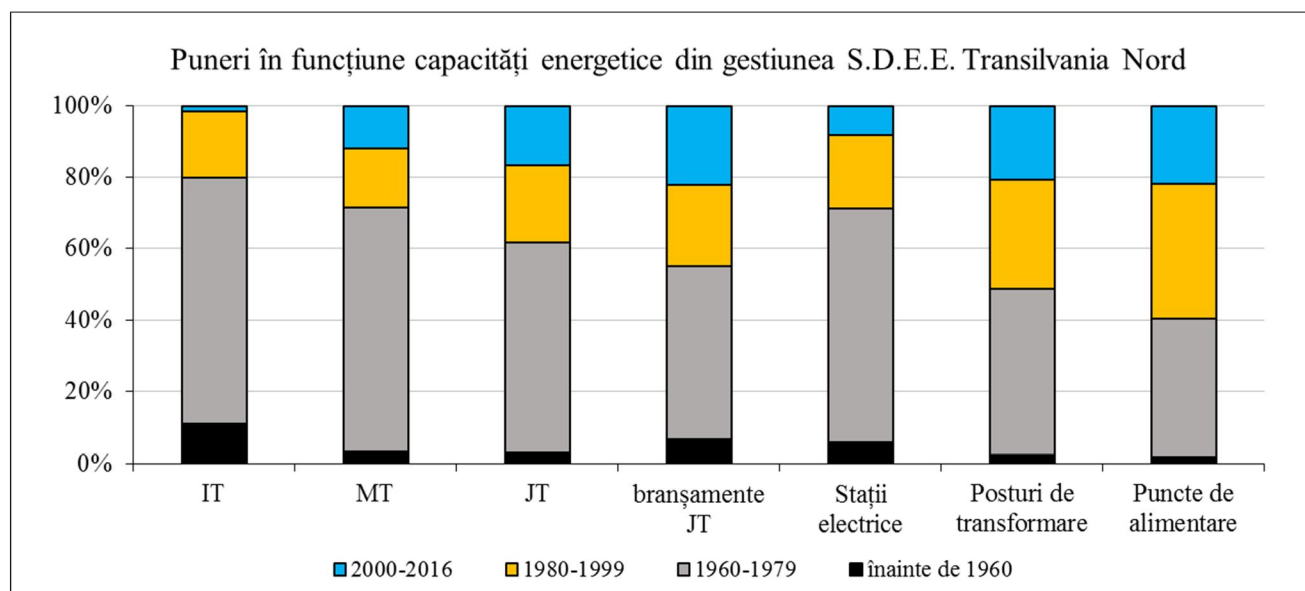
Se constată că în perioada 2000-2017 au fost puse în funcțiune cca. 2 % linii electrice aeriene la IT, respectiv 12 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT, respectiv branșamente, punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 22 %, respectiv 20 % din totalul acestei categorii.

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

Tabelul nr. 3.8.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	121	înainte de 1960	7	5,8
		1960-1979	79	65,3
		1980-1999	25	20,7
		2000-2017	10	8,3
Posturi de transformare	8.766	înainte de 1960	209	2,4
		1960-1979	4.057	46,3
		1980-1999	2.666	30,4
		2000-2017	1.834	20,9
Puncte de alimentare	114	înainte de 1960	2	1,8
		1960-1979	44	38,6
		1980-1999	43	37,7
		2000-2017	25	21,9

În ultimii 17 ani s-au realizat un număr de 10 stații de transformare, reprezentând 8,3 % din totalul stațiilor.



### 3.8.3 Capacități energetice re tehnologizate / noi

#### 3.8.3.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.179	57	-	2.179	143	-	2195,4	8,2	-
	LES	27	-	1	27	-	1	27,05	0	-
MT	LEA	11.723	208	41	11.749	145	40	11.794	331	52
	LES	3.536	118	74	3.668	37	132	3.778	49	194
JT (excl. brans.)	LEA	20.369	824	55	20.462	985	92	20.541	1,144	52
	LES	5.063	31	62	5.117	20	54	5.184	41	105

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

Tabelul nr. 3.8.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	121	12	3	121	8	0	121	13	0
Posturi de transformare	8.471	424	148	8.627	141	176	8.766	330	149
Puncte de alimentare	105	11	6	109	3	6	114	0	5

### 3.8.4 Program de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.8.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	102,6	94,5
	Control Periodic	78,1	77,2
LN2	Revizie Tehnică	49,6	32,7
	Intervenții accidentale	102,2	118,2
LN3	Reparații de grad 1	56,2	50,6
	Reparații Accidentale	121,8	191,6
LN4	Reparații de grad 2	-	74,6
TOTAL		88,6	101

#### 3.8.4.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 3.8.4.2

Categorie		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizii Tehnice [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	5	76	4	-	50	-	-
	MT	24	69	72	-	34	-	-
	JT	10249	77	1	-	42	-	62
LES	IT	6	-	-	-	-	-	-
	MT	39	6	196	-	8	-	-
	JT	57	110	23	-	23	-	-
Posturi transformare	MT/JT	135	96	15	-	46	-	-
Puncte de alimentare	MT	9	14	22	-	0	-	-
Stații de transformare	IT/MT	91	217	42	-	63	-	-
Alte instalatii	IT	59	-	-	-	-	-	-
	MT	87	61	3	-	21	-	-
	JT	241	73	427	-	63	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 101 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 53,3 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 46,7 % a reprezentat mentenanță corectivă.

### 3.8.5. Incidente deosebite

Tabelul nr. 3.8.5

Data și ora de început incident	Localități afectate	Durata incidentului [minute]	Instalația afectată/Elemente ale RED afectate	Cauza care a determinat apariția incidentului deosebit	Numarul utilizatori afectați	Putere intrerupta [MW]
17.09.2017, 17:40	Huedin, Măguri Răcătău, Scind, Frăsinet, Rogojel, Aghireș, Dej, Jucu, Gherla, Stei, Beiuș, Aleșd, Baia Borșa, Vișeu, Pietrosul, Târgu Lăpuș, Tocila, Sighet, Ocna Șugatag, Budești, Cavnic, Copalnic, Boiu Mare, Copalnic Mănăstur, Groșii Țibleșului, Bixad, Pișcolt, Poiana Codrului, Tarna Mare, Homorod, Chilia, Solduba, Târlișua, Spermezeu, Agrișele, Slatina, Unirea, Uriu, Braniște, Cireșoia, Zoreni, Moruț, Matei, Malut, Colibița, Jibou, Răscruți, Corminis, Făget, Huedin, Ileana, Gâlgău, Cehu		2000 posturi de transformare afectate și un număr însemnat de stâlpi ruși (14 stâlpi de 110 kV, 210 stâlpi de medie tensiune și 767 stâlpi de joasă tensiune)	Condiții meteorologice deosebite confirmate atât de atenționările și informările meteorologice, cât și de Avizele de Forță Majoră cu nr. 3054/17.10.2017 și 3055/17.10.2017, înregistrate la S.D.E.E. Transilvania Nord S.A. cu nr. 65925/18.10.2017 și respectiv 65928/18.10.2017.	278.226	176,55
19.09.2017, 11:54	Partial localitatea Floresti	9	LEA 20 kV Floresti-Abator suc. Cluj-Napoca)	Defect cu caracter trecător în condiții meteo nefavorabile (furtuna și ploi)	5955	2,94
19.09.2017, 12:35	Partial localitatea Dej	36	LEA 20 kV Dej - 1	Defect cu caracter trecător în condiții meteo nefavorabile (furtuna și ploi)	5135	4,05
30.09.2017, 17:12	Partial zona Sighet	10	LEA 20 kV Sighet - Radio Vad	Copac cazut pe linia electrică aeriană	8319	1,2
06.10.2017, 13:13	Suc. Oradea, Partial zona Salonta	6	Stăția de transformare 110/20 kV Salonta - declansare trafo 2 25 MVA, 110/20 kV prin protecția maximală de curent temporizată	funcționarea neselectivă a protecției REF 630 aferent trafo 2 – 25 MVA – 110/20 kV, în condițiile unui defect cu caracter trecător	13426	6
10.10.2017, 14:15	Partial zona cartier Manastur	9	Stăția de transformare 110/20/10 kV Campului - declansarea trafo 1 - 110/20/10 kV, pe partea de 10kV prin protecția maximală de curent, în condițiile apariției unui defect în rețeaua de distribuție de 10kV, respectiv defect pe LES 10kV Manastur 9	refuz mecanic de declanșare a întrerupătorului 10 kV aferent distribuitorului LES 10 kV Manastur 9, în condițiile apariției unui defect în rețeaua de distribuție de medie tensiune	19366	5,2
16.10.2017, 10:00	Partial zona municipiu Oradea	10	Stăția de transformare 110/20 kV - declansarea trafo 1 - 25 MVA 110/20 kV, prin protecția maximală de curent temporizată, în condițiile apariției unui defect în rețeaua de distribuție de 20kV, respectiv defect pe LES 20kV Poligrafie	Defect pe LES 20 kV Poligrafie și releu de protecție tip REF 542 aferent celei 20 kV Poligrafie.	19209	10
19.10.2017, 08:20	Partial zona Beclean și zona Agrișel	32	LEA 20 kV Beclean - Agrișel - declansare distribuitor 20kV în condițiile apariției unui defect în rețeaua de MT, respectiv defect LES 20kV între PA Covoare și SS435	Defect LES 20 kV între PA Covoare și SS 435	6111	1,4

20.10.2017, 17:38	Partial zona Somcuta	7	LEA 110 kV Baia Mare 3- Somcuta	Defect cu caracter trecător și a nefuncționării automatizării RAR în stația de transformare Baia Mare 3 (Stație aflată în gestiunea Transelectrica)	11000	4
21.10.2017, 22:30	Partial zona localității Bixad	4	LEA 20 kV Negresti - Bixad	Defectă cutie terminală la PT 4468	7236	1,8
23.10.2017, 01:33	Partial zona localității Unirea	5	Stația de transformare 110/20 kV Unirea	Defecte trecătoare concomitente, cu caracter trecător, pe două linii electrice de medie tensiune	15659	3,2
24.10.2017, 10:05	Partial zona Sarmas, Urmenis	56	LEA 20 kV Lechinta - Sarmaș	Defectă cutie terminală de exterior aflată în gestiunea unui consumator tert	5655	1,6
27.10.2017, 12:17	Partial zona cartier Iris, Marasti din Mun. Cluj Napoca	14	Stația de transformare 400/110/10 kV Cluj Est (gestiune Transelectrica)	Defect cauzat de umezeala în sirul de cleme la cofretul trafo 2	12791	14
21.11.2017, 8:23	Partial zona Bistrita	24	Stația 110/20kV Bistrita	Cutie terminală de interior contornată și arc electric în celula MT Sticla 1	11445	11
7.12.2017, 10:02	Partial zona municipiului Baia Mare	16	ST 110/20/10kV Baia Mare 4 - declansare trafo 2 - 25MVA prin protectia maximala de curent	relee intermediare defecte și bobina declanșare întreruptă în celula distribuitor 10 kV PT 121 din stația de transformare 110/20/10 kV Baia Mare 4	11343	6
9.12.2017, 01:32	zona Sighetu Marmatiei, Viseu de Sus, Borșa	10	LEA 110kV Cavnic-Viseu	Defect cu caracter trecător în condițiile depunerilor de chiciura pe conductoare	77051	20
9.12.2017, 14:53	Rodna, oras Sangeorz Bai, partial zona Valea Somesului si Valea Ilvelor	27	LEA 110kV Nasaud-Rodna	defect trecător apărut în condițiile înregistrării unor condiții meteorologice deosebite ( vânt puternic în zona).	17412	6,6

### 3.9 S.D.E.E. TRANSILVANIA SUD S.A.

#### 3.9.1 Capacitati energetice

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

##### 3.9.1.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.1.1

Nr. Crt	Categorie	2015			2016			2017		
		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)	3.166	41	3.207	3.166	41	3.207	3.166	41	3.207
2	MT(35/20/10/6kV)	10.382	3.303	13.685	10.412	3.362	13.774	10.452	3.425	13.877
3	JT (0,4 kV)	14.720	5.523	20.242	14.730	5.593	20.323	14.736	5.675	20.411
4	Branșamente	17.206	2.430	19.636	17.260	2.512	19.772	17.224	2.584	19.809

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

Tabelul nr. 3.9.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2015		2016		2017	
		Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)	Cantitate (buc.)	S total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	106	4.139	101	4.135	101	4133
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV			5	10	4	10
3	Posturi de transformare	8.424	2.534	8.641	2.538	8808	2603
4	Puncte de alimentare	195	-	226	-	231	-

#### 3.9.2 Durata de funcționare a instalațiilor

##### 3.9.2.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)		
1	IT (110 kV)	3.207	înainte de 1960	423,00	înainte de 1960	0,00	423,00	13,2
			1960-1979	1.989,44	1960-1979	8,15	1.997,59	62,3
			1980-1999	727,65	1980-1999	0,00	727,65	22,7
			2000-2017	26,11	2000-2017	33,03	59,14	1,8
2	MT	13.877	înainte de 1960	3.707,19	înainte de 1960	731,43	4.438,63	32,0
			1960-1979	4.290,04	1960-1979	1.082,32	5.372,36	38,7
			1980-1999	1.490,75	1980-1999	871,27	2.362,02	17,0
			2000-2017	964,21	2000-2017	739,48	1.703,69	12,3
3	JT	20.411	înainte de 1960	2.308,19	înainte de 1960	996,31	3.304,51	16,2
			1960-1979	7.140,83	1960-1979	2.101,17	9.242,00	45,3
			1980-1999	2.946,80	1980-1999	904,38	3.851,18	18,9
			2000-2017	2.340,21	2000-2017	1.672,94	4.013,15	19,7
4	branșamente	19.809	înainte de 1960	3.010,13	înainte de 1960	561,95	3.572,08	18,0
			1960-1979	8.191,69	1960-1979	896,86	9.088,55	45,9
			1980-1999	3.805,13	1980-1999	486,79	4.291,92	21,7
			2000-2017	2.217,41	2000-2017	638,75	2.856,16	14,4

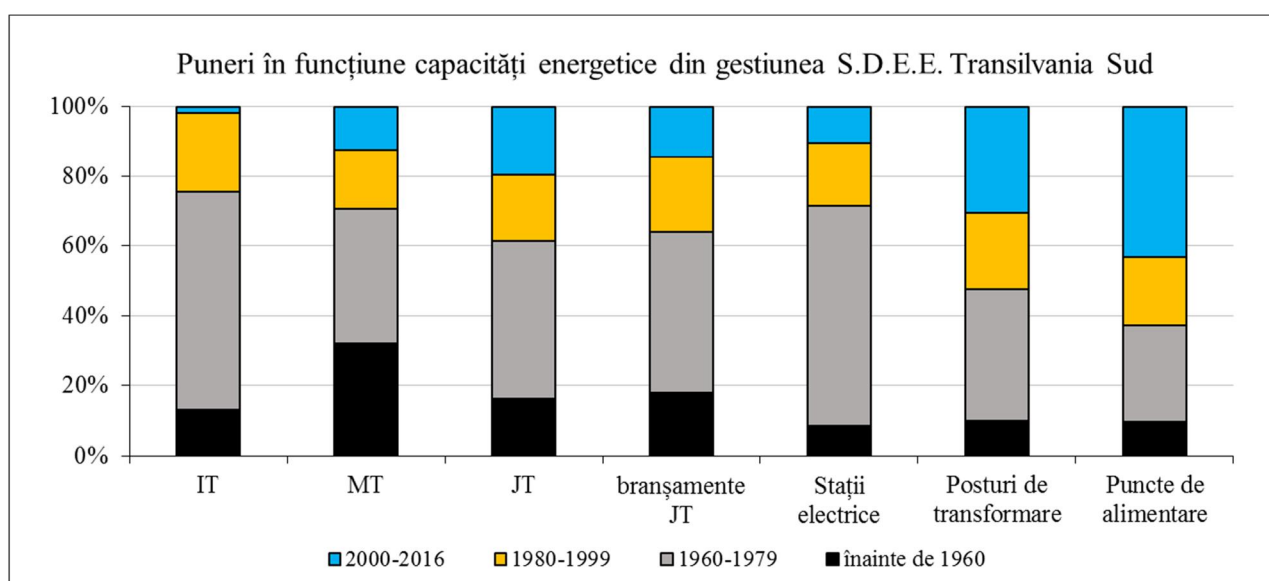
Se constată că în perioada 2000-2017 au fost puse în funcțiune cca. 2 % din liniile electrice aeriene la IT, respectiv 12 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 20 % din totalul categoriei.

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

Tabelul nr. 3.9.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	105	înainte de 1960	9	8,6
		1960-1979	66	62,9
		1980-1999	19	18,1
		2000-2016	11	10,5
Posturi de transformare	8.808	înainte de 1960	860	9,8
		1960-1979	3.322	37,7
		1980-1999	1.947	22,1
		2000-2016	2.679	30,4
Puncte de alimentare	231	înainte de 1960	22	9,5
		1960-1979	64	27,7
		1980-1999	45	19,5
		2000-2016	100	43,3

După anul 2000 s-a realizat un număr de 11 stații de transformare, reprezentând 10,5 % din totalul stațiilor.



### 3.9.3 Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### 3.9.3.1. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.3.1

Categorie		2015			2016			2017		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	3.166	138,4	-	3.166	9,90	-	3166	3	5,37
	LES	41	-	11,98	41	-	-	41	-	-
MT	LEA	10.383	284,3	38,9	10.412	94,40	64,70	10451	81,07	44,21
	LES	3.303	10,1	114,71	3.362	18,06	137,15	3425	16,33	72,69
JT (exclusiv bransamente)	LEA	14.720	134,2	69,4	14.730	268,60	46,32	14736	636,61	11,31
	LES	5.523	10,4	76,61	5.393	38,62	182,01	5675	49,88	61,00

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

Tabelul nr. 3.9.3.2

Categorie	2015			2016			2017		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune /transformare)	106	0	2	106	0	0	105	6	6
Posturi de transformare	8.524	267	82	8.641	67	138	8808	147	184
Puncte de alimentare	195	3	7	226	3	11	231	8	4

### 3.9.4 Programul de mentenanță

#### 3.9.4.1. Gradul de realizarea a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări

Tabelul nr. 3.9.4.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	89,4	91,7
	Control Periodic	72,7	55,1
LN2	Revizie Tehnică	104,6	52
	Intervenții Accidentale	132,5	135,7
LN3	Reparații de grad 1	100,2	38,7
	Reparații Accidentale	205,3	178,7
LN4	Reparații de grad 2	39,9	43,2
TOTAL		100,5	92,4

#### 3.9.4.2. Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 3.9.4.2

		LN1		LN2		LN3		LN4
		Lucrări Operative [%]	Control Periodic [%]	Revizii Tehnice [%]	Intervenții Accidentale [%]	Reparații de grad 1 [%]	Reparații Accidentale [%]	Reparații de grad 2 [%]
LEA	IT	94	57	13	-	-	266	9
	MT	85	48	187	103	24	157	44
	JT	100	58	-	129	30	156	67
LES	IT	-	73	-	-	-	-	-
	MT	67	0	0	60	21	158	5
	JT	79	38	0	135	99	153	107
Posturi transformare	MT/JT	90	62	21	122	27	191	127
Puncte de alimentare	MT	715	0	51	267	-	268	-
Stații de transformare	IT/MT	94	59	35	163	49	346	10
Alte instalații	IT	-	-	43	-	-	-	-
	MT	82	-	27	137	58	105	100
	JT	86	0	59	186	39	-	-

Au fost incluse lucrările executate cu forțe proprii și lucrări executate cu terții

Alte instalații includ: contoare, aparatură de măsură și control (AMC), echipamente teletransmisie/telegestiune energie electrică la MT și JT.

Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 32,61 % a reprezentat mentenanța preventivă iar 67,39 % a reprezentat mentenanța corectivă.

### 3.9.5. Incidente deosebite

Tabelul nr. 3.9.5

Nr. Crt	Data / ora producerii / ora revenirii			Localitati	Statia de transformare	Echipamentul	Cauza incidentului	Durata (min)	Nr. locuri consum / producere afectate	P intrerupta (MW)
1	11.08.2017	14.26	15.37	partial Alba Iulia	Barabant 110/20 kV	Trafo 3-110/20kV		61	19.127	9,1
2	04.09.2017	8.06	11.03	parc fotovoltaic Agrar Apod, sat Rahau, comunele Dostat, Spring, Cilnic, Garbova de Sebes, Cut, Daia Romana, Berghin, Ohaba si partial Rosia de Secas	Sebes 110/20 kV	LEA20 kV Apold	izolator defect pe linie stalpii 262-derivatia Ohaba Rosia de Secas	177	7.126	3,6
3	17.09.2017	17.32	20	utilizatori aferenti LEA 20 kV Sebes Apold	Sebes 110/20 kV	LEA20 kV Apold	conditii meteo deosebite	148	7.126	3,6
4	06.10.2017	9.23	9.29	Fantanele, Sibiel, Sacel, Mag, Vale, Saliste, Gales, Tilisca, Amnas, Aciliu, Apoldul de Sus, Dobarca, Miercurea, Apoldu de Jos, Sangatin, Toparcea, Poiana, Jina, Rod si 1 localitate partial: Orlat Fântânele, Sibiel, Sacel, Mag, Vale, Saliste, Gales, Tilișca, Amnaș, Aciliu, Apoldul de Sus, Dobarca, Miercurea, Apoldu de Jos, Sangatin, Toparcea	Orlat 110/20kV	LEA 20 kV Saliste	Derivatia 20kV PT10 Orlat-copac taiat si cazut pe LEA 20kV intre stalpii nr.26-27 conductorul aferent fazei S rupt cazut la pamant Copac căzut tăiat de persoane necunoscute	6	10.964	3,2
		9.29	10:13					41	7.790	
		10:13	10:18	partial Orlat				8	105	
5	07.10.2017	13.15	13.20	partial _Orlat, Fantanele, Sibiel, Sacel, Mag, Vale, Saliste, Gales, Tilisca, Amnas, Aciliu, Apoldul de Sus, Dobarca, Miercurea , Apoldu de Jos, Sangatin, Toparcea, Poiana, Jina , Rod	Orlat 110/20 kV	LEA 20 kV Saliste	Derivatia 20kV PT10 Orlat-copac taiat si cazut pe LEA 20kV intre stalpii nr.26-27 conductorul aferent fazei S rupt cazut la pamant Copac căzut tăiat de persoane necunoscute	5	10.964	3,2
		13.20	13.50	Fantanele, Sibiel, Sacel, Mag, Vale, Saliste, Gales, Tilisca, Amnas, Aciliu, Apoldul de Sus, Dobarca, Miercurea, Apoldu de Jos, Sangatin, Toparcea si 1 localitate partial : Orlat				30	7.790	
6	20.10.2017	11.06	11.48	Agârbiciu, Șoala, Coșșa Mică, Axente Sever, Șeica Mare, Călvaser, Boarta, Veseud, Ruși, Ștenia, Buia	Copsa Mica 110/20 kV	LEA 20 kV Copsa Mica -PA1	Copac taiat si cazut pe LEA 20kV intre stalpii nr.108-109, conductorul aferent fazei S rupt cazut la pamant intre stalpii nr.108-109 si izolator spart la stalp nr.108 faza S .Statia Copsa: celula 20kV PA1- mecanismul de actionare al IO 20kV defect. Copac căzut tăiat de persoane necunoscute	42	5.501	0,8
		11.48	12.23					35	4.866	
		12.23	17.14					291	533	
7	29.10.2017	14.58	15.32	Aciliu, Amnas, Gusu, Poiana, Jina, Pauca, Ludos, Miercurea Sibiuului, Rod, Toparcea, Apoldu de Sus, Apoldu de Jos	Orlat 110/20 Kv	LEA 20kV PA1 Saliste-Apold, recloserul R16 al derivatiei 20kV Poiana-Jina	La recloserul R16 (al derivatiei 20kV Poiana-Jina) - izolatorii aferenti TT-20kV fazele R si S conturnati si conductorul aferent fazei R lipit de consola, in conditii de vant in rafale in zona.	34	7.547	1,7
		15.32	16.23	Rod, Poiana, Jina				51	1.856	
8	01.11.2017	17.38	17.45	Sibiu	Aeroport 110/20 kV	LEA 20kV PT 394	LES 20kV statia Dumbrava –PT109 Sibiu afectat la sapatari	7	9.478	1,4
		17.45	18.2					35	3.025	
9	14.12.2017	3.05		Codlea, Ghimbav,Vulcan,Holbav,Vladeni, Dumbravita	Codlea 110/20 kV	Celula 20 kV CL 1	animal in celula 20 kV CL 1	32	21.081	9,8
	14.12.2017	3.37		Codlea				4	11.981	

### 3.10 Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție

La nivelul întregii țări se constată următoarele reparații a punerilor în funcțiune:

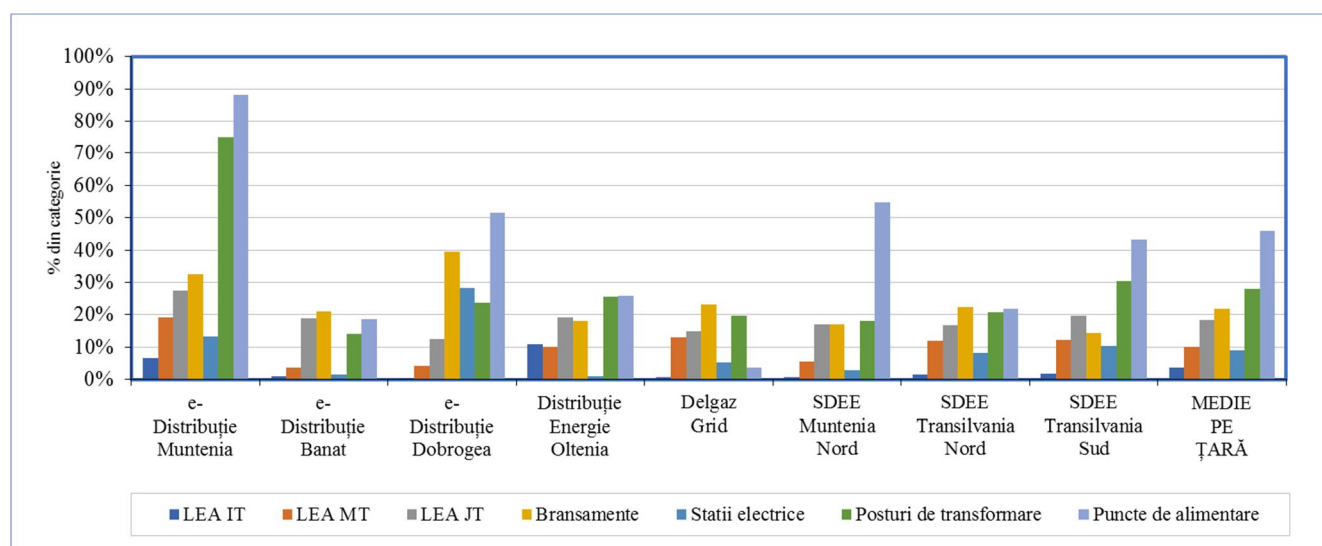
Tabelul nr. 3.10.1

PIF	LEA+LES IT [km traseu]	LEA+LES MT [km traseu]	LEA+LES JT [km traseu]	bransamente JT [km traseu]	Stații electrice [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
2000-2017	836	12.071	33.857	36.328	105	19.946	466
1980-1999	5.085	23.721	52.101	50.685	304	19.257	177
1960-1979	14.610	73.900	89.588	70.749	723	30.220	346
înainte de 1960	1.652	10.032	8.080	8.063	38	2.061	25
TOTAL	22.183	119.723	183.626	165.825	1.170	71.484	1.014

Tabelul nr. 3.10.2

PIF	% din total categorie						
	LEA+LES IT	LEA+LES MT	LEA+LES JT	bransamente JT	Stații electrice	Posturi de transformare	Puncte de alimentare
2000-2017	3,8	10,1	18,4	21,9	9,0	27,9	46,0
1980-1999	22,9	19,8	28,4	30,6	26,0	26,9	17,5
1960-1979	65,9	61,7	48,8	42,7	61,8	42,3	34,1
înainte de 1960	7,4	8,4	4,4	4,9	3,2	2,9	2,5

În perioada 2000-2017 ponderea punerilor în funcțiune a capacităților energetice din totalul categoriei este următoarea:



## 4 CONCLUZII

### 4.1 Serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

*Indicatorii de performanță generali* privind activitatea OTS, privind serviciul de sistem și coordonarea funcționării SEN au înregistrat următoarele performanțe:

- referitor la capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN, după o perioadă de cca. 10 ani de analiză se constată că valoarea puterii admisibile pentru schema cu N elemente (valoarea "de referință" cu care este comparată valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare) a prezentat variații în timp. Ca urmare, nu se poate stabili o evoluție statistică în timp a indicatorului când însăși valoarea "de referință" a variat în timp; Din motive de îndeplinire a criteriului de siguranță N-1, în anumite scheme de rețea reale cu echipamente retrase din exploatare (în secțiunile caracteristice S2, S3, S4 și S5) au fost necesare măsuri de regim de modificare a topologiei RED 110 kV, pentru care puterile admisibile în schemele reale de funcționare au fost mai mari sau egale cu valorile corespunzătoare schemei complete.
- referitor la consumul propriu tehnologic în RET, se înregistrează o îmbunătățire a valorii procentuale a acestuia în condițiile unui trend crescător în perioada 2013-2017 ale energiilor electrice introduse și extrase din RET, distribuției favorabile a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune din nord-vestul țării și a reducerii pierderilor corona pe fondul reducerii cantității de precipitații în zonele cu densitate mare de linii de transport;
- se constată o creștere a valorii indisponibilității medii în timp a transformatoarelor și autotransformatoarelor față de media perioadei 2013-2016 pentru cazul intreprerilor neplanificate;
- în anul 2017 nu s-a solicitat ajutor de avarie iar abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență s-a încadrat în valorile acceptate.

*Indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport* al energiei electrice au înregistrat degradări față de anii anteriori, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților de 289,46 MWh (față de 224,69 MWh în 2016, 38,36 MWh în 2015) și un timp mediu de întrerupere de 2,76 min/an (față de 2,11 min/an în 2016, 0,36 min/an în anul 2015). În anul 2017 s-a înregistrat o energie nelivrată în rețele electrice de producători de 1105,55 MWh, cu un timp mediu de întrerupere al acestora de 10,55 min./an. Degradarea acestor indicator s-a produs pe fondul uzurii tehnice a echipamentelor în condiții normale de funcționare și a duratelor de funcționare îndelungate, precum și sub influența manifestărilor extreme ale naturii.

Monitorizarea calității tehnice a energiei electrice s-au realizat într-un număr de 52 locații. În anul 2017 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard iar tensiunea nominală s-a încadrat în limitele

normate în peste 99,6 % din timp. Privitor la calitatea curbelor de tensiune și de curent, față de anul precedent s-a înregistrat un număr crescut al locațiilor cu abateri ale indicatorilor privind calitatea energiei electrice. S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 96 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 95,2 % pentru factorul total de distorsiune armonică, 72,03 % pentru indicatorul de flicker pe termen scurt și de 61,61 % pentru indicatorul de flicker pe termen lung. Se mențin în continuare problemele de calitate a energiei electrice, în care fenomenele de flicker sunt preponderente. Este necesară o investigație prin verificarea fiecăreia dintre aceste situații.

Din punct de vedere al *calității comerciale a serviciului* - indicatorii de performanță relevanți în procesul de racordare la RET se încadrează în termenele stabilite prin standard. Timpul mediu de emisie a avizului tehnic de racordare și a certificatului de racordare sunt în apropierea termenului limită impus de standard (10 zile calendaristice). Se consemnează de asemenea că OTS nu a înregistrat în anul 2017 reclamații privitoare la racordare, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

## 4.2 Serviciul de distribuție a energiei electrice

În anul 2017 s-a înregistrat un număr de 9.332.511 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) titulari de licență, concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, în creștere față de anii anteriori (9.260.396 în anul 2016, 9.187.239 în anul 2015), din care 5.134.099 în mediul urban (55,01% din total), respectiv 4.198.412 în mediul rural.

### 4.2.1 SAIDI

În ceea ce privește continuitatea în alimentare a utilizatorilor, principalul indicator de performanță este SAIDI. În tabelul de mai jos sunt prezentate valorile înregistrate în anul 2017:

Tabelul nr. 4.2.1.1

Indicator continuitate	Mediul	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a)	urban	13,11	49,67	42,52	68,20	52,90	56,40	82,19	86,50	54,3
planificat [min/an]	rural	201,49	345,74	400,75	293,55	426,84	461,66	344,69	309,42	362
SAIDI (d)	urban	118,40	119,07	85,21	143,71	183,46	104,64	163,93	183,55	139,97
neplanif. [min/an]	rural	270,63	493,22	312,63	429,03	428,55	507,77	596,36	470,91	458,2

În mediul urban SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 54,3 min/an (comparativ cu 63,2 min/an în 2016) iar SAIDI intreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare de 139,97 min/an (comparativ cu 147,28 în 2016).

În *mediu rural* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a crescut ca valoare medie la 362 min/an (față de 327 min/an în anul 2016) iar SAIDI întreruperi neplanificate s-a redus nesemnificativ la 458,2 min/an (față de 459,3 min/an în anul 2016).

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	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	46.57	160.73	199.89	192.80	261.69	276.07	207.82	176.99	193
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	145.44	259.41	185.11	301.46	320.31	323.16	370.89	300.20	284

SAIDI întreruperi planificate înregistrează o creștere a valorii medii la 193 min./an (față de valoare de 184 min./an în anul 2016), peste valoarea de circa 40 - 150 min./an înregistrată în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere nesemnificativă la valoarea de 284 min./an (față de 290 min./an în 2016), peste valoarea de cca. 20 - 100 min./an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2013 – 2017 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi neplanificate, dar o degradare a valorilor SAIDI, întreruperi planificate.

Tabelul nr. 4.2.1.3

An	2013	2014	2015	2016	2017
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	270	230	211	184	193
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	427	361	308	290	284

## 4.2.2 SAIFI

Un alt indicator important privitor la continuitatea serviciului îl reprezintă SAIFI carea a înregistrat valorile:

Tabelul nr. 4.2.2.1

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [intr./an]	urban	0,07	0,23	0,19	0,27	0,19	0,17	0,37	0,46	0,24
	rural	0,75	1,16	1,62	1,04	1,34	1,34	1,08	0,93	1,17
SAIFI (d) neplanificat [intr./an]	urban	2,54	3,54	2,76	2,23	3,13	1,63	2,06	2,53	2,53
	rural	6,12	8,22	6,40	4,38	5,02	2,54	4,60	4,39	4,75

În *mediul urban* SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 0,24 într./an (față de 0,26 într./an în anul 2016). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la o valoare de 2,53 într./an (față de 5,19 într./an în anul 2016)

În mediul rural, SAIFI întreruperi planificate (cazul d) a înregistrat o creștere la 1,17 într./an (față de 1,12 într./an în anul 2016). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la 4,75 într./an (față de 5,19 întreruperi/an în anul 2016).

Agregat la nivel de țară s-au înregistrat următoarele valori:

Tabelul nr. 4.2.2.2

OD	E-Distributie Muntenia	E-Distributie Banat	E-Distributie Dobrogea	Distributie Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi planificate (a) [intr./an]	0,19	0,58	0,82	0,70	0,83	0,80	0,71	0,65	0,66
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr./an]	3,18	5,30	4,36	3,42	4,19	2,12	3,28	3,28	3,54

SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,66 într./an, la nivelul anului 2016 (0,65 într./an în anul 2016) și se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într./an în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare medie pe țară de 3,54 într./an (față de 3,83 într./an în anul 2016), peste valoarea medie de cca. 1 - 2 într./an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2013 – 2017 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperi neplanificate, dar o degradare a valorilor SAIDI, întreruperi planificate.

Tabelul nr. 4.2.2.3

An	2013	2014	2015	2016	2017
SAIFI intreruperi planificate (a) [intr./an]	0,99	0,80	0,77	0,65	0,66
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr./an]	4,75	4,35	4,19	3,83	3,54

### 4.2.3 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. Dintre operatorii de distribuție concesionari, Distribuție Energie Oltenia continuă să realizeze cel mai amplu program de monitorizare a calitatii energiei electrice, în 65 puncte de analiză.

Începând cu anul 2017, prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice a fost impusă obligația extinderii monitorizării calității energiei electrice în cel puțin 25% din stațiile de transformare deținute de OD concesionari. Se înregistrează nerespectarea acestei obligații în cazul E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea, S.D.E.E. Muntenia Nord, S.D.E.E. Transilvania Nord, S.D.E.E. Transilvania Sud. Gradul cel mai redus de monitorizare se înregistrează în cazul SDEE Transilvania Sud, cu un procent de 8,5 %.

Se impune extinderea numărului de puncte de analiză, în conformitate cu obligațiile impuse prin standardul de performanță, acolo unde nu s-a realizat deja acest lucru.

În baza analizei rezultatelor înregistrate de analizoarele de calitate a energiei electrice și în corelare cu reclamațiile pe tema calității energiei electrice înregistrate de operatorul de distribuție se impune desfășurarea de investigații pentru depistarea și eliminarea cauzelor care duc la degradarea indicatorilor de calitate a energiei electrice, precum și implementarea unui management orientat spre îmbunătățirea performanțelor rețelelor electrice.

#### **4.2.4 Calitatea comercială a serviciului**

- privitor la *calitatea comercială a serviciului de distribuție* a energiei electrice se constată următoarele:
  - timpul mediu de emiterie a avizului tehnic de racordare în anul 2017, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 5,9 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 15,7 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție. Dintre operatorii de distribuție, la E-Distribuție Muntenia s-a constatat depășirea cu mult a limitei termenului maxim admis prin Standard pentru timpul mediu de emiterie a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție (10 zile), cu o valoare medie înregistrată de 19,25 zile.
  - timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2017 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4 zile, cu o valoare maximă de 9 zile la E-Distribuție Dobrogea și SDEE Muntenia Nord, încadrându-se în termenul limită de 10 zile calendaristice, prevăzut în Standard.
  - timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 11 zile la JT și MT și 8 zile la IT.
  - durata medie a procesului de racordare (timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare) a fost de 83 zile la JT, respectiv 234 zile la MT la nivelul întregii țări, iar costul mediu al procesului de racordare a fost de 1.884 lei la JT, respectiv 68.645 lei la MT;
  - timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 17 zile la JT și 14 zile la MT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. La IT nu au fost înregistrate reclamații.
  - s-a înregistrat un *număr maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune* în cazul S.D.E.E. Muntenia Nord la JT (2.028 reclamații din totalul de 4.227 la nivelul întregii țări), respectiv Distribuție Energie Oltenia la MT (218 reclamații din totalul de 305 la nivelul întregii țări);
  - timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 15 zile la JT, 13,2 zile la MT și 8,6 la IT, S-au înregistrat valori maxime de 21,2 zile la JT în cazul Delgaz Grid și 14 zile la MT în cazul Distribuție Energie Oltenia, valori care se încadrează în termenul limită de 20 zile calendaristice, prevăzut 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 14 zile la JT și IT și 12 zile la MT, la nivelul întregii țări. S-au înregistrat valori maxime de 18 zile la JT la E-Distributie Banat și Delgaz Grid, cu încadrarea în termenul maxim de 30 zile, stabilit în Standard.
- timpul mediu de răspuns la reclamațiile privind datele măsurate a fost de 14 zile la JT, 9 zile la MT și 11 zile la IT.
- 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 2 zile la JT și MT. La IT nu au existat reconectări.
- la nivel de țară se constată că 78,6 % din compensațiile acordate au avut la bază neîndeplinirea indicatorilor de calitate comercială a serviciului. Compensațiile privind continuitatea serviciului de distribuție reprezintă 21,7% din total *în condițiile în care la nivelul JT compensațiile se acordă doar la solicitarea utilizatorului*. Menționăm faptul că standardul prevede ca începând cu 1.01.2019 compensațiile pentru nerespectarea indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de distribuție a energiei electrice să se plătească în mod automat pentru toate nivelurile de tensiune.

### **4.3 Starea rețelelor electrice**

Referitor la *starea rețelelor electrice*, atât ale operatorului de transport al energiei electrice cât și ale operatorilor de distribuție, se constată că o mare parte a instalațiilor aflate în prezent în funcțiune au durată de funcționare îndelungată. Baza de active a operatorilor este în general învechită, cu o proporție semnificativă de active mai vechi de 35 de ani. Acestea se apropie, în marea lor majoritate, de sfârșitul duratei standard de viață. Pentru unele dintre aceste active, durata de viață în funcțiune poate fi extinsă, în timp ce altele trebuie neapărat înlocuite. Se poate constata că doar o mică parte din totalul capacităților energetice a fost reabilitată sau modernizată.

Se impune aplicarea unor programe consistente de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, precum și intensificarea și eficientizarea activităților de mentenanță pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali și realizarea unei monitorizări și evaluări adecvate a stării rețelelor.