

**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  
- 2019 -**

# Cuprins

1. Indicatorii de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem .....	4
1.1 Indicatori de performanță generali privind activitatea operatorului de transport și de sistem .....	4
1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport.....	4
1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem .....	10
1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN .....	11
1.2 Indicatori de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice .....	13
1.3 Indicatori de performanță privind calitatea tehnică a energiei electrice.....	16
1.4 Indicatori de performanță privind calitatea comercială a serviciului .....	22
2. Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice .....	25
2.1 Date generale.....	25
2.2 Continuitatea în alimentarea utilizatorilor.....	27
2.2.1 Introducere.....	27
2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice .....	30
2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară .....	31
2.2.4 Indicatorul AIT la IT .....	37
2.3 Calitatea tehnică a energiei electrice .....	38
2.3.1. E-Distribuție Muntenia.....	39
2.3.2. E-Distribuție Banat.....	39
2.3.3. E-Distribuție Dobrogea .....	40
2.3.4. Distribuție Energie Oltenia .....	41
2.3.5. Delgaz Grid .....	42
2.3.6. SDEE Muntenia Nord .....	43
2.3.7. SDEE Transilvania Nord.....	43
2.3.8. SDEE Transilvania Sud.....	44
2.4 Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice .....	45
2.4.1. Avize tehnice de racordare .....	45
2.4.2. Contracte de racordare .....	46
2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție .....	48
2.4.4. Procesul de racordare .....	49
2.4.5. Reclamații .....	50
2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor .....	55
3. Starea tehnică a rețelelor electrice.....	56
3.1 Starea tehnică a rețelei electrice de transport .....	56
3.1.1. Capacități energetice .....	56
3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	57
3.1.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	59
3.1.4. Realizarea planului anual de investiții.....	60
3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET .....	64
3.1.6. Monitorizarea stadiului proiectelor de interes comun .....	64
3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță .....	65
3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport.....	66
3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică .....	67
3.2 E-Distribuție Muntenia S.A.....	76
3.2.1. Capacități energetice .....	76
3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	76
3.2.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	78
3.2.4. Realizarea planului anual de investiții.....	78
3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	80
3.2.6. Incidente deosebite în anul 2019.....	82
3.3 E-distribuție Banat S.A. ....	83
3.3.1. Capacități energetice .....	83
3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor .....	83
3.3.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi .....	84
3.3.4. Realizarea planului anual de investiții.....	85
3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță .....	86
3.3.6. Incidente deosebite în anul 2019.....	88

3.4	E-Distribuție Dobrogea S.A.	89
3.4.1.	Capacități energetice	89
3.4.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	89
3.4.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	90
3.4.4.	Realizarea planului anual de investiții	91
3.4.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	92
3.4.6.	Incidente deosebite în anul 2019	94
3.5	Distributie Energie Oltenia S.A.	95
3.5.1.	Capacități energetice	95
3.5.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	95
3.5.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	96
3.5.4.	Realizarea planului anula de investiții	97
3.5.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	98
3.5.6.	Incidente deosebite în anul 2019	100
3.6	Delgaz Grid S.A.	101
3.6.1.	Capacități energetice	101
3.6.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	101
3.6.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	102
3.6.4.	Realizarea planului anual de investiții	103
3.6.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	104
3.6.6.	Incidente deosebite în anul 2019	106
3.7	SDEE Electrica Muntenia Nord S.A.	107
3.7.1.	Capacități energetice	107
3.7.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	107
3.7.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	109
3.7.4.	Realizarea planului anual de investiții	109
3.7.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	110
3.7.6.	Incidente deosebite în anul 2019	112
3.8	SDEE Transilvania Nord S.A.	113
3.8.1.	Capacitati energetice	113
3.8.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	113
3.8.3.	Capacități energetice rețehnologizate / noi	114
3.8.4.	Realizarea planului anual de investiții	115
3.8.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	116
3.8.6.	Incidente deosebite în anul 2019	117
3.9	SDEE Transilvania Sud S.A.	119
3.9.1.	Capacități energetice	119
3.9.2.	Durata de funcționare a instalațiilor	119
3.9.3.	Capacități energetice rețehnologizate/noi	120
3.9.4.	Realizarea planului anual de investiții	121
3.9.5.	Realizarea planului anual de mentenanță	122
3.9.6.	Incidente deosebite în anul 2019	124
3.10	Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție	125
3.11	Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de investiții în RED	125
3.12	Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED	126
3.13	Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de mentenanță în RED	127
4.	Concluzii	129

**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  
- 2019 -**

## **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/retehnologizării rețelelor electrice și influențează în mod major eficiența rețelelor și eficiența economică a activității utilizatorilor acestora. În categoria utilizatorilor rețelelor electrice sunt incluși consumatorii de energie electrică, producătorii precum și alți operatori de rețea racordați la rețelele sistemului electroenergetic național (SEN).

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

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 concesionari (OD) au transmis la ANRE valorile indicatorilor de performanță înregistrate în anul 2019, precum și informațiile prin care acești operatori justifică valorile înregistrate.

De asemenea, prezentul raport prezintă o situație privind starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție la finalul anului 2019, bazată pe datele de raportare transmise în cadrul *Raportului anual al titularului de licență*, prevăzut de *Metodologia de întocmire a Raportului anual de către titularii de licențe din sectorul energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/2016, precum și a *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 204/2019.



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

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

Indicatorii de performanță se referă la:

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

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

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

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

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

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

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

Pentru anul 2019 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 1.1.1.1

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2019 [MW]
<i>Perioada: 01.01.2019 – 06.06.2019</i>			
1	L 400 kV Urechești – Domnești L 400 kV Slatina – București Sud L 400 kV Porțile de Fier – Djerdap L 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud L 400 kV Tântăreni – Kozlodui (d.c.) L 400 kV Tântăreni – Bradu L 220 kV Porțile de Fier – Reșita (d.c.) L 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele L 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	3.050	2.561
2	L 400 kV Sibiu Sud – Brașov L 400 kV Tântăreni – Bradu L 400 kV Urechești – Domnești L 400 kV Slatina – București Sud L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Iernut – Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele	1.920	1.919
3 Vest->Est	L 400 kV Brașov – Gutinaș L 400 kV București Sud – Gura Ialomiței L 400 kV București Sud – Pelicanu L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Gheorgheni – Stejaru	600	589
4	L 400 kV Mukacevo – Roșiori L 400 kV Sibiu Sud – Iernut L 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești L 220 kV Stejaru – Gheorgheni	950	918
5	L 400 kV Brașov – Gutinaș L 400 kV Smârdan – Gutinaș L 220 kV Gheorgheni – Stejaru L 220 kV Barboși – Gutinaș provizorat	510	495
6	L 400 kV Smârdan – Gutinaș L 400 kV București Sud – Gura Ialomiței L 400 kV București Sud – Pelicanu L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Barboși – Gutinaș provizorat	2.880	2.831
<i>Perioada: 06.06.2019 – 29.10.2019</i>			
1	L 400 kV Urechești – Domnești L 400 kV Slatina – București Sud L 400 kV Porțile de Fier – Djerdap L 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud L 400 kV Tântăreni – Kozlodui (d. c.) L 400 kV Tântăreni – Bradu L 220 kV Porțile de Fier – Reșita (d.c.) L 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele L 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	2.180	1.906
2	L 400 kV Sibiu Sud – Brașov	2.240	2.223

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2019 [MW]
	L 400 kV Tântăreni – Bradu L 400 kV Urechești – Domnești L 400 kV Slatina – București Sud L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Iernut – Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele		
3 Vest->Est	L 400 kV Brașov – Gutinaș L 400 kV București Sud – Gura Ialomiței L 400 kV București Sud – Pelicanu L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Gutinaș – Gheorgheni – derivație AT1 Dumbrava provizorat	960	959
4	L 400 kV Mukacevo – Roșiori L 400 kV Sibiu Sud – Iernut L 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești L 220 kV Gutinaș – Gheorgheni – derivație AT1 Dumbrava provizorat	670	627
5	L 400 kV Brașov – Gutinaș L 400 kV Smârdan – Gutinaș L 220 kV Gutinaș – Gheorgheni – derivație AT1 Dumbrava provizorat L 220 kV Barboși – Gutinaș provizorat	350	350
6	L 400 kV Smârdan – Gutinaș L 400 kV București Sud – Gura Ialomiței L 400 kV București Sud – Pelicanu L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Barboși – Gutinaș provizorat	2.640	2.559
<i>Perioada: 29.10.2019 – 31.12.2019</i>			
1	L 400 kV Urechești – Domnești L 400 kV Slatina – București Sud L 400 kV Porțile de Fier – Djerdap L 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud L 400 kV Tântăreni – Kozlodu (d.c.) L 400 kV Tântăreni – Bradu L 220 kV Porțile de Fier – Reșita (d.c.) L 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele L 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	1.890	1.851
2	L 400 kV Sibiu Sud – Brașov L 400 kV Tântăreni – Bradu L 400 kV Urechești – Domnești L 400 kV Slatina – București Sud L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Iernut – Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele	1.830	1.800
3 Vest->Est	L 400 kV Brașov – Gutinaș L 400 kV București Sud – Gura Ialomiței	590	582

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2019 [MW]
	L 400 kV București Sud – Pelicanu L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Gutinaș – Gheorgheni-derivație AT1 Dumbrava provizorat		
4	L 400 kV Mukacevo – Roșiori L 400 kV Sibiu Sud – Iernut L 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești L 220 kV Gutinaș – Gheorgheni-derivație AT1 Dumbrava provizorat	1.010	953
5	L 400 kV Brașov – Gutinaș L 400 kV Smârdan – Gutinaș L 220 kV Gutinaș- Gheorgheni – derivație AT1 Dumbrava provizorat L 220 kV Barboși – Focșani Vest	430	430
6	L 400 kV Smardan – Gutinaș L 400 kV București Sud – Gura Ialomiței L 400 kV București Sud – Pelicanu L 400 kV Rahman – Dobrudja L 400 kV Stupina – Varna L 220 kV Barboși – Focșani Vest	2.690	2.679

Notă: Valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare se determină 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.

*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.

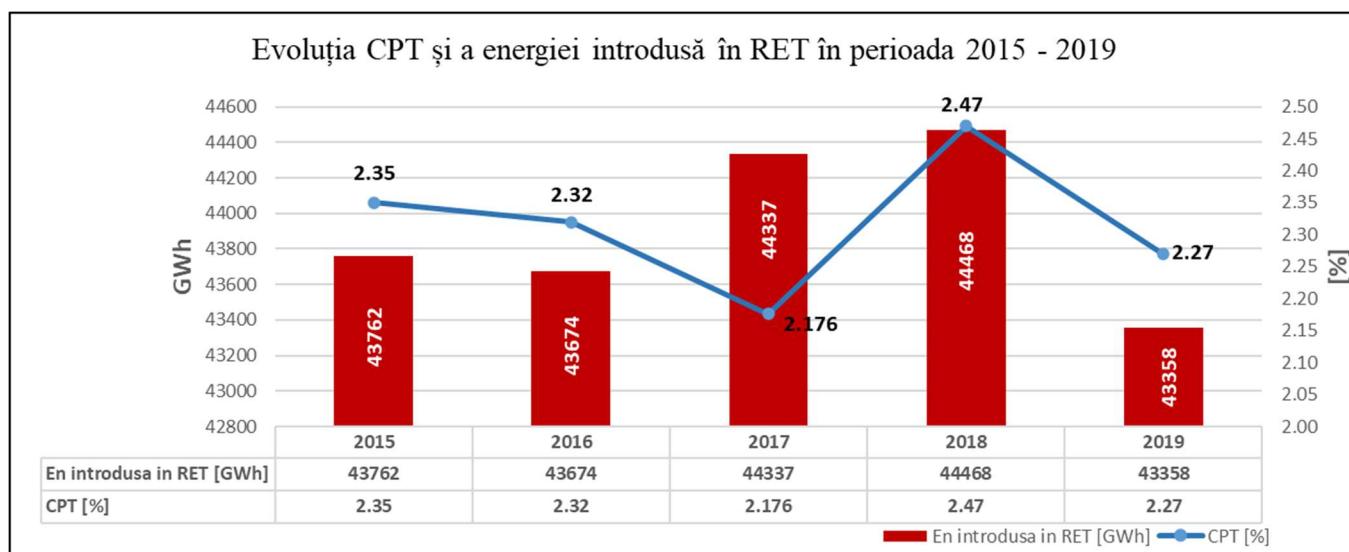
Tabelul nr. 1.1.1.2

Anul 2019	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	43.358.388
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	42.372.876
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	985.512
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,27

În Tabelul nr. 1.1.1.3 este prezentată o situație comparativă a consumului propriu tehnologic în RET înregistrat în perioada 2015-2019.

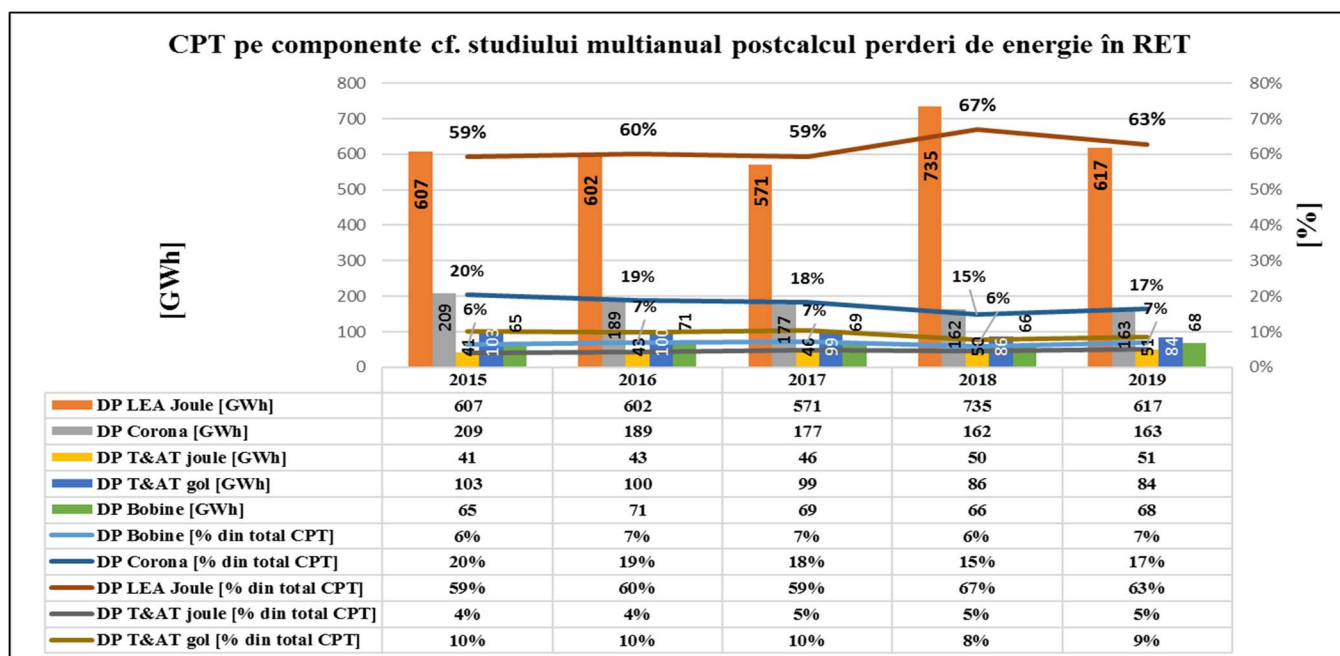
Tabelul nr. 1.1.1.3

Anul	2015	2016	2017	2018	2019
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	43.762	43.674	44.337	44.468	43.358
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	42.732	42.662	43.372	43.368	42.373
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	1.030	1.012	965	1.100	986
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,35	2,32	2,18	2,47	2,27



Energia intrată în conturul RET în anul 2019 a scăzut cu 2,5 % (1.110 GWh) în raport cu anul precedent, pe fondul scăderii consumului intern net cu cca. 1,2 %, scăderii cu cca. 5,7 % (187 GWh) a energiei primite din rețeaua de distribuție, a scăderii cu 9,4 % (3.615 GWh) a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în RET, a creșterii cu 95 % a fluxurilor fizice de import și a scăderii cu cca. 25 % a cantității de energie electrică exportată.

Consumul propriu tehnologic aferent RET a scăzut cu 10,4 % (114 GWh) în raport cu anul precedent. La reducerea pierderilor a contribuit în primul rând distribuția foarte favorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune, care a determinat reducerea transportului la distanță: pe liniile situate pe granițele din nord și nord – vest, situate în zone deficitare din punct de vedere al producției de energie electrică, a crescut importul fizic de la 1.396 GWh la 3.988 GWh și a scăzut exportul fizic de la 1.488 GWh la 265 GWh; pe liniile situate pe granițele din sud și sud – vest, situate în zone excedentare din punct de vedere al producției de energie electrică, a crescut ușor importul fizic, de la 1.434 GWh la 1.531 GWh, respectiv a scăzut ușor exportul fizic de la 3.878 GWh la 3.738 GWh.



Conform situației evoluției pierderilor de energie în RET defalcată pe componente (*pierderi prin efect Joule-Lenz în linii, transformatoare și autotransformatoare, pierderi la funcționarea în gol a transformatoarelor și autotransformatoarelor, pierderi în bobinele de compensare, pierderi în linii datorate efectului Corona*) realizată pe baza studiilor de postcalcul întocmite de OTS trimestrial și prezentată în figura de mai sus, în anul 2019 se remarcă o scădere semnificativă a pierderilor Joule-Lenz în linii față de anul 2018 (-16%). Raportat la nivelurile de tensiune, 64,4 % din totalul CPT realizat în anul 2019 este aferent liniilor și echipamentelor care lucrează pe nivelul de tensiune de 400 kV, iar 35,6 % liniilor și echipamentelor care lucrează pe nivelul de tensiune de 220 kV.

Distribuția ponderii procentuale a CPT pe elemente de rețea în anul 2019 evidențiază faptul că nivelul CPT a fost influențat, în cea mai mare măsură, de repartiția producției de energie electrică în teritoriu și de structura schimbului de energie electrică cu sistemele vecine, respectiv de nivelul de încărcare al liniilor generat prin circulația fluxurilor de putere necesare pentru asigurarea cererii de consum.

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

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

unde notațiile reprezintă:

n – numărul total de evenimente;

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

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

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

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

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

Pentru anul 2019 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 1.1.1.4.

Tabelul nr. 1.1.1.4

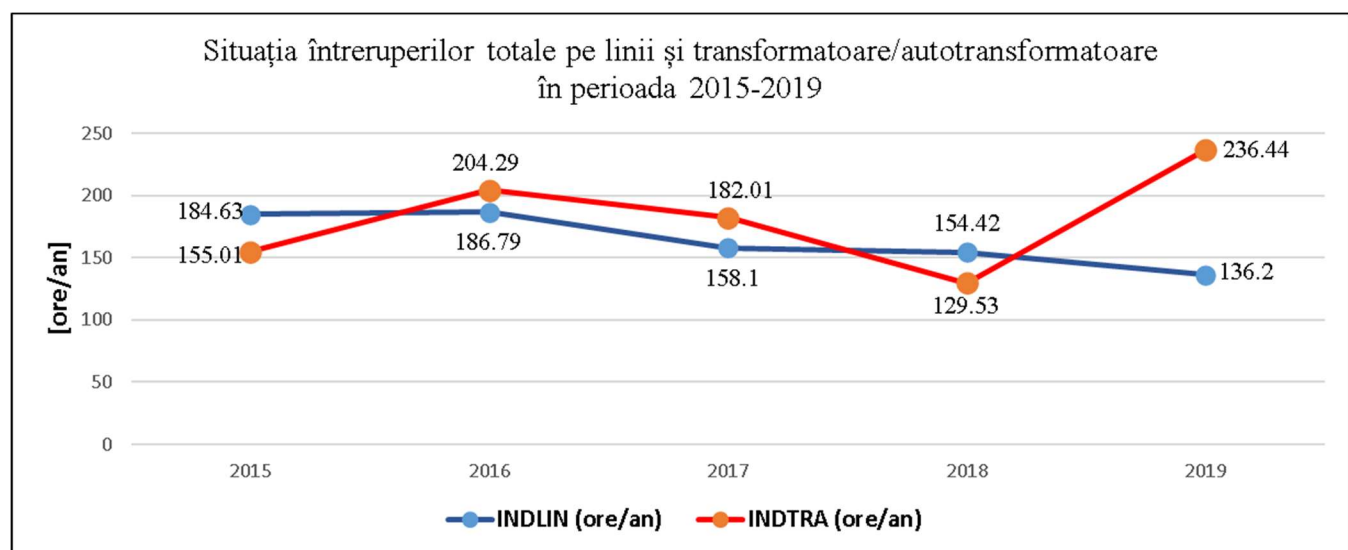
Anul 2019	Indisponibilitate <i>totală</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>planificate</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>neplanificate</i> [ore]
INDLIN	136,2	129,01	7,19
INDTRA	236,44	208,88	27,56

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate reprezintă cca. 5,3 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice, respectiv 11,7 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul de ore ale unui an, INDLIN reprezintă 1,6 %, iar INDTRA reprezintă 2,7 %.

În tabelul nr. 1.1.1.5 este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2015 - 2019.

Tabelul nr. 1.1.1.5

Anul	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Înteruperi planificate:</b>					
INDLIN (ore/an)	147,95	169,91	146,43	145,17	129,01
INDTRA (ore/an)	146,11	199,38	163,50	126,42	208,88
<b>Înteruperi neplanificate:</b>					
INDLIN (ore/an)	36,68	16,88	11,67	9,25	7,19
INDTRA (ore/an)	8,9	4,91	18,51	3,11	27,56
<b>Total:</b>					
INDLIN (ore/an)	184,63	186,79	158,10	154,42	136,20
INDTRA (ore/an)	155,01	204,29	182,01	129,53	236,44



În anul 2019 indicatorii de indisponibilitate privind utilizarea RET ( INDLIN și INDTRA) au avut evoluții diferite. INDLIN a avut un trend descrescător, influențat în primul rând de numărul redus de incidente din LEA. Conform afirmațiilor OTS, acest rezultat poate fi pus pe seama unei bune întrețineri a culoarelor de trecere a LEA din RET, precum și pe vremea deosebit de bună din ultima parte a anului, dar și pe faptul că o parte din liniile electrice retrase în anul 2018 pentru lucrări de mentenanță majoră sau investiții au fost redat în exploatare în cursul anului 2019 ca urmare a finalizării lucrărilor. INDTRA a avut un trend crescător influențat atât de defectarea pe o perioadă îndelungată a unor unități de transformare, în special în trimestrul IV al anului 2019, cât și de graficele de lucrări de investiții și mentenanță (o parte din unitățile de transformare necesitand lucrări de mentenanță minoră).

### 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 2019 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 ACE [MWh/h]			
An	2017	2018	2019
ACE valoare medie	1,67	1,01	2,74
ACE valoare maximă	229	300	256
ACE valoare minimă	-133	-206	-218
Deviația standard	13,38	12,98	13,5

Se constată o valoare medie a abaterii soldului cu corecția de frecvență mai mare față de anul 2018, cu valori maxime și minime mai mici față de 2018, pe fondul existenței la nivelul ariei sincrone Europa Continentală a unor dezechilibre negative. Astfel, fără a introduce valori maxime mai mari, ACE a avut tendința de a compensa abaterile, în sens pozitiv. Această reacție corectă a reglajului secundar frecvență-putere (ACE) se poate analiza în comparație cu valoarea abaterii pătratice a timpului sincron. Valorile ACE se încadrează în dispesia normală.

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

Congestiile și restricțiile de rețea care au cauzat aceste congestii în anul 2019 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]	-	2.315,772	-
Costul congestiilor [lei]	-	1.656.528,27	

Tabelul nr. 1.1.3.2

Nr. Crt	Zona unde a apărut restricția de rețea	Cauza restricției de rețea	Măsurile pentru eliminarea restricției de rețea
1.	Secțiunea 4	Retragerea accidentală din exploatare a LEA 220 kV Fântânele – Ungheni.	Respectarea criteriului N-1 prin creșterea puterii produse în secțiune.
2	Secțiunea 4	Retragerea programată din exploatare a LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud.	Respectarea criteriului N-1 prin creșterea puterii produse în secțiune.
3	Dobrogea	Deconectarea LEA 400 kV Constanta Nord – Tariverde, solicitată de către echipele ISU pentru evitarea accidentelor de natură electrică.	Respectarea criteriului N-1 prin reducerea pe Piața de Echilibrare, sub puterile notificate, a producției în CEED care debitau în zona afectată de deconectarea liniei de transport.



1) În data de **14.01.2019** la ora 15:44, pe fondul condițiilor meteo nefavorabile (viscol), a declanșat cu RAR nereușit în capete LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni. La ora 15:53 în stația Fântânele s-a conectat pentru probă LEA 220 kV Gheorgheni și a declanșat. S-a dispus control pe linie. Până la ora 19:25 s-a finalizat controlul pe LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni între stâlpii 106 și 117 și nu s-a observat nimic deosebit. La ora 19:25 în stația Gheorgheni s-a conectat pentru probă LEA 220 kV Fântânele și a declanșat din nou. Linia a rămas indisponibilă, controlul fiind reluat în data de 15.01.2019, ora 6:00. În urma controlului finalizat la 9:14 s-a găsit un vârfar rupt la stâlpul 120, într-o zonă greu accesibilă, cu strat de zăpadă consistent (cca. 30 ÷ 40 cm). Linia a fost redată în exploatare în data de 28.01.2019, ora 17:27, după montarea a trei stâlpi de intervenție în apropierea stâlpului avariat și demontarea acestuia din urmă. În condițiile prezentate mai sus, în unele intervale orare din zilele de 14, 15, 17 și 22 ianuarie, pentru asigurarea puterii admisibile în zona de nord-vest a țării (secțiunea caracteristică S4) și respectarea criteriului de siguranță N-1, a fost necesară selecția la creștere pe congestie a producției pentru grupuri din centralele Mărișelu, Remeți, Munteni și Iernut. Pentru perioada respectivă, ANM a emis succesiv mai multe coduri galbene de atenționare, referitoare la ninsori abundente și intensificări semnificative ale vântului, inclusiv pentru zona traversată de LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni. OTS a obținut de la Camera de Comerț și Industrie Harghita certificatul de forță majoră cu nr. 2390/16.01.2019. Costul eliminării congestiilor în acest caz reprezintă cea mai mare parte a cheltuielilor cu congestiile înregistrate în anul 2019 (aproape 99 % din total). Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab va reduce congestiile care apar în zona de nord-vest a SEN la retragerea unei LEA de 400 kV din RET, inclusiv a LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni.

2) În perioada **13 ÷ 16.05.2019**, s-a retras programat din exploatare, cu revenire în exploatare la sfârșitul zilei, LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud, pentru efectuarea de lucrări de mentenanță minoră și eliminare neconformități. În ziua de 14.05.2019, pe fondul deficitului crescut în secțiunea S4, care a depășit valoarea maximă admisibilă de 450 MW calculată pentru această configurație de rețea, pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiune a fost necesară selecția la creștere pe congestie a producției unui grup în centralele Remeți și Munteni, în intervalul de timp necesar pentru ca echipa de intervenție să fie scoasă din teren și linia să fie redată în exploatare. Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab 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.

3) În data de **28.12.2019** la ora aproximativă 01:00, în zona localității Ovidiu, un cetățean s-a urcat pe stâlpul nr. 21 (de tip PAS) al LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde. Persoana în cauză a fost cea care a sunat la numărul unic de urgență 112. Echipele ISU au contactat reprezentanții C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și au solicitat deconectarea LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde pentru evitarea accidentelor de natură electrică. Deoarece producția în centralele electrice eoliene era ridicată, iar prin deconectarea LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde nu se respecta criteriul de siguranță N-1 în zona de rețea Tulcea – Tariverde, a fost necesară reducerea producției în centralele electrice eoliene dispecerizabile din zona Tulcea și Tariverde, astfel: în intervalul 04:40 – 05:25 s-a dispus limitarea producției la notificarea fizică și în intervalul 05:25 – 06:15 s-a dispus limitarea producției (pe congestie de rețea) la 0,8 din notificarea fizică. Ca urmare a negocierilor persoana a fost convinsă să se dea jos de pe stâlp, după care a fost preluată de către echipele de intervenție. LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde a fost deconectată în intervalul 04:12 – 06:13.

## 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).

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

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

unde :

ENS - reprezintă energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată (MWh);

AD – reprezintă consumul anual de energie electrică (Annual Demand), exclusiv pierderile de energie electrică activă din RET și RED, inclusiv exportul (MWh).

Indicatorii de performanță generali de continuitate au avut în anul 2019 următoarele valori:

Tabelul nr. 1.2.1

Indicator	Tipul întreruperii	Total
ENS [MWh]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	8,983 / 0,249 <sup>1)</sup>
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	91,784 / 6,532 <sup>1)</sup>
AIT [min/an]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0,0885 / 0,00245 <sup>2)</sup>
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	0,9047 / 0,0643 <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

Evoluția valorii indicatorilor de continuitate a serviciului de transport al energiei electrice în perioada 2015-2019 este prezentată în tabelul 1.2.2.

Tabelul nr. 1.2.2

Indicator		2015	2016	2017	2018	2019
ENS (MWh)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	<sup>1)</sup>	38,62	0	0 / 476,66 <sup>2)</sup>	8,983 / 0,249 <sup>2)</sup>
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	11,85 / 2,05 <sup>2)</sup>	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	38,36	224,69 / 264,70 <sup>2)</sup>	289,46 / 1105,55 <sup>2)</sup>	118,81 / 3088,83 <sup>2)</sup>	91,784 / 6,532 <sup>2)</sup>
AIT (min/an)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	<sup>1)</sup>	0,36	0	0 / 4,52 <sup>2)</sup>	0,0885 / 0,00245 <sup>2)</sup>
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0.113 / 0.019 <sup>2)</sup>	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	0.36	2,11 / 2,49 <sup>2)</sup>	2,762 / 10,55 <sup>2)</sup>	1,127 / 29,302 <sup>2)</sup>	0,9047 / 0,0643 <sup>2)</sup>

Notă:

1) Raportarea anului 2015 a fost bazată 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. Pentru 2015 valoarea se referă la energia nelivrată consumatorilor.

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.

În anul 2019, comparativ cu anul 2018 s-a înregistrat o îmbunătățire a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice prin scăderea numărului de incidente cu energie nelivrată la consumatorii sau blocată în centrale.

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

Tabelul nr. 1.2.3

Nr. Crt.	Data	Locația	Tens [kV]	Durată întrerupere [min.]		P întreruptă [MW]		Energie nelivrată [MWh]	
				La consumatori	Din centrale	La consumatori	Din centrale	La consumatori	Din Centrale
1	1.03.2019	St. Târgu Jiu Nord – cel. 20kV Trafo 1	20	185		2		6,167	
2	26.01.2019	St. Mostiștea – cel. 110kV Lehliu 1	110	49	49	11	0,3	8,983	0,249
3	26.01.2019	St. Domnești – cel. 20kV Pompe Dragomirești	20	7		13		1,517	
4	2.02.2019	St. Fânănele – trafo 110/20kV	110	35		3		1,75	
5	22.02.2019	St. Tg. Jiu Nord -T1 40MVA 110/20kV	110	13		1,4		0,303	
6	22.02.2019	St. Pitești Sud – Transformator T2 – 16MVA	110	30		7		3,5	
7	23.02.2019	St. Domnești – cel. 20kV Pompe Dragomirești	20	7		9,5		1,108	
8	10.03.2019	St. Munteni – cel. 20kV PT92	20	17		3,4		0,963	
9	10.03.2019	St. Turnu Severin Est – cel. 110kV Aeroport 1	110	3		3		0,150	
10	19.04.2019	St. Arad – Mureșel 2	110	1		22,4		0,373	
11	30.04.2019	St. Munteni – cel. 20kV PT167	20	17		4,7		1,331	
12	12.06.2019	St. Cetate – cel. 20kV Gruia rezervă	20	24	24	0,3	2	0,120	0,798
13	17.06.2019	St. Munteni – cel. 20kV PT167	20	5		2,2		0,183	
14	17.06.2019	St. Stâlp – cel. 110kV Buzău Sud 2	110	10		2		0,334	
15	20.06.2019	St. Reșița – cel. 110kV Oravița	110	27	61	24,3	5,4	10,934	5,485
16	4.07.2019	St. Pelicanu – cel. 400kV Trafo 1	400	41		61		41,680	
17	6.07.2019	St. Ghizdaru – cel. 110kV Giurgiu Vest + Cama2	110	14		3,5		0,817	
18	12.07.2019	St. Fundeni – cel. 110kV Trafo 3	110	1		22,02		0,184	
19	12.07.2019	Trafo 2 – 40MVA, 110/20 kV Târgu Jiu Nord	110	3		1,90		0,095	
20	25.08.2019	St. Alba-Iulia- cel. 20kV PT145	20	99		6		6,3	
21	11.10.2019	St. Timișoara – cel. 110kV Azur 1	110	3		7,5		0,375	
22	14.10.2019	St. Târgu Jiu Nord – T1 40MVA 110/20kV	110	3		3		0,150	
23	22.11.2019	St. Turnu Măgurele – AT2 220/110kV	220	51		4,1	2,527		
24	10.12.2019	St. Bacău Sud – cel. 110kV cupla transversală	110	3		9	0,450		
25	18.12.2019	St. Smârdan – cel. 110kV SC1(CSG)circ1	110	2		20	0,667		
26	30.12.2019	St. Câmpia Turzii – Trafo 2 – 25 MVA	110	4		4,29	0,286		
27	30.12.2019	St. Iaz – cel.110kV Cuptoare2–SRAb provizorat	110	46		0,70	0,537		
ENS din cauze interne OTS [MWh]:								91,784	6,532
AIT din cauze interne OTS [min/an]:								0,9047	0,0643

Energia nelivrată consumatorilor înregistrată la nivelul OTS are la bază incidente înregistrate cu preponderență în instalațiile de 110 kV și MT, iar o cantitate de 8,983 MWh a fost înregistrată în condiții meteorologice deosebite, când pe fondul unor fenomene meteo în luna ianuarie 2019 (ploaie înghețată) în stația Mostiștea au fost declanșate elemente în funcțiune la barele 1 și 2 de 110 kV, cu declanșarea transformatorului 16 MVA 110/20 kV și întreruperea continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor alimentați din secțiile 1 și 2 de 20 kV, precum și separarea de sistem a CEF Frăsinet 2 și a CEF Frăsinet 3, înregistrându-se astfel și o energie blocată în centrală de 0,249 MWh.

### 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, amplitudinea tensiunii, armonicile, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni.

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

- 47,00 - 52,00 Hz timp de 100 % din an;
- 49,50 - 50,50 Hz timp de 99,5 % din an;
- 49,75 - 50,25 Hz timp de 95 % din săptămână;
- 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 2019 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 1.3.1

Frecvența	Valoarea	Comentarii
Valoarea medie anuală [Hz]	50,00	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E
Valoarea maximă anuală [Hz]	50,177	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ( $\pm 200$ mHz)
Valoarea minimă anuală [Hz]	49,803	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E ( $\pm 200$ mHz)
Deviația standard [mHz]	20,136	Începând cu 2019, în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485/2017, deviația standard a frecvenței nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E.
Abaterea pătratică a timpului sincron [s]	69,965	Începând cu 2019, în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485/2017, abaterea pătratică a timpului sincron nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2019 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 100% an [da/nu]	% din timp	Încadrare 99,5% an [da/nu]	% din timp	Încadrare 95% săpt. [da/nu]	% din timp	Încadrare 90% săpt. [da/nu]
Coeficient cumulativ	100	da	100	da	100	da	99,97	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  $198 \div 242$  kV;
- b. în orice punct al rețelei electrice de 400 kV, banda admisibilă este de  $380 \div 420$  kV.

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 29 de stații electrice la 400 kV și respectiv în 39 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 medie peste 98,46 % 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	$380 \div 420$	Arad	12.460	97,6294	da
		Bacău Sud	16	99,9970	da
		Brad	21.829	95,8468	da
		Brașov	12.897	97,5462	da
		Brazi Vest	11.484	97,8151	da
		București Sud	195	99,9629	da
		Cluj Est	146	99,9722	da
		Domnești	11.950	97,7264	da
		Gădălin	133	99,9747	da
		Gura Ialomiței	51	99,9903	da
		Gutinaș	1.910	99,6366	da
		Iernut	1.487	99,7171	da
		Isaccea	518	99,9014	da
		Lacu Sărat	403	99,9233	da
		Mintia	322	99,9387	da
		Nădab	14.951	97,1554	da
		Oradea Sud	616	99,8828	da
		Pelicanu	2.641	99,4975	da
		Porțile de Fier	19.650	96,2614	da
		Rahman	448	99,9148	da
		Roman Nord	622	99,8817	da
		Roșiori	2.843	99,4591	da
		Sibiu Sud	789	99,8499	da
		Slatina	433	99,9176	da
		Smârdan	3.693	99,2974	da
		Suceava	2.264	99,5693	da
		Țânțăreni	904	99,8280	da
		Tulcea Vest	276	99,9475	da
		Urechești	491	99,9066	da
220	$198 \div 242$	Alba Iulia	1	99,9998	da
		Arad	1.704	99,6758	da
		Arefu	2.064	99,6073	da
		Baia Mare 3	65	99,9876	da
		Barboși	11	99,9979	da
		Baru Mare	720	99,8630	da

	Bradul	29.536	94,3805	nu
	Brazi Vest	6.638	98,7371	da
	București Sud	44.026	91,6237	nu
	Calea Aradului	359	99,9317	da
	Câmpia Turzii	1.136	99,7839	da
	Cetate	62.116	88,1819	nu
	FAI	108	99,9795	da
	Fântânele	15.023	97,1417	da
	Focșani Vest	22	99,9958	da
	Fundeni	30.892	94,1225	nu
	Gheorgheni	56.546	89,2416	nu
	Ghizdaru	57.039	89,1478	nu
	Grădiște	1.181	99,7753	da
	Gutinaș	247	99,9530	da
	Iernut	1.005	99,8088	da
	Lacu Sărat	198	99,9623	da
	Lotru	3.892	99,2595	da
	Mintia	1	99,9998	da
	Mostiștea	4.695	99,1067	da
	Munteni	28	99,9947	da
	Pitești Sud	14	99,9973	da
	Porțile de Fier	37.192	92,9239	nu
	Răureni	19.886	96,2165	da
	Reșița	14.579	97,2262	da
	Retezat	330	99,9372	da
	Roșiori	6.513	98,7608	da
	Sibiu Sud	10.792	97,9467	da
	Stupărei	5.602	98,9342	da
	Târgoviște	13	99,9975	da
	Târgu Jiu Nord	1	99,9998	da
	Timișoara	495	99,9058	da
	Turnu Măgurele	554	99,8946	da
	Ungheni	6.978	98,6724	da

Se înregistrează creșterea numărului de stații cu neîncadrări în limitele normate (stațiile Bradul, București Sud, Cetate, Fundeni, Gheorgheni, Ghizdaru și Porțile de Fier) față de anul anterior.

În anul 2019 pentru reducerea numărului de ore de funcționare în regim de compensator sincron a grupurilor din centralele CHE Lotru și CHE Vidraru s-a funcționat la golurile de sarcină cu tensiunile în apropierea limitei maxime admisibile, ceea ce a condus la creșterea duratei de neîncadrare în limitele normate, cu toate că la nivelul SEN au fost luate măsurile disponibile, inclusiv deconectarea unui număr mult mai mare de linii electrice din rețeaua electrică de transport al energiei electrice.

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 2019 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	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46
Barboși 110 kV AT1	54 / 54	53 / 54	0 / 54	0 / 54
Barboși 110 kV AT2	54 / 54	53 / 54	0 / 54	0 / 54
Brașov 110 kV T1	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Brașov 110 kV T2	41 / 41	41 / 41	41 / 41	41 / 41
Câmpia Turzii 110 kV AT1	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Câmpia Turzii 110 kV ISCT1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	19 / 19	19 / 19	19 / 19	19 / 19
Cetate 20 kV CEF Cetate	54 / 54	54 / 54	52 / 54	52 / 54
Cluj Est 110 kV T7	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Dârste 110 kV T2	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Fălcu 110 kV LEA Gotești	54 / 54	54 / 54	53 / 54	53 / 54
Fântânele 110 kV AT1	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Gheorgheni 110 kV AT1	40 / 41	41 / 41	41 / 41	41 / 41
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	54 / 54	54 / 54	36 / 54	36 / 54
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	54 / 54	54 / 54	29 / 54	29 / 54
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Huși 110 kV LEA Cioara	53 / 53	53 / 53	50 / 53	50 / 53
Iaz 110 kV AT1	49 / 49	49 / 49	10 / 49	10 / 49
Iaz 110 kV AT2	3 / 3	3 / 3	0 / 3	0 / 3
Iaz 220 kV AT2	54 / 54	54 / 54	12 / 54	12 / 54
Iernut 110 kV AT3	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	54 / 54	54 / 54	32 / 54	32 / 54
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	54 / 54	54 / 54	32 / 54	32 / 54
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	38 / 38	38 / 38	0 / 38	0 / 38
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	38 / 54	54 / 54	5 / 54	5 / 54
Pelicanu 110 kV T2	54 / 54	54 / 54	5 / 54	5 / 54
Pelicanu 400 kV T1	54 / 54	54 / 54	6 / 54	6 / 54
Pestiș 110 kV AT1	8 / 8	8 / 8	2 / 8	2 / 8
Pitești Sud 110 kV AT1	31 / 31	31 / 31	2 / 31	2 / 31
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	54 / 54	54 / 54	4 / 54	4 / 54
Rahman 400 kV T1	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Rahman 400 kV T2	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Reșița 110 kV AT1	54 / 54	54 / 54	12 / 54	12 / 54
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	54 / 54	54 / 54	13 / 54	13 / 54
Roman Nord 400 kV T	54 / 54	6 / 54	54 / 54	54 / 54
Slatina 110 kV AT3	54 / 54	0 / 54	54 / 54	54 / 54
Slatina 110 kV AT4	54 / 54	42 / 54	54 / 54	54 / 54



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
Slatina 220 kV SRA 1	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Slatina 220 kV SRA 2	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Smârdan 110 kV T1	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
Smârdan 110 kV T2	50 / 50	47 / 50	49 / 50	49 / 50
Stupina 400 kV T1	54 / 54	50 / 54	54 / 54	54 / 54
Stupina 400 kV T2	54 / 54	50 / 54	54 / 54	54 / 54
Stupina 400 kV T3	54 / 54	50 / 54	54 / 54	54 / 54
Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 3	52 / 52	51 / 52	2 / 52	2 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Tulcea Vest 400 kV T1	54 / 54	54 / 54	54 / 54	54 / 54
Ungheni 110 kV AT1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1

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

Tabelul nr. 1.3.5

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Alba Iulia 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Barboși 110 kV AT1	99,992	da	da	nu	nu
Barboși 110 kV AT2	99,941	da	da	nu	nu
Brașov 110 kV T1	99,994	da	da	da	da
Brașov 110 kV T2	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV ISCT1	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	100	da	da	da	da
Cetate 20 kV CEF Cetate	100	da	da	da	da
Cluj Est 110 kV T7	100	da	da	da	da
Dârste 110 kV T2	99,996	da	da	da	da
Fălcu 110 kV LEA Gotești	100	da	da	da	da
Fântânele 110 kV AT1	99,984	da	da	da	da
Gheorgheni 110 kV AT1	99,008	da	da	da	da
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	100	da	da	nu	nu
Gura Ialomiței 400 kV CEE Făcăeni	100	da	da	nu	nu
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	99,912	da	da	da	da
Huși 110 kV LEA Cioara	99,704	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT1	99,940	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT2	99,640	da	da	nu	nu
Iaz 220 kV AT2	99,935	da	da	nu	nu

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Iernut 110 kV AT3	100	da	da	da	da
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 2	100	da	da	nu	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frăsinet 3	100	da	da	nu	nu
Oțelărie Hunedoara 220 kV T2	99,975	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	95,823	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV T2	99,982	da	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	100	da	da	nu	nu
Peștiș 110 kV AT1	99,854	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV AT	100	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	100	da	da	nu	nu
Rahman 400 kV T1	99,998	da	da	da	da
Rahman 400 kV T2	100	da	da	da	da
Reșița 110 kV AT1	99,782	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	100	da	da	nu	nu
Roman Nord 400 kV T	99,998	da	nu	da	da
Slatina 110 kV AT3	100	da	nu	da	da
Slatina 110 kV AT4	100	da	nu	da	da
Slatina 220 kV SRA 1	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 2	100	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T1	99,944	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T2	99,982	da	nu	da	da
Stupina 400 kV T1	100	da	nu	da	da
Stupina 400 kV T2	100	da	nu	da	da
Stupina 400 kV T3	99,996	da	nu	da	da
Târgoviște 220 kV LEA Cuptoare 3	100	da	da	nu	nu
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 400 kV T1	100	da	da	da	da
Ungheni 110 kV AT1	100	da	da	da	da

Înregistrările s-au realizat într-un număr de 54 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 mare parte din locațiile monitorizate. Astfel, au fost înregistrate următoarele neîncadrări:

- pentru *factorul total de nesimetrie de secvență negativă*: stația Ghorgheni 110kV AT1 (1 din 41 săptămâni), Pelicanu 110kV LEA CSC1 (6 din 54 săptămâni);
- pentru *factorul de distorsiune armonică*: stațiile Barboși 110 kV AT1 si AT2 (1 din 54 săptămâni), Roman Nord 400kV T (48 din 54 săptămâni), Slatina 110kV AT3 (toate cele 54 săptămâni analizate), Slatina 110kV AT4 (12 din 54 săptămâni), Smârdan 110kV T2 (3 din 50 săptămâni), Stupina 400kV T1 (4 din 54 săptămâni), Stupina 400kV T2 (4 din 54 săptămâni), Stupina 400kV T3 (4 din 54 săptămâni), Târgoviște 220kV LEA Cuptoare 3 (1 din 52 săptămâni);

- pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung în o mare parte a stațiilor, astfel: Barboși 110kV AT1 și AT2 (toate cele 54 de săptămâni), Ghizdaru 20kV CEF Stănești (18 din 54 săptămâni), Gura Ialomiței 400kV CEE Făcăieni (25 din 54 săptămâni), Huși 110kV LEA Cioara (3 din 53 săptămâni), Iaz 110kV AT1 (39 din 49 săptămâni), 110kV AT2 (3 din 3 săptămâni), Iaz 220kV AT2 (42 din 54 săptămâni), Mostistea 20kV CEF Frăsinet 2,3 (22 din 54 săptămâni), Oțelarie Hunedoara 220kV T2 (toate cele 38 săptămâni de analiză), Pelicanu 110kV LEA CSC1 (49 din 54 săptămâni), Pelicanu 110kV T2 (49 din 54 săptămâni), Pelicanu 400kV T1 (48 din 54 săptămâni), Pestiș 110kV AT1 (6 din 8 săptămâni), Pitești Sud 110kV AT (29 din 31 săptămâni), Pitești Sud 110kV LES Oarja (50 din 54 săptămâni), Reșita 110kV AT1 (42 din 54 săptămâni), Reșita 220kV LEA Oțelarie (41 din 54 săptămâni), Târgoviște 220kV LEA Cuptoare 3 (52 din 54 săptămâni).

Tabelul nr. 1.3.6

	2016	2017	2018	2019
Nr. puncte de analiză	52	46	54	54
Durata medie de analiză [săptămâni]	31/15*	48	42	48
Încadrarea în limitele normate pentru factorul de nesimetrie de secvență negativă [% din săptămâni]	97,5	96	97,6	99,3
Încadrarea în limitele normate pentru factorul total de distorsiune armonică [% din săptămâni]	96,5	95,2	95,8	96,0
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen scurt [% din săptămâni]	80,3	72,03	73,4	87,1
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen lung [% din săptămâni]	68,8	61,61	64,4	66,3

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

S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 99,3 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 96 % pentru factorul total de distorsiune armonică, 87,1 % pentru indicatorul de flicker pe termen scurt și de 66,3 % pentru indicatorul de flicker pe termen lung. Se mențin în continuare problemele de calitate a energiei electrice, în care fenomenele de flicker sunt preponderente.

Conform explicațiilor OTS, neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă/lungă durată în limitele stabilite de Standardul de performanță, se datorează, în mare parte, funcționării cuptoarelor cu arc electric/rafinărilor/oțelărilor care introduc perturbații în rețea și care nu au realizat lucrările de investiții pentru reducerea perturbațiilor.

## 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 2019, sunt prezentați în Tabelul nr. 1.4.1.

Tabelul nr. 1.4.1

Nr. Crt.	Indicator	2019
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise	7
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	20
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	5
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	4
5	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare [zile]	16
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	-
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	-
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	17
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 2015 – 2019.

Tabelul nr. 1.4.2

Nr. Crt	Indicator	2015	2016	2017	2018	2019
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise (noi/actualizate/prelungite)	14	6	5	7	7
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	10	10	9	10	20
3	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	2	2	2	1	5
4	Numărul de cereri de contracte de racordare	2	5	3	3	4
5	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare [zile]	10	9	7	10	16
6	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate prin încheierea unui contract de racordare	-	-	-	2	-
7	Numărul de racordări realizate	4	1	1	2	1
8	Numărul de certificate de racordare emise	<sup>1)</sup>	1	3	1	-
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	<sup>1)</sup>	5	9	7	-
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem	50	40	14	11	17
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	-	-	-	-	-

Nr. Crt	Indicator	2015	2016	2017	2018	2019
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 [zile]	-	-	-	-	-
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 (îndreptățite) 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	-	2	-	-	-
26	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile, justificate, pe alte teme [zile]	-	5	-	-	-

Timpii medii de emitere a avizului tehnic de racordare și a ofertelor de contracte de racordare nu respectă limita impusă de standard (10 zile calendaristice).

Conform justificărilor OTS, majoritatea avizelor tehnice de racordare și a contractelor de racordare au avut ca obiect realizarea de lucrări în stațiile OTS, generate de modificări în instalațiile operatorilor de distribuție concesionari.

Timp mediu de emitere ATR a fost mai mare decât cel reglementat din diverse motive cum ar fi necesitatea reverificării documentației tehnice și confirmarea valabilității prevederilor avizului CTES (prevederi norme tehnice, modificări în instalațiile OTS în perioada 2017 - 2019, convenirea cu OD a modului de derulare a etapelor ulterioare ale procesului de racordare), necesitatea unor analize comune operator - utilizator referitoare la conținutul avizului, în special pentru actualizarea avizelor pentru care există contract de racordare în derulare, iar în unul din aceste cazuri chiar întârzieri cauzate de schimbarea conducerii Transelectrica, situație care a impus reluarea circuitului de avizare și aprobare a avizului, suprapusă cu zilele libere din perioada sărbătorilor de iarnă.

Timpul mediu reglementat de emitere a contractelor de racordare a fost depășit deoarece, conform justificării OTS, anterior transmiterii acestor oferte, Transelectrica colaborează cu utilizatorii pentru stabilirea clauzelor specifice fiecărui contract, în special în relația cu operatorii de distribuție concesionari (dintre cele patru contracte de racordare, trei au fost încheiate cu operatori de distribuție concesionari).

Se consemnează că OTS nu a înregistrat în anul 2019 reclamații privitoare la racordare, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

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

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

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

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

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

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

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție nu se aplică în situații de funcționare anormală a RED determinate de OTS, în condițiile în care OD a luat toate măsurile pentru limitarea efectelor cauzei care determină funcționarea anormală.

### **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.

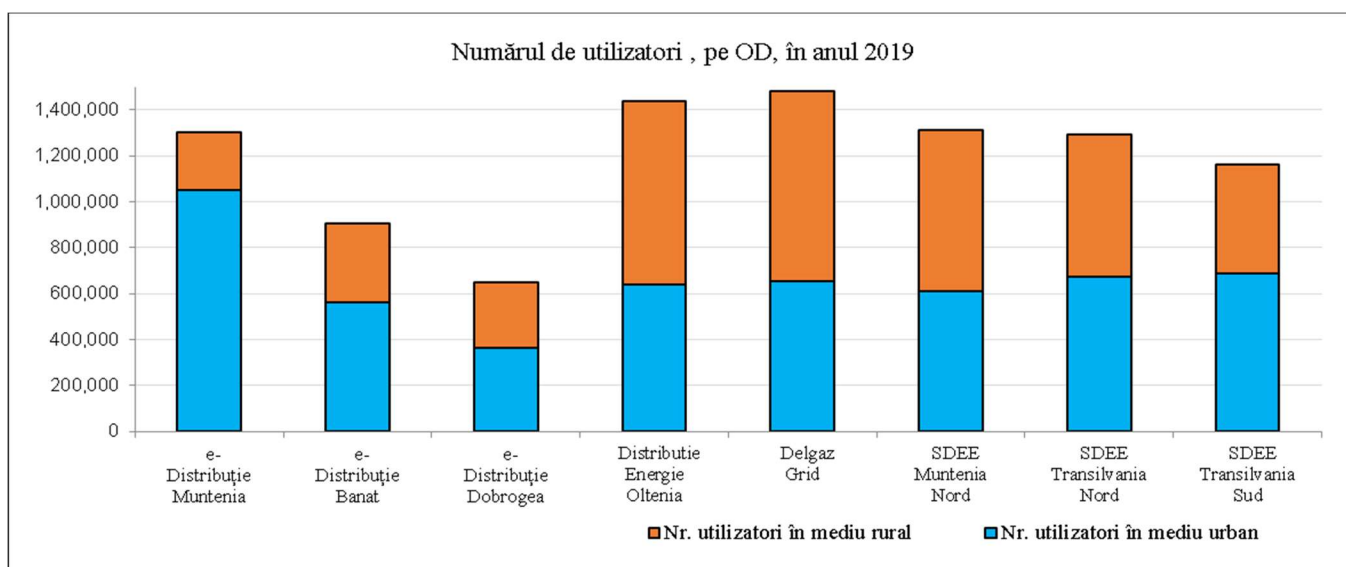
Totodată, mai există o serie de utilizatori, care nu sunt racordați direct la nici unul din cei opt OD: utilizatorii racordați la OD neconcesionari sau racordați direct la barele unor producători. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD neconcesionari, respectiv direct la barele unor producători,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

În anul 2019, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD concesionari, titulari de licență, a fost de 9.548.041 ( în creștere față de 9.448.823 în anul 2018, 9.332.511 în anul 2017 și 9.260.396 în anul 2016), din care 5.242.521 în mediul urban și 4.305.520 în mediul rural.

În tabelul 2.1.1 și în figura de mai jos se prezintă situația numărului de utilizatori pe toate nivelurile de tensiune din mediul urban și din mediul rural, în fiecare zonă de concesiune și pe total pe țară.

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	13	16	16	31	18	19	11	25	149
	MT	1.520	949	660	1.743	939	1.538	1.976	1.639	10.964
	JT	1.050.752	561.243	362.129	638.348	652.165	607.729	671.278	687.764	5.231.408
	Toate	1.052.285	562.208	362.805	640.122	653.122	609.286	673.265	689.428	5.242.521
rural	IT	6	14	30	53	32	19	22	20	196
	MT	992	1.011	861	2.512	1.606	2.603	2.206	1.298	13.089
	JT	249.303	344.805	284.865	795.163	828.199	700.578	617.464	471.858	4.292.235
	Toate	250.301	345.830	285.756	797.728	829.837	703.200	619.692	473.176	4.305.520
TOTAL		1.302.586	908.038	648.561	1.437.850	1.482.959	1.312.486	1.292.957	1.162.604	9.548.041



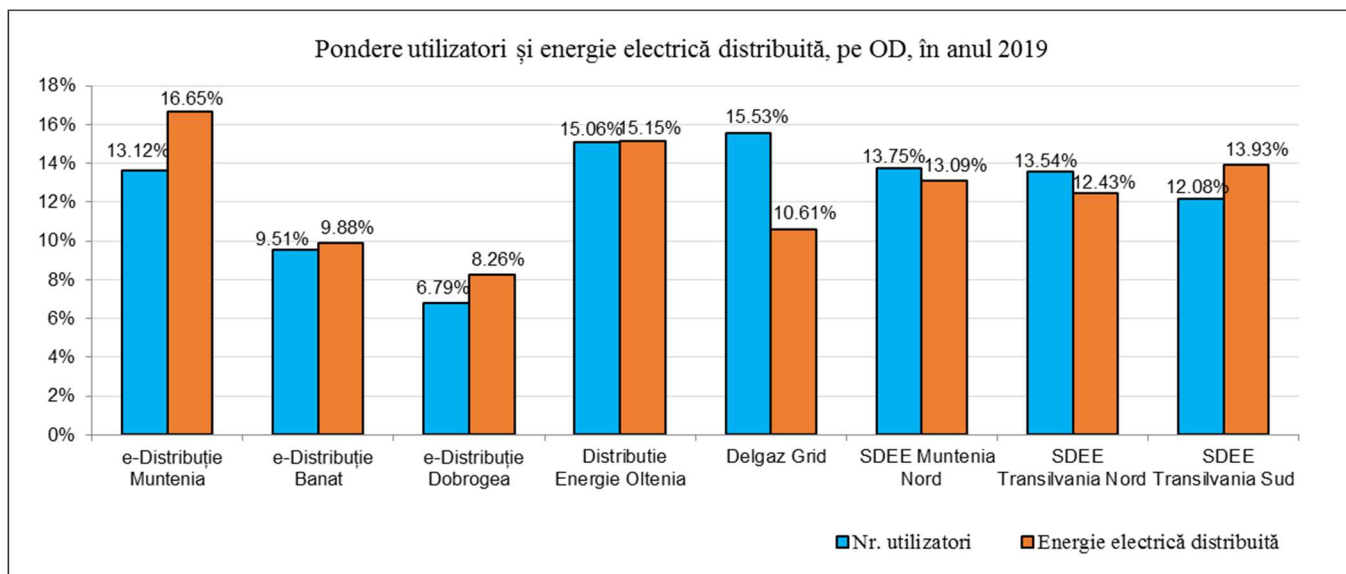
Se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT reprezintă 0,256 % din numărul total de utilizatori la nivel de țară.

Conform situației prezentate, Delgaz Grid are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.482.959 (15,53 % din total), urmat de Distribuție Energie Oltenia, cu 1.437.850 (15,06 % din total), iar e-Distribuție Dobrogea are cel mai mic număr de utilizatori, respectiv 648.561 (6,79 % din total). Se observă că la nivel de OD numărul total de utilizatori deserviți diferă de la simplu la dublu.

Cel mai mare număr de utilizatori în mediul urban îl are E-Distribuție Muntenia (1.052.285), iar cel mai mare număr de utilizatori în mediul rural îl are Delgaz Grid (829.837). La polul opus se situează E-Distribuție Dobrogea cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul urban (362.805), respectiv E-Distribuție Muntenia cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul rural (250.301).

Pe total țară numărul de utilizatori din mediul urban reprezintă 54,91 % din total.

În figura de mai jos se prezintă repartitia ponderii procentuale între cei opt operatori de distribuție concesiionari relativ la numărul de utilizatori deserviți și a energiei electrice distribuite în anul 2019 (cca. 44,9 TWh). Se constată că cea mai mare pondere a consumului este înregistrată, de regulă, la OD care au o pondere mai mare de utilizatori în mediul urban.



## 2.2 CONTINUITATEA ÎN ALIMENTAREA UTILIZATORILOR

### 2.2.1 Introducere

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

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

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

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

- tensiunea la care se produce întreruperea – originea întreruperii;
- caracterul planificat sau neplanificat al întreruperii – pentru indicatorii de continuitate;
- cauza întreruperii;
- data, ora și minutul de început al întreruperii;
- numărul de etape de reconectare, dacă este cazul;
- numărul de utilizatori realimentați la fiecare etapă de reconectare, precum și data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru aceștia;
- data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru toți utilizatorii afectați de întrerupere;
- durata totală (din momentul dispariției tensiunii până la reconectare), în minute, a întreruperii, respectiv a etapei de realimentare, dacă este cazul;
- numărul de utilizatori afectați de întrerupere, pe fiecare nivel de tensiune, corespunzător fiecărei



- etape a acesteia, dacă este cazul;
- j. numărul fazelor afectate de întrerupere dacă aceasta se produce în rețeaua de joasă tensiune;
- k. puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), la IT.

Cu privire la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- a. întreruperi *planificate*;
- b. întreruperi *neplanificate cauzate de evenimente meteorologice deosebite*;
- c. întreruperi *neplanificate cauzate de utilizatori sau terți*;
- d. întreruperi *neplanificate, altele decât întreruperile de la punctele b și c*.

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

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

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

- c. **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) – indicele durata 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 durata cumulată a întreruperilor lungi (cu o durată mai mare de 3 minute) la numărul total de utilizatori deserviți de OD, astfel:

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

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

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

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

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

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

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

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

$N_{ij}$  – 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* în vigoare, OD are obligația să înregistreze și să calculeze următoarele date care oferă informații despre fiabilitatea rețelei și performanțele echipamentelor de automatizare:

a) numărul de întreruperi scurte;

b) **MAIFI** (Momentary Average Interruption Frequency Index) – indicele 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:

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

unde:

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

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

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

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

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

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

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

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

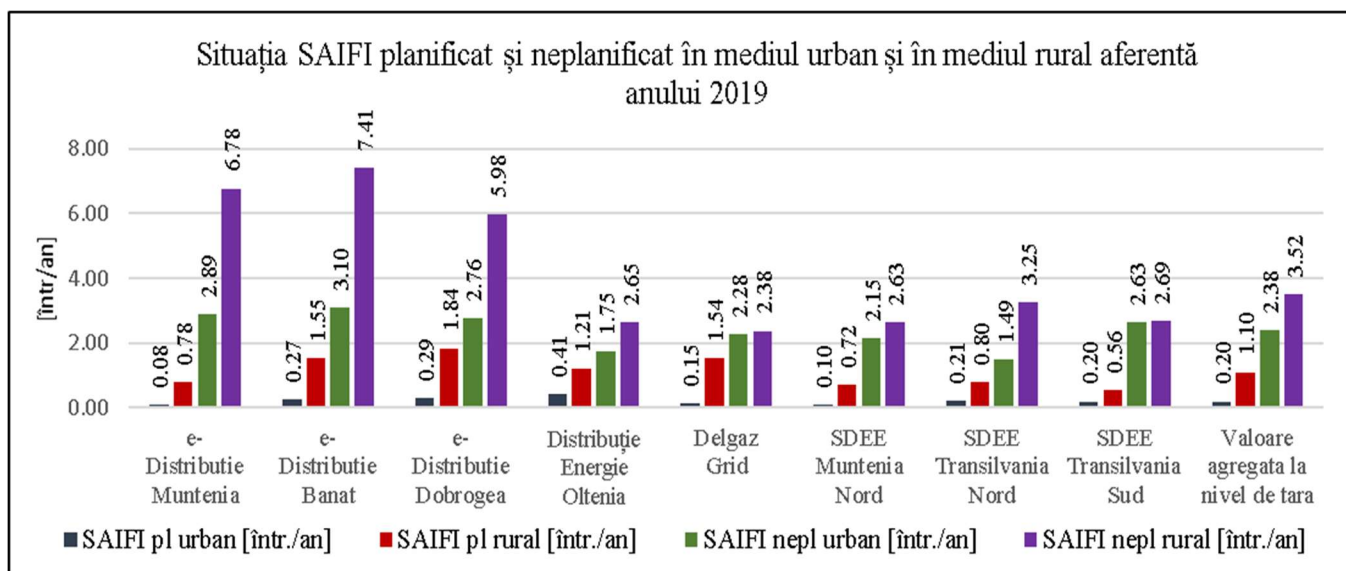
## 2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Situația indicelui *frecvența medie a întreruperilor în rețea* (SAIFI) aferent OD în anul 2019 este prezentată în tabelul 2.2.2.1 și în figura de mai jos:

Tabel nr. 2.2.2.1

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 [într./an]	urban	0,08	0,27	0,29	0,41	0,15	0,10	0,21	0,20	0,20
	rural	0,78	1,55	1,84	1,21	1,54	0,72	0,80	0,56	1,10
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	2,89	3,10	2,76	1,75	2,28	2,15	1,49	2,63	2,38
	rural	6,78	7,41	5,98	2,65	2,38	2,63	3,25	2,69	3,52

Rezultatele înregistrate în anul 2019 în privința indicelui frecvența medie a întreruperilor în rețea (SAIFI) relevă valori mici ale indicelui planificat (atât în mediul urban, cât și în mediul rural) și valori mult mai mari ale indicelui neplanificat, corespunzător unui volum mare de opriri accidentale ale alimentării cu energie electrică. Acest aspect va trebui analizat în corelație cu alți indicatori și aspecte relevante ale serviciului de distribuție a energiei electrice.



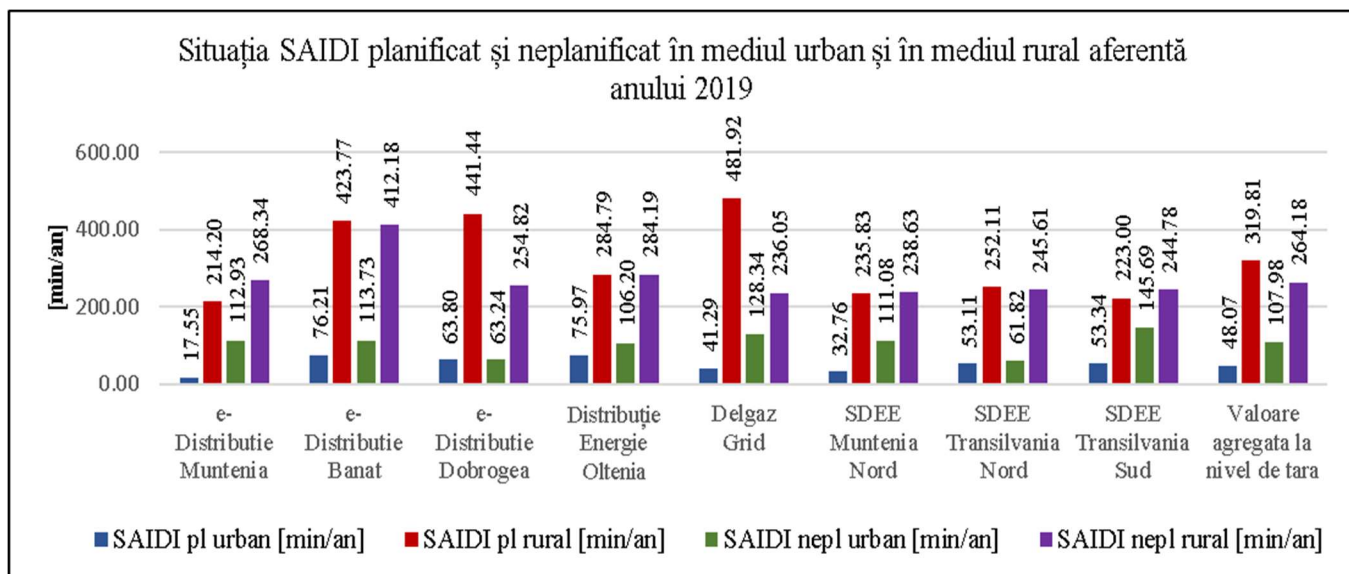
Printre cauzele care pot explica această situație se pot lua în considerare caracteristicile rețelelor de alimentare rurale: alimentare radială prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa unor alimentări de rezervă în multe cazuri, dar și planificarea și realizarea mentenanței preventive.

Situația indicelui *durata medie a întreruperilor în rețea* (SAIDI) aferent OD în anul 2019 este prezentată în tabelul 2.2.2.2 și în figura de mai jos:

Tabel nr. 2.2.2.2

Indicator continuitate	Mediul	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min/an]	urban	17,55	76,21	63,80	75,97	41,29	32,76	53,11	53,34	48,07
	rural	214,20	423,77	441,44	284,79	481,92	235,83	252,11	223,00	319,81

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 (d) neplanificat [min/an]	urban	112,93	113,73	63,24	106,20	128,34	111,08	61,82	145,69	107,98
	rural	268,34	412,18	254,82	284,19	236,05	238,63	245,61	244,78	264,18



Indicele *frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată* - MAIFI a înregistrat la nivel de țară o valoare medie de 2,45 într/an în mediul urban, respectiv o valoare de 11,13 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. 2.2.2.3

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	2,78	5,21	6,21	3,24	0,00	0,52	0,01	3,35	2,45
	rural	14,03	21,19	23,46	7,66	0,01	30,53	0,08	5,83	11,13

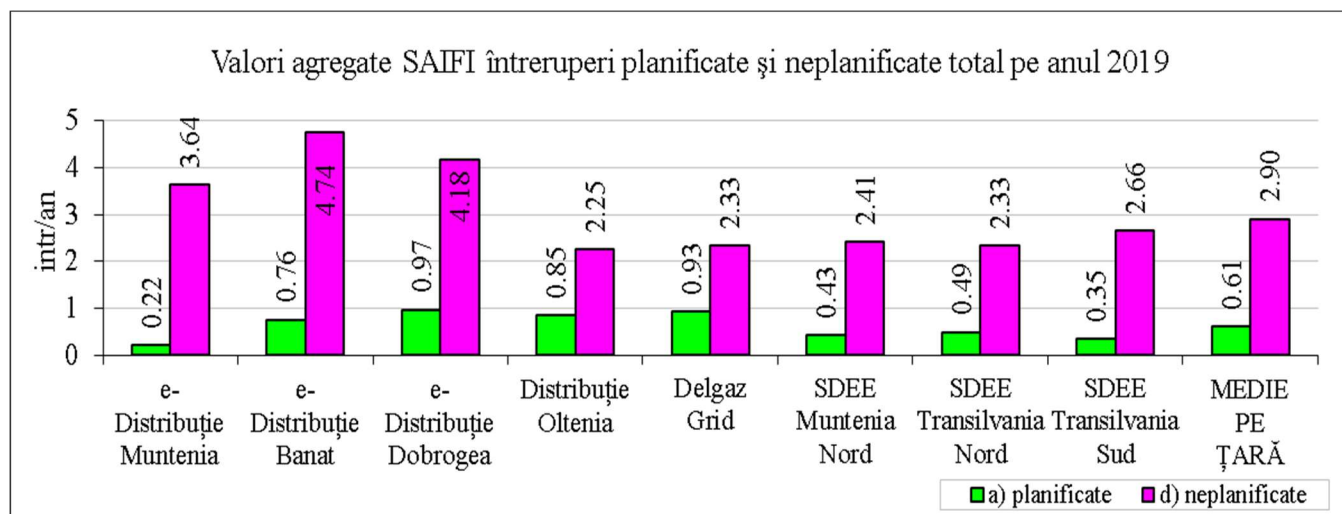
### 2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

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

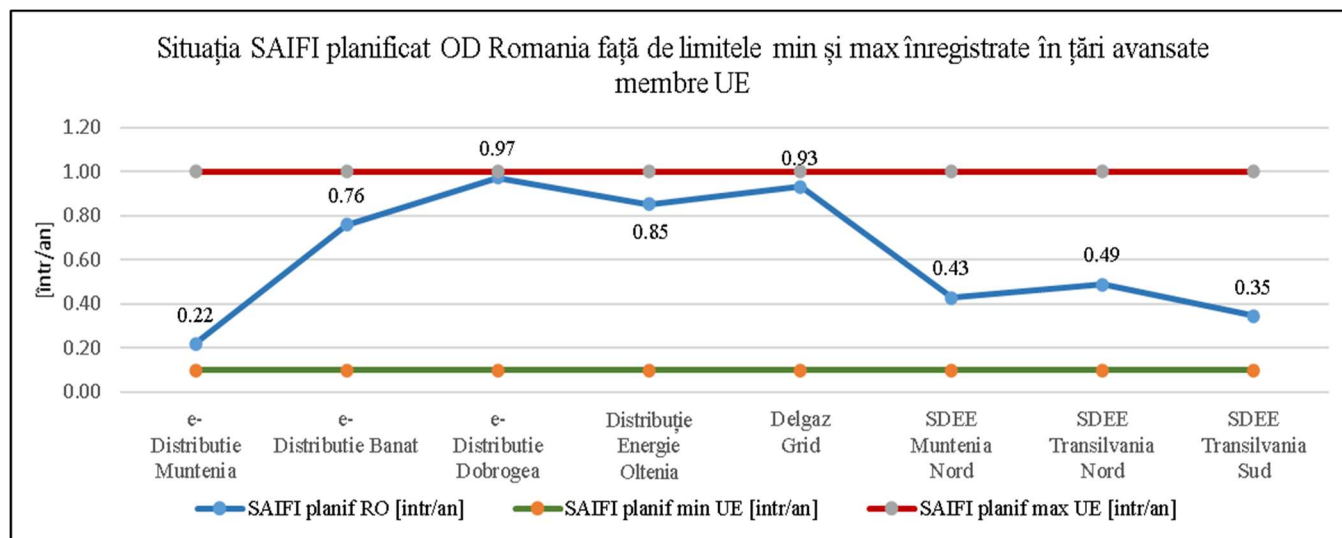
În tabelul nr. 2.2.3.1 se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate (cazul a) și neplanificate (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este rar utilizată în comparații din cauza caracterului complet diferit, controlabil, respectiv necontrolabil al celor două categorii de întreruperi.

Tabelul nr. 2.2.3.1

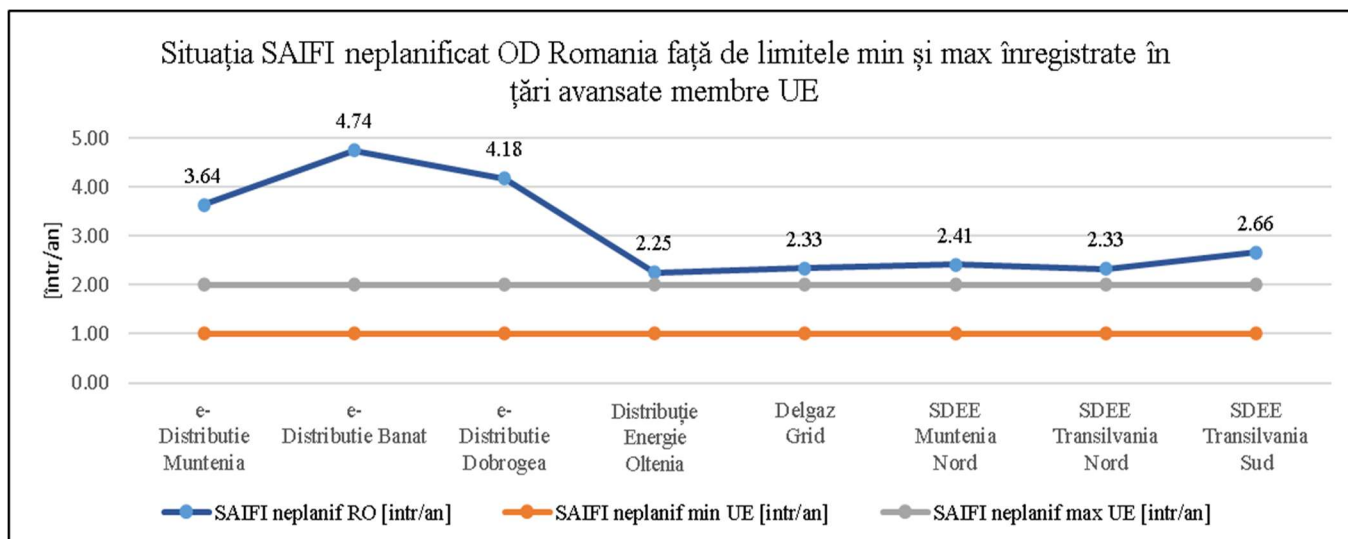
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania a Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [într/an]	0,22	0,76	0,97	0,85	0,93	0,43	0,49	0,35	0,61
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [într/an]	3,64	4,74	4,18	2,25	2,33	2,41	2,33	2,66	2,90
SAIFI total [într/an]	3,85	5,50	5,15	3,10	3,27	2,84	2,82	3,00	3,51



Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,22 într/an înregistrată de E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 0,97 într/an înregistrată la E-Distribuție Dobrogea, respectiv valoarea medie pe țară este de 0,61 într/an care se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într/an în țările europene avansate.



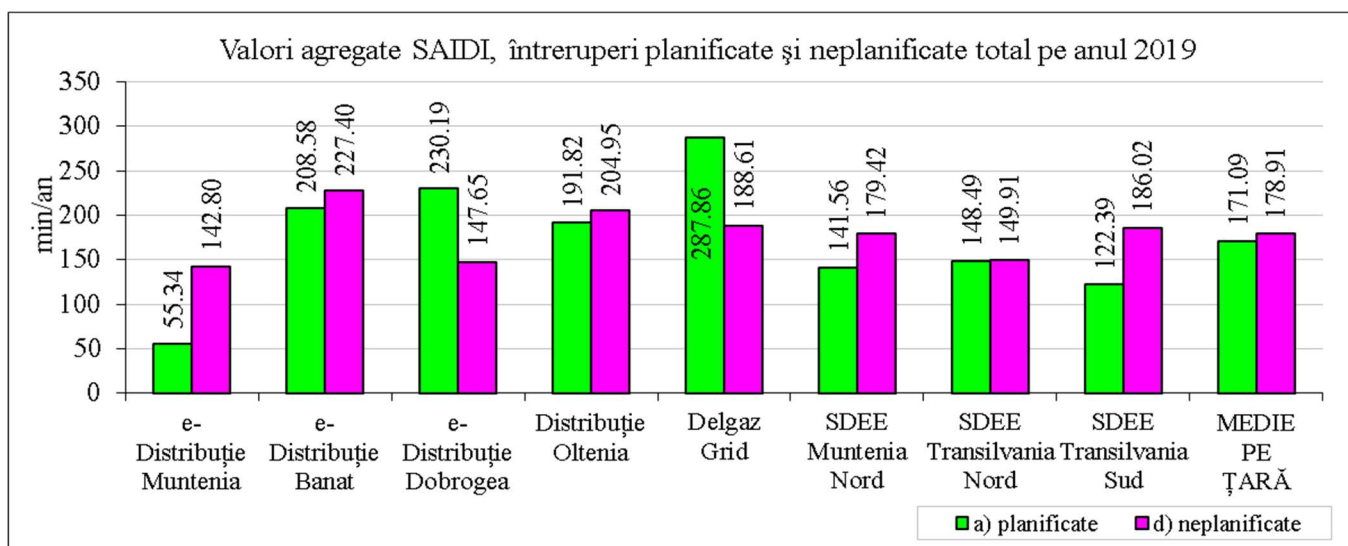
Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi neplanificate (cazul d)* variază de la o valoare minimă este de 2,25 într/an pentru Distribuție Energie Oltenia la o valoare maximă de 4,74 într/an pentru E-Distribuție Banat, respectiv valoarea medie pe țară este de 2,9 într/an, în continuare departe de valoarea medie de circa 1 - 2 într/an în țările europene avansate.



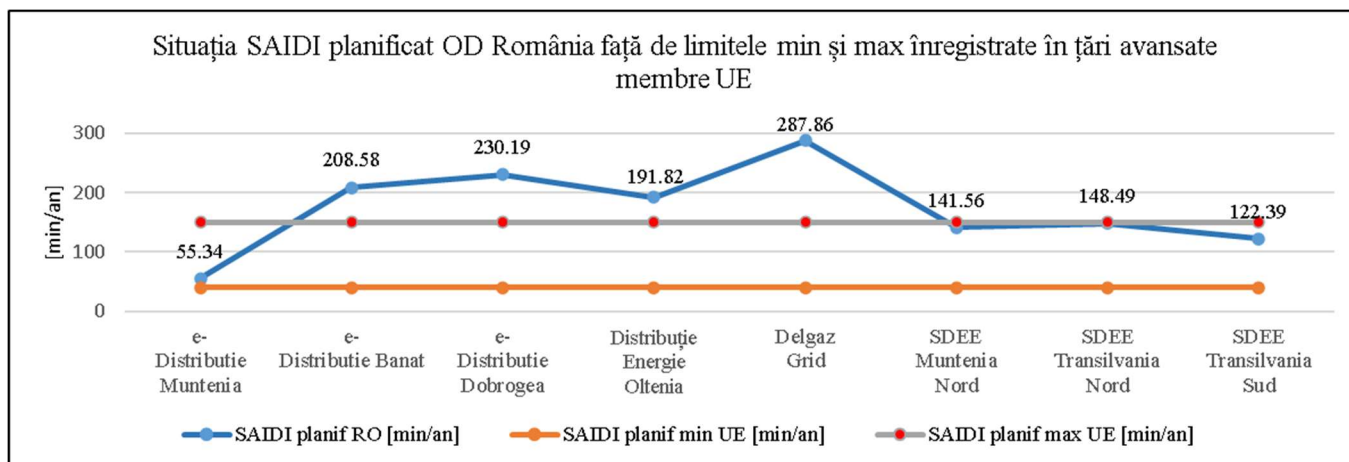
În tabelul nr. 2.2.3.2 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, respectiv întreruperile neplanificate (cazul d). În anul 2019, pentru întreruperile neplanificate, rezultatul cel mai bun a fost înregistrat de E-Distribuție Muntenia.

Tabelul nr. 2.2.3.2

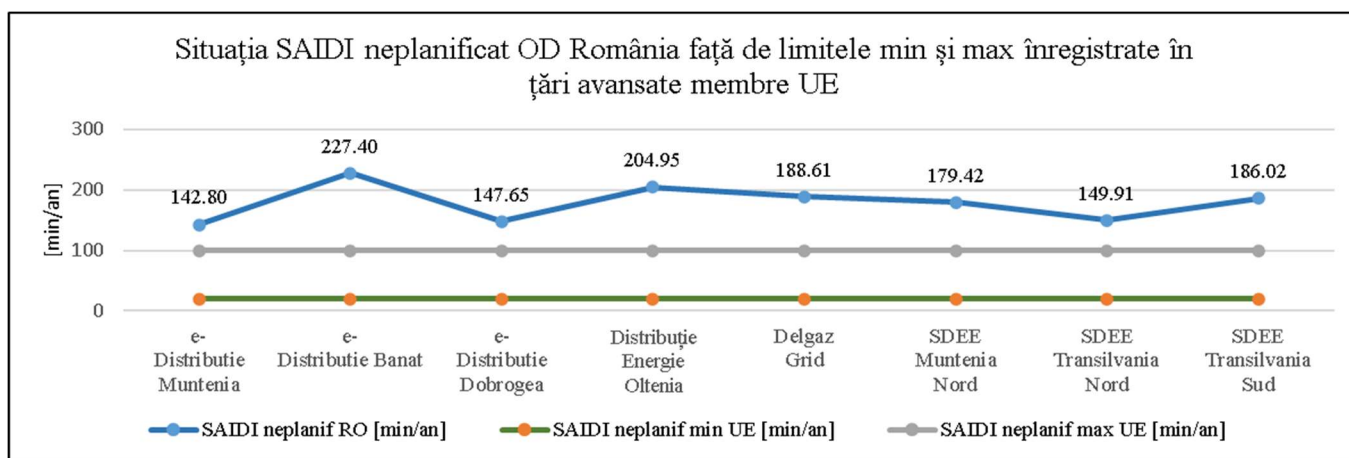
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania a Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	55,34	208,58	230,19	191,82	287,86	141,56	148,49	122,39	171,09
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	142,80	227,40	147,65	204,95	188,61	179,42	149,91	186,02	178,91
SAIDI total [min/an]	198,13	435,98	377,84	396,77	476,47	320,98	298,39	308,41	350,00



Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 55,34 min/an pentru E-Distribuție Muntenia, iar valoarea maximă este de 287,86 min/an pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 171,09 min/an, de regulă peste intervalul de valori de circa 40 - 150 min/an înregistrate în țările europene avansate.



Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, au valori cuprinse între 142,8 min/an pentru E-Distribuție Muntenia și 227,4 min/an pentru E-Distribuție Banat, respectiv valoarea medie pe țară este de 178,91 min/an, valori mai mari decât intervalul de valori de circa 20 - 100 min/an înregistrate 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 terti.

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.

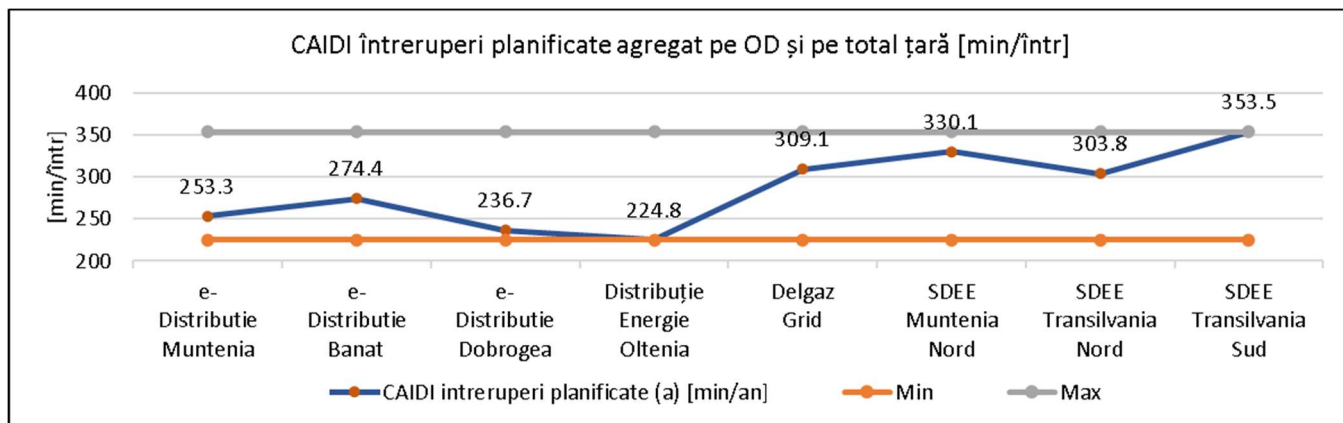
Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 2.2.3.3.

Tabelul nr. 2.2.3.3

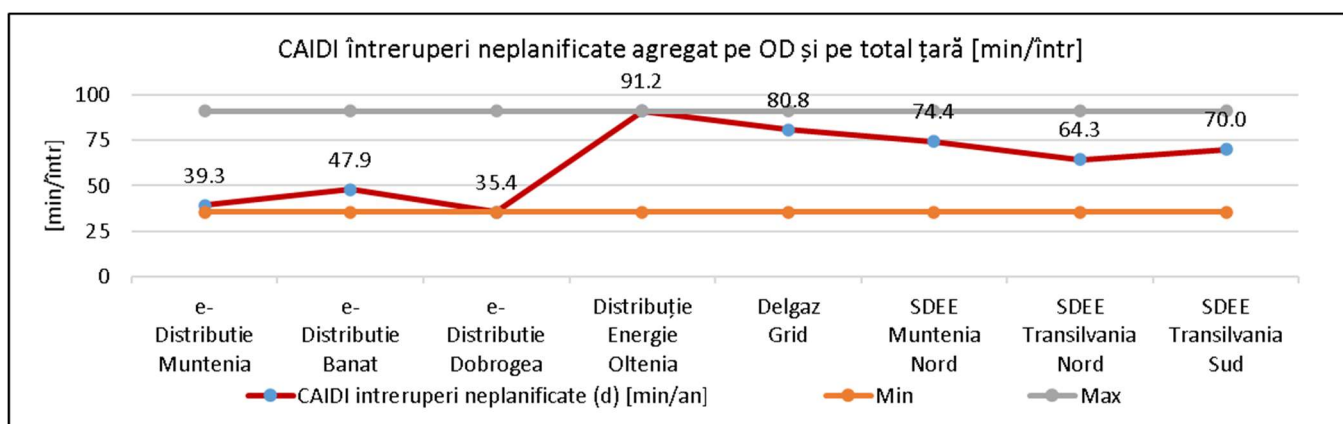
OD	E- Distribuție Muntenia	E- Distribuție Banat	E- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
CAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	253,28	274,38	236,69	224,77	309,15	330,14	303,84	353,51	281,13
CAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	39,28	47,94	35,36	91,18	80,78	74,44	64,32	70,03	61,65
CAIDI total [min/an]	292,56	322,33	272,05	315,96	389,93	404,58	368,16	423,53	342,77



Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor planificate, se situează într-o plajă de aprox. 128 min/într, variind între 224,8 min/într pentru Distribuție Energie Oltenia și 353,5 min/într pentru SDEE Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 281,1 min/într.



Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor neplanificate variază într-o plajă de aprox. 56 min/într, între 35,4 min/într pentru E-Distribuție Dobrogea și 91,2 min/într pentru Distribuție Energie Oltenia, cu o valoare medie pe țară de 61,7 min/într.



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

Frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată - MAIFI la nivel de țară a înregistrat o valoare minimă de 0,01 într/an la Delgaz Grid o valoare maximă de 13,81 într/an la E-Distribuție Dobrogea și o valoare medie pe țară de 4,95 într/an.

Tabelul nr. 2.2.3.4

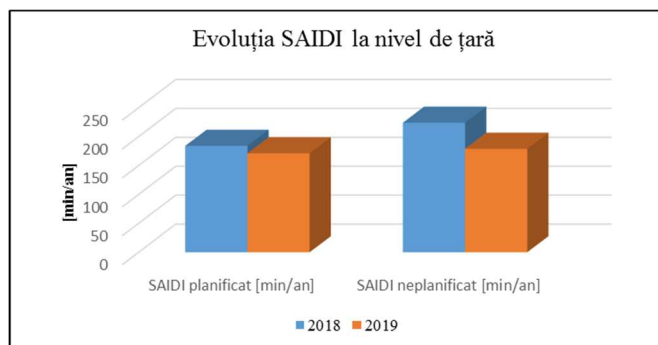
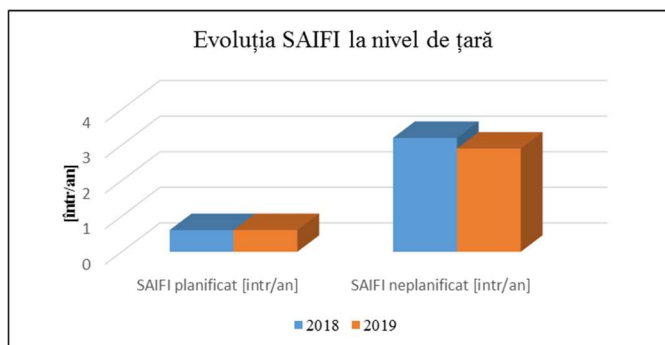
Indicator continuitate	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	4,94	11,3	13,81	5,69	0,01	6,29	0,04	4,36	4,95

Situația comparativă a valorilor principalilor indicatori de continuitate înregistrate în anul 2019 față de cele din anul 2018 se prezintă astfel:

- SAIFI planificat ca valoare medie pe țară s-a menținut la nivelul anului 2018 cu 0,61 într./an;
- SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 3,2 într/an în anul 2018 la 2,9 într/an în anul 2019;
- SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 184 min/an în anul 2018 la 171 min/an în anul 2019;

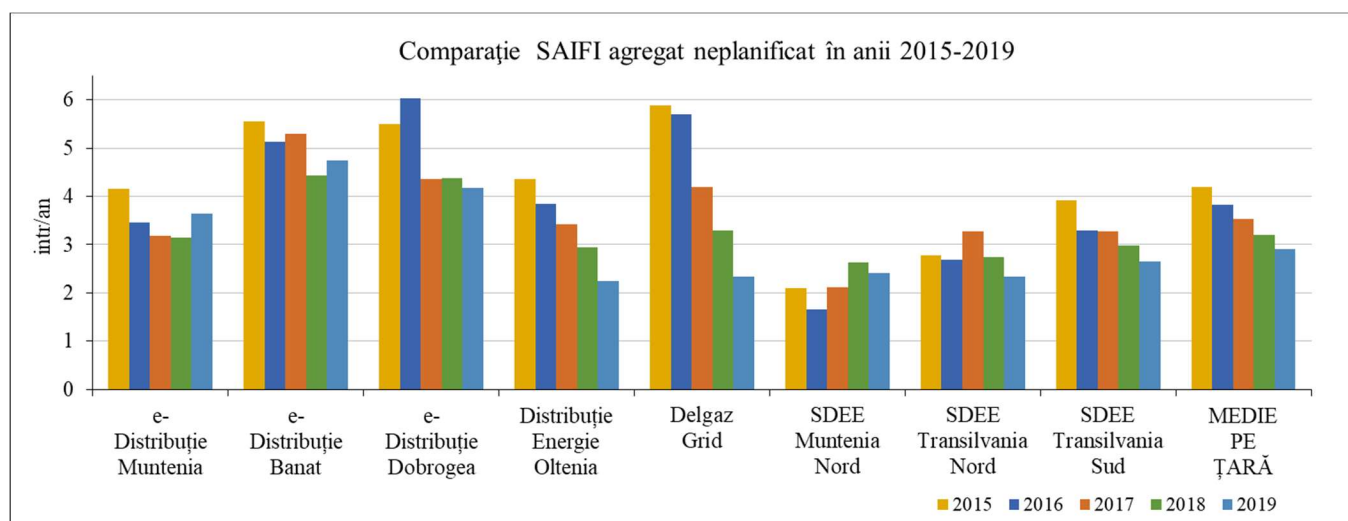
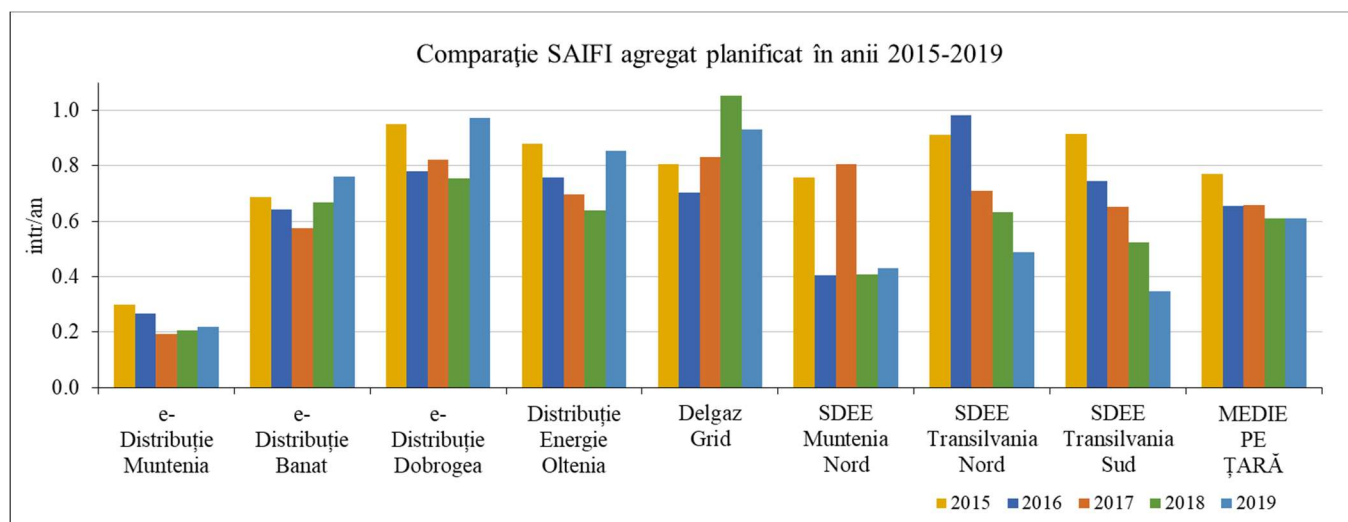


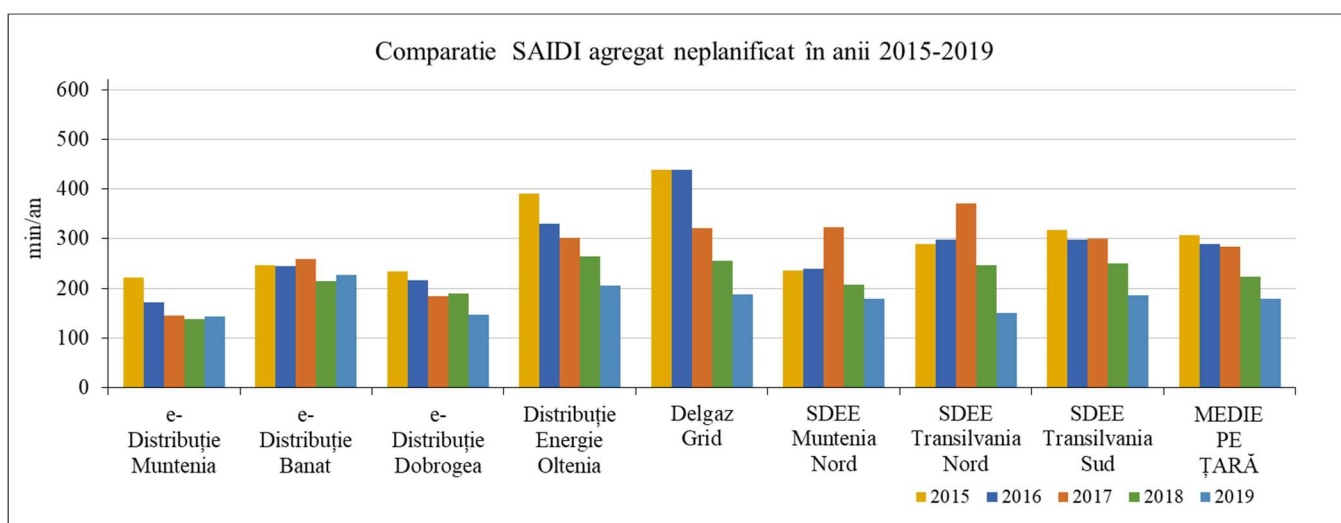
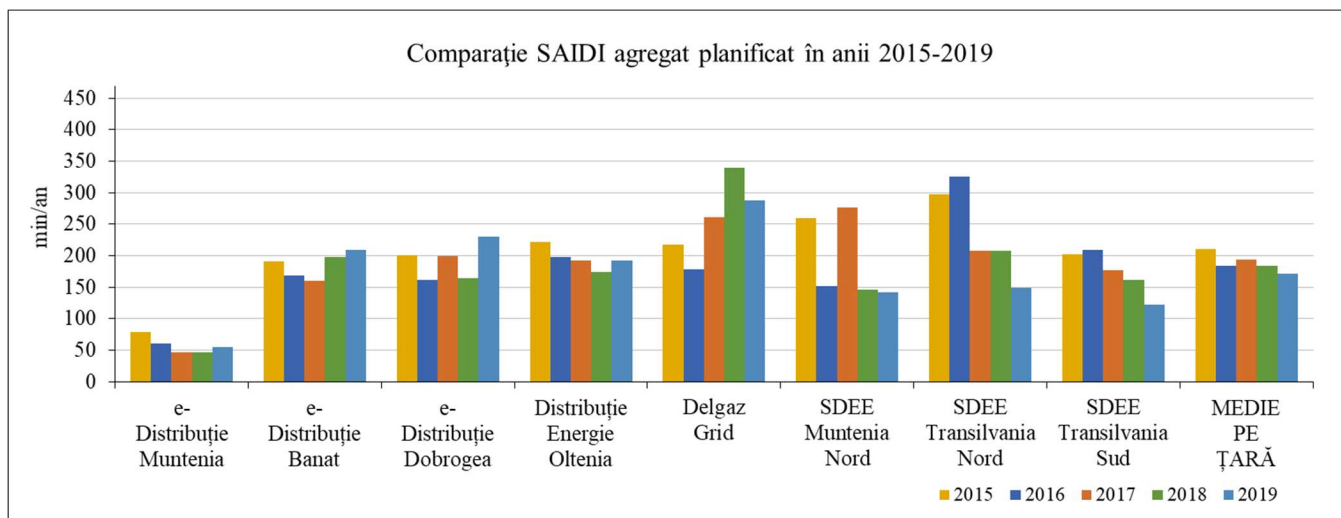
- SAIDI neplanificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 224 min/an în anul 2018, la 179 min/an în anul 2019.



Se constată că indicatorul SAIFI planificat s-a menținut la nivelul anului anterior iar restul indicatorilor au înregistrat o ușoară îmbunătățire față de anul precedent.

În figurile prezentate în continuare este prezentată situația evoluției indicatorilor de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice pe ultimii 5 ani:





#### 2.2.4 Indicatorul AIT la IT

Timpul mediu de întrerupere, AIT (Average Interruption Time), este un indicator 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:

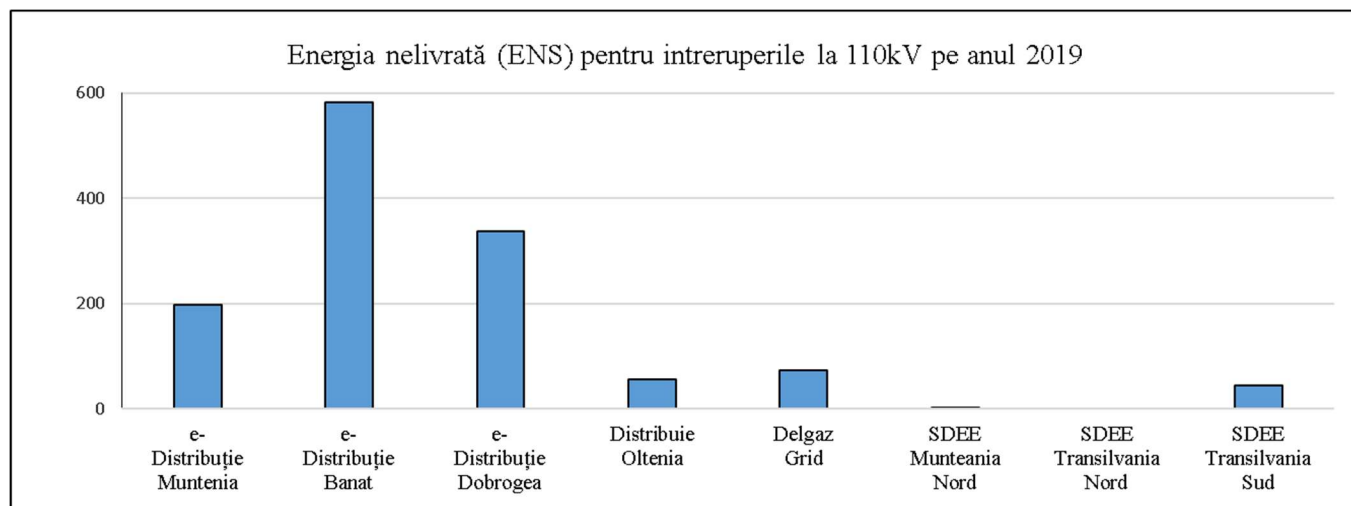
$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \text{ [min/an]}$$

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. 2.2.4

	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]	196,71	581,63	337,92	56,90	73,80	2,00	0,00	43,80	161,60
AIT[min/an]	13,8	68,82	47,84	15,76	7,99	0,18	0,00	3,68	19,76



După cum se observă, valori semnificative ale AIT și ENS se înregistrează în cazul operatorilor E-Distribuție, din care statistica cea mai defavorabilă o înregistrează operatorul E-Distribuție Banat. Este necesar ca acești operatori să găsească soluții de de diminuare a acestor întreruperi, cu impact major la consumatorii finali.

## 2.3 CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea calității tehnice a energiei electrice, *Standardul* prevede obligația fiecărui OD de a realiza monitorizarea acesteia într-un număr semnificativ de stații, 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.

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

### 2.3.1. E-Distribuție Muntenia

La E-Distribuție Muntenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 41 stații electrice (stațiile Balta Albă, Băneasa, Crângași, Drumul Taberei, Laromet, Militari, Panduri, Sălaj, Toporași, Vulcan, D. Morarilor, FCME, Megamall, Pipera, Iremonoas, Solex, Dudești, Titan, Mihai Bravu, Centru, Mașini Grele, Văcărești, Tâncăbești, Afumați, Chitila, IFA, Popești, Arcuda, Bufta, Căciulați, Copăceni, Glina, Clejani, Colibași, Giurgiu, ICMUG, Cucuruzu, Mârșă, Pietrișu, Prundu, Uzunu), într-un număr de 85 puncte de analiză, pe o durată medie anuală de 51 săptămâni.

Conform datelor prezentate de operator, în aceste stații în anul 2019 s-au înregistrat 131 întreruperi tranzitorii, 197 întreruperi scurte și 64 întreruperi lungi în cele 85 puncte de analiză.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în stațiile Prundu (3 săptămâni), Uzunu (2 săptămâni), Iremonoas, Tâncăbești, Chitila, Arcuda, Clejani, Giurgiu, ICMUG și Cucuruzu (câte o săptămână).

S-au înregistrat depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung într-un număr mediu de 4 săptămâni pe stație, cu un număr peste medie în cazul stațiilor Cucuruzu (22 săptămâni), Uzunu (16 săptămâni), Prundu (14 săptămâni), Colibași (13 săptămâni), Pietrișu (12 săptămâni), Arcuda, Tâncăbești, Mârșă (11 săptămâni), Bufta, Giurgiu (8 săptămâni), Popești, Copăceni, Clejani (7 săptămâni), Toporași, FCME, ICMUG, IFA (6 săptămâni).

S-au înregistrat depășiri ale valorii maxime ale armonicilor în cazul stațiilor FCME (A5 – 3 săptămâni) și Prundu (A6 - 1 săptămână).

Nu s-au înregistrat depășiri ale factorului de distorsiune armonică, iar în cazul factorului de nesimetrie de secvență negativă s-au înregistrat 3 săptămâni de depășiri în cazul stației Crângași.

De asemenea, s-au înregistrat 18.668 goluri și 2.898 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.1

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	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	8.574	4.089	4.834	1.171	-	Nr. creșteri	2.889	9

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	11.219	5.250	1.839	349	11	Nr. creșteri	2.085	413	400

### 2.3.2. E-Distribuție Banat

La E-Distribuție Banat s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 63 stații electrice (stațiile Lipova, Muresel, Pecica, Sebiș, Teba, Calan, Criscior, Decebal, Hațeg, Hunedoara Oraș, Livezeni, Vulcan, Petrila, Balta Sărată, Bocșa, Calnic, Moldova Nouă, Bucovina, Buziaș, Cărpiniș, Toplet, Sfânta Elena, Oravița, Oțelu Rosu, Fratelia, Cetate, Giuvaz, Deta, Jimbolia, Venus, Pădurea Verde, Sănnicolau Mare, Satchinez, IMO, Ilia, Ieum, Ghelar, Lupeni Sud, Oxigen, Pauliș, Lonea, Teliuc, Curtici, Bujac, Mureșel, Pădurice, Gai, Baița, Brad, Arena Lupeni, Certej, Calacea, Uricani,

Armenis, Cozla, Crușovat, Ponor, Anina, Lugoj, Freidorf, Lovrin, Victoria, Sannicolau Mare, Brad), într-un număr de 97 puncte de analiză, pe durata medie de 48 săptămâni.

În stațiile analizate, s-au înregistrat 206 întreruperi tranzitorii, 282 întreruperi scurte și 74 întreruperi lungi.

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

S-au înregistrat depășiri ale valorii normale de flicker, pe termen lung, în majoritatea stațiilor, cu o medie de 15 săptămâni pe stație. Peste această medie s-au înregistrat depășiri în cazul stațiilor Sfânta Elena, Oravița, Oțelu Roșu (câte 40 săptămâni), Calnic, Moldova Nouă (câte 39 săptămâni), Bocșa, Cozla (câte 38 săptămâni), Ponor (37 săptămâni), Armeniș (36 săptămâni), Balta Sărată, Deta, Teliuc, Anina (câte 35 săptămâni), Bocșa (31 săptămâni), Brad (29 săptămâni), Lugoj (28 săptămâni), Baita, Crușovat (câte 26 săptămâni), Brad (25 săptămâni), Crușovaț (23 săptămâni), Pauliș (20 săptămâni), Hațag, Carpinis (câte 18 săptămâni), Satchinez, Cărpiniș (câte 17 săptămâni) și Fratelia (16 săptămâni).

De asemenea, s-au înregistrat 16.401 goluri și 15.526 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

						Tabelul nr. 2.3.2		
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	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	7.897	3.201	4.307	996	-	Nr. creșteri	15.503	23

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	9.683	4.928	1.290	491	9	Nr. creșteri	9.610	4.127	1.789

### 2.3.3. E-Distribuție Dobrogea

La E-Distribuție Dobrogea s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 40 stații electrice considerate semnificative (stațiile Basarabi, Centru 1, Chirnogeni, Gălbiori, Lumina, Mircea Vodă, Nicolae Bălcescu, Depozite, Polus, Baba Novac, Cișmeaua Nouă, Sitorman, Baia, Tulcea Oraș, 6 Martie, Eforie Nord, Tăbăcărie, Năvodari, Ecluză Ovidiu, Isaccea, Măcin, Marmura, Ostrov, Sarinasuf, Topolog, Traian, Fundulea, Bărbulești, Slobizia Nord, Medgidia Nord, Petrol Sud, Zibil, SN Tulcea, Crișan, Jegalia, Harșova Oraș, Slobozia Sud, Dragalina, Medgidia, Cernavodă), în 47 puncte de analiză, pe durata medie de 41 săptămâni.

În aceste stații s-au înregistrat în total 83 întreruperi tranzitorii (întreruperi cu durata sub 1s), 169 întreruperi scurte (durata întreruperii între 1s și 3min) și 43 întreruperi lungi (întreruperi cu durata peste 3 min).

Conform datelor raportate, în stațiile analizate nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii, cu excepția unei singure săptămâni în stațiile Depozite, Sitorman, Baia, Măcin, Traian, Fundulea, Slobozia Nord, Zibil și Slobozia Sud.

Referitor la depășirea valorii normale de flicker, pe termen lung, s-au înregistrat neîncadrări în următoarele stații: Jegalia, Dragalina (câte 9 săptămâni), Fundulea (8 săptămâni), Sarinasuf, Crișan (câte 6 săptămâni), Mircea Vodă, Ostrov, Traian, Slobozia Nord (câte 4 săptămâni), Basarabi, Măcin, Bărbulești, Polus, Cișmeaua Nouă, Slobozia Sud (câte 3 săptămâni), Eforie Nord, Petrol Sud, Medgidia (câte 2

săptămâni), Centru 1, Depozite, Baia, 6 Martie, Ecluză Ovidiu, Marmura, Topolog, Medgidia Nord, Zebil (câte o săptămână).

Nu au fost înregistrate depășiri ale valorilor maxime pentru armonicele de tensiune, cu excepția stațiilor Bărbulești (A6- 2 săptămâni) și Jegălia (A15 – 1 săptămână, A21- 1 săptămână).

Nu au fost înregistrate depășiri ale factorului de distorsiune armonică. În cazul factorului de nesimetrie de secvență negativă s-au înregistrat depășiri în cazul stațiilor Tăbăcărie (5 săptămâni), Măcin (4 săptămâni), Centru 1 (2 săptămâni) și Tulcea Oraș (1 săptămână).

De asemenea, s-au înregistrat 4.150 goluri și 55.804 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.3

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	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	1.753	1.039	1.072	286	-	Nr. creșteri	55752	52

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	2.649	1.083	302	112	4	Nr. creșteri	35.095	9.001	11.708

### 2.3.4. Distribuție Energie Oltenia

La Distribuție Energie Oltenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 52 de stații electrice (stațiile Câmpulung, Electroargeș, FMEP, Argeș Sud, Schitu Golești, Mozoceni, Pătroaia, Pitești Nod, Pitești Vest, Băilești, Basarabi, Craiovița Centru, Craiova Est, Craiova Sud, Galicea, Moflești, Prefabricate, Măgura, Hârlești, Preajba, Drăgănești Vlasca, Traianu, Olt, Alunu, Berbești, Căzănești, Jibea, Ladești, Marcea, Vâlcea Nord, Horezu, Vâlcea Sud, Bălcești, Balș, Caracal Sud, Corabia, Iancu Jianu, Icoana, Milcov, Marmura, Mehedinți – Anvelope, Banovița, Târgu Jiu Sud, Lupoia, Godinești, Peșteana, Pojaru, Cărbunești, Stoina, Pinoasa, Bărbătești) în 52 puncte de analiză, pe durata medie de 39 săptămâni.

În total s-au înregistrat 746 întreruperi tranzitorii, 336 întreruperi scurte și 84 întreruperi lungi.

Depășirea limitelor normate de variație a tensiunii s-a înregistrat în medie în 7 săptămâni pe an (valoare mediată pe total stații analizate) din care remarcăm un număr mare de depășiri în cazul stațiilor Traianu (45 săptămâni), Electroargeș (43 săptămâni), Olt (42 săptămâni), FMEP (38 săptămâni), Argeș Sud (37 săptămâni), Caracal Sud (33 săptămâni), Lupoia (32 săptămâni), Corabia (25 săptămâni), Bălcești, Banovița (24 săptămâni), Anvelope (18 săptămâni), Hârlești (16 săptămâni), Godinești (13 săptămâni), Pătroaia, Măgura, Marcea (câte 12 săptămâni) și Stoina (11 săptămâni).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în majoritatea stațiilor electrice, cu o medie de 28 săptămâni pe an (valoare mediată pe total 52 stații de transformare), din care se remarcă stațiile cu înregistrări peste această medie: Corabia (51 săptămâni), Moflești (49 săptămâni), Iancu Jianu (48 săptămâni), Balș și Marmura (câte 47 săptămâni), Caracal-Sud (46 săptămâni), Galicea (45 săptămâni), Icoana (41 săptămâni), Traianu și Lupoia (câte 38 săptămâni), Prefabricate, Bălcești, Milcov (câte 37 săptămâni), Lădești (34 săptămâni), Băilești, Marcea, Banovița (câte 33 săptămâni), Golești, Craiova Est (câte 32 săptămâni), Craiova Sud, Godinești, Pinoasa (câte 31 săptămâni), Preajba, Olt și Berbești (câte 29 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru armonici în stațiile Anvelope (A15-35 săptămâni, A21-4 săptămâni), Hârlești (A15- 7 săptămâni), Drăgănești Vlasca (A15,21-1 săptămână, A23-4 săptămâni) și Pitești Nord (A2,3,5,7,9,10,12, 14-25 – 1 săptămână, A4,6,8 – 2 săptămâni).

De asemenea s-a înregistrat depășirea factorului de distorsiune armonică la stațiile Pătroaia (9 săptămâni), Lupoia (7 săptămâni), FMEP, Băilești, Anvelope (câte 2 săptămâni), Pitești Nord, Pleajba, Căzănești, Cărbunești (câte o săptămână).

S-a înregistrat depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Cărbunești (9 săptămâni), Drăgănești Vlasca (3 săptămâni), Hârlești, Preajba, Anvelope (câte 2 săptămâni), Pitești Nord (1 săptămână).

În cadrul acestor stații s-au înregistrat 8.504 goluri de tensiune și 8.171 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.4

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	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	2.348	1.018	1.218	3.873	47	Nr. creșteri	5.560	2.611

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	3.570	1.727	1.945	963	299	Nr. creșteri	6.302	1.664	205

### 2.3.5. Delgaz Grid

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 40 stații electrice (Filipești, Letea, Milcov, Partizanu, Răcăciuni, Tg. Ocna, Comanești, Gherăiești, Abator, Blocuri, Bucecea, Botoșani, Dorohoi, Trusești, Iași Centru, Pașcani, Tătărași, Vatra, Vlădeni, B4, Piatra Neamț Gară, Dodeni, Izvoare, Pal Neamț, Roman Laminor, Burdujeni, Gura Humor, Ițcani, Mirauți, Rădăuți, Siret, Bârlad, Huși, Negrești, Reditu, Rosiești, Murgeni, Vaslui, Delea, Negrești), în 42 puncte de analiză, pe durata medie de 52 săptămâni.

Conform raportărilor operatorului, pe total în aceste stații s-au înregistrat 38 întreruperi tranzitorii, 60 întreruperi scurte și 11 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în stația Vlădeni (1 săptămână), ale limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune în majoritatea stațiilor, în medie în 16 săptămâni iar depășirea valorii limite a flickerului pe termen lung s-a înregistrat în medie în 1 săptămână.

Nu au fost înregistrate depășiri ale armonicilor de tensiune, ale factorului de distorsiune armonică sau ale factorului de nesimetrie de secvență negativă.

În aceste stații s-au înregistrat 7.817 goluri de tensiune și 5 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.5

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	$u \geq 1,2$ Uc
Nr goluri	4.499	1.465	1.377	429	47	Nr creșteri	5	-

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr goluri	5.420	1.237	755	393	12	Nr creșteri	1	-	4

### 2.3.6. SDEE Muntenia Nord

La SDEE Muntenia Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 52 stații electrice (Brăila Sud, Cuza Vodă, Ianca, Însurăței, Jugureanu, Pisc, Port Brăila, Urleasca, Buzău Est, Sahateni, Buzău Nord, Buzău Sud, Crâng, FUM, Râmnicu Sărat, Satuc, Adjud, Ceil, Focșani Nord, Gugești, Mărășești, Tătaru, Cudalbi, Laminor, Pechea, Port, Schela, Tecuci, Tg. Bujor, Vânători, Băicoi, Băltești, Berceni, Bușteni, Columbia, Doftana, Florești, Movila Vulpii, Olteni, Ploiești Nord, Ploiești Sud, Sinaia, Valea Largă, Vega, Aninoasa, Butimanu, Fieni, Gaiești, Lespezi, Teiș, Titu, Voievozilor, pe o durată de analiză medie de 49 săptămâni.

În aceste stații s-au înregistrat 158 întreruperi tranzitorii, 193 întreruperi scurte și 176 întreruperi lungi.

Valoarea medie a numărului de săptămâni de depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii a fost de cca. 4,4 săptămâni (valoare mediată pe total stații analizate), cu depășiri mai semnificative în stațiile Cuza Vodă, Ianca, Însurăței, Urleasca, Buzău Nord, Buzău Sud, Rm. Sarat, Adjud, Tătăranu, Tg. Bujor, Vânători, Băltești, Doftana, Olteni, Valea Largă, Butimanu, Teiș, Titu.

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în medie în 5,2 săptămâni pe an (valoare mediată pe total 52 stații de transformare), cu valori mai ridicate în stațiile Însurăței, Buzău Sud, Gugești, Băltești, Berceni, Florești, Butimanu, Găiești, Teiș, Titu și Voievozilor.

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru armonici în stațiile Însurăței (A15 - 33 săptămâni), Valea Largă (A15 - 26/33/53 săptămâni), Ianca și Jugureanu (A6 - 2 săptămâni) și Lespezi (A25 - 2 săptămâni).

Nu s-au înregistrat depășiri ale factorului de distorsiune armonică sau ale factorului de simetrie de secvență negativă.

De asemenea, s-au înregistrat 88.714 goluri de tensiune și 492.876 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

Tabelul nr. 2.3.6

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 ≥ 1,2 Uc
Nr goluri	41.548	8.195	10.066	25.826	3.079	Nr creșteri	434.012	58.864

Durata [ms]	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1.000	1.000 < t ≤ 5.000	5.000 < t ≤ 60.000	Durata [ms]	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5.000	5.000 < t ≤ 60.000
Nr goluri	23.237	24.610	20.695	14.093	6.079	Nr creșteri	293.600	168.900	30.376

### 2.3.7. SDEE Transilvania Nord

La SDEE Transilvania Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 33 stații electrice (Abator, Baia Mare 5, Beclean, Beiuș, Carei, Carei Unio, CEE Băița, Ciuperceni, Oradea, Dej, Dej Sud, Huedin, Jucu, Lechinta, Marghita, Mihai Viteazu, Prundu Bargului, Săcuieni, Salonta, Satu Mare 2, Seini, Sighet, Șimleu Silvaniei, Tg. Lăpuș, Tileag, Valenta, Vișoara, Vișeu, Zalău, Ștei, Gherla, Poiana, Unirea), în 36 puncte de analiză, pe durata medie de 49 săptămâni.

Pe total s-au înregistrat 189 întreruperi tranzitorii, 1.116 întreruperi scurte și 13 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii la stația Ciuperceni (48 din 52 săptămâni).



Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung s-a înregistrat la stațiile Beclean (35 săptămâni), Salonta (14 săptămâni), Jucu (8 săptămâni), Săcuieni (4 săptămâni), Lechinta, Șimleu Silvaniei (câte 3 săptămâni), Beiuș, Tg. Lăpus, Vișoara (câte 2 săptămâni), Carei Unio, CEE Băița, Huedin, Marghita, Mihai Videazu, Sighet, Vișeu, Ștei, Poiana, Unirea (câte o săptămână).

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

De asemenea, s-au înregistrat 7.472 goluri de tensiune și 1.045 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

						Tabelul nr. 2.3.7		
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	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	3.068	1.911	1.699	404	390	Nr. creșteri	1.038	7

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	4.726	1.422	838	414	72	Nr. creșteri	598	122	325

### 2.3.8. SDEE Transilvania Sud

La SDEE Transilvania Sud s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 25 stații electrice (Zizin, IABv, Poiana, Metrom, Râșnov, Brașov Centru, Sebeș, Teiuș, Petrești, Barabant, Câmpu Frumos, Sfântu Gheorghe, Miercurea Ciuc, Tabăra, Tușnad, Odorhei, Republica, Tg. Mureș, Sighișoara, Sânpaul, Târnăveni, Cislădie, Orlat, Sibiu Nord, Aeroport), pe durata de analiză de 52 săptămâni.

Pe total în aceste stații s-au înregistrat 3.275 întreruperi tranzitorii, 317 întreruperi scurte și 144 întreruperi lungi.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii în cazul stațiilor Cislădie (24 săptămâni), Sibiu Nord (23 săptămâni), Orlat (17 săptămâni), Aeroport (15 săptămâni), Sebeș și Barabant (câte 12 săptămâni), Teiuș și Petrești (câte 8 săptămâni), Republica (7 săptămâni), Tg. Mureș (6 săptămâni), Târnăveni (5 săptămâni), Sighișoara (4 săptămâni), Sânpaul (2 săptămâni).

Depășirea valorii normale de flicker pe termen lung, s-a realizat în medie în 11 săptămâni pe an (valoare mediată pe total 25 stații de transformare), cu un număr maxim înregistrat la stațiile Cislădie, Sibiu Nord și Aeroport (toate cele 52 săptămâni) și Orlat (28 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime pentru toate armonicile analizate, a factorului de distorsiune armonică și a factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Sebeș (între 7 și 13 săptămâni), Teiuș (între 4 și 12 săptămâni), Petrești (între 4 și 12 săptămâni), Câmpul Frumos (între 5 și 12 săptămâni), Republica (între 3 și 10 săptămâni), Tg. Mureș (între 3 și 7 săptămâni), Sighișoara (între 3 și 6 săptămâni), Sânpaul (între 3 și 7 săptămâni), Târnăveni (între 3 și 8 săptămâni).

S-au înregistrat 13.267 goluri de tensiune și 4.546 creșteri de tensiune, distribuite astfel:

						Tabelul nr. 2.3.8		
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	$u \geq 1,2$ Uc
Nr. goluri	5.464	3.397	1.187	3.160	59	Nr. creșteri	1.949	2.597

Durata [ms]	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1.000$	$1.000 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$	Durata [ms]	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5.000$	$5.000 < t \leq 60.000$
Nr. goluri	10.950	1.561	142	219	395	Nr. creșteri	3.709	810	27

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

### 2.4.1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de *cereri de avize tehnice de racordare* (ATR) la rețeaua electrică de interes public a fost în anul 2019 de 219.815 (comparativ cu 250.135 în anul 2018 și 275.026 în anul 2017), 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 cereri de ATR primite	42.315	16.321	12.651	19.243	23.548	13.904	46.167	45.666	219.815

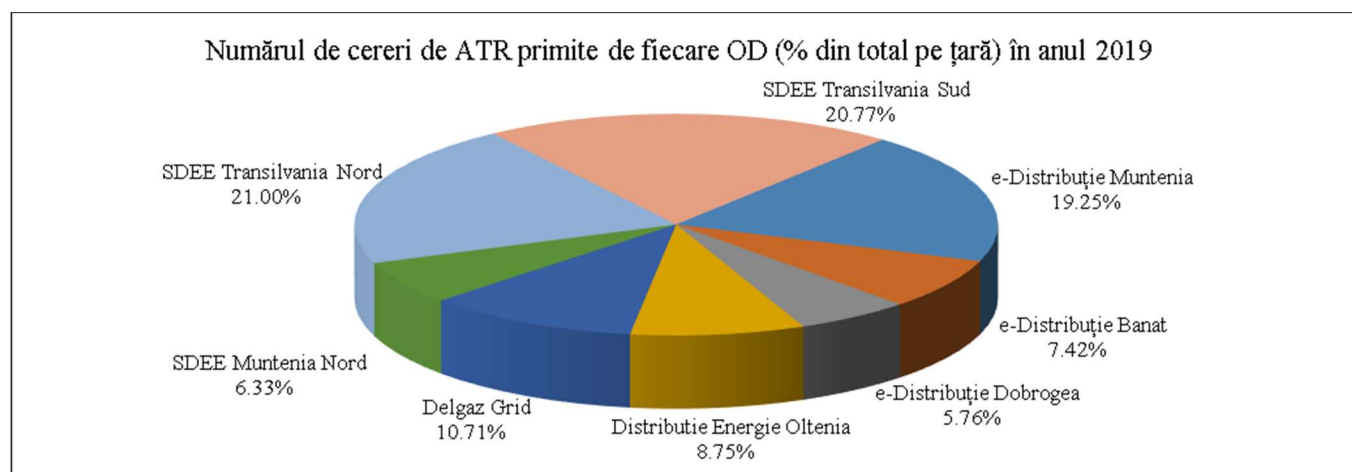
Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 4.068 solicitări, respectiv 1,85 % din totalul acestora.

Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile a fost de 4.399, care reprezintă 2 % din totalul solicitărilor anului 2019, în creștere scădere față de procentul de 1,84 % din anul 2018, respectiv 1,56 % din total din anul 2017.

Numărul total de *ATR emise* în anul 2019 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	41.892	16.023	12.426	18.759	22.973	13.904	46.167	43.603	215.747
Procent din nr. total de cereri primite (%)	99,00	98,17	98,22	97,48	97,56	100	100	95,48	98,15



Numărul maxim de ATR emise s-a înregistrat la SDEE Transilvania Nord (46.167 / 21,4 % din total) iar numărul minim s-a înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (12.426 / 5,76 % din total).

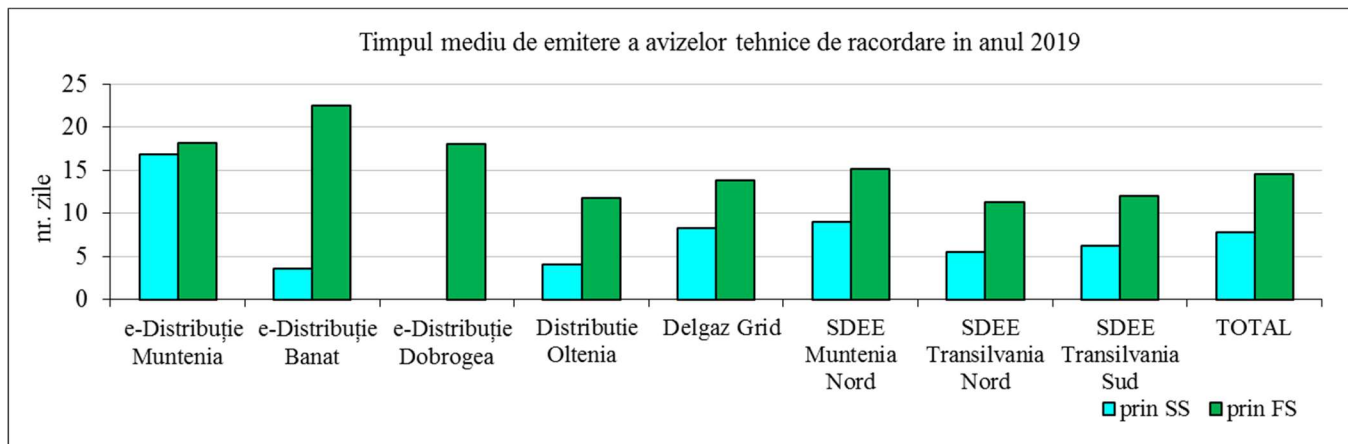
*Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare* de la depunerea documentației complete, calculat la nivelul întregii țări, pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție a fost de 7,78 zile (față de 10,41 zile în anul 2018 și 6,97 zile în anul 2017), iar pentru cazul în care soluția a fost

stabilită prin fișă de soluție a fost de 14,54 zile (față de 15,86 zile în anul 2018 și 17,41 zile în anul 2017), 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 emitere a ATR pentru soluția stabilită prin	Studiu de soluție	17	4	-	4	8	9	5	6	7,78
	Fișă de soluție	18	23	18	12	14	15	11	12	14,54

\* medie ponderată cu numărul de ATR emise



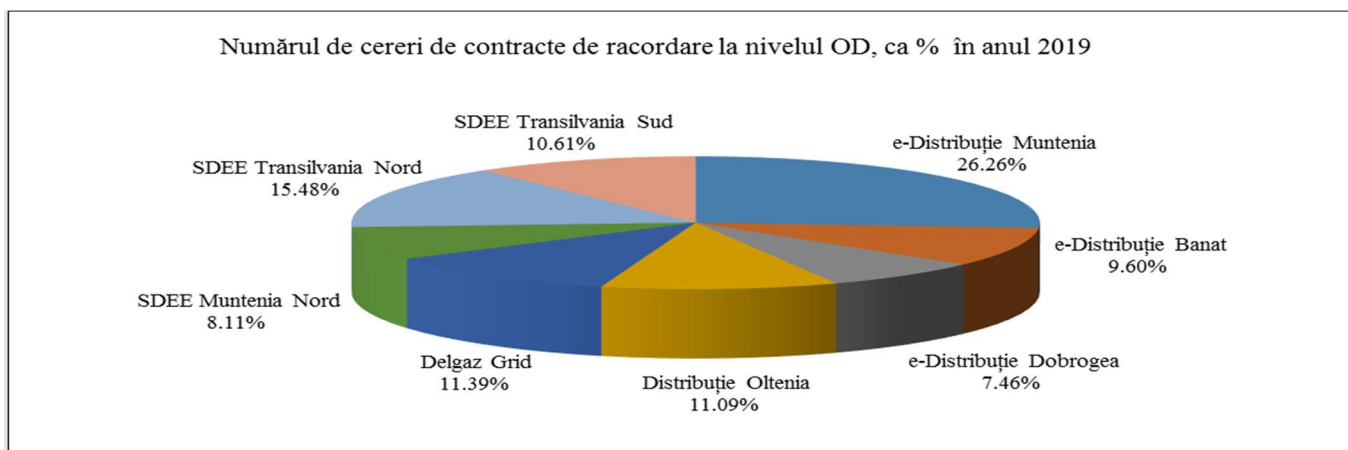
Timpul mediu de emitere a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție a depășit cu mult limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul E-Distribuție Muntenia (17 zile).

## 2.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2019 a fost de 144.754. 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	38.016	13.892	10.802	16.046	16.490	11.744	22.409	15.355	144.754
clienți casnici	10.866	9.380	6.485	11.773	10.995	7.780	16.133	10.210	83.622



Cele mai multe cereri de contracte de racordare s-au înregistrat de E-Distribuție Muntenia (26,26 % din total), iar numărul cel mai mic s-a înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (7,46 % din numărul total de cereri).

Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 144.037, reprezentând cca. 99,5% din cererile de contracte de racordare înregistrate.

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 încheiate	37.735	13.783	10.717	16.032	16.302	11.744	22.375	15.349	144.037

*Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare* în anul 2019 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4,68 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.3

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	3	4	7	1	2	9	9	5	4,68

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare maximă de 9 zile la SDEE Muntenia Nord și SDEE Transilvania Nord, situat sub, dar 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 6.476, respectiv 4,47 % 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	3.156	1.304	1.948	-	19	-	49	-	6.476

Se constată că depășirile de termen se înregistrează în cadrul societăților E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea (similar situației anilor anteriori).

*Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate* a fost de 226, respectiv 0,16 % din numărul total de solicitări, în mare parte la operatorii E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea, 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	157	25	39	5	0	0	0	0	226

### 2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție în anul 2019 a fost de 577.364 (față de 601.314 în anul 2018), cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.3.1

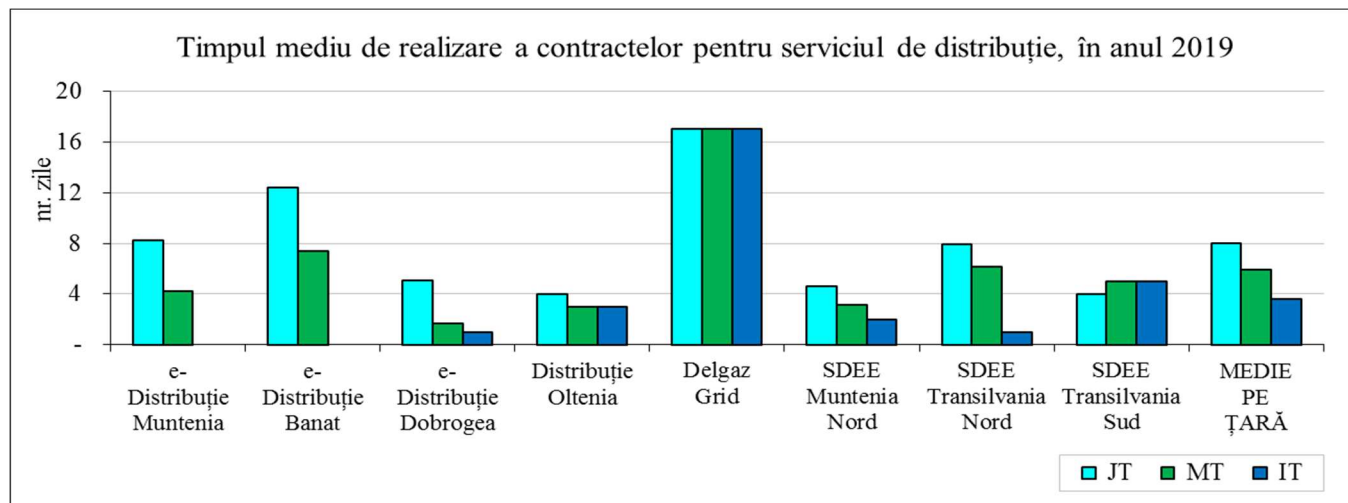
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție	61.327	29.815	36.688	68.262	265.331	20.883	40.921	54.133	577.364

Numărul maxim de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție, cca. 46 %, s-a înregistrat la operatorul Delgaz-Grid. Conform explicației acestui operator valoarea raportată reprezintă numărul total al cererilor de contracte de distribuție și include cereri de schimbare a furnizorului (inclusiv renunțările), modificări de natură administrativă, solicitări de prelungire contracte, rezilieri sau modificări de contracte, trecere client la FUI, modificări tehnice (prosumatori, modificări soluții alimentare, spor putere), locuri de consum noi.

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 8,03 zile la JT, 5,94 zile la MT și 3,63 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.3.2

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție [zile]	JT	8	12	5	4	17	5	8	4	8,03
	MT	4	7	2	3	17	3	6	5	5,94
	IT	-	-	1	3	17	2	1	5	3,63



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

#### 2.4.4. Procesul de racordare

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

Tabelul nr. 2.4.4.1

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	96	143	123	81	114	104	45	60	96
	MT	480	440	382	244	172	143	117	56	254
	IT	1.087	-	-	-	-	-	-	-	-

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 96 zile la nivelul întregii țării (față de 89 zile în anul 2018), situându-se între 45 zile la SDEE Transilvania Nord și 143 zile la E-Distribuție Banat. Se înregistrează performanțele cele mai scăzute, comparativ cu media pe țară, în cazul operatorilor E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea și Delgaz Grid.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 254 zile la nivelul întregii țării (față de 235 zile în anul 2018), cu o valoare minimă de 56 zile la SDEE Transilvania Sud și o valoare maximă de 448 zile la E-Distribuție Muntenia. Se remarcă o performanță scăzută a operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea (similar situației anului 2018).

*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	870	2.161	1.794	1.615	1.694	3.005	2.414	5.764	2.415
	MT	226.219	96.291	69.499	38.342	75.779	106.973	71.570	101.501	98.272
	IT	16.659.313 <sup>2)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-

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

2) Cazul unei instalații de racordare la 110kV constând în traseu LES 3,3 km dublu circuit zonă metropolitană + stație de conexiuni de 110kV (2 celule hibrid de linie, o celulă cuplă longitudinală cu separator, 2 celule măsură, camera comandă, protecții și telecomandă, lucrări construcții civile)

Costul mediu de racordare la JT a fost de 2.415 lei la nivelul întregii țări (față de 1.775 lei în 2018 și 1.884 lei în 2017) cu o valoare minimă de 870 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 5.764 lei la SDEE Transilvania Sud.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 98.272 lei la nivelul întregii țări (92.033 lei în 2018, 68.645 lei în 2017) cu o valoare minimă de 38.342 lei la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 226.219 lei la E-Distribuție Muntenia.

Deoarece s-a constatat că raportările de medii anuale transmise în baza *Standardului de performanță* conțin și cazuri de natură administrativă, precum schimbări de furnizor și alte cheltuieli pe tarif de racordare, precum cheltuieli cu studii de soluție, ANRE a solicitat ODC situația exclusivă a instalațiilor de racordare cu PIF anul 2019, prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.4.3

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL/MEDIE PE ȚARĂ
Nr. de instalații de racordare cu PIF în 2019		36.307	12.680	9.623	12.963	18.263	7.302	10.421	7739	115.298
Durata medie a procesului de racordare ]	JT	93	121	110	81	114	104	45	118	98
	MT	448	386	358	244	172	143	117	152	253
Costul mediu a procesului de racordare ]	JT	808	2008	1357	1615	1694	3005	2414	2619	1.940
	MT	226.003	117.120	105.866	38.342	75779	106.973	71.570	76.079	102.329

### 2.4.5. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR în anul 2018 a fost de 2.828, 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	TOTAL ȚARĂ
Numarul de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR	JT	975	421	236	-	732	91	3	34	2.492
	MT	7	11	2	-	19	-	-	1	40
	IT	-	-	-	-	-	-	-	1	1

Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la e-Distribuție Muntenia (975 reclamații, reprezentând 31,1 % din total), situație similară anului 2018.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 15,4 zile la JT și 16,7 zile la MT. La IT au fost înregistrate reclamații doar la SDEE Transilvania Sud, cu timp mediu de răspuns de 10 zile.

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 raspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR	JT	13	23	13	-	15	15	-	42	15,4
	MT	18	21	19	-	14	-	-	13	16,7
	IT	-	-	-	-	-	-	-	10	10

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

Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în termenul stabilit prin reglementările în vigoare este 26.

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	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în termenul reglementat	16	2	-	-	8	-	-	-	26

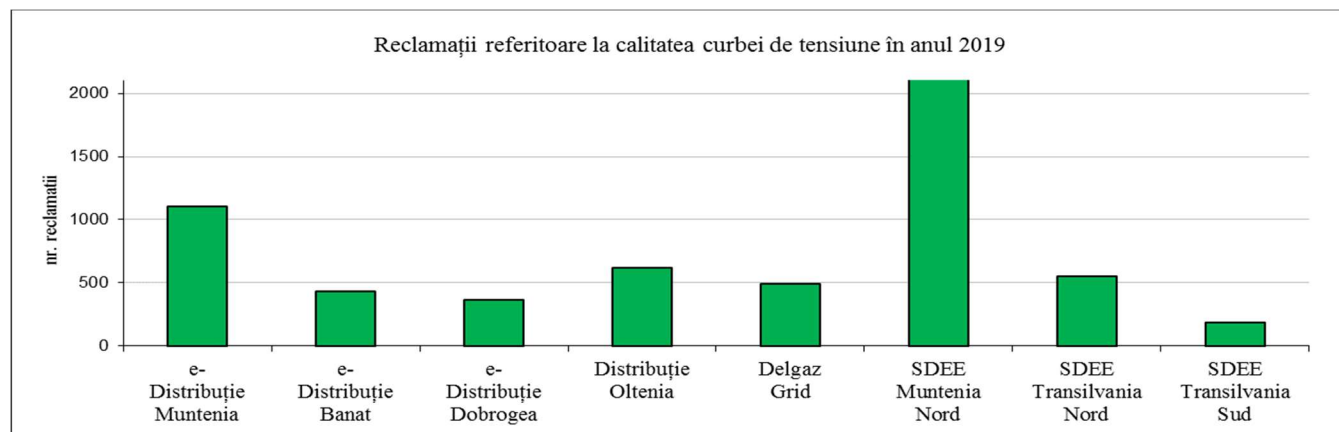
Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice definită prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160, ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii odată cu aprobarea *Standardului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

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 5.888, cu următoarea repartizare pe OD:

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
Nr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune (toti cons.)	JT	1.038	414	352	583	470	2.135	551	179	5.722
	MT	63	20	14	30	19	10	0	3	159
	IT	0	0	0	6	0	0	0	1	7

Se constată că numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la SDEE Muntenia Nord (41,3 % din totalul reclamațiilor la JT), similar anilor anteriori în care s-au înregistrat la acest operator 2.028 reclamații dintr-un total de 4.227 în anul 2017 și 1.636 dintr-un total de 4.375 în anul 2018.



Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 15 zile la JT, respectiv 12 zile la MT și IT.

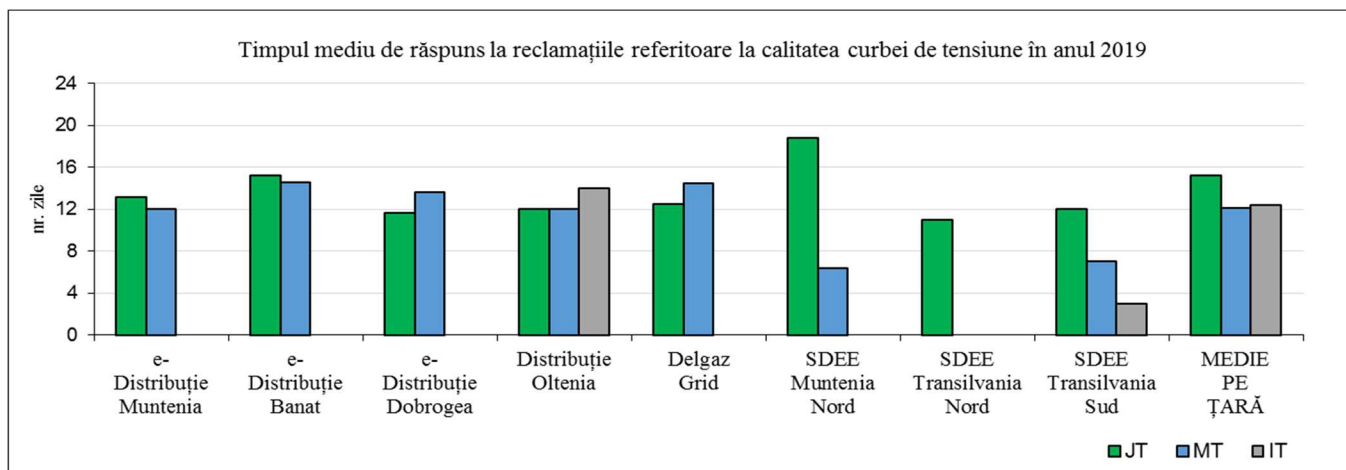
Tabelul nr. 2.4.5.5

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de raspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune	JT	13,1	15,2	11,6	12,0	12,5	18,8	11,0	12,0	14,9
	MT	12,0	14,6	13,6	12,0	14,5	6,4	-	7,0	12,3
	IT	-	-	-	14,0	-	-	-	3,0	12,4

La IT s-au înregistrat reclamații doar la Distribuție Energie Oltenia și SDEE Transilvania Sud.

Se constată înregistrarea de termene apropiate de termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*, în cazul SDEE Muntenia Nord, după cum se observă din diagrama de mai jos.





Pe total țară s-au înregistrat un număr de 90 *reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune la JT, care nu s-au putut rezolva*, la operatorii E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea, cu distribuția:

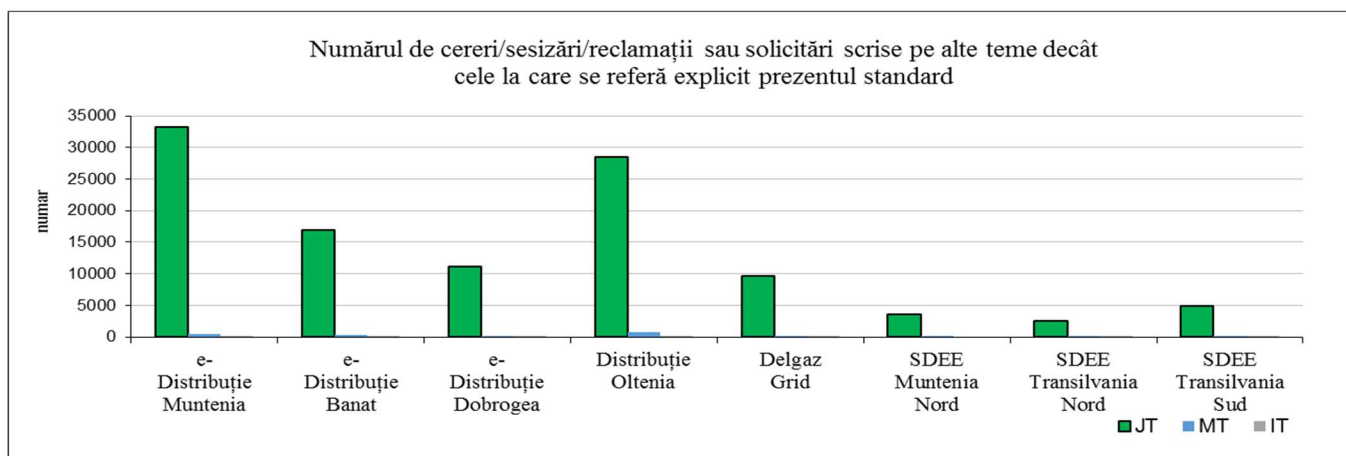
Tabelul nr. 2.4.5.6

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
Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	9	64	17	-	-	-	-	-	90

*Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit Standardul*, a fost de 112.484 la nivelul întregii țări (față de 87.044 în anul 2018 și 78.055 în anul 2017). Numărul maxim a fost înregistrat la E-Distribuție Muntenia (33.715, reprezentând 29,97%), similar situației anului 2018.

Tabelul nr. 2.4.5.7

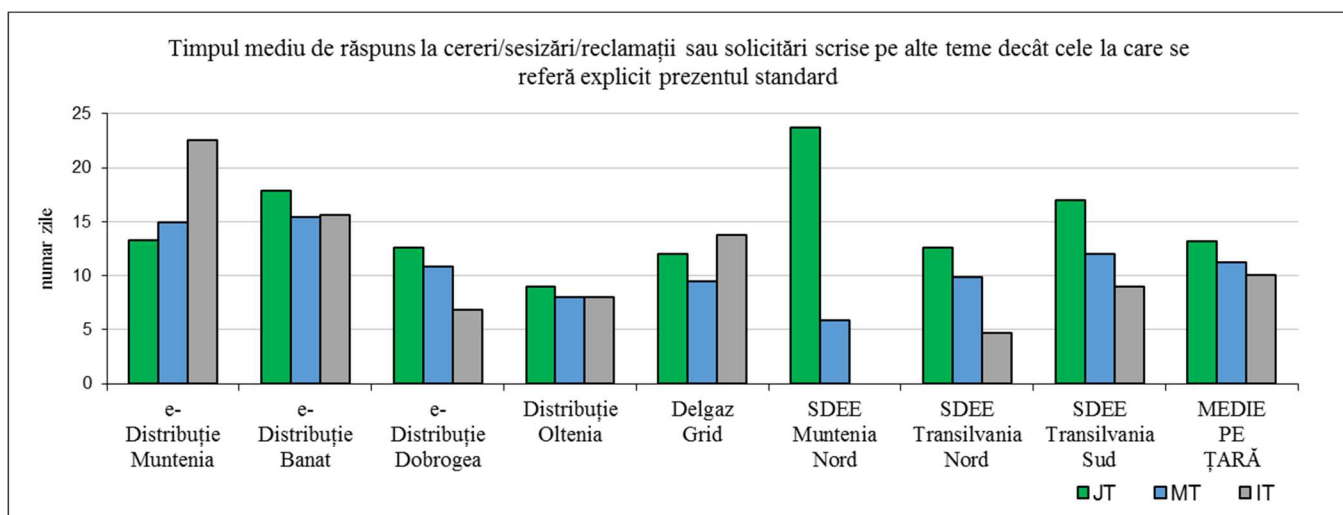
OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme	JT	33.236	16.969	11.062	28.550	9.677	3.603	2.467	4.859	110.423
	MT	477	269	196	734	212	15	27	38	1.968
	IT	2	12	7	52	14	-	1	5	93



*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 13 zile la JT, 11 zile la MT și respectiv 10 zile la IT, la nivelul întregii țări.*

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	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme	JT	13	18	13	9	12	24	13	17	13
	MT	15	15	11	8	10	6	10	12	11
	IT	23	16	7	8	14	-	5	9	10



S-a înregistrat o valoare maximă de 24 zile la JT la SDEE Muntenia Nord, similar situației anului 2018, dar care se încadrează în termenul maxim de 30 zile, stabilit în *Standard*.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 3.161 *reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul care nu s-au putut rezolva*, în cazul operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea, având următoarea distribuție:

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 reclamațiilor scrise pe alte teme care nu s-au putut rezolva	156	2.671	334	-	-	-	-	-	3.161

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 1.475 *solicitări/sesizări/reclamații scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard*, cu distribuția:

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 PE ȚARĂ
Numărul de solicitări/sesizări/reclamații scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard	324	43	47	4	682	1	-	374	1.475

Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate a fost de 61.120 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 10 zile la JT, 9 zile la MT și IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

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/ MEDIE PE ȚARĂ
Reclamații referitoare la datele măsurate	JT	9.954	7.383	5.184	32	23.560	7.099	2.260	1.393	60.632
	MT	129	77	92	3.799	135	15	-	2	482
	IT	3	0	1	1	1	-	-	-	6
Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la datele măsurate	JT	7	10	6	5	12	13	10	10	10
	MT	7	10	6	4	14	2	-	2	9
	IT	11	-	13	5	6	-	-	-	9

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 97.749 deconectări pentru neplată, cu distribuția:

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	TOTAL PE TARA
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	12.436	5.610	5.520	16.159	13.135	11.311	19.067	14.019	97.257
	MT	71	59	59	135	35	86	20	19	484
	IT	0	0	0	2	0	5	1	-	8

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 o zi la nivelul întregii țări.

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	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare	JT	1	1	1	1	1	2	3	1	1,47
	MT	1	2	1	1	1	1	1	1	1,07
	IT	-	-	-	1	-	-	-	-	0,25

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. 2.4.5.14

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Număr de apeluri telefonice		819.035	464.438	319.761	343.105	626.130	400.315	270.323	284.340
Număr de apeluri preluate		743.432	435.592	290.784	301.385	626.130	299.391	221.992	207.538
Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60s		60.723	37.952	24.633	49.431	0	103.723	72.406	47.895
Procent apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 60 sec.		8,17%	8,71%	8,47%	16,40%	0,00%	34,64%	32,62%	37,01%
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)		71	68	69	43	18	74	81	62

Valoarea maximă a timpului mediu de răspuns se înregistrează în cazul operatorului SDEE Transilvania Nord. În cazul Delgaz Grid, conform afirmațiilor operatorului, ca urmare a implementării unui sistem de asistent virtual nu s-au înregistrat apeluri nepreluate cu timp de așteptare mai mare de 60 secunde.

#### 2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor

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

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

Situația compensațiilor plătite de OD în anul 2019 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.6.1

		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	6.950	35.917	15.606	7.418	26.454	9.855	3.911	12.185
	lei	517.205	1.524.025	706.645	427.760	1.012.525	327.925	123.040	384.435
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	52	16	13	-	152	1	21	6
	lei	4.335	1.600	1.150	-	10.770	70	1.470	425
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a en. el.	nr.	1.725	1.308	607	7	1.491	97	2	435
	lei	168.265	134.775	59.850	620	139.925	12.115	135	22.765
TOTAL compensații	nr.	8.727	37.241	16.226	7.425	28.097	9.953	3.934	12.626
	lei	689.805	1.660.400	767.645	428.380	1.163.220	340.110	124.645	407.625

Se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor.

În condițiile în care începând cu 2019 în *Standardul de Performanță* s-a impus acordarea automată a compensațiilor pentru neîndeplinirea indicatorilor de continuitate a alimentării cu energie electrică pentru toate nivelurile de tensiune, se înregistrează în acest an un număr semnificativ de compensații acordate pe aceasta temă (12.185, reprezentând 90 % din total). Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energie electrice reprezintă 9,6 % din total.

### 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.	290,00
	ArcelorMittal Hunedoara S.A.	100,00
	ArcelorMittal Galați S.A.	200,00
	C.O.S. S.A.	45,083*
	Complex Energetic Oltenia/S.E.Ișalnița 3TDE2	23,12*
	Foto Distribuție S.A.	0,98
	Mechel Câmpia Turzii SA- Industria Sârmei Câmpia Turzii S.A.	0*
	SE Borzești stație electrică	156,90
	TMK Reșița S.A.	86,02
Producător	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	81,30
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	75,90
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	69,00
	Complexul Energetic Hunedoara S.A.	1.057,00
	Complexul Energetic Oltenia S.A.	2.850,00
	Crucea Wind FARM S.R.L.	108,00
	Enel Green Power S.A. (fost ELCOMEX)	179,40
	Hidroelectrică S.A.	2.625,40
	EDP Renewables România S.R.L.	132,00
	Land Power S.R.L.	84,00
	MW Team Invest S.R.L.	85,00
	Tomis Team SRL	262,50
	Ovidiu Devemopement SRL	252,50
	OMV Petrom S.A.	878,07
	SE Borzești TA7	210,00
	SN Nuclearelectrică S.A. Unitatea nr.1 Cernavodă	1.413,00
	SNGN Romgaz S.A.	300,00
Operator de distribuție	E - Distribuție Muntenia S.A.	1147,0*
	E - Distribuție Banat S.A.	800,1*
	E - Distribuție Dobrogea S.A.	668,01*
	Distribuție Energie Oltenia S.A.	891,2*
	Delgaz Grid S.A.	701,8*
	SDEE Muntenia Nord S.A.	794,0*
	SDEE Transilvania Nord S.A.	826,4*
	SDEE Transilvania Sud S.A.	1040,8*
	Flavus Investiții S.R.L.	7,70
	Arcelor Mitall Galați S.A.	194,8
Operator de transport și sistem	MAVIR (Ungaria)	Export - 650 / Import - 800
	EMS JSC (Serbia)	Export - 600 / Import - 800
	ESO-EAD (Bulgaria)	Export - 550 / Import - 550
	WPS (Ucraina)	Export - 100 / Import - 500

\*) valori maxime măsurate în anul 2019

Notă: Pentru granițele cu funcționare sincronă sunt precizate cele mai mari valori ale NTC export/import din 2019 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)		
		2017	2018	2019
1	750	3,108	3,108	3,108 <sup>1)</sup>
2	400	4.915,2	4.971,7	4.971,7
3	220	3.875,6	3.875,6	3.875,6
4	110	40,4	40,4	40,4

Tabelul nr. 3.1.1.3

Nr. Crt.	U (kV)	Total stații electrice (buc)		
		2017	2018	2019
1	750	1	1	- <sup>2)</sup>
2	400	38	38	39
3	220	42	42	42

Notă:

- 1) Liniile cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV, fiind încadrate la această categorie.
- 2) În cadrul procesului de re tehnologizare a stației 750/400 kV Isaccea, a fost redusă definitiv din exploatare și a doua unitate de transformare de 750/400 kV, 1250 MVA. Stația Isaccea a fost încadrată în categoria stațiilor electrice de 400 kV

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.890,87 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km.

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

Tabelul nr. 3.1.1.4

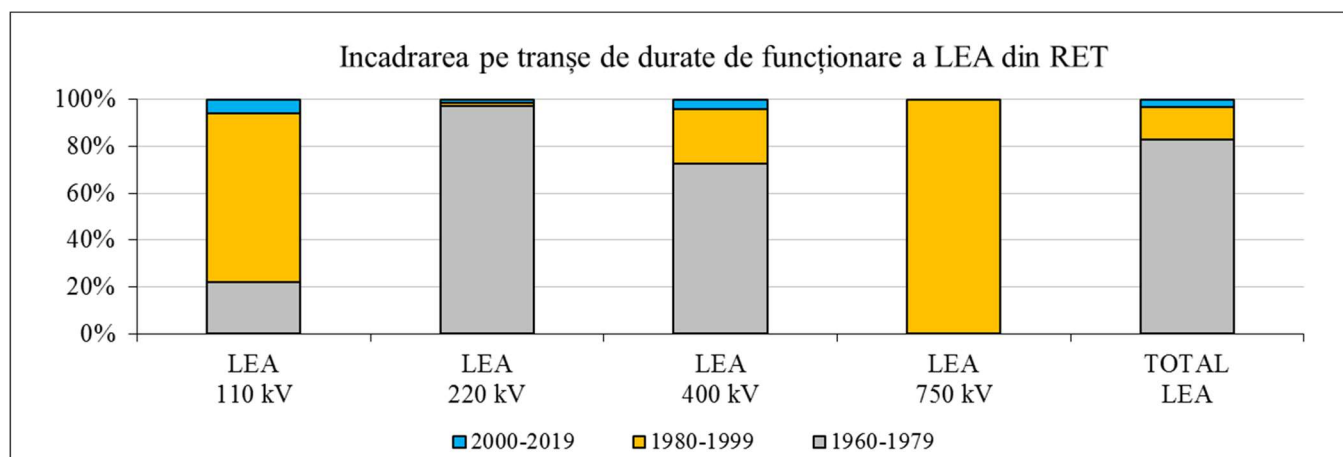
AT 400 / 220 kV 400 MVA	AT 220 / 110 kV 200 MVA	T 400 / 110 kV 250 MVA	AT 220 / 110 kV 400 MVA	AT 400 / 220 kV 500 MVA	AT 220 / 110 kV 100 MVA	T 110 / MT 63 MVA	T 110 / MT 40 MVA	T 110 / MT 25 MVA	T 110 / MT 20 MVA	T 110 / MT 16 MVA	T 110 / MT 10 MVA	TOTAL [buc. / MVA]
20	82	31	2	2	1	2	7	25	1	33	8	214/ 35.709

### 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	3.764,3	97,1	3.613,67	72,7	-	-	7.386,85	83,08
1980-1999	29,1	72	61,1	1,6	1.144,42	23,0	3,11	100	1.237,75	13,92
2000-2019	2,42	6	50,3	1,3	213,62	4,3	-	-	266,29	3,00



Din totalul LEA, 83 % dintre acestea au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14 % între anii 1980 și 1999. Rezultă prin urmare că o mare parte a LEA au o durată utilizare la limita duratei de viață, cu un nivel tehnologic depășit. Se constată un proces redus de puneri în funcțiune după anul 2000, de numai 3 %.

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 si duratele normale de functionare ale mijloacelor fixe* stabilit prin HG 2139/2004) 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 mediu de utilizare (%)	1960-1979	114,58	100,14	99,60	-	99,89
	1980-1999	65,38	79,17	73,79	68,75	73,85
	2000-2019	12,50	22,35	15,35	-	16,65

Notă:

Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA

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

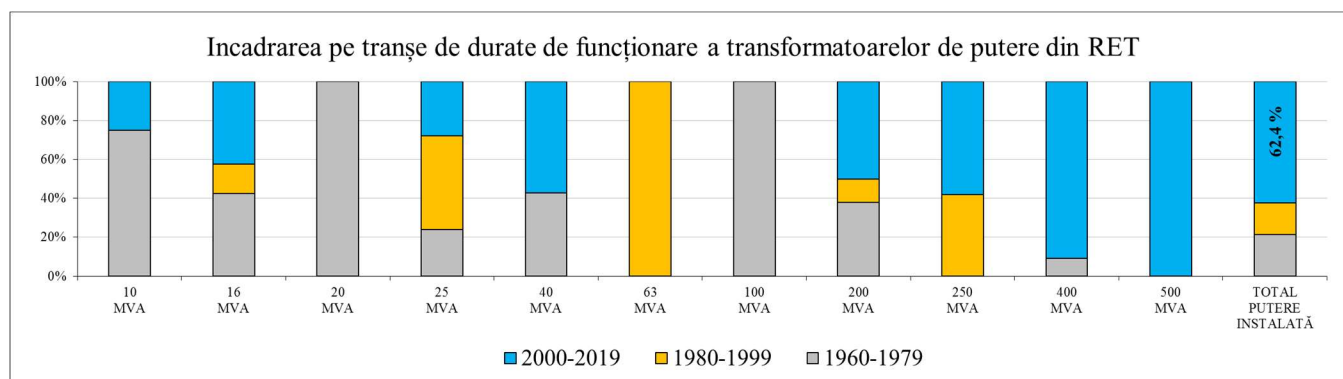
Gradul mediu de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad mediu de utilizare foarte ridicat (99,9 %) pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83,03 % 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	14	1	6	3	-	1	31	-	2	-	-	7.674	21,5
	1980-1999	-	5	-	12	-	2	-	10	13	-	-	-	5.630	16,1
	2000-2019	2	14	-	7	4	-	-	41	18	20	2	-	22.279	62,4



Din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 37 % a fost pusă în funcțiune înainte de 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	191	182	238	184	188	-	179	189	-	186	-	-	> 100 %
	1980-1999	-	148	-	146	-	163	-	150	126	-	-	-	
	2000-2019	21	21	-	22	33	-	-	35	43	46	69	-	

Se constată că majoritatea transformatoarelor/autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (cca. 38 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită. Pentru restul de transformatoare/autotransformatoare, gradul de utilizare mediu raportat la puterea instalată este de cca. 42 %.

### 3.1.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a) linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 3.1.3.1

Nivel tensiune superioară	Total linii electrice (km)			Linii electrice re tehnologizate (km)			Linii electrice nou realizate (km)		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
750 kV	3,1	3,1	3,1	-	-	-	-	-	-
400 kV	4.915	4.977	4.971,7	-	-	-	-	62,12	-
220 kV	3.875,6	3.875,6	3.875,64	-	-	-	-	-	-
110 kV	40,4	40,4	40,42	-	-	-	-	-	-

b) transformatoare și autotransformatoare:



Tabelul nr. 3.1.3.2

Nivel tensiune superioară	Total stații electrice (buc)			Stații electrice re tehnologizate* (buc)			Stații electrice nou realizate (buc)		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
750 kV	1	1	-	-	-	-	-	-	-
400 kV	38	38	39	2	3	-	-	-	-
220 kV	42	42	42	6	5	1*	-	-	-

\*) În anul 2019 s-a finalizat re tehnologizarea stației 220/110 kV Turnu Severin Est.

De asemenea s-au realizat puneri în funcțiune parțiale în cadrul următoarelor lucrări de investiții:

- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești;
- Retehnologizare stației 400 kV Issacea (etapa I - înlocuire bobine de compensare și celule aferente și celula 400kV Stupina); În cadrul procesului de re tehnologizare a stației 750/400 kV Isaccea, a fost redusă definitiv din exploatare și a doua unitate de transformare de 750/400 kV, 1250 MVA. Actualmente stația Isaccea se încadrează în categoria stațiilor electrice de 400 kV.
- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400(220) kV în stația Focșani Vest;
- Lucrări de re tehnologizare în stații de 110kV (înlocuire T4 16MVA, înlocuire T1 16 MVA în stația FAI 110/6.6kV) și PIF parțial în cadrul modernizării stațiilor 110kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Modova).

### 3.1.4. Realizarea planului anual de investiții

a. Valori programate și realizări investiții din surse proprii pe serviciul de transport:

Tabelul nr. 3.1.4.1

	Sem. I	Sem. II	2019
Valoare programată [lei]	128.524.938*	128.544.503	257.069.441
Valoare realizată [lei]	16.064.980	148.476.454	164.585.667
Grad de realizare valorică (considerând inclusiv realizări din alte planuri)			64%

Nota:

\*) Valoare adusă în termenii nominali ai anului 2019

b. Valori programate și realizări investiții din surse proprii pe serviciul de sistem:

Tabelul nr. 3.1.4.2

	Sem. I	Sem. II	2019
Valoare programată [lei]	2.734.573*	143.710	2.734.717
Valoare realizată [lei]	468.994	356.863	825.857
Grad de realizare valorică (considerând inclusiv realizări din alte planuri)			30%

Nota:

\*) Valoarea din sem. I din planul de perioada (2.500.000 lei) adusa in termenii nominali ai anului 2019

c. Evoluție valori programate și realizări din fonduri proprii în perioada 2015-2019 :

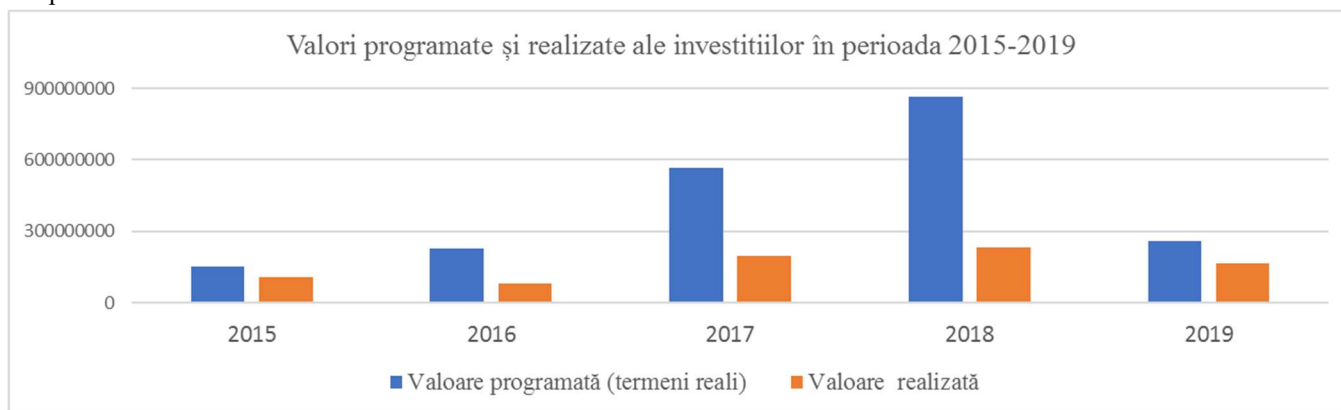
Tabelul nr. 3.1.4.3

	2015	2016	2017	2018	2019
Valoare programată [lei]*	155.096.750	256.300.431	587.335.286	885.087.021	259.804.158
Valoare realizată [lei]	106.817.186	81.392.087	197.358.724	235.739.485	165.411.524
Grad de realizare valorică (inclusiv din alte planuri)	69%	32%	34%	27%	64%**

Notă:

\*) Valorile programate sunt în termenii nominali ai anului respectiv (la valoarea programată din planul perioadei de reglementare s-au aplicat inflațiile)

\*\*) Nu reprezintă gradul de realizare al investițiilor aferente anului 2019 deoarece valorile realizate conțin și investiții finalizate din planuri anterioare



Din graficul de mai sus se remarcă un nivel foarte scăzut al investițiilor în ultimii 5 ani.

Valorile realizate ale proiectelor programate în anul 2019 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.4.4

	Descriere Lucrări	Realizat
A	Retechnologizarea RET existente:	
1	Retechnologizare stația 400/110/20 kV Domnești	35.791.417
2	Retechnologizarea stației 400 kV Isaccea - Etapa I	30.612.836
3	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice - Etapa 2, faza 2 Lot II - Trafo	2.554.035
4	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400(220) kV din stația Focșani Vest	7.889.800
5	Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV	7.125.920
B	Extindere RET (21 investiții la nivel de sucursale și executiv)	12.008.302
I	Alte investiții și dotări	7.304.020
	Realizări din planul anului 2019	103.286.330

Proiectele programate în anii anteriori dar finalizate în cursul anului 2019 (inclusiv majorări mijloace fixe) se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.4.5

	Descriere Lucrări	Realizat
1	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava- majorare valoare MF	36.685
2	Modernizare sistem comandă-control-protecție al st.220/110/20 kV Sărdănești	1.400
3	Retechnologizare stația 220 / 110 kV Turnu Severin Est	42.852.274
4	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord	6.924.634
5	Retechnologizarea stației electrice 400/220/110/20 kV Bradu - etapa V	12.277.242
6	Retechnologizarea stației 220/110/20 kV Câmpia Turzii	32.959
	Realizări din alte planuri	62.125.194

Din analiza valorilor raportate se constată că cca. 63 % din lucrările realizate (103.2086.330 lei din 165.411.524 lei) reprezintă lucrări aparținând planului de investiții al anului 2019, restul reprezentând recuperări / devansări din planurile altor ani.

Tabelul nr. 3.1.4.6

Investiții realizate în anul 2019	Valoare	Procent
- din planul anului 2019 declarate finalizate (PIF final)	67.494.913	40,8 %
- din planul anului 2019 declarate nefinalizate (PIF parțial)	35.791.417	21,6 %
- din alte planuri de investiții (recuperări / devansări )	62.125.194	37,6 %

În conformitate cu prevederile Art. 36, alin (2) și (4) ale *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările ulterioare, OTS are obligația de a realiza investiții în elemente de rețea din surse proprii de cel puțin 95 % din valoarea totală a acestora din planul de investiții, considerându-se inclusiv un termen de recuperare stabilit la 8 luni pentru anul 2019.

La finalul anului 2019 gradul de realizare al planului de investiții, considerând doar lucrările de investiții aparținând acestui plan (fără recuperări/devansări din alte planuri de investiții) este de cca. 40 %.

d. Stadiul de realizare ale lucrărilor de investiții aferente planului de investiții al anului 2019:

- lucrări de investiții finalizate:

Tabelul nr. 3.1.4.7

Poz.	Descriere
A.2	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea - Etapa I,
A.3	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice - Etapa 2, faza 2 Lot II
A.4	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400(220) kV din stația Focșani Vest
A.5	Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV

- lucrări de investiții nefinalizate (PIF parțial)

Tabelul nr. 3.1.4.8

Poz.	Descriere	Justificare întârziere
A.1	Retehnologizare stația 400/110/20 kV Domnești	- necesitatea actualizării PT și CS prin forțe proprii (realizat în 30.03.2016) datorită lipsei ofertanților la licitațiile organizate, durata mare a procedurii de achiziție (licitație execuție lucrări anulată din cauza ofertelor neconforme) - aproximativ 2 ani (mai 2015- februarie 2017), contract execuție semnat 07.02.2017, - s-au înregistrat întârzieri în execuție de circa 12 luni parțial din vina executantului și parțial din cauza schimbării soluției de evacuare a apelor pluviale din stație care a necesitat obținerea avizelor și autorizațiilor de la autoritățile locale. - diferența se va executa până la data de 30.08.2020 inclusiv o parte din PIF-ul programat pentru anul 2021

- lucrări de investiții întârziate

Tabelul nr. 3.1.4.9

Poz.	Descriere	Justificare întârziere
A.6	Retehnologizare stație 220/110 kV Craiova Nord	PIF decalat în august 2020 având drept cauză imposibilitatea efectuării de provizorate în condițiile în care furnizorul de celule mobile a întârziat livrarea
A.7	Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Hunedoara	PIF-ul se va realiza în martie 2020 ca urmare a întârzierii în execuție a contractorului

E.1	Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu	La data prognozei pentru perioada a treia de reglementare era în curs de elaborare SF-ul care prevedea un grafic de realizare a investiției de 2 ani. Elaborarea SF-ului a avut o întârziere de 7 luni. Elaborarea CS a condus la o decalare de 22 luni față de graficul prognozat de realizare a investiției - martie 2018 (calitate foarte slabă a proiectării). A fost necesară actualizarea SF-ului în scopul optimizării soluției. Având în vedere apariția necesității achiziției lucrării prin două proceduri de licitație diferite a trebuit să se elaboreze 2 CS corespunzătoare. În mai 2019 s-au demarat cele 2 proceduri de achiziție: NFIP pt echipamente GIS și LD pt lucrări. Procedura NFIP s-a anulat în urma solicitării ANAP. Este în curs o consultare de piață pentru stabilirea celei mai bune soluții de finalizare proiect. LD în derulare. OTS estimează PIF-uri parțiale în 2022 și 2024
E.2	Stația de 220 kV Ostrovu Mare	Investiții corelate. Întârzieri cauzate de: obținerea terenurilor necesare construirii stâlpilor, necesitatea actualizării documentațiilor tehnico-economice conform deciziei date de Curtea de Apel în procesul OTS cu Curtea de Conturi, modificări de natură tehnică.
E.3	LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET	

După expirarea duratei permise pentru recuperarea realizării lucrărilor de investiții programate în cadrul planului de investiții aferent anului 2019, se va reevalua gradul de realizare al planului de investiții, considerând doar lucrările de investiții în elemente de rețea aparținând acestui plan (fără recuperări din alte planuri de investiții, aferente anilor anteriori). La finalul anului 2019 acest grad este de cca. 40 %.

e. Alte lucrări realizate din contribuții financiare, în valoare totală de 5.093.795 lei, astfel:

- lucrări de racordare a Platformei Arcelor Mittal Galați la stația 400/110 kV Smârdan;
- lucrări de racordare a stației 110kV Ulmi la celula de linie LEA 110 kV din stația 220110/20 kV Târgoviște;
- realizare condiții de coexistență între LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag și Alba Iulia – Gâlceag;
- relocare rețele de înaltă tensiune Autostrada Brașov – Târgu Mureș - Cluj – Oradea, secțiunea 2A;
- realizare condiții de coexistență cu LEA 400 kV Teleajen -Stâlpu, deschiderea 98-99 a unei rețele de canalizare nou înființate în județul Prahova, comuna Tomșani, sat Tomșani;
- eliberare amplasament și realizare condiții de coexistență pentru imobilul din Splaiul Unirii, nr. 865W, sector 3, București;
- realizare condiții de coexistență între LEA 220 kV Bradu – Pitești Sud și proiectul “Construirea unei fabrici pentru producția de adezivi și a unor construcții conexe, sistematizare verticală și orizontală”
- relocarea rețelelor de înaltă tensiune 220 kV pentru autostrada Sebeș -Turda, lot 1, km 0 + 000 – km 17+ 000 - Secțiunea C – km 0 + 300.

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

Stadiul proiectelor cuprinse Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027 (PDRET), aflat în vigoare, este prezentat în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.1.5

	Total lucrări	Stadiu			
		Finalizat	În termen	Întârziat	Exclus din plan
A - Retehnologizarea RET existente	58	8	24	25	1
C - Siguranța alimentării consumului	4	0	1	3	0
D - Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	11	0	2	9	0
E - Integrarea producției din centrale - alte zone	2	0	0	2	0
F - Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE	17	2	4	11	0
G - Platforma integrată de conducere operativă a SEN + Înlocuire componente sistem EMS SCADA Areva + Înlocuire componente suport ale platformei Pieței de Echilibrare	1	0	1	0	0
H - Sistem de contorizare și management date de măsurare a energiei electrice pe piața angro	1	0	0	1	0
J - Management sisteme informatice și telecomunicații	1	0	0	1	0
K - Infrastructură critică	1	0	0	1	0

O raportare detaliată privind stadiul fiecărui proiect și motivele intarzierilor se regaseste în cadrul Anexei nr. 3.

### 3.1.6. Monitorizarea stadiului proiectelor de interes comun

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

Valoarea capacității de interconexiune prezentată în Raportul de țară al României de 7 % a fost calculată utilizând date din raportul de adecvanță semestrială Winter Outlook 2016-2017. Această valoare a rezultat din raportarea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacității nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET.

În prezent, acest indicator a crescut la valoarea de 10-11 %. Acest fapt se datorează, pe de o parte, actualizării puterilor instalate în SEN ale grupurile incluse în licențele de exploatare comercială și, pe de altă parte, creșterii valorilor NTC pe granița cu Bulgaria de la valori de 25-300 MW la 900 MW datorită eliminării unor congestii interne în rețeaua de transport a OTS bulgar, ESO-EAD.

În lista a patra europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), au fost incluse următoarele PCI:

**Proiectul 138 „Black Sea Corridor”**, format din:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței;

**Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”**, format din:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița –Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Pe baza raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al PCI care fac parte din coridorul prioritar

"Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est ("NSI East Electricity") este următorul:

Tabelul nr. 3.1.6

Cod PDRET 2018-2027	Cod TYNDP 2018	Cod PCI	Descriere	Programat PIF	Etape restante
F.5	138.275	3.8.5	LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș	2023	Emiterea HG transfer drept de administrare și de schimbare a folosinței, scoatere temporară sau definitivă din circuitul agricol, scoatere temporară sau definitivă din fondul forestier național. Finalizarea procedurii de expropriere Derularea procedurii de achiziție și semnarea contractului de execuție și executia lucrarilor.
F.6+ F.7+ F.8+ F.9	138.273	3.8.4	LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței	2021	Obținere autorizație de construire pentru lucrările de extindere cu două celule 400 kV a stației Gura Ialomiței; Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă din fondul forestier național; Execuția lucrărilor.
F.4	144.238	3.22.1	LEA 400 kV Reșița – Pancevo	2018	Lucrările de execuție s-au finalizat în data de 30.03.2018. Exploatarea comercială va începe după finalizarea stației 400kV Reșița.
F.1.1+ F.1.2+ F.1.3	144.269	3.22.2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița	2021	Execuție lucrări
F.2.1+ F.2.2	144.270	3.22.3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara	2023	Întocmirea și depunerea dosarului de candidatură la Ministerul Energiei-ACPIC, conform prevederilor Regulamentului UE 347/2013, art. 10 pct.1; Obținerea Avizelor DJ Caraș Severin și Timișoara, obținerea Acordului de mediu, obținerea autorizațiilor de construire, obținerea HG aprobare amplasament și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al lucrării de utilitate publică de interes național Execuția lucrărilor
F.3.1+ F.3.2+ F.3.3	144.270	3.22.4	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz , inclusiv construirea stației de 400 kV Sacalaz și extinderea stației Arad	2027	În curs de elaborare PT+CS; În curs de obținere avizele și acordurile solicitate în certificatele de urbanism; Execuție lucrări: 2022-2027.

În anexa nr. 4 se regăsesc fișele proiectelor conținând descrierea, etapele parcurse și rămase de parcurs până la punerea în funcțiune a acestor investiții.

### 3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 3.1.7.1.

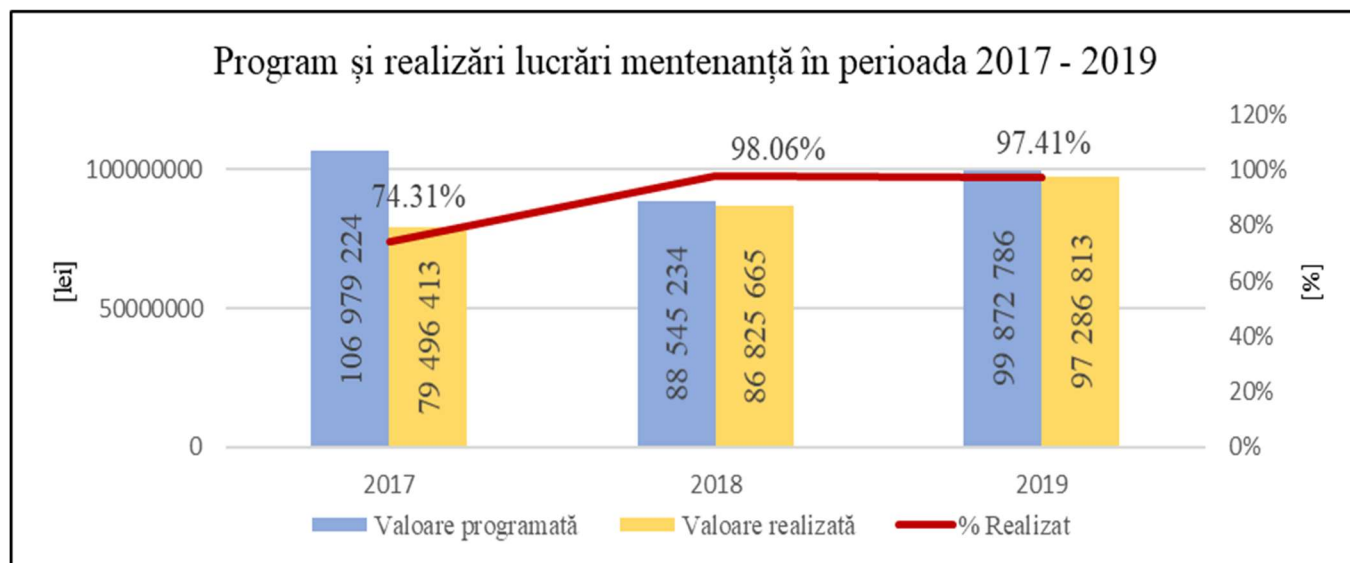
Tabelul nr. 3.1.7.1

			2017		2018		2019	
Valoare programată [lei]			106.979.224		88.545.234		99.872.785	
Valoare realizată [lei]			79.496.413		86.825.665		97.286.813	
Grad realizare [%]	Majoră	Reparatii Capitale (RK)	61%	64%	99%	98,7%	96,7%	98,3%
		Reparatii Curente (RC)	65%		98%		99,8%	
	Minoră	Intervenții accidentale (IA)	82%	80%	99,6%	97,8%	96,8%	96,7%
		Inspecții tehnice (IT)	99%		99,8%		99,9%	
		Lucrări speciale (LS)	75%		94,5%		98,0%	
		Materiale	29%		96%		95,5%	
		Reparații curente derivate (RCT)	89%		98,7%		87,2%	
		Revizii tehnice (RT)	97%		99,9%		99,1%	
Total			74%		98%		97,41%	

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de instalații este prezentat în tabelul nr. 3.1.7.2:

Tabelul nr. 3.1.7.2

Categorie	Realizare program în anul 2017	Realizare program în anul 2018	Realizare program în anul 2019
Stații electrice	77 %	98 %	96 %
LEA	70 %	99 %	98 %
Transformatoare/Autotransformatoare	81 %	97 %	99 %
Clădiri	50 %	98 %	93 %
Total	74 %	98 %	97,41 %



Ponderea valorilor programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță pe categorii de capacități energetice și tipuri de lucrări din valorile totale programate și realizate se prezintă în Tabelul 3.1.7.3.

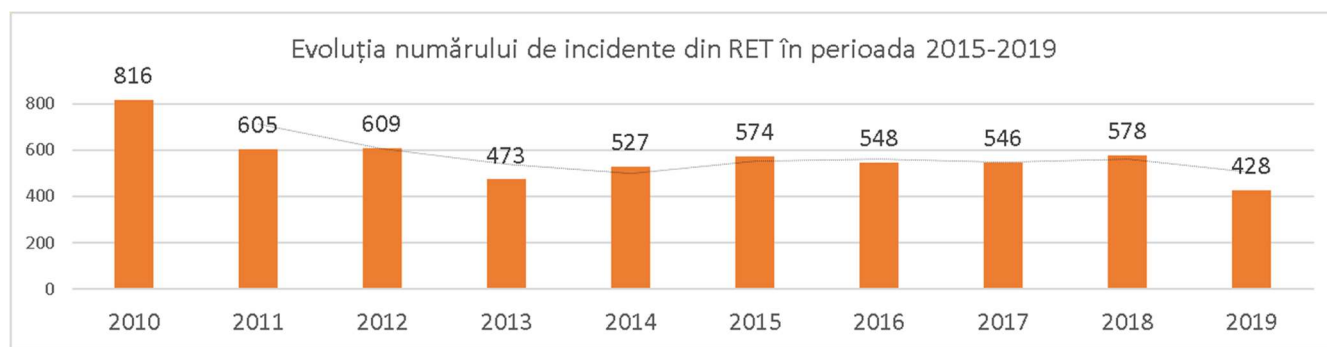
Tabelul nr. 3.1.7.3

Obiect tehnic	Procent din valoarea planului de mentenanță				Procent din valoarea realizată			
	Mentenanță preventivă			Mentenanță corectivă	Mentenanță preventivă			Mentenanță corectivă
	Mentenanță minoră	Mentenanță majoră			Mentenanță minoră	Mentenanță majoră		
		RC	RK			RC	RK	
Stații de transformare	31,5 %	2,5 %	0,2 %	11,2 %	31,9 %	2,5 %	0,2 %	10,7 %
LEA	5,0 %	19,2 %	22,5 %	2,8 %	5,1 %	19,0 %	23,1 %	2,5 %
Alte echipamente și materiale	-	1,4 %	-	3,5 %	-	1,5 %	-	3,5 %
TOTAL	36.6 %	23.2 %	22,7 %	17,6 %	37.0 %	23.0 %	23.3 %	16.7 %

În anul 2019 OTS a îndeplinit condiția prevăzută la art. 36, alin (5) al *Procedurii* privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual. Din lucrările realizate, 83,3 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 16,7 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

### 3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport

Starea tehnică a rețelei electrice de transport este reflectată și în numărul de incidente produse, cu evoluția în ultimii 10 ani:



În ultimii 3 ani distribuția acestor incidente pe categorii de instalații este următoarea:

Tabelul nr. 3.1.8.1

Instalații	2017	2018	2019
LEA	85	132	64
Stații electrice	461	446	364
Total RET	546	578	428

O parte din incidentele de mai sus au avut impact negativ asupra utilizatorilor rețelei, fapt ce reiese din valorile înregistrate ale indicatorului ENS privind continuitatea serviciului de transport.

Tabelul nr. 3.1.8.2

An	Nr. incidente cu ENS	ENS cauzată de condiții meteo deosebite [MWh]	ENS cauzată de terți [MWh]	ENS cauzată de OTS [MWh]
2017	22	-	11.85/2.05*	289.46/1105.55*
2018	32	-/476.66*	-	118.81/3088.83*
2019	27	-	-	91.78/6.53*

\*) Energia nelivrată la utilizatori / energia nelivrată din centrale

Se remarcă o îmbunătățire a acestor indicatori în anul 2019 pe fondul reducerii numărului de incidente în RET față de anul anterior (reducere cu cca. 52 % a incidentelor în LEA, respectiv cu cca. 18 % în cazul incidentelor în stații electrice).

O prezentare a principalelor evenimente din RET se regăsește în cadrul Anexei nr. 1.

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

ANRE monitorizează prognoza balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani, implicit planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere în baza informațiilor și analizelor prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET și a planului de investiții în RET. Planul de dezvoltare a RET se actualizează la fiecare doi ani, astfel încât la data elaborării actualului Raport de activitate, este în vigoare Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027 (în continuare *PDRET2018-2027*), care a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 1604 din 5 octombrie 2018 și a fost completat cu Nota de completare aprobată prin decizia ANRE nr. 2070 din 03.12.2019, document publicat pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa: [http://www.transelectrica.ro/documents/10179/9406678/completare+Plan+Dezvoltare+2018-2027\\_Septembrie\\_clean\\_final\\_CTES\\_CCh\\_DB\\_cle\\_an.pdf/b4084b29-9a71-41c8-92ea-70da0d5db2e](http://www.transelectrica.ro/documents/10179/9406678/completare+Plan+Dezvoltare+2018-2027_Septembrie_clean_final_CTES_CCh_DB_cle_an.pdf/b4084b29-9a71-41c8-92ea-70da0d5db2e).

Având în vedere că în prezent CN Transelectrica SA, în calitate de OTS elaborează **Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020-2029**, care urmează a fi supus dezbaterii publice și apoi a fi transmis spre



aprobare ANRE, prezentele date de monitorizare nu sunt actualizate față de cele prezentate în raportul anual anterior al ANRE. Se prezintă în continuare în rezumat, principalele aspecte referitoare la prognoza balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani.

### Prognoza balanței SEN dintre producție și consum pentru o perioadă de 10 ani

În cadrul *Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027*, OTS a analizat adecvanța SEN în perspectiva orizonturilor de timp 2018-2022-2027.

Parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate regimurile staționare în care poate funcționa sistemul electroenergetic național (SEN) în condiții normale.

Pentru evaluarea în perspectivă, s-a verificat capacitatea de producere pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul ENTSO-E.

Adecvanța SEN a fost evaluată luând în considerare două scenarii: un scenariu de referință și un scenariu favorabil de variație a consumului coroborat cu un scenariu „verde” de evoluție a capacităților de producere, caracterizat prin creșterea puterii instalate în sursele regenerabile de energie.

#### Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul de Referință

				MW
	Putere netă în SEN	2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	5500
	• eoliene	3000	3400	3600
	• fotovoltaice	1350	1500	1600
	• biomasa	150	200	300
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	<b>Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]</b>	<b>18796</b>	<b>20053</b>	<b>21190</b>
6	Putere indisponibilă totală	7946	8628	8924
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5175
	• Putere în reparație planificată	1110	1184	1115
	• Putere în reparație accidentală (după avarie)	1217	1277	1347
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1287
7	<b>Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]</b>	<b>10850</b>	<b>11425</b>	<b>12266</b>
8	Consum intern net la varful de sarcină	8855	9185	9690
9	<b>Capacitate rămasă ( fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)</b>	<b>1995</b>	<b>2241</b>	<b>2576</b>
10	Sold Import-Export la varful de sarcină	-800	-1000	-1200

Estimarea adecvanței parcului de producere pentru orizonturile de timp 2018-2022-2027, în scenariul de referință de variație a consumului (în care s-a considerat o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. 2,7 % pe termen mediu, adică până în anul 2022 și cu încă cca. 5,2 % pe termen lung, adică până în anul 2027), conduce la concluzia că excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 11% din capacitatea netă de producere în 2018, valoare ce se menține cvasiconstantă datorită reducerii graduale a capacității de producere din unități care funcționează pe bază de combustibili fosili, pe de-o parte și a creșterii consumului, pe de altă parte.

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum/Scenariul „verde” capacități

				MW
	Putere netă în SEN	2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	6500
	• eoliene	3000	3400	4000
	• fotovoltaice	1350	1500	2000
	• biomasa	150	200	500
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	<b>Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]</b>	<b>18796</b>	<b>20053</b>	<b>22190</b>
6	Putere indisponibilă totală	7946	8666	9738
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5815
	• Putere în reparatie planificată	1110	1179	1135
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1217	1321	1382
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1407
7	<b>Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]</b>	<b>10850</b>	<b>11387</b>	<b>12452</b>
8	Consum intern net la varful de sarcina	8855	9500	9940
9	<b>Capacitate rămasă ( fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)</b>	<b>1995</b>	<b>1886</b>	<b>2512</b>
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-800	-1000	-1200

În scenariul favorabil de variație a consumului, caracterizat printr-o creștere a consumului de energie electrică cu 5,08 % anual pe termen mediu (2022) și cu 4,67 % pe termen lung (2027) și un scenariu „verde” de evoluție a capacităților de producere, caracterizat prin creșterea puterii instalate în sursele regenerabile de energie, ca urmare a condițiilor economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul Uniunii Europene, excedentul de putere netă disponibilă în sistem se menține la circa 11% din capacitatea netă de producere. Creșterea de putere indisponibilă în acest scenariu se datorează componentei impredictibile asociată producției din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice. În acest caz, prognoza adecvanței a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene și solare are drept consecință creșterea ponderii puterii indisponibile ca o consecință a specificului funcționării intermitente a acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime. Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene și solare este limitată în cursul anului și producția lor nu este controlabilă așa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvanței este neapărat necesară existența unui anumit volum de putere în centrale clasice de vârf cu pornire rapidă și/sau capacități de stocare a energiei, ca de exemplu centrale hidro cu acumulare prin pompaj, tehnologii și echipamente pentru stocarea energiei electrice etc.

Integrarea centralelor eoliene și fotovoltaice în curba de sarcină impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor energiei primare regenerabile, crescând semnificativ frecvența situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcină parțială sau să fie oprite și apoi repornite. Este, prin urmare, necesară existența în sistem a centralelor de vârf, deoarece modul de funcționare a centralelor din surse regenerabile are implicații negative asupra costurilor de producție și asupra duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

## Estimarea evoluției siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru o perioadă de 15 ani

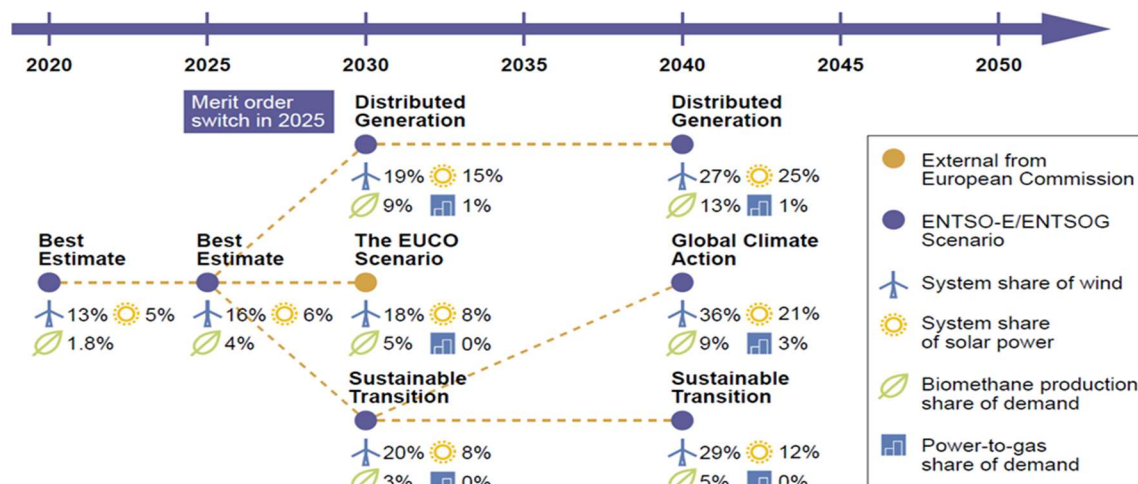
Pentru a estima siguranța în alimentarea cu energie electrică se iau în considerare evoluția consumului de energie electrică și a capacității de producere instalate în SEN, precum și evoluția cererii pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

Sunt prezentate în continuare estimările pentru condițiile necesare asigurării siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru orizonturile de timp 2020 – 2030 – 2040 conform scenariilor elaborate în cadrul TYNDP 2018. Acest plan are în vedere modelul integrat al rețelei electrice europene și se bazează pe planurile naționale de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe zece ani, luând în considerare planuri regionale de investiții, precum și planificarea rețelei la nivel comunitar, inclusiv proiectele de interes comun care asigură dezvoltarea capacităților de transport transfrontaliere.

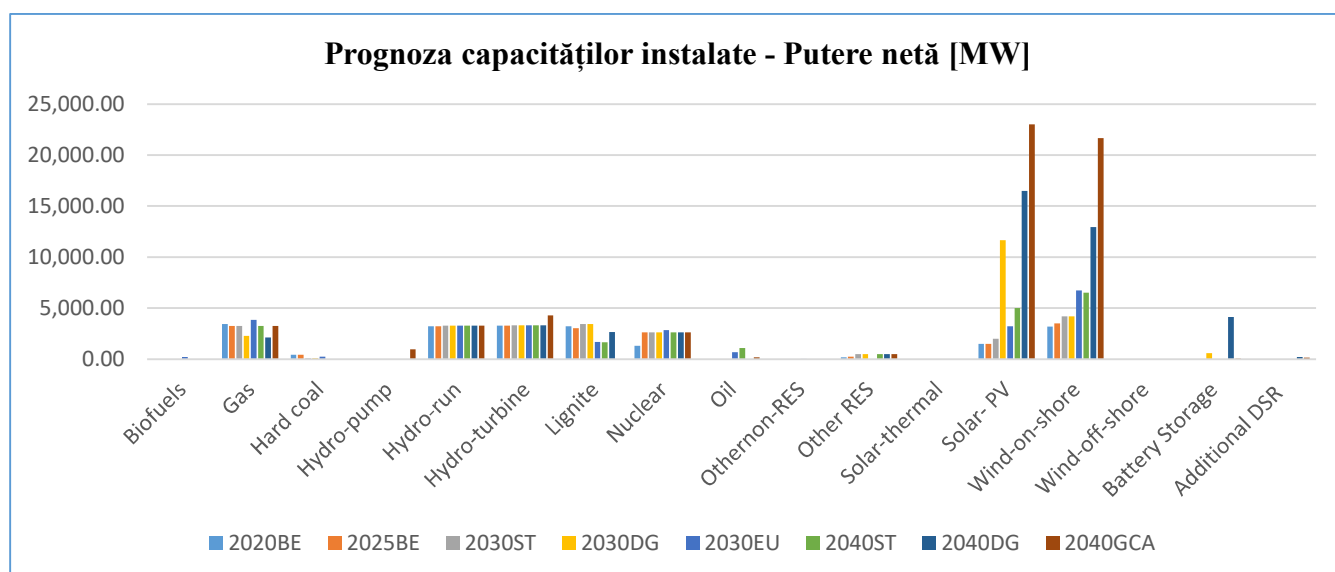
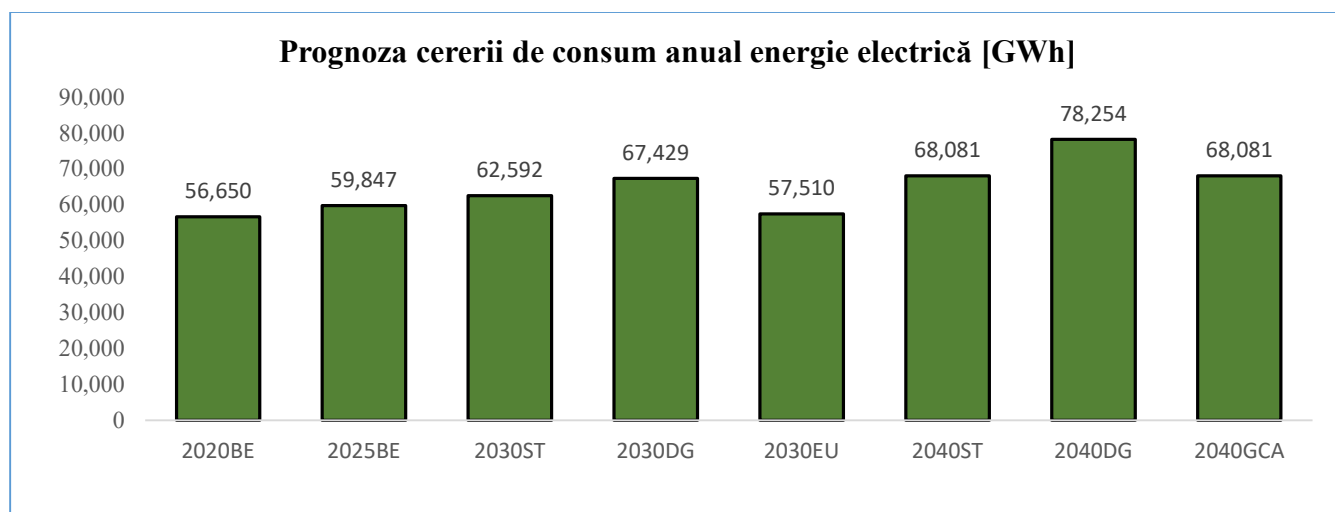
Scenariile TYNDP 2018 includ un scenariu „**Best Estimate**” (BE) pe termen scurt și trei scenarii pe termen lung care reflectă schimbările necesare în producerea și utilizarea energiei pentru atingerea Țintelor de decarbonizare:

- „**Sustainable Transition**” (ST) - Tranziția durabilă urmărește o reducere rapidă și durabilă a emisiilor de CO<sub>2</sub> prin înlocuirea cărbunelui cu gaze în sectorul energetic. În acest scenariu, se atinge obiectivul UE de reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub> cu 80-95 % până în 2050.
- **Distributed Generation** (DG) – Producția distribuită permite participarea la piață a prosumatorilor. Acest scenariu prezintă o dezvoltare descentralizată a producției de energie, cu accent pe tehnologiile la utilizatorii finali. Această evoluție duce la atingerea unui nivel ridicat de răspuns la nivelul cererii în raport cu producerea și furnizarea energiei.
- „**Global Climate Action**” (GCA) - Acțiunea globală în domeniul climei (GCA) reprezintă un efort global pentru decarbonizarea accelerată. Accentul se pune pe utilizarea energiei din surse regenerabile la scară largă și chiar pe energia nucleară.

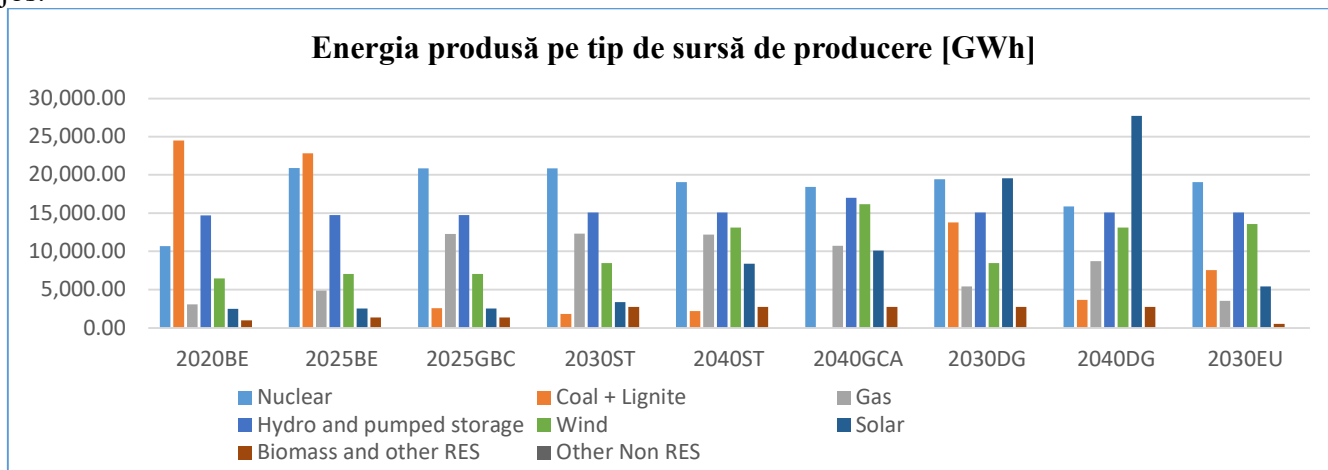
În figura de mai jos este prezentată diagrama dezvoltării scenariilor din TYNDP 2018.



Proгноzele și rezultatele aferente scenariilor din TYNDP 2018 pentru România sunt prezentate în graficele de mai jos:

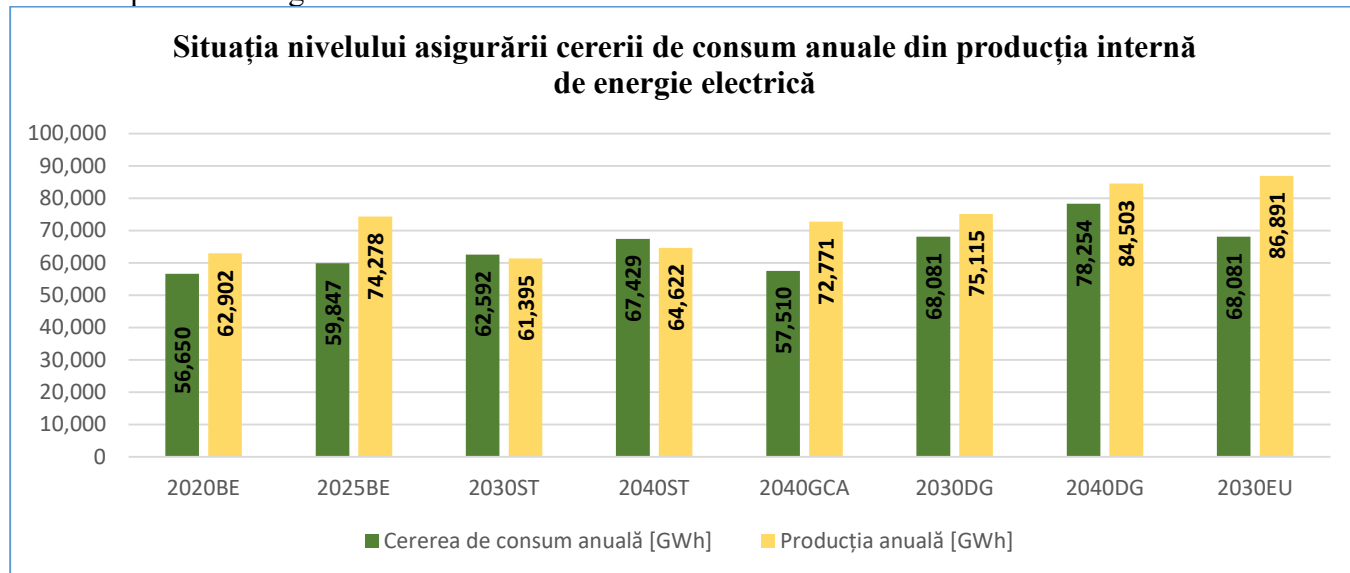


Rezultatele obținute privind structura producției și asigurarea cererii de consum de energie electrică aferente scenariilor din TYNDP 2018 în ipotezele prezentate mai sus sunt prezentate în graficele de mai jos.



Se poate constata că în cazul României pentru toate scenariile, cererea de energie electrică prognozată este acoperită de energia produsă, cu excepția scenariului ST, în care consumul este cu cca. 2% mai mare decât

producerea pentru orizontul de timp 2030 și cu cca. 4 % mai mare pentru orizontul de timp 2040, după cum este prezentat în graficul următor:



Analiza de sensibilitate a adecvănței SEN a evidențiat faptul că, în cazul nerealizării grupurilor 3 și 4 la CNE Cernavodă până în 2027 conform previziunilor transmise inițial de SN Nuclearelectrica S.A. (PIF estimat: 2023-2024) și nerealizarea grupurilor noi funcționând pe gaz natural, estimat a fi puse în funcțiune până în 2022: la Arad (puterea netă disponibilă de 38 MW), Govora (3 TG cu puterea totală netă disponibilă de cca. 125 MW) și București (3 CC cu puterea totală netă disponibilă de 400 MW la Grozăvești, București Sud și Progresul), luând în considerare diminuarea disponibilității capacităților de producere ale Complexului Energetic Oltenia SA, și a retragerii din funcțiune a capacităților de la CET Govora, RAAN Drobeta Turnu Severin și CET Galați din cauza unor probleme financiare, se va înregistra un deficit de capacitate de producere în raport cu cererea de consum de 1799 MW în anul 2022 și de 2512 MW pentru anul 2027.

Aceste valori sunt la limita capacității de import a liniilor electrice de transport transfrontaliere. Conform concluziei OTS, acoperirea unei părți importante a consumului intern net prin import implică anumite riscuri legate de potențiala lipsă de resurse regionale de producere a energiei electrice, ținând cont de soldul anual al țărilor din regiune, care, cu excepția Bulgariei și Cehiei, sunt net importatoare (Ungaria, Polonia, Croația, Serbia).

#### **Măsurile întreprinse în anul 2019 pentru acoperirea vârfului de consum și a deficitelor de energie**

Conform prevederilor legale, CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS este responsabil cu asigurarea siguranței funcționării SEN, a stabilității frecvenței și tensiunii, a continuității în alimentarea utilizatorilor și a coordonării schimburilor de energie electrică cu alte sisteme electroenergetice.

În scopul îndeplinirii acestor responsabilități, OTS a determinat probabilitatea apariției unei situații de criză în funcționarea SEN, în baza analizelor pe termen scurt și mediu a adecvănței SEN, utilizând informații referitoare la stocurile de combustibili, starea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale, volumul rezervelor de apă în lacurile de acumulare, disponibilitatea unităților de producere a energiei electrice, prognoza de consum de energie electrică la nivelul SEN sau la nivelul unei zone a SEN, disponibilitatea rețelei electrice de transport (RET) și a rețelelor electrice de distribuție (RED). În urma acestei analize, în cazul identificării unor situații de criză pe piața de energie OTS este obligat să propună ANRE și ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță.

În baza acestora, s-au stabilit măsurile pentru asigurarea adecvănței SEN și s-au prevăzut condițiile tehnice și organizatorice necesare.

Aceste măsuri au fost stabilite prin *HG nr. 773/2018 pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, precum și măsurile în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2018-31 martie 2019.*

Prin prevederile HG 773/2018 s-a stabilit ca OTS să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la producătorii Electrocentrale București S.A. și Electrocentrale Galați S.A. asigurate de grupurile cu combustibil alternativ păcura și gaz de furnal.

În baza HG nr. 773/2018, s-a aprobat prin Decizia ANRE nr. 1911/28.11.2018 achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale Galați S.A. cu grupuri din CET Galați cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 1 decembrie 2018 – 31 martie 2019.

Similar, pentru perioada 1 noiembrie 2019-31 martie 2020, prin *HG nr. 593 din 12 august 2019 pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, precum și măsurile în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2019-31 martie 2020*, s-a stabilit ca OTS să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem în cantitățile lunare prevăzute în hotărâre.

În baza HG nr. 593/2019, s-a aprobat prin Decizia ANRE nr. 1851/30.10.2019 achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale Galați S.A. cu grupuri din CET Galați cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 1 noiembrie 2019 – 31 martie 2020.

### **Monitorizarea planificării punerii în funcțiune de noi capacități de producere**

Analiza planificării punerii în funcțiune a noilor capacități de producere se realizează de către OTS în cadrul Planului de dezvoltare a RET în perioada 2018-2027, în vigoare. Conform informațiilor prezentate în cadrul acestui plan, 80 % din grupurile termoelectrice existente au durata de viață normată depășită. Au fost realizate lucrări de re tehnologizare și/sau modernizare pentru grupurile termoelectrice din SEN, dar nu toate sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră care să le permită încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană privind emisiile de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberi provenite de la instalațiile mari de ardere.

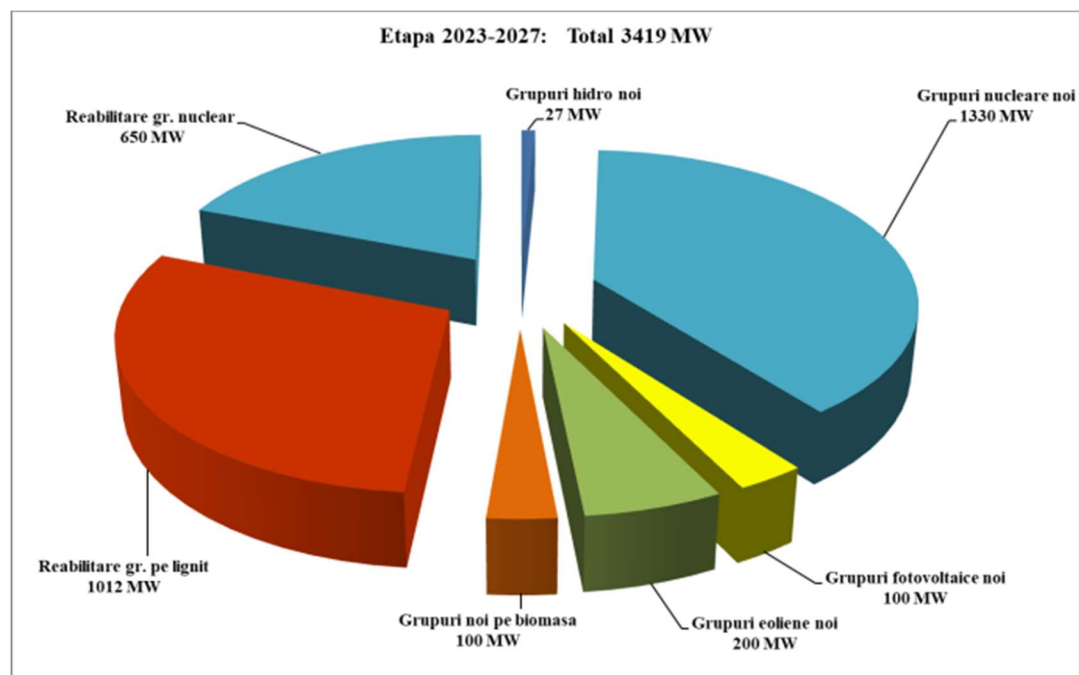
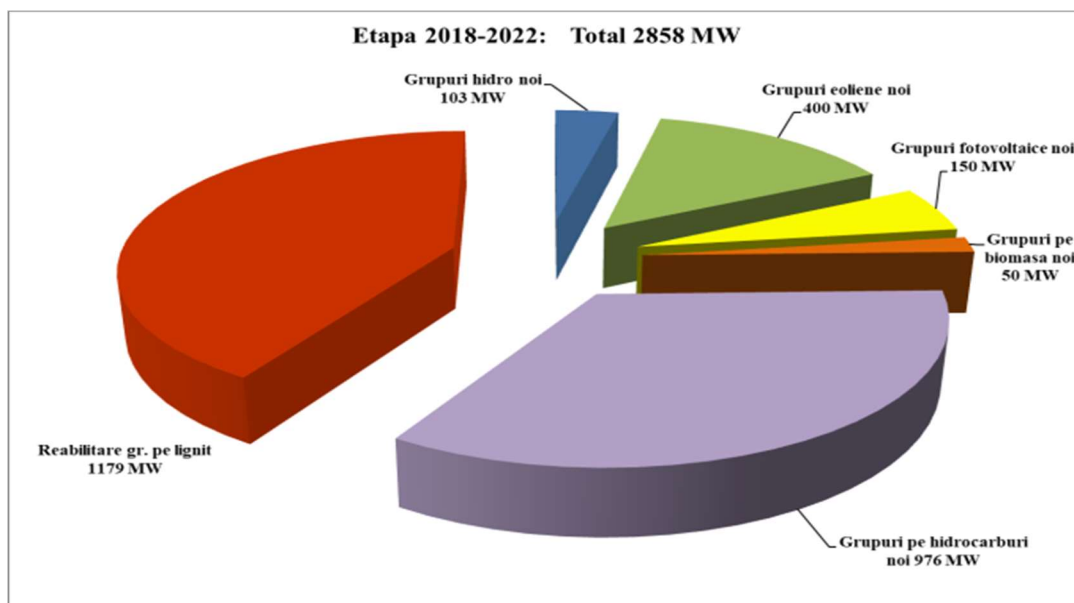
În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite de la instalațiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse pentru a rămâne în funcțiune.

Astfel, pentru perioada 2018-2027, programul de retrageri definitive din exploatare la atingerea duratei de viață sau datorită neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizează 4996 MW putere netă disponibilă, dintre care 2714 MW până în 2022 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante, cu eficiență globală ridicată, mai flexibile.

În aceeași perioadă vor fi repuse în funcțiune, după reabilitare, patru grupuri la Turceni, trei grupuri la Rovinari, un grup la Craiova, și un grup nuclearelectric de la Cernavodă (oprit în re tehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), însumând o putere netă disponibilă de 2841 MW.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 2306 MW, exclusiv proiectele bazate pe resurse regenerabile.

În figura următoare sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2018-2022, respectiv 2023-2027, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.



Proiectele de grupuri noi prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2018-2027, aflat în prezent în vigoare, includ:

- finalizarea grupurilor nucleare 3 și 4 de la CNE Cernavodă, disponibile pentru orizontul 2027;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensare la Iernut, cu capacitate de 400 MW sau cogenerare la București);
- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție;
- alte grupuri noi din surse regenerabile intermitente: eoliene, solare (fotovoltaice);
- alte grupuri noi din surse regenerabile pe biomasă.
- finalizarea până în anul 2025 a proiectului de construire a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj CHEAP Tarnița Lăpușești, cu 4 grupuri de 250 MW fiecare.

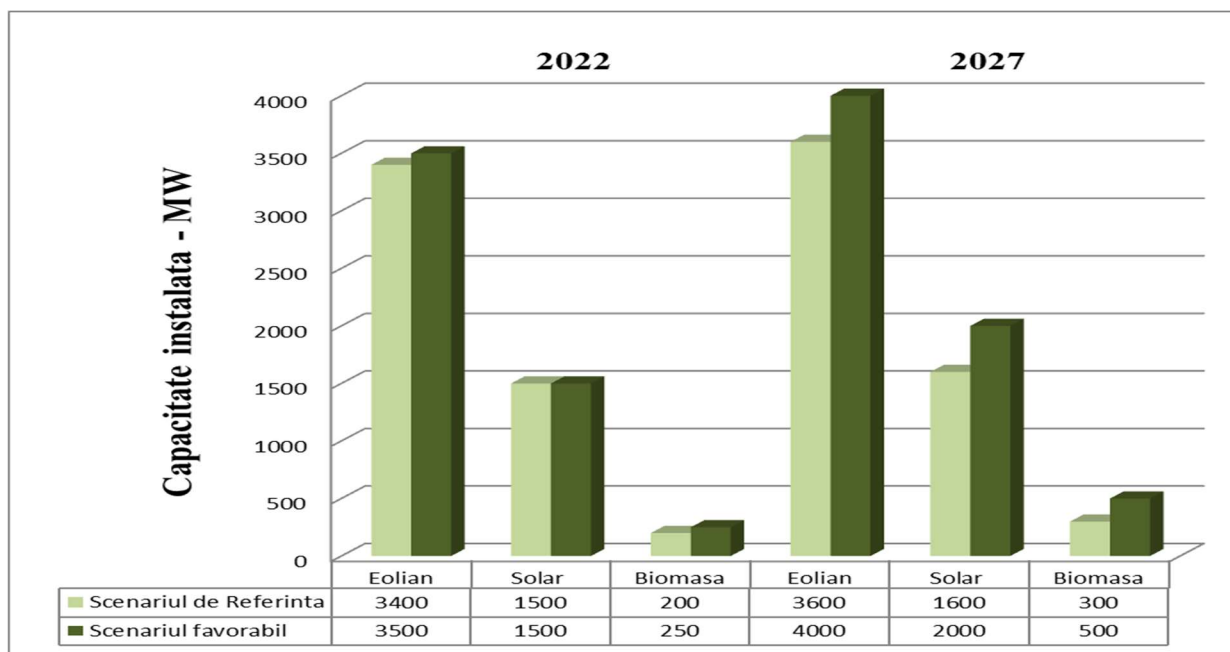
Analiza zonală a raportului cerere/consum din Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027 completat a pus în evidență zonele în care deficitul de capacitate de producere a energiei electrice în raport



cu cererea de consum indică oportunități pentru investiții în capacități de producere. Aceste zone acoperă părțile de centru, vest și nord ale țării.

ANRE apreciază anumite ipoteze ca fiind mult prea optimiste, de exemplu realizarea grupurilor 3 și 4 de la Cernavodă și a CHEAP Tarnița Lăpușești nu este credibilă, având în vedere că încă nu au fost demarate activități concrete pentru realizarea acestor investiții.

Suplimentar față de *Scenariul de Referință*, s-a analizat și un *Scenariu favorabil („verde”)*, caracterizat prin integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>, dezvoltarea soluțiilor de tip Smart Grid și integrarea în rețele a capacităților de stocare a energiei, specific scenariului favorabil de evoluție a consumului. În figura de mai jos este prezentată prognoza evoluției capacității de producere a energiei electrice din surse regenerabile, pe tip de sursă de producere, conform celor două scenarii considerate:





## 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:

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.1.1

Nr Crt	Categorie	2017			2018			2019		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	891	252	1.143	891	262	1.153	891	269	1.160
2	MT(35/20/10/6kV)	2.608	8.833	11.441	2.562	9.009	11.572	2.546	9.204	11.750
3	JT (0,4 kV)	8.501	14.449	22.950	8.493	14.545	23.038	8.480	14.620	23.101
4	Branșamente	5.721	5.788	11.509	5.724	5.985	11.710	5.728	6.219	11.947

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

Tabelul nr. 3.2.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	67	4.596	67	4.795	70	5.015
2	Posturi de transformare	8.275	3.767	8.432	3.838	8.652	3.909
3	Puncte de alimentare	187	-	190	-	188	-

În anul 2019 s-a realizat punerea în funcțiune a trei stații electrice 110/20kV noi (stațiile Transilvania, Academia Romană și Parc Drumul Taberei)

### 3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.2.1

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	1.160	înainte de 1960	123,86	0.00	123,86	10,7
			1960-1979	585,49	96,12	681,61	58,7
			1980-1999	177,43	58,65	236,08	20,3
			2000-2019	4,09	114,58	118,67	10,2
2	MT	11.750	înainte de 1960	0	138,57	138,57	1,2
			1960-1979	1.487,71	4.769,49	6.257,20	53,3
			1980-1999	278,01	2.361,42	2.639,44	22,5
			2000-2019	780,25	1.934,48	2.714,72	23,1
3	JT	23.100	înainte de 1960	0	21,47	21,47	0,1
			1960-1979	1.250,88	6.201,04	7.451,92	32,3
			1980-1999	2.877,03	6.021,24	8.898,28	38,5
			2000-2019	4.352,53	2.376,34	6.728,88	29,1
4	branșamente	11.947	înainte de 1960	0	6,45	6,45	0,1
			1960-1979	836,39	2.429,14	3.265,53	27,3
			1980-1999	1.939,11	2.371,59	4.310,70	36,1
			2000-2019	2.952,83	1.411,53	4.364,36	36,5

Se constată că o mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (91 %). Referitor la liniile MT și JT, circa 23 %, respectiv 29 % au fost puse în funcțiune în ultimii 20 ani.

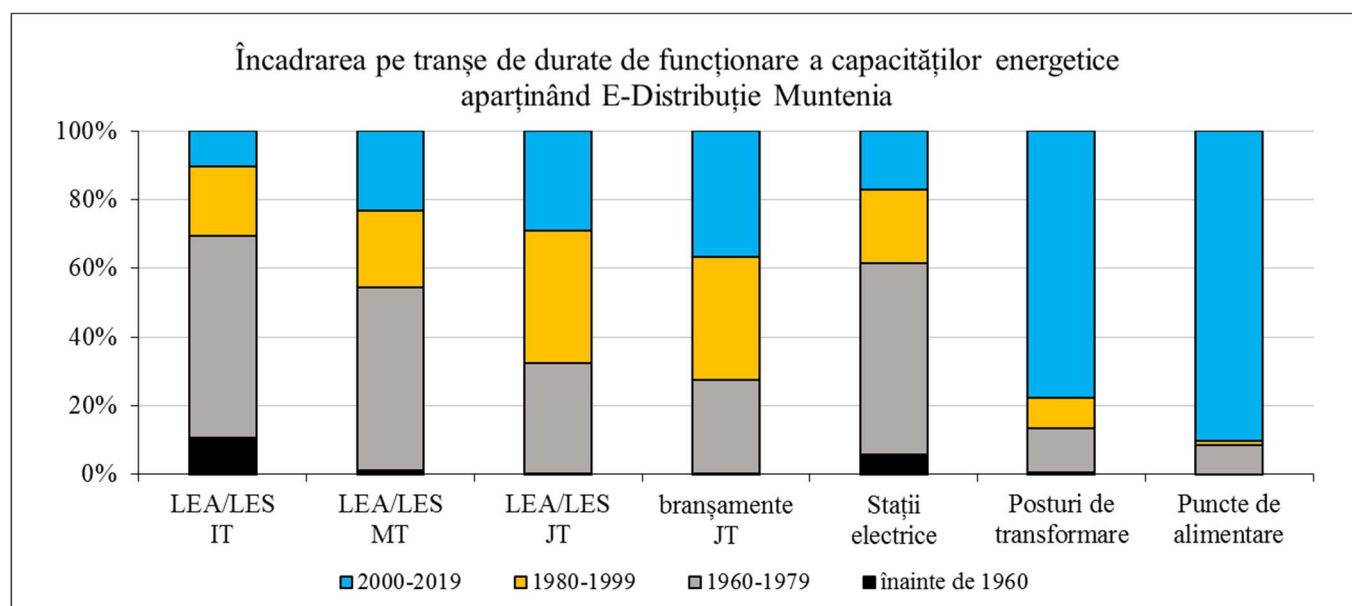
În anul 2019 s-a realizat înlocuirea LES 110kV Nord - Grozăvești (linie cu capacitate mărită), parte din proiectul "Creșterea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică" prin realizarea de LES 110kV cu capacitate mărită în axele 110kV de legătură cu stațiile Fundeni, CET Sud, Domnești din gestiunea ST București (gestiune CNTEE Transelectrica), s-a realizat racordarea noilor stații de 110/20kV (racord intrare-iesire pe LES 110kV Timpuri Noi-Otopeni a stației Transilvania, racord intrare-iesire pe LES 110kV Panduri-Razoare a stației Academia Romană și racord intrare-iesire pe LES 110kV Sălaj-Dr. Taberei a stației Parc Drumul Taberei). S-au înregistrat creșteri ale lungimii liniilor cu 1 % pe IT, 2 % pe MT și 1 % pe JT față de anul anterior.

*b. 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)	70	înainte de 1960	4	5,7
			1960-1979	39	55,7
			1980-1999	15	21,4
			2000-2019	12	17,1
2	Posturi de transformare	8.652	înainte de 1960	49	0,6
			1960-1979	1112	12,9
			1980-1999	770	8,9
			2000-2019	6721	77,7
3	Puncte de alimentare	188	înainte de 1960	-	-
			1960-1979	16	8,5
			1980-1999	2	1,1
			2000-2019	170	90,4

În perioada 2000-2019 au fost puse în funcțiune 12 stații de transformare (17,1 % din numărul total al acestora), 6.721 posturi de transformare (77,7 % din numărul total), respectiv 170 puncte de alimentare (90,4 % din numărul total).



### 3.2.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	891	69,31	-	891	93	-	891	83	-
	LES	252	52	5,48	262	-	10,25	269	7	7,9
MT	LEA	2.608	31,85	8,45	2.562	11	-	2.546	8,106	0,695
	LES	8.833	78,82	79,28	9.009	117,3	77,61	9.204	28,892	194,59
JT (excl. branș.)	LEA	8.501	103	19,95	8.493	218	23,83	8.480	77,964	6,416
	LES	14.449	26,25	83,48	14.545	61	89,82	14.620	7,027	67,99

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

Tabelul nr. 3.2.3.2

Categorie		2017			2018			2019		
		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	-	-	67	-	-	70	-	3
Posturi de transformare		8275	70	127	8432	72	204	8652	163	220
Puncte de alimentare		187	32	-	190	18	-	188	9	-

### 3.2.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.2.4.1

	UM	2017	2018	2019
Din surse proprii				
Proгноzat	lei	193.708.065	251.172.512	220.965.219
din care Investiții în rețea	lei	166.360.687	222.796.532	207.908.393
Realizat	lei	177.879.043	245.255.545	242.104.131
din care Investiții în rețea	lei	160.050.433	232.815.910	228.990.697
Grad realizare Investiții în rețea din surse proprii	%	96,2	104,5	110,1
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat	lei	80.305.192	78.626.594	101.368.000
Realizat	lei	104.060.257	108.066.534	198.457.368
TOTAL				
Proгноzat	lei	274.013.257	329.799.106	322.333.219
Realizat	lei	281.939.300	353.322.079	440.561.499

NOTA: 1. Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an

2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.2.4.2

Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii

Total	440.561.499	242.104.131	47.706.605	33.358.658	218.624.819	91.872.970	174.230.075	116.872.503
A.	60.196.542	60.196.542	32.951.279	32.951.279	26.947.424	26.947.424	297.839	297.839
A1	37.175.155	37.175.155	15.611.634	15.611.634	21.265.682	21.265.682	297.839	297.839
A2	23.021.387	23.021.387	17.339.645	17.339.645	5.681.742	5.681.742	0	0
B	353.981.076	155.523.709	14.755.326	407.379	188.157.492	61.405.643	151.068.259	93.710.686
B2	41.535.232	41.535.232	0	0	14.070.000	14.070.000	27.465.232	27.465.232
B3	37.332.604	37.332.604	0	0	23.147.472	23.147.472	14.185.132	14.185.132
B4	28.082.059	28.082.059	407.379	407.379	10.264.129	10.264.129	17.410.551	17.410.551
B5	26.008.554	26.008.554	0	0	2.992.270	2.992.270	23.016.284	23.016.284
B6	221.022.627	22.565.259	14.347.947	0	137.683.621	10.931.772	68.991.060	11.633.487
C	26.383.881	26.383.881	0	0	3.519.903	3.519.903	22.863.978	22.863.978
C1	2.693.807	2.693.807	0	0	0	0	2.693.807	2.693.807
C2	10.419.628	10.419.628	0	0	0	0	10.419.628	10.419.628
C4	13.270.446	13.270.446	0	0	3.519.903	3.519.903	9.750.543	9.750.543

Categoriile de lucrări A-C sunt în conformitate cu prevederile *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice (Procedura)*, aprobată prin ordinul ANRE nr. 204/2019 și sunt detaliate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.4.3

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

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii realizate de E-Distribuție Muntenia, raportat la valoarea investițiilor prognozate în rețea în anul 2019 este de 110,1 % fiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea, în condițiile în care s-au amânat circa 18 % din numărul acestor lucrări prognozate.

Valoarea lucrărilor întârziate, amânate pentru anul 2020, reprezintă doar 1,5 % din valoarea total prognozată a lucrărilor în rețea, iar cauza principală, conform explicațiilor ODC, a fost neobținerea la timp a autorizațiilor de construire.

Depășirea procentului de 95 % mai sus menționat, se datorează în principal categoriilor de lucrări încadrate la *B4 – extinderi de rețea* (dintre acestea valoarea restituirilor cotei eficiente a lucrărilor realizate de dezvoltatori în vederea alimentării cu energie electrică a ansamblurilor de locuințe fiind peste valoarea prognozată), precum și a celor încadrate la *C4 – înlocuiri grupuri de măsurare* (dintre acestea valoarea lucrărilor de modernizare a grupurilor de măsurare fiind peste valoarea prognozată). Ambele categorii de lucrări decurg din necesitatea respectării de către ODC a unor obligații legale.

**Notă:** Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2019 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

### 3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.2.5.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	96,27	68,69	-
	Control Periodic	66,16	87,21	73,47
LN2	Revizie Tehnică	37,07	32,23	112,6
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	111,17	77,88	112,5
	Reparații Accidentale	100,05	133,88	76,36
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
<b>TOTAL</b>		95,62	98,2	86,44

La solicitarea ANRE referitoare la verificarea valorilor programate și realizate pe capitolul Lucrări operative, explicatia ODC a fost ca valoarea acestor lucrări a fost alocată atât mentenantei preventive, cât și mentenantei corective, conform unei chei de alocare.

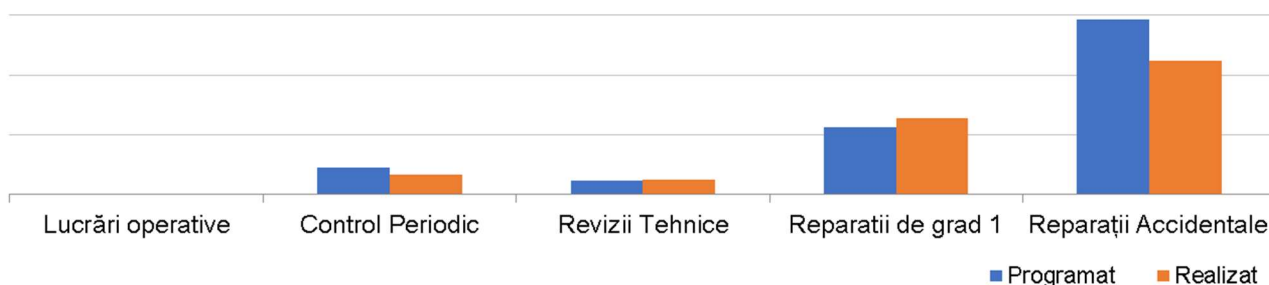
Programul de mentenanță total a fost realizat valoric în proporție de 86,4 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 45 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 55 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din valoarea totală programată a mentenanței pe anul 2019, reparațiile și intervențiile accidentale prognozate reprezintă cca. 62 %, iar din valoarea totală realizată a mentenanței, reparațiile și intervențiile accidentale realizate reprezintă 55 %.

Tabelul nr. 3.2.5.2

Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de grad 1	Reparații accidentale
Programat [lei]	0	8.921.475	4.446.987	22.580.451	58.555.491
Realizat [lei]	0	6.554.736	5.010.719	25.410.101	44.711.597
Realizare program [%]	0	73	112,6	76,36	86,44

Mentenanță realizată de e-Distribuție Muntenia în anul 2019 pe categorii mentenanță

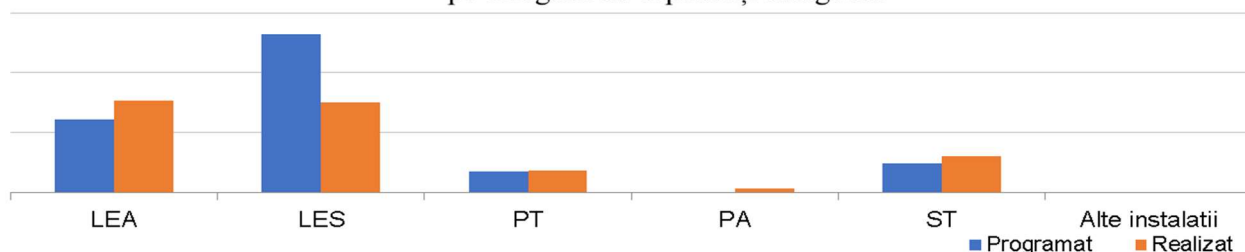


b. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice

Tabelul nr. 3.2.5.3

Instalație	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Statii de transformare	Alte instalatii
Programat [lei]	24.554.530	52.968.645	7.073.701	120.002	9.769.895	17.631
Realizat [lei]	30.799.853	29.968.305	7.465.127	1.407.982	12.045.886	0
Realizare program [%]	125	57	106	1173	123	0

Mentenanță realizată de e-Distribuție Muntenia în anul 2019 pe categorii de capacități energetice

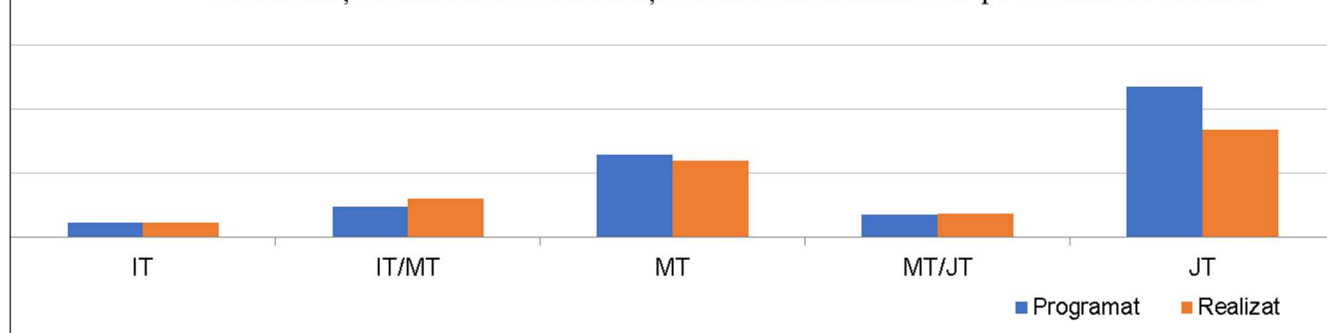


c. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.2.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4.738.925	9.769.895	25.746.994	7.073.701	47.174.889
Realizat [lei]	4.488.426	12.045.886	24.064.271	7.465.127	33.623.443
Realizare program [%]	95	123	93	106	71

Mentenanță realizată de e-Distribuție Muntenia în anul 2019 pe niveluri de tensiune



Din analiza gradelor de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de mentenanță, se constată realizarea valorică a programului de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparatii de grad 1 si 2) în anul 2019. Lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 77 % din valoarea prognozată.

### 3.2.6. Incidente deosebite în anul 2019

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2019 s-a înregistrat în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Muntenia un număr de 127 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.2.6.1

	București	Ilfov	Giurgiu	E-Distribuție Muntenia
Incidente deosebite	73	46	8	127
Utilizatori afectați cumulat	636.520	397.774	57.838	1.092.132
Putere întreruptă cumulat [MW]	401	238	25	664
Energie nelivrată cumulat [MWh]	87	78	12	176
Medie utilizatori afectați /incident	8.719	8.647	7.230	8.599
Medie putere nelivrată /incident [MWh]	5,49	5,18	3,09	5,23
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,2	1,7	1,4	1,4

Cauzele prezentate în cadrul raportării transmise de OD prezintă următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.2.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte Interne în instalații	Vegetația crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/animale)	Propagate din instalațiile OTS	
94	2	1	-	16	14

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 76 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea (cabluri și cordoane defecte, izolatoare conturnate, echipamente defecte în stațiile electrice) precum și acțiuni ale vegetației în culoarul LEA. Predomină incidentele provocate de defectări de cabluri LES medie tensiune, similar situației anului 2018. De asemenea se constată existența unui număr semnificativ de incidente deosebite la care nu s-a putut identifica cauza primară (cca. 11% din total incidente deosebite înregistrate). Din incidentele raportate un număr de 16 incidente deosebite în rețeaua RED au avut cauze incidente din rețeaua operatorului de transport.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Muntenia în anul 2019 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

### 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:

##### a. Linii electrice de distribuție

Tabelul nr. 3.3.1.1

Nr. Crt.	Tip	2017			2018			2019		
		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)	10.242	2.550	12.792	10.234	2.573	12.807	10.229	2.668	12.898
3	JT (0,4 kV)	12.625	3.762	16.388	12.697	3.806	16.503	12.776	3.851	16.627
4	Branșamente	10.570	1.266	11.836	10.595	13.89	11.984	10.614	1.507	12.122

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

Tabelul nr. 3.3.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	96	4.125	96	4.141	96	4.141
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	28	263	28	263	27	258
3	Posturi de transformare	8.143	2.105	8.236	2.113	8.363	2.149
4	Puncte de alimentare	16	-	16	-	16	-

#### 3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor

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

Tabelul nr. 3.3.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.713	înainte de 1960	501,529	0,000	501,529	18,5
			1960-1979	1.494,352	1,791	1.496,143	55,1
			1980-1999	686,307	4,098	690,405	25,4
			2000-2019	22,738	2,292	25,03	0,9
2	MT	12.898	înainte de 1960	1.467,083	1,248,071	2.715,154	21,1
			1960-1979	7.617,839	636,499	8.254,338	64,0
			1980-1999	1.038,033	309,259	1.347,292	10,4
			2000-2019	106,520	474,302	580,822	4,5
3	JT	16.627	înainte de 1960	1.686,336	403,751	2.090,086	12,6
			1960-1979	6.863,845	2.037,047	8.900,892	53,5
			1980-1999	1.357,013	925,236	2.282,248	13,7
			2000-2019	2.868,853	484,612	3.353,465	20,2
4	branșamente	12.122	înainte de 1960	1.410,538	125,672	1.536,210	12,7
			1960-1979	5.741,274	634,055	6.375,328	52,6
			1980-1999	1.135,075	287,991	1.423,066	11,7
			2000-2019	2.327,352	459,721	2.787,072	23,0

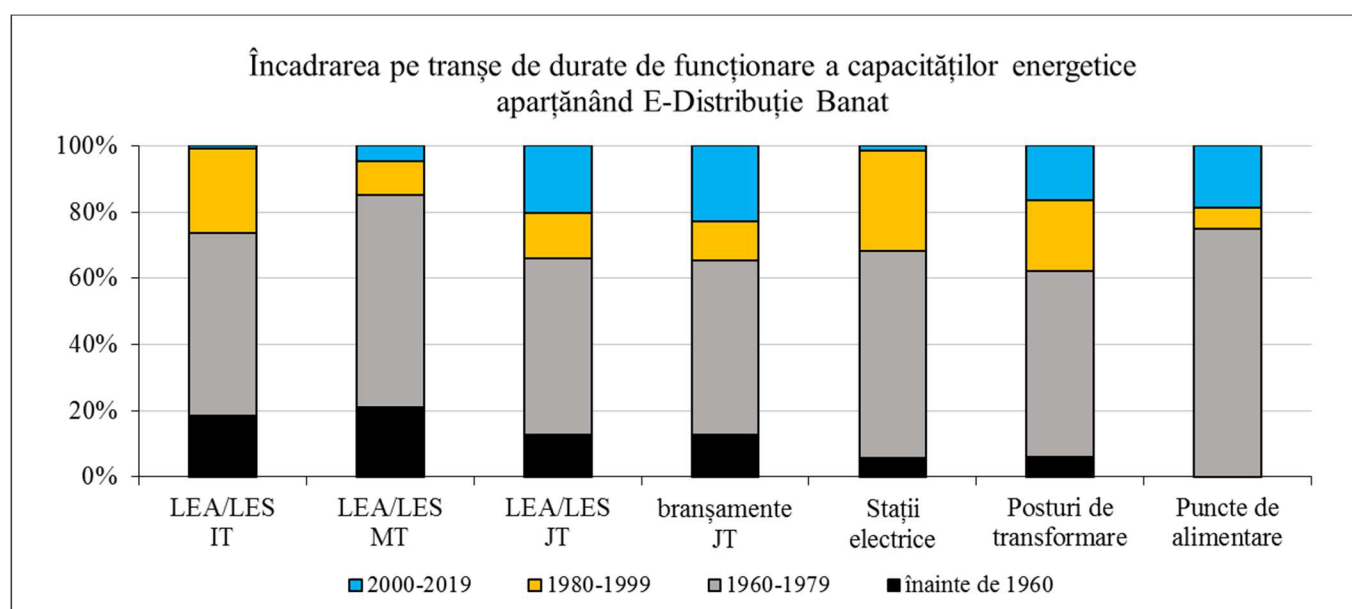
Se constată că o mare parte a liniilor electrice de distribuție de 110 kV și MT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (99 % dintre liniile de IT, respectiv cca. 95 % dintre liniile de MT). Cca. 80 % din liniile electrice de distribuție de JT/branșamente au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000.



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

Tabelul nr. 3.3.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	123	înainte de 1960	7	5,7
		1960-1979	77	62,6
		1980-1999	37	30,1
		2000-2019	2	1,6
Posturi de transformare	8.363	înainte de 1960	489	5,8
		1960-1979	4.707	56,3
		1980-1999	1.792	21,4
		2000-2019	1.375	16,4
Puncte de alimentare	16	înainte de 1960	0	0
		1960-1979	12	75
		1980-1999	1	6,3
		2000-2019	3	18,8



### 3.3.3. Capacități energetice retehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		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	33,890	0,102	2.705	16,7	-	2.705	-	-
	LES	7	-	-	8	-	-	8	-	-
MT	LEA	10.242	33,455	-	10.234	12,56	-	10.229	99,413	1,521
	LES	2.550	-	54,150	2.573	-	32,48	2.668	-	44,08
JT (excl. branșam.)	LEA	12.625	139,191	16,664	12.697	220,37	71,42	12.776	180,71	1,33
	LES	3.762	-	36,543	3.806	-	43,64	3.851	-	40,60

Se înregistrează un grad foarte scăzut de lucrări noi și lucrări de retehnologizare (aproximativ 0,3 % din totalul liniilor electrice).

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

Tabelul nr. 3.3.3.2

Categorie	2017			2018			2019		
	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	124	5	-	124	2	-	123	1	-
Posturi de transformare	8.143	134	91	8.236	113	110	8.363	173	20
Puncte de alimentare	16	1	-	16	4	-	16	1	-

În anul 2019 rețehnologizările în stațiile de transformare s-au realizat într-un procent sub 1 % din numărul total al acestora, iar în cazul posturilor de transformare rețehnologizările și capacitățile noi reprezintă cca. 2% din total.

### 3.3.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.3.4.1

	UM	2017	2018	2019
<b>Din surse proprii</b>				
Proгноzat	lei	113.817.495	166.926.731	123.750.000
din care Investiții în rețea	lei	98.310.675	153.559.294	114.716.046
Realizat	lei	104.427.161	162.422.405*	107.194.417
din care Investiții în rețea	lei	90.995.216	153.015.652	98.271.989
Grad realizare Investiții în rețea din surse proprii	%	92,56	99,65	85,67
<b>Din alte contribuții financiare</b>				
Proгноzat	lei	35.413.620	35.505.540	53.258.497
Realizat	lei	43.307.234	31.950.642	48.769.756
<b>TOTAL</b>				
Proгноzat	lei	149.231.115	202.432.271	177.008.498
Realizat	lei	147.734.395	194.373.047	155.964.173

Nota:

1. Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an
2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.
3. \* Valorile realizate ale anului 2018 conțin și lucrările recuperate în cursul anului 2019 (33.119.774 lei)

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.3.4.2

Nr. crt.	Valoare realizată [lei] (IT+MT+JT)		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	155.964.172	107.194.417	153.291	0	52.780.430	39.701.641	103.030.452	67.492.775
A.	1.214.689	1.214.689	0	0	1.214.689	1.214.689	0	0
A1	1.081.399	1.081.399	0	0	1.081.399	1.081.399	0	0
A2	133.291	133.291	0	0	133.291	133.291	0	0
B	137.499.679	88.729.924	153.291	0	50.046.049	36.967.260	87.300.340	51.762.663
B2	12.713.557	12.713.557	0	0	270.598	270.598	12.442.959	12.442.959
B3	56.411.826	56.411.826	0	0	35.484.258	35.484.258	20.927.568	20.927.568
B4	7.365.358	3.443.328	0	0	1.232.504	326.576	6.132.854	3.116.752
B5	11.904.377	11.904.377	0	0	863.772	863.772	11.040.605	11.040.605
B6	49.104.561	4.256.835	153.291	0	12.194.917	22.057	36.756.353	4.234.779

C	17.249.803	17.249.803	0	0	1.519.691	1.519.691	15.730.112	15.730.112
C1	1.774.143	1.774.143	0	0	0	0	1.774.143	1.774.143
C2	7.148.285	7.148.285	0	0	0	0	7.148.285	7.148.285
C3	25.957	25.957	0	0	25.957	25.957	0	0
C4	8.301.418	8.301.418	0	0	1.493.734	1.493.734	6.807.684	6.807.684

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în tabelul nr. 3.2.4.3

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii, raportat la valoarea investițiilor prognozate în rețea în anul 2019 este de 85,7 % nefiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea, în condițiile în care s-au amânat circa 27 % din numărul acestor lucrări prognozate. Valoarea lucrărilor întârziate, amânate pentru anul 2020, reprezintă cca 11 % din valoarea total prognozată a lucrărilor în rețea, iar cauza principală, conform explicațiilor ODC, a fost neobținerea la timp a autorizației de construire, accesul dificil în teren și dificultăți în acordarea întreruperilor, probleme cu alocarea de resurse din partea executantului care nu au permis realizarea integrală până la 31.12.2019, întâzieri în asigurarea materialelor, etc.

**Notă:** Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2019 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

### 3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.3.5.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	84	134,3	-
	Control Periodic	46,8	37,1	53,36
LN2	Revizie Tehnică	51,3	33,9	46,96
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	83,8	102,5	138,49
	Reparații Accidentale	104,0	143,7	115,2
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL		85,9	112,4	105,2

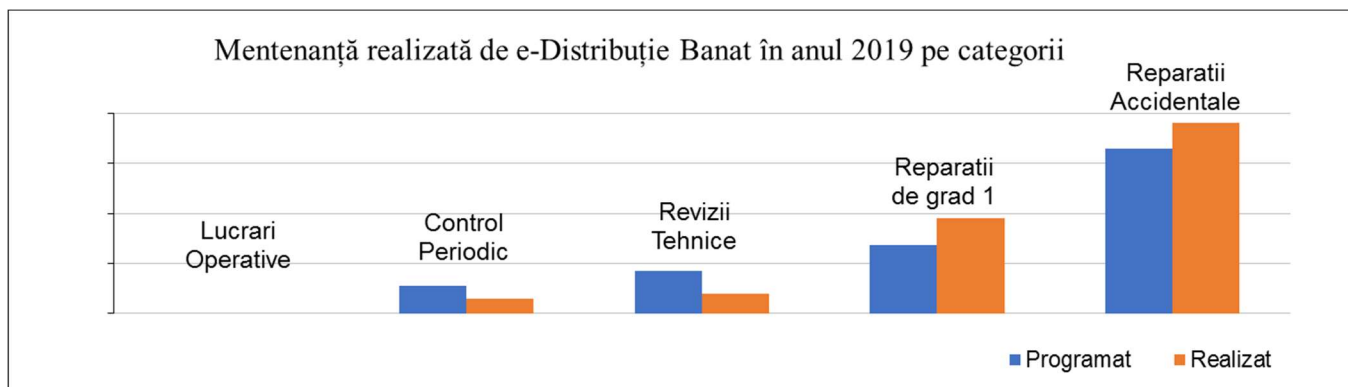
La solicitarea ANRE referitoare la verificarea valorilor programate și realizate pe capitolul Lucrări operative, explicația ODC a fost ca valoarea acestor lucrări a fost alocată atât mentenantei preventive, cât și mentenantei corective, conform unei chei de alocare.

Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat valoric în proporție de 105,2 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 41 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 59 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din valoarea totală programată a lucrărilor de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 54 %, iar din valoarea totală realizată acestea reprezintă 59 %.

Tabelul nr. 3.3.5.2

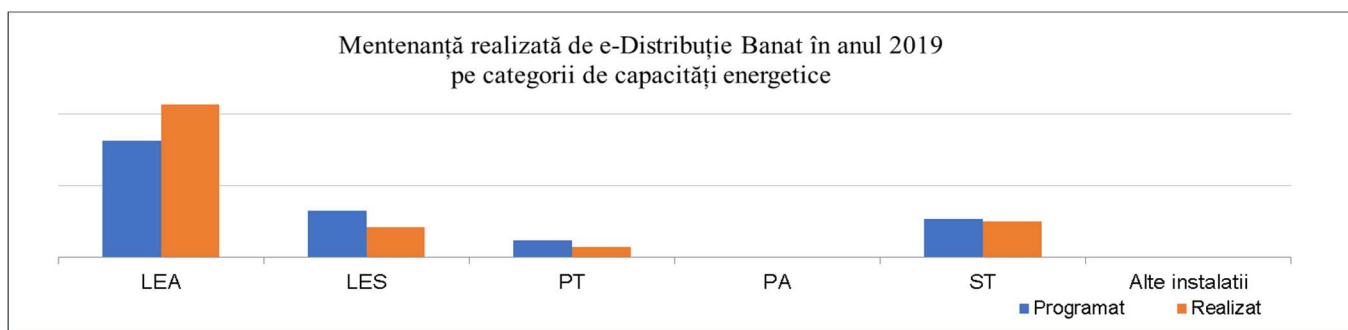
Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de grad 1	Reparații accidentale
Programat [lei]	0	5.564.670	8.567.036	13.743.164	32.990.808
Realizat [lei]	0	2.969.350	4.023.167	19.033.187	38.005.720
Realizare program [%]	0	53,36	46,96	138,49	115,2



*b. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice*

Tabelul nr. 3.3.5.3

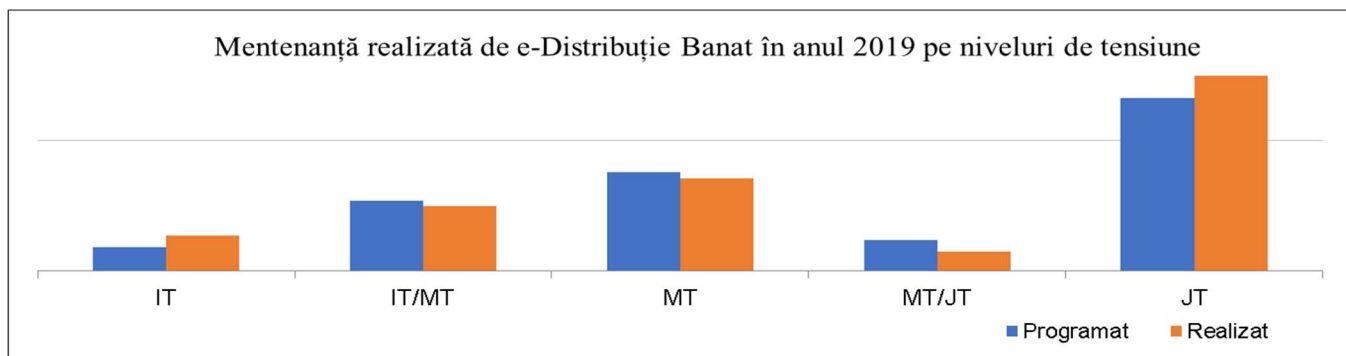
Instalație	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Stații de transformare	Alte instalații
Programat [lei]	32.390.011	12.946.380	4.787.148	9.905	10.728.771	3.463
Realizat [lei]	42.561.594	8.367.117	2.979.860	0	10.022.853	0
Realizare program [%]	132	65	62	0	93	0



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

Tabelul nr. 3.3.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	3.670.659	10.728.771	15.168.110	4.787.148	26.510.990
Realizat [lei]	5.403.645	10.022.853	14.273.408	2.979.860	31.351.658
Realizare program [%]	147	93	94	62	118



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparații de grad 1 și 2) în anul 2019 au fost realizate în proporție de 93 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 115% din valoarea prognozată.

### 3.3.6. Incidente deosebite în anul 2019

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2019 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Banat s-au înregistrat un număr de 138 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.3.6.1

	Timiș	Caras-Severin	Hunedoara	Arad	e-Distribuție Banat
Incidente deosebite	58	5	33	42	138
Utilizatori afectați cumulat	444.601	52.379	307.339	339.854	1.144.173
Putere întreruptă cumulat [MW]	267	17	110	118	511
Energie nelivrată cumulat [MWh]	87	2	17	31	137
Medie utilizatori afectați /incident	7.666	10.476	9.313	8.092	8.291
Medie Putere Întreruptă / incident [MWh]	4,6	3,36	3,32	2,81	3,7
Medie Energie Nelivrată/incident [h]	1,5	0,41	0,52	0,73	0,99

Cauzele raportate pentru incidentele deosebite înregistrate sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.3.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte Interne în instalații	Vegetația crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/animale)	Propagate din instalațiile OTS	
87	1	5	11	8	26

Din analiza cauzelor se constată ca cca. 64 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea (defecte de cabluri și cordoane LEA, defecte de echipamente) sau de afectarea instalațiilor de către vegetație. De asemenea se constată existența unui număr semnificativ de incidente deosebite la care nu s-a putut identifica cauza primară (cca. 19% din total incidente deosebite înregistrate). Un număr de 8 incidente deosebite au fost raportate având cauza primară evenimente în rețeaua operatorului de transport.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Banat în anul 2019 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

### 3.4 E-DISTRIBUȚIE DOBROGEA S.A.

#### 3.4.1. Capacități energetice

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

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

Tabelul nr. 3.4.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2017			2018			2019		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.621	34	2.655	2.621	34	2.655	2.621	34	2.655
2	MT(35/20/10/6kV)	9.135	1.694	10.829	9.034	1.760	10.795	8.936	1.358	10.778
3	JT (0,4 kV)	8.376	2.457	10.833	8.393	2.496	10.888	8.437	2.519	10.956
4	Branșamente	11.490	1.916	13.406	11.490	2.055	13.546	11.521	2.073	13.594

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

Tabelul nr. 3.4.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.)110kV	120	4.088	120	4.121	120	4.171
2	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.) sub 110kV	85	376	86	384	86	384
3	Posturi de transformare	6.081	1.989	6.140	1.999	6.207	2.023
4	Puncte de alimentare	35	-	36	-	36	-

#### 3.4.2. Durata de funcționare a instalațiilor

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

Tabelul nr. 3.4.2.1

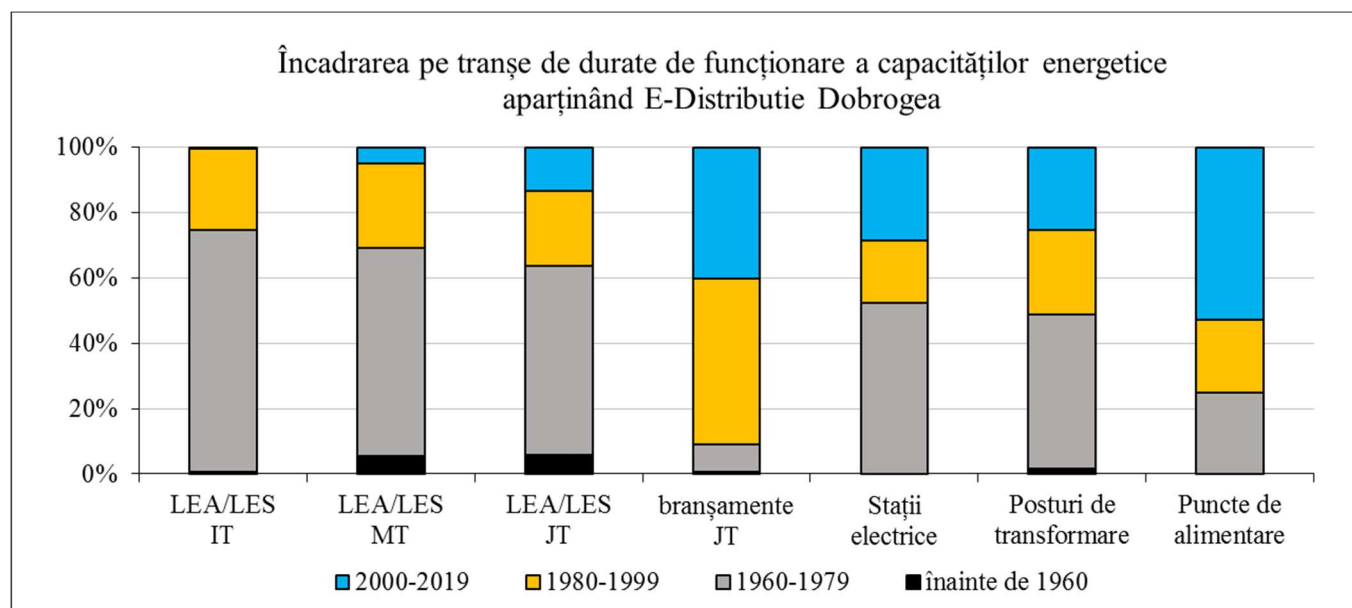
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LES (km traseu)	Lungime LEA (km traseu)	Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
1	IT	2.655	înainte de 1960	15,629	0.000	15,629	0,6
			1960-1979	1.943,816	24.145	1.967,961	74,1
			1980-1999	658,689	0.000	658,689	24,8
			2000-2019	3,032	9,430	12,462	0,5
2	MT	10.778	înainte de 1960	433,654	111,621	545,275	5,3
			1960-1979	5922,808	641,219	6565,027	63,8
			1980-1999	2251,284	391,928	2643,212	25,7
			2000-2019	327,954	213,126	541,08	5,3
3	JT	10.956	înainte de 1960	595,720	58.430	654.150	6.0
			1960-1979	5,379.960	957.310	6,337.270	57.8
			1980-1999	1,320.120	1,181.400	2,501.520	22.8
			2000-2019	1,141.332	321.690	1,463.022	13.4
4	Branșamente	13.594	înainte de 1960	81.400	7.000	88.400	0.7
			1960-1979	1,010.000	149.000	1,159.000	8.5
			1980-1999	5,774.000	1,097.000	6,871.000	50.5
			2000-2019	4,655.950	819.970	5,475.920	40.3

Se constată că înainte de anul 2000 au fost puse în funcțiune majoritatea liniilor de 110 kV (99% din total), circa 95 % din liniile de MT și 72 % din liniile de JT (inclusiv branșamente).

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

Tabelul nr. 3.4.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	%din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	206	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	108	52,4
		1980-1999	39	18,9
		2000-2019	59	28,6
Posturi de transformare	6207	înainte de 1960	97	1,6
		1960-1979	2.925	47,1
		1980-1999	1.620	26,1
		2000-2019	1.565	25,2
Puncte de alimentare	36	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	9	25
		1980-1999	8	22,2
		2000-2019	19	52,8



### 3.4.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

*a. Linii electrice de distribuție:*

Tabelul nr. 3.4.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		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	2.621	9,4	0	2.621	105,2	0	2.621	53	0
	LES	34	0	0	34	0	0	34	0	0
MT	LEA	9.135	22	8,65	9.034	21	0	8.975	36,29	1,44
	LES	1.694	24	19,5	1.760	25	23,679	1.803	33,85	11,38
JT (exclusiv bransam.)	LEA	8.376	179	11,71	8.411	161,37	183,51	8.437	140,42	4,8
	LES	2.457	25	26,89	2.477	40,8	6,94	2.519	16,15	7,85

Se înregistrează un grad scăzut de lucrări noi și lucrări de re tehnologizare.

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

Tabelul nr. 3.4.3.2

Categorie	2017			2018			2019		
	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	205	6	-	206	12	0	206	7	-
Posturi de transformare	6.116	62	75	6.140	67	87	6.207	40	22
Puncte de alimentare	35	2	-	36	0	3	36	-	-

În anul 2019 au fost retehnologitate un număr de 7 stații de transformare (cca. 4 % din numărul total de stații de transformare) iar numărul de posturi de transformare și puncte de alimentare noi sau retehnologizate reprezintă cca. 1 % din totalul acestora.

### 3.4.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.4.4.1

	UM	2017	2018	2019
<b>Din surse proprii</b>				
Proгноzat	lei	102.332.269	149.555.603	101.621.440
din care Investiții în rețea	lei	87.729.670	138.175.845	92.641.831
Realizat	lei	93.626.609	149.133.844*	111.890.773
din care Investiții în rețea	lei	80.822.240	141.133.476	103.540.321
Grad realizare Investiții în rețea din surse proprii	%	92,13	102,14	111,76
<b>Din alte contribuții financiare</b>				
Proгноzat	lei	46.736.328	45.758.709	32.928.000
Realizat	lei	27.671.052	29.289.322	35.042.958
<b>TOTAL</b>				
Proгноzat	lei	149.068.596	195.314.312	134.549.440
Realizat	lei	121.297.661	178.423.166	146.933.731

Nota:

1. Valorile sunt in termeni nominali ai anului respectiv
2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.
3. \* Valorile realizate ale anului 2018 conțin și lucrările recuperate în cursul anului 2019 (17.949.299 lei)

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019 (inclusiv lucrările recuperate aferente anului 2018), pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.4.4.2

	Valoare e realizata (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	146.933.731	111.890.773	1.451.991	1.450.460	56.601.188	43.750.108	88.880.552	66.690.205
A.	26.250.596	26.250.596	1.450.460	1.450.460	22.791.546	22.791.546	2.008.590	2.008.590
A1	19.780.325	19.780.325	1.450.460	1.450.460	18.329.864	18.329.864	0	0
A2	6.470.271	6.470.271	0	0	4.461.682	4.461.682	2.008.590	2.008.590
B	105.439.914	70.396.956	1.530	0	32.274.924	19.423.843	73.163.460	50.973.113
B2	14.305.002	14.305.002	0	0	2.539.668	2.539.668	11.765.335	11.765.335
B3	35.276.884	35.276.884	0	0	14.661.323	14.661.323	20.615.561	20.615.561
B4	2.863.100	2.863.100	0	0	922.171	922.171	1.940.930	1.940.930
B5	13.930.967	13.930.967	0	0	1.287.182	1.287.182	12.643.785	12.643.785
B6	39.063.961	4.021.003	1.530	0	12.864.580	13.500	26.197.850	4.007.503
C	15.243.221	15.243.221	0	0	1.534.719	1.534.719	13.708.502	13.708.502



C1	2.231.968	2.231.968	0	0	0	0	2.231.968	2.231.968
C2	6.118.483	6.118.483	0	0	0	0	6.118.483	6.118.483
C4	6.892.770	6.892.770	0	0	1.534.719	1.534.719	5.358.051	5.358.051

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în tabelul nr. 3.2.4.3

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii, raportat la valoarea investițiilor prognozate în rețea în anul 2019 este de 111,76 % fiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea, în condițiile în care s-au amânat circa 7 % din numărul acestor lucrări prognozate. Valoarea lucrărilor întârziate, amânate pentru anul 2020, reprezintă cca. 5 % din valoarea totală prognozată a lucrărilor în rețea, iar cauza principală, conform explicațiilor ODC, a fost neobținerea la timp a autorizației de construire de la autoritățile publice, întârzierii în livrarea unor echipamente, neacordarea de întreruperi pe LEA 110kV, etc.

**Notă:** Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2019 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

### 3.4.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.4.5.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	104	101,5	-
	Control Periodic	54,7	52,5	100,5
LN2	Revizie Tehnică	49,3	38,1	115,6
	Intervenții accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	72,3	84,2	120,4
	Reparații Accidentale	89,9	121,8	131,7
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
<b>TOTAL</b>		79,1	93,9	115,7

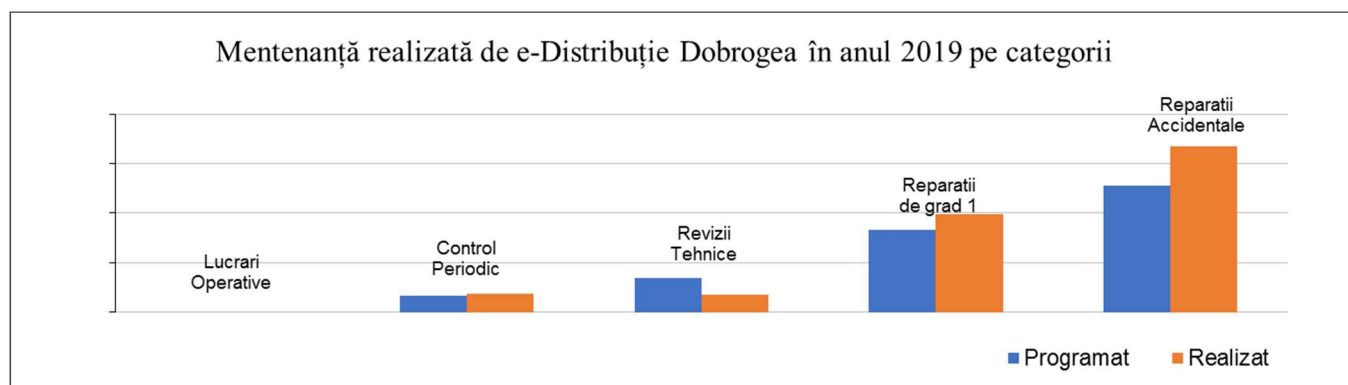
La solicitarea ANRE referitoare la verificarea valorilor programate și realizate pe capitolul Lucrări operative, explicația ODC a fost că valoarea acestor lucrări a fost alocată atât mentenanței preventive, cât și mentenanței corective, conform unei chei de alocare

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 115,7 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 45 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 55 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 49 %, iar din valoarea totală realizată reparațiile accidentale reprezintă 55 %.

Tabelul nr. 3.4.5.2

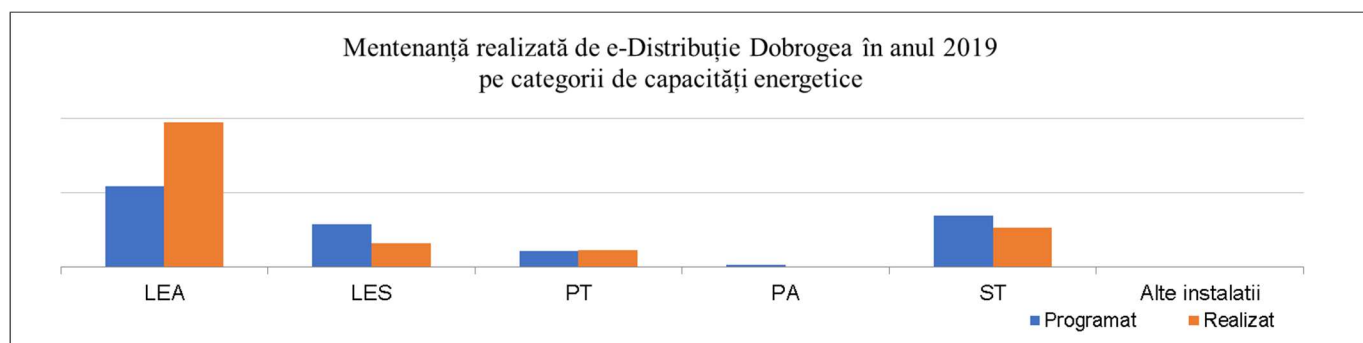
Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de grad 1	Reparații accidentale
Programat [lei]	0	3.263.705	6.008.377	16.667.510	25.456.947
Realizat [lei]	0	3.816.071	3.463.090	19.785.132	33.536.792
Realizare program [%]	0	100,5	115,6	120,54	131,74



*b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice*

Tabelul nr. 3.4.5.3

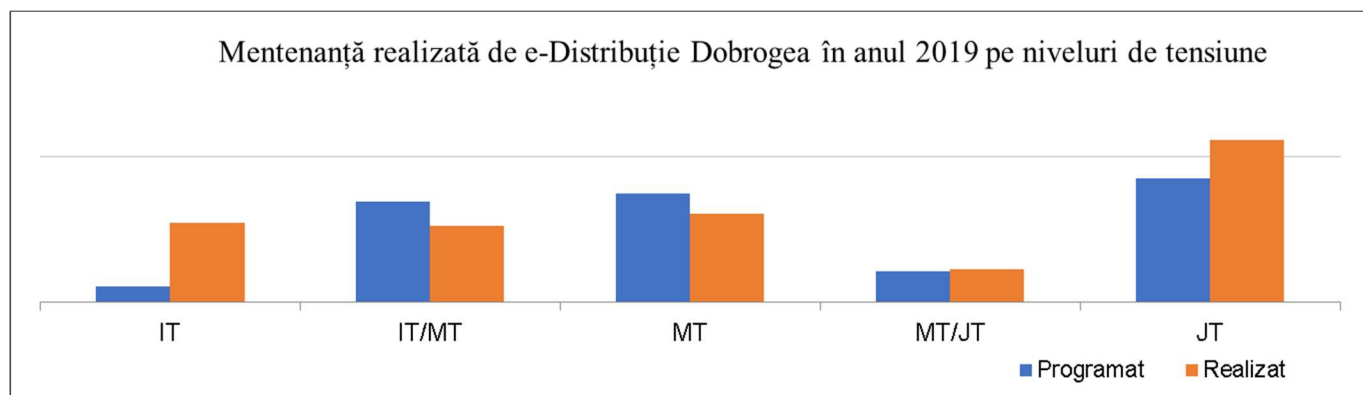
Instalatie	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Statii de transformare	Alte instalatii
Programat [lei]	21.868.843	11.543.104	4.293.318	763.375	13.916.757	1.142
Realizat [lei]	38.873.231	6.527.079	4.632.522	7.514	10.560.739	0
Realizare program [%]	178	57	108	1	76	0



*c. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune*

Tabelul nr. 3.4.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	2.206.019	13.916.757	14.955.510	4.293.318	17.014.935
Realizat [lei]	10.907.154	10.560.739	12.195.940	4.632.522	22.304.730
Realizare program [%]	494	76	82	108	131



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnica, reparatii de grad 1 si 2) în anul 2019 au fost realizate în proporție de 101 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip

reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 131,7% din valoarea prognozată.

### 3.4.6. Incidente deosebite în anul 2019

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2019 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Dobrogea s-au înregistrat un număr de 87 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.4.6.1

	Tulcea	Constanța	Ialomița	Calarași	e-Distribuție Dobrogea
Incidente deosebite	17	24	29	17	87
Utilizatori afectați cumulat	189.203	213.474	291.246	147.051	840.974
Putere întrerută cumulat [MW]	64	104	115	71	353
Energie nelivrată cumulat [MWh]	8	19	67	24	118
Medie utilizatori afectați /incident	11.130	8.895	10.043	8.650	9.666
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	3.8	4,3	4,0	4,2	4,1
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	0.46	0.78	2,32	1,39	1,4

Cauzele pentru incidentele deosebite raportate sunt următoarele:

Tabelul nr. 3.4.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetația crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/animale)	Propagate din instalațiile OTS	
51	-	12	5	5	14

Din analiza cauzelor se constată ca cca. 59 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea (defecte la echipamentele din statii, la LES și LEA MT), 14% sunt incidente aparute pe fondul fenomenelor meteo deosebite si 16% reprezinta incidente deosebite cu cauze neidentificate. Conform raportarii OD, un număr de 5 incidente deosebite în rețeaua RED au avut cauze evenimente în rețeaua operatorului de transport.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua e-Distribuție Dobrogea în anul 2018 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

### 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:

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

Tabelul nr. 3.5.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2017			2018			2019		
		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)	5.365	25	5.390	5.362	36	5.398	5.362	36	5.398
2	MT(35/20/10/6kV)	19.189	2.310	21.499	19.180	2.365	21.545	19.181	2.415	21.595
3	JT (0,4 kV)	23.115	5.002	28.117	23.167	5.056	28.224	23.230	5.166	28.396
4	Branșamente	20.328	10.671	30.999	20.387	10.743	31.130	20.458	10.819	31.276

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

Tabelul nr. 3.5.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Statii electrice 110kV (de conexiune/transf.)	143	6.035	144	6.099	143	6.123
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune/transf.)	59	357	57	352	57	-
3	Posturi de transformare	10.329	2.916	10.374	2.923	10.436	2.934
4	Puncte de alimentare	81	-	82	-	82	-

#### 3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor

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

Tabelul nr. 3.5.2.1

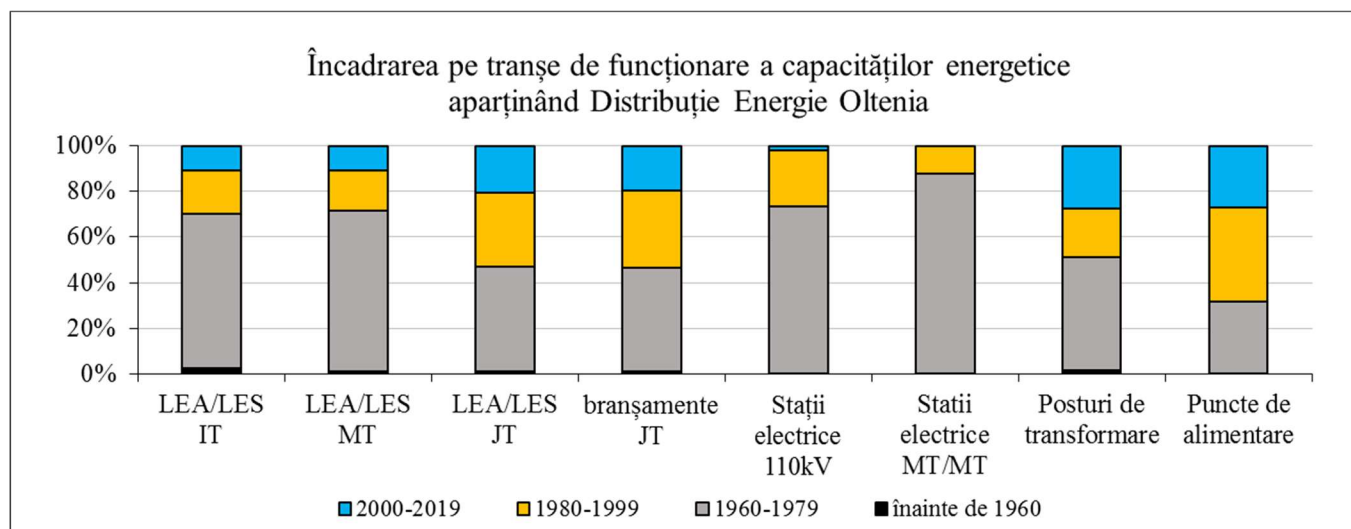
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	5.398	înainte de 1960	143,96	0	143,96	3%
			1960-1979	3.628,37	14,24	3.642,61	68%
			1980-1999	1.033,54	0	1.033,54	19%
			2000-2019	556,54	21,63	578,17	11%
2	MT	21.545	înainte de 1960	242,78	12,2	254,98	1%
			1960-1979	14.231,80	963,91	15.195,73	71%
			1980-1999	3.152,50	659,07	3.811,57	18%
			2000-2019	1.553,42	779,46	2.332,88	11%
3	JT	28.396	înainte de 1960	305,1	65,59	370,69	1%
			1960-1979	10.743,6	2.192,28	12.935,89	46%
			1980-1999	7.145,03	2.050,08	9.195,11	33%
			2000-2019	5.036,38	857,83	5.894,21	21%
4	branșamente	31.276	înainte de 1960	266,08	138,71	404,79	1%
			1960-1979	9.446,64	4.721,09	14.167,73	46%
			1980-1999	6.164,63	4.330,69	10.495,32	34%
			2000-2019	4.580,37	1.628,08	6.208,45	20%

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

Tabelul nr. 3.5.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	144	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	106	73,6
		1980-1999	35	24,3
		2000-2019	3	2,08
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	57	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	50	87,72
		1980-1999	7	12,28
		2000-2019	-	-
Posturi de transformare	10.436	înainte de 1960	148	1,4
		1960-1979	5.213	49,9
		1980-1999	2.181	20,9
		2000-2019	2.894	27,7
Puncte de alimentare	82	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	26	31,7
		1980-1999	34	41,4
		2000-2019	22	26,8

Se remarcă punerea în funcțiune a unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 20 ani (3 stații de transformare, reprezentând 2,1 % din numărul total de 144 stații de 110 kV).



### 3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		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	5.364,61	0,42	0	5.362,41	3,13	-	5.382,41	1,02	-
	LES	25,42	0	0	35,87	0,37	10,45	35,87	-	-
MT	LEA	19.188,8	14,7	4,47	19.180,1	4,05	6,63	19.180,53	44,78	12,34
	LES	2.310,18	2,1	46,95	2.364,54	0,04	68,95	2.414,63	0,3	60,03
JT(excl branș)	LEA	23.114,7	68,18	79,81	23.168	106,14	124,99	23.230,11	144,81	63,63
	LES	5.002,13	2,14	140,37	5.055,95	0	140,62	5.165,78	0,64	110,31

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

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

Tabelul nr. 3.5.3.2

Categorie	2017			2018			2019		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	143	7	6	144	6	1	144	7	-
Stații electrice MT/MT	59	-	-	57	-	-	57	-	-
Posturi de transformare	10.329	180	61	10.374	305	63	10.436	227	71
Puncte de alimentare	81	-	-	82	-	1	82	-	-

Nota: Categoriile de lucrari sunt definite in tabelul nr. 3.1.10.3

În anul 2019 a fost raportat un număr de 7 stații electrice de 110 kV retehnologizate (cca. 5 % din numărul total de stații de transformare) și 298 posturi de transformare noi și retehnologizate.

### 3.5.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.5.4.1

	UM	2017	2018	2019
<b>Din surse proprii</b>				
Prognozat	lei	166.963.982	174.378.126	179.688.336
din care Investiții în rețea	lei	162.498.406	159.439.874	169.015.128
Realizat	lei	171.588.532	181.988.542	183.369.300
din care Investiții în rețea	lei	168.010.091	166.337.716	172.205.078
Grad realizare Investiții în rețea din surse proprii	%	103,39	104,33	101,89
<b>Din alte contribuții financiare</b>				
Prognozat	lei	30.716.889	30.256.662	40.972.800
Realizat	lei	45.064.026	47.253.626	50.157.092
<b>TOTAL</b>				
Prognozat	lei	197.680.103	204.634.789	220.661.136
Realizat	lei	216.652.558	229.242.168	233.526.392

Nota:

1. Valorile sunt în termeni nominali anului respectiv
2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019 (inclusiv lucrările recuperate aferente anului 2018), pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.5.4.2

Nr. crt.	Total general realizata [lei] IT+ MT+JT)		Valoare realizată la IT (înalta tensiune)		Valoare realizată la MT (medie tensiune)		Valoare realizată la JT (joasa tensiune)	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	233.526.392	183.369.300	26.730.607	25.317.690	47.834.303	40.232.267	158.961.482	117.819.343
A.	44.565.851	44.565.851	23.445.007	23.445.007	12.393.865	12.393.865	8.726.979	8.726.979
A1	36.607.268	36.607.268	23.445.007	23.445.007	7.965.039	7.965.039	5.197.221	5.197.221
A2	7.958.584	7.958.584	0	0	4.428.826	4.428.826	3.529.758	3.529.758

A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	153.858.724	103.701.632	3.285.600	1.872.683	35.420.552	27.818.517	115.152.572	74.010.433
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	50.067.815	50.067.815	0	0	1.602.575	1.602.575	48.465.241	48.465.241
B3	28.049.744	28.049.744	0	0	18.335.486	18.335.486	9.714.258	9.714.258
B4	8.496.588	2.372.629	0	0	632.257	60.795	7.864.331	2.311.834
B5	5.644.906	1.381.974	0	0	911.947	213.492	4.732.959	1.168.482
B6	61.599.670	21.829.470	3.285.600	1.872.683	13.938.287	7.606.170	44.375.783	12.350.618
C	35.101.817	35.101.817	0	0	19.885	19.885	35.081.931	35.081.931
C1	2.461.015	2.461.015	0	0	0	0	2.461.015	2.461.015
C2	8.703.206	8.703.206	0	0	0	0	8.703.206	8.703.206
C3	19.885	19.885	0	0	19.885	19.885	0	0
C4	23.917.710	23.917.710	0	0	0	0	23.917.710	23.917.710

Nota: Categoriile de lucrari sunt definite in tabelul nr. 3.2.4.3

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii, raportat la valoarea investițiilor prognozate în rețea în anul 2019 este de 101,89 % fiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea.

### 3.5.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

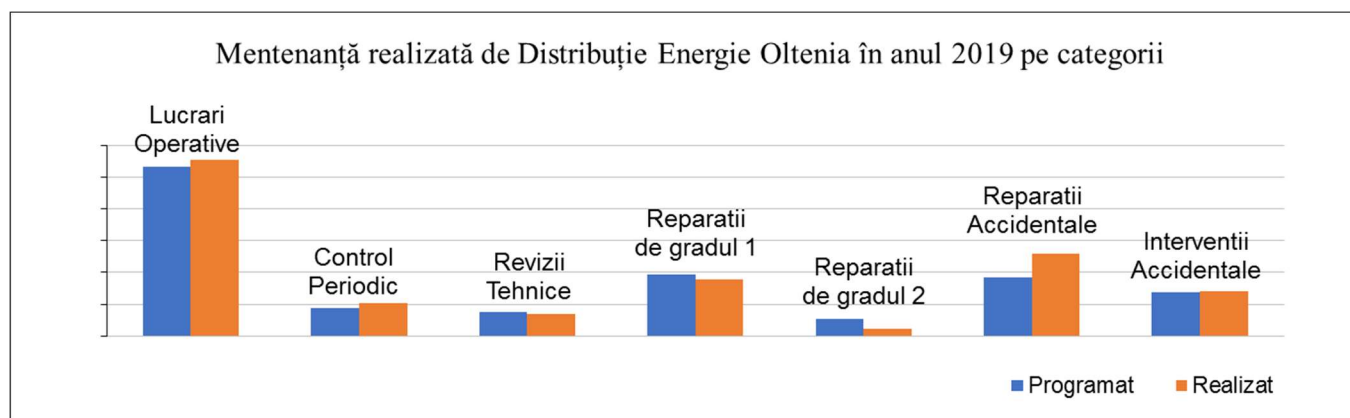
Tabelul nr. 3.5.5.1

Program mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	99,1	103,2	104,0
	Control Periodic	98,5	104,7	118,8
LN2	Revizie Tehnică	101,3	100,3	92,3
	Intervenții Accidentale	116,2	101,6	93,4
LN3	Reparații de grad 1	109,4	122	40,3
	Reparații Accidentale	113,4	100,5	139,1
LN4	Reparații de grad 2	109,5	93	101,5
<b>TOTAL</b>		105,3	103,1	104,9

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 104,9 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 70 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 30 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 26 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 30 %.

Tabelul nr. 3.5.5.2

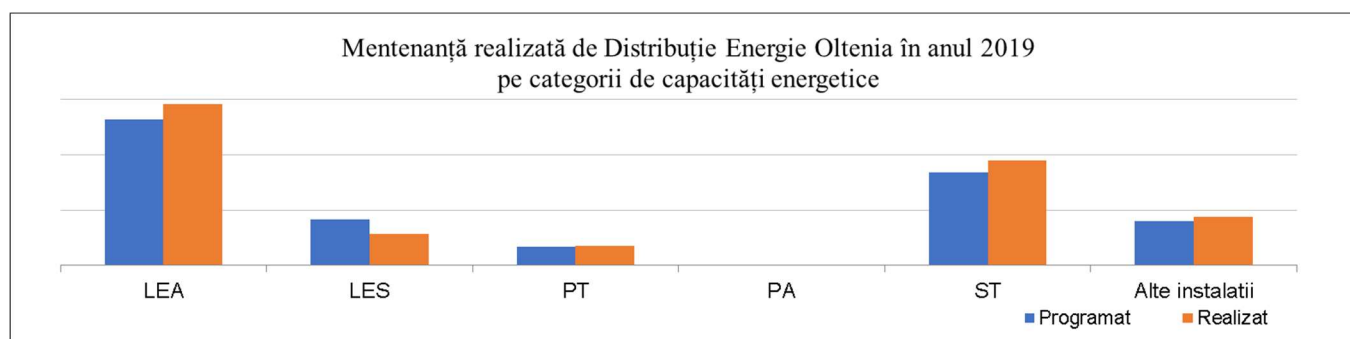
Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de grad 1	Reparatii de grad 2	Reparații accidetale	Intervenții accidetale
Programat [lei]	53.167.425	8.648.090	7.589.032	19.172.423	5.343.089	18.503.680	13.840.726
Realizat [lei]	55.299.472	10.277.184	7.001.266	17.917.432	2.155.501	25.737.729	14.053.373
Realizare program [%]	104,0	118,8	92,3	93,4	40,3	139,1	101,5



*b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice*

Tabelul nr. 3.5.5.3

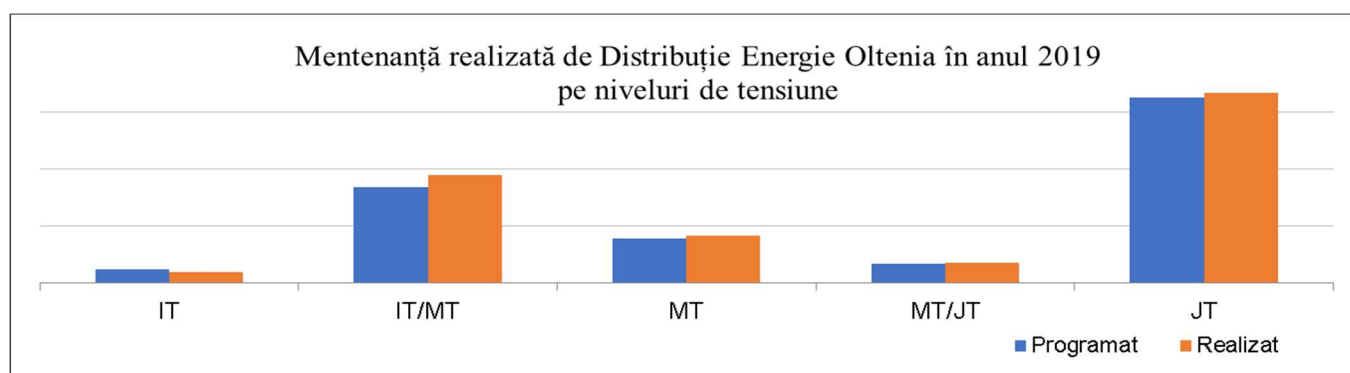
Instalație	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Statii de transformare	Alte instalatii
Programat [lei]	52.944.390	16.575.484	6.735.365	150.108	33.724.509	16.134.609
Realizat [lei]	58.472.580	11.285.078	7.134.362	224.183	37.876.563	17.449.190
Realizare program [%]	110	68	106	149	112	108



*c. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune*

Tabelul nr. 3.5.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4.897.036	33.724.509	15.587.755	6.735.365	65.319.801
Realizat [lei]	3.836.075	37.876.563	16.698.346	7.134.362	66.896.611
Realizare program [%]	78	112	107	106	102



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2019 au fost realizate în proporție de 99 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip



reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 123% din valoarea prognozată.

### 3.5.6. Incidente deosebite în anul 2019

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2019 în rețeaua RED din gestiunea Distribuție Energie Oltenia s-a înregistrat un număr de 33 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.5.6.1

	Arges	Teleorman	Vâlcea	Olt	Gorj	Dolj	Mehedinți	DEO
Incidente deosebite	9	10	3	3	2	4	2	33
Utilizatori afectați cumulat	143.774	78.610	60.265	28.034	18.949	110.649	15.672	455.953
Putere întrerută cumulat [MW]	58,64	25,71	25,00	7,24	3,26	37,68	3,75	161
Energie nelivrata cumulat [MWh]	35,0	47,3	4,4	5,7	0,7	10,8	1,8	105,7
Medie utilizatori afectați /incident	15.975	7.861	20.088	9.345	9.475	27.662	7.836	13.817
Medie putere intrerupta /incident [MW]	6,52	2,57	8,33	2,41	1,63	9,42	1,88	4,89
Medie energie nelivrata /incident [MWh]	3,9	4,7	1,5	1,9	0,3	2,7	0,9	3,2

Cauzele prezentate în cadrul incidentelor deosebite raportate sunt următoarele:

Tabelul nr. 3.5.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte Interne în instalațiile ODC	Provocate de vegetația crescută în culoar LEA	Provocate de fenomene meteo defavorabile	Actiuni externe (terti/animale)	Propagate din instalațiile OTS	
20	-	9	1	3	-

Din analiza cauzelor se constată ca cca. 61 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea (din care mare parte sunt defecte ale elementelor aferente stațiilor) iar 24% sunt incidente apărute pe fondul fenomenelor meteo deosebite.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Distribuție Energie Oltenia în anul 2019 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

### 3.6 DELGAZ GRID S.A.

#### 3.6.1. Capacități energetice

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

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

Tabelul nr. 3.6.1.1

Nr Crt	Categorie	2017			2018			2019		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LES (km traseu)	LEA (km traseu)	Total (km traseu)	LES (km traseu)	LEA (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.688	3	2.691	2.688	3	2.691	3	2.689	2.692
2	MT(35/20/10/6kV)	14.258	3.539	17.797	14.266	3.573	17.839	3.620	14.274	17.895
3	JT (0,4 kV)	24.648	8.041	32.689	24.505	7.612	32.117	7.651	24.554	32.205
4	Branșamente	22.539	4.395	26.934	22.653	4.538	27.191	4.692	22.767	27.471

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

Tabelul nr. 3.6.1.2

Nr Crt	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	127	3.845	127	3.845	127	3.845
2	Stații electrice (de conexiune /transf.) sub 110kV	7	202	7	202	7	202
3	Posturi de transformare	11.052	3.031	11.105	3.005	11.161	3.012
4	Puncte de alimentare	112	-	112	-	114	-

#### 3.6.2. Durata de funcționare a instalațiilor

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

Tabelul nr. 3.6.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110kV)	2.692	înainte de 1960	42	-	42,00	1,56
			1960-1979	1659,44	-	1659,44	61,63
			1980-1999	967	-	967,00	35,92
			2000-2019	20.938	3	23.94	0,89
2	MT	17.894	înainte de 1960	148	0	148,00	0,83
			1960-1979	9.708,847	1.073,794	10.782,64	60,26
			1980-1999	2.728,62	1.322,06	4.050,68	22,64
			2000-2019	1.688,956	1.224,233	2.913,19	16,28
3	JT	32.205	înainte de 1960	125,06	166	291,06	0,90
			1960-1979	11.930,165	3.026,307	14.956,47	46,44
			1980-1999	7.975,68	3.472,38	11.448,06	35,55
			2000-2019	4.522,962	986,702	5.509,66	17,11
4	branșamente	27.471	înainte de 1960	118	12	130,00	0,47
			1960-1979	10.470	169	10.639,00	38,73
			1980-1999	7.958	1480	9.438,00	34,36
			2000-2019	4.221,066	3.043,182	7.264,25	26,44

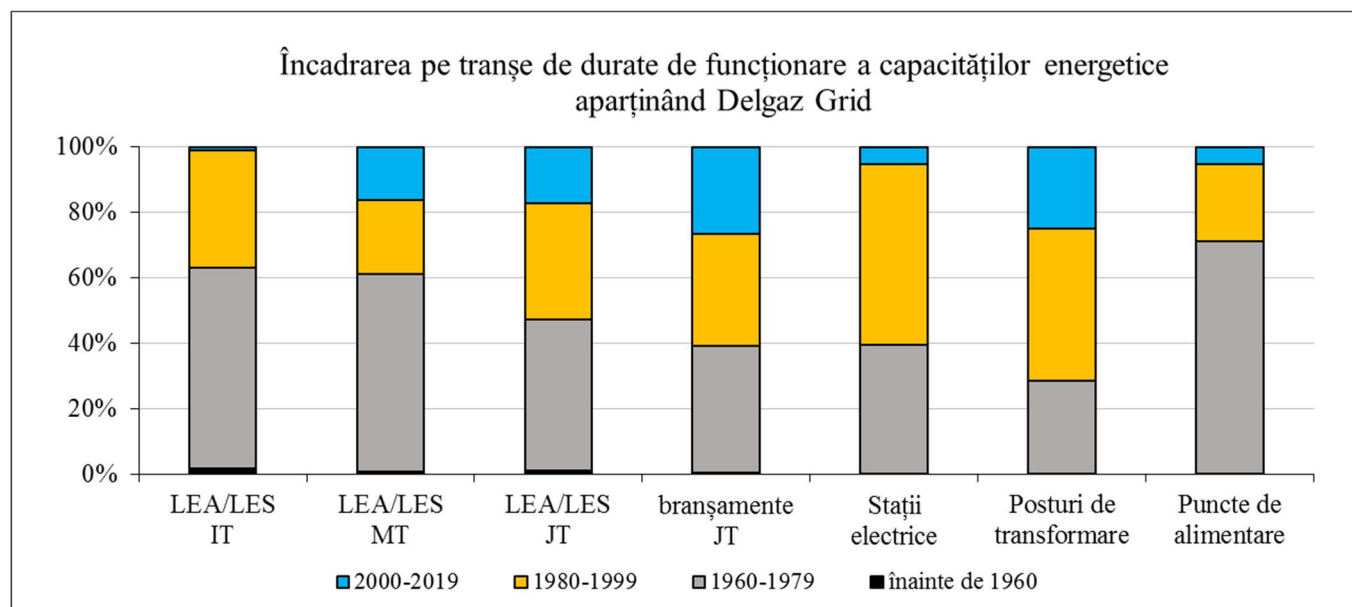
Se constată că cca. 1 % din liniile de 110 kV , circa 15 % din liniile de MT, cca. 17 % din liniile de JT și respectiv 26 % din branșamente au fost puse în funcțiune după anul 2000.

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

Tabelul nr. 3.6.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	PIF	Cantitate (buc.)	% total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	134	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	53	39,55
		1980-1999	74	55,22
		2000-2019	7	5,22
Posturi de transformare	11.161	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	3.169	28,39
		1980-1999	5.192	46,52
		2000-2019	2.800	24,09
Puncte de alimentare	114	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	81	71,05
		1980-1999	27	23,68
		2000-2019	6	5,26

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 rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		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	8,62	-	2.689	14,4	-	2.689	1,56	1.098
	LES	3	-	-	3	-	-	3	-	-
MT	LEA	14.258	595	11,65	14.266	297,82	8	14.274	148,153	8,653
	LES	3.539	6,9	30,65	3.587	31,48	48,12	3.620	11,246	48,122
JT (excl. brans.)	LEA	24.648	603	29,65	24.691	497,76	42,8	24.555	156,266	49,217
	LES	8.041	1,85	37,61	8.097	6,13	55,67	7.651	8,558	46,269

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

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

Tabelul nr. 3.6.3.2

Categorie	2017			2018			2019		
	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	134	63*	-	134	68	-	134	247	0
Posturi de transformare	11.052	504	60	11.105	471	71	11.161	302	58
Puncte de alimentare	112	-	1	112	-	-	114	2	0

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

### 3.6.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.6.4.1

	UM	2017	2018	2019
<b>Din surse proprii</b>				
Proгноzat	lei	176.402.748	173.392.833	147.202.385
din care Investiții în rețea	lei	161.416.113	154.449.138	128.801.934
Realizat	lei	172.335.225	192.876.699*	144.851.880
din care Investiții în rețea	lei	158.004.827	173.218.967	127.054.534
Grad realizare Investiții în rețea din surse proprii	%	97,88	112,15	98,64
<b>Din alte contribuții financiare</b>				
Proгноzat	lei	-	-	2.110.246
Realizat	lei	60.128.554	48.028.449	51.398.515
<b>TOTAL</b>				
Proгноzat	lei	176.402.748	173.392.833	149.312.631
Realizat	lei	232.463.779	240.905.148	196.250.395

NOTA:

1. Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.

\* Valorile realizate ale anului 2018 conțin și lucrările recuperate în cursul anului 2019 (9.690.191 lei)

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.6.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	196.250.395	144.851.880	8.786.642	7.171.252	68.268.984	57.588.731	119.194.769	80.091.897
A.	46.837.599	46.214.392	6.749.757	6.240.218	25.859.942	25.859.942	14.227.900	14.114.232
A1	43.490.066	42.866.859	3.446.769	2.937.230	25.825.442	25.825.442	14.217.855	14.104.187
A2	3.347.533	3.347.533	3.302.988	3.302.988	34.500	34.500	10.045	10.045
B	118.408.444	67.633.136	1.116.162	10.312	36.770.324	26.090.071	80.521.958	41.532.753
B1	2.252.511	2.252.511	0	0	2.252.511	2.252.511	0	0
B2	22.053.304	22.053.304	0	0	2.868.606	2.868.606	19.184.698	19.184.698
B3	19.657.007	19.657.007	10.312	10.312	17.113.416	17.113.416	2.533.279	2.533.279
B4	6.219.304	6.219.304	0	0	1.337.027	1.337.027	4.882.276	4.882.276

B5	3.521.186	3.521.186	0	0	0	0	3.521.186	3.521.186
B6	64.705.132	13.929.824	1.105.850	0	13.198.764	2.518.511	50.400.517	11.411.313
C	31.004.352	31.004.352	920.723	920.723	5.638.718	5.638.718	24.444.911	24.444.911
C1	2.486.238	2.486.238	82.259	82.259	809.964	809.964	1.594.015	1.594.015
C2	14.026.713	14.026.713	838.463	838.463	4.828.754	4.828.754	8.359.495	8.359.495
C4	14.491.401	14.491.401	0	0	0	0	14.491.401	14.491.401

Nota: Categoriile de lucrari A-C sunt definite in tabelul nr. 3.2.4.3

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii, raportat la valoarea investițiilor prognozate în rețea în anul 2019 este de 98,64 % fiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea, în condițiile în care s-au amânat circa 3 % din numărul acestor lucrări prognozate. Valoarea lucrărilor amânate pentru anul 2020 reprezintă doar 1,3 % din valoarea total prognozată a lucrărilor în rețea, iar cauza principală, conform explicațiilor ODC, a fost neobținerea la timp a autorizației de construire. Depășirea procentului mai sus menționat, se datorează în principal categoriilor de lucrări încadrate la B3 (îmbunătățirea calității serviciului de distribuție).

**Notă:** Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2019 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

### 3.6.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.6.5.1

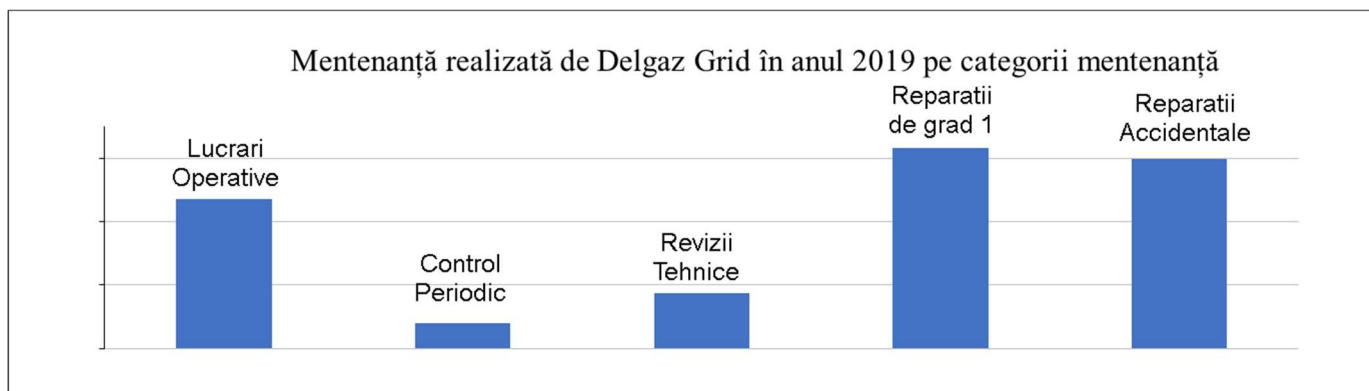
Program mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	98	99,7	100
	Control Periodic	62,7	77,8	100
LN2	Revizie Tehnică	90,6	99,3	100
	Intervenții Accidentale	-	-	100
LN3	Reparații de grad 1	88,5	100,1	100
	Reparații Accidentale	119,4	106,2	-
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL		102	101.8	100

ANRE a solicitat operatorului clarificări privitor la programul de mentenanță al anului 2019 care prezintă aceleași valori cu valorile realizate. Conform răspunsului primit de la operator, valorile planificate ale mentenanței pentru anul 2019 au fost completate similar valorilor celor realizate, având în vedere contextul de reglementare, respectiv faptul că anterior Ordinului ANRE 204/2019 acesta nu avea obligații de solicitare de aprobare ex-ante ale planurilor de mentenanță. Începând cu anul 2020, an de la care se aplică ordinul mai sus menționat, OD este obligat să transmită anual la ANRE valorile planificate.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații accidentale prognozate reprezintă 31%. În cadrul lucrărilor de mentenanță predomină lucrările LEA și JT (50-52 % din mentenanță realizată).

Tabelul nr. 3.6.5.2

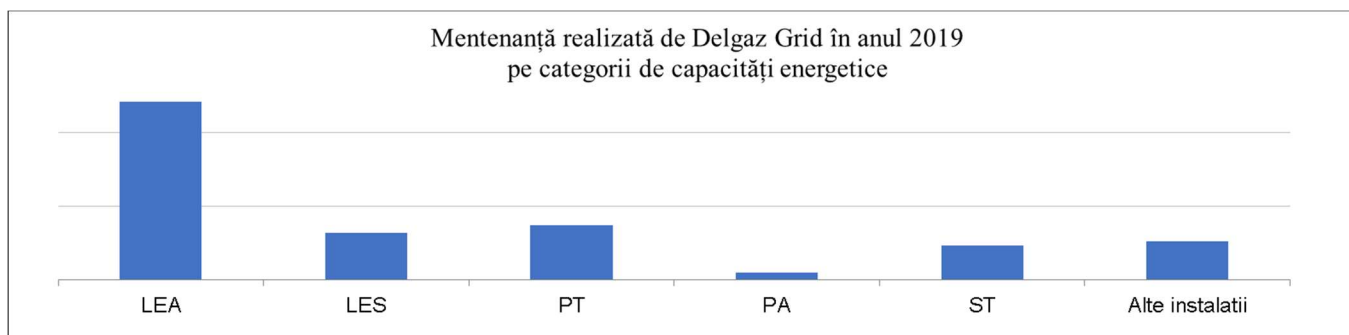
Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de grad 1	Reparații accidentale
Programat/realizat [lei]	46.977.272	8.175.634	17.516.233	63.039.633	59.817.670
Procent din valoarea totală [%]	24	4	9	32	31



*b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice*

Tabelul nr. 3.6.5.3

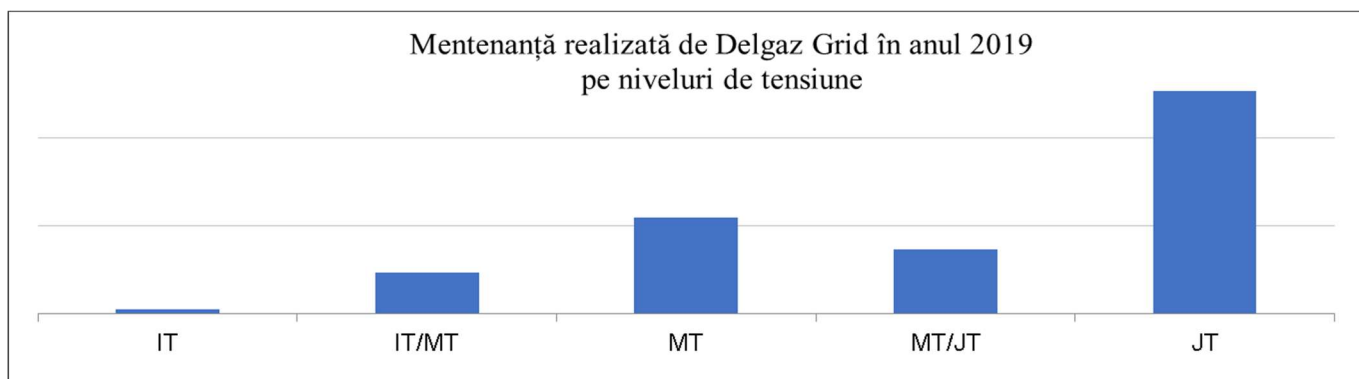
Instalație	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Statii de transformare	Alte instalatii
Programat/realizat [lei]	96.997.882	25.445.248	29.493.649	4.032.936	18.712.941	20.843.786
Procent din valoarea realizată	50	13	15	2	10	11



*c. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune*

Tabelul nr. 3.6.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat/realizat [lei]	2.178.637	18.712.941	43.808.292	29.493.649	101.332.922
Procent din valoarea realizată	1	10	22	15	52



### 3.6.6. Incidente deosebite în anul 2019

În anul 2019 în rețeaua Delgaz Grid s-a înregistrat un număr de 150 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.6.5.1

	Suceava	Botoșani	Neamț	Iași	Bacău	Vaslui	Delgaz Grid
Incidente deosebite	23	5	26	46	26	24	150
Utilizatori afectați cumulat	163.769	37.304	176.152	423.239	247.750	205.560	1.253.774
Putere întrerută cumulat [MW]	47,4	9,0	57,8	126,6	59,8	54,8	355,4
Energie nelivrată cumulat [MWh]	59,1	9,8	47,7	90,7	48,7	31,8	287,8
Medie utilizatori afectați /incident	7.120	7.461	6.775	9.201	9.529	8.565	8.358
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	2,1	1,8	2,2	2,8	2,3	2,3	2,4
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	2,6	2,0	1,8	2,0	1,9	1,3	1,9

Cauzele prezentate în cadrul raportărilor incidentelor deosebite au următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.5.5.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalațiile ODC	Provocate de vegetația crescută în culoar LEA	Provocate de fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/animale)	Propagate din instalațiile OTS	
73	3	26	27	2	19

Din analiza cauzelor se constată ca cca. 49 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea, 37% reprezintă incidente pe fondul fenomenelor meteo deosebite și acțiuni terți, iar cca. 13% sunt incidente având cauze neidentificate.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Delgaz Grid în anul 2019 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

### 3.7 SDEE ELECTRICA MUNTENIA NORD S.A.

#### 3.7.1. Capacități energetice

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

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

Tabelul nr. 3.7.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2017			2018			2019		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.146	15	2.161	2.146	15	2.161	2.146	15	2.161
2	MT(35/20/10/6kV)	12.546	3.370	15.916	12.561	3.423	15.985	12.566	3.476	16.042
3	JT (0,4 kV)	20.214	6.301	26.515	20.252	6.316	26.566	20.285	6.331	26.616
4	Branșamente	23.964	2.152	26.116	24.080	2.167	26.247	24.170	2.201	26.371

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

Tabelul nr. 3.7.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	124	5.285	124	5.364	124	5.404
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	88	352	88	352	88	349
3	Posturi de transformare	10.030	3.023	10.143	2.994	10.241	2.959
4	Puncte de alimentare	238	-	253	-	268	-

#### 3.7.2. Durata de funcționare a instalațiilor

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

Tabelul nr. 3.7.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA	Lungime LEA(km traseu)	Lungime (km LES traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.161	înainte de 1960	217,17	0,00	204,59	9,5
			1960-1979	1.616,59	8,89	1.625,48	75,2
			1980-1999	305,12	0,00	305,12	14,1
			2000-2019	19,74	6,26	26,00	1,2
2	MT	16.042	înainte de 1960	1.129,30	110,38	1.239,68	7,7
			1960-1979	7.871,33	2.021,65	9.892,98	61,7
			1980-1999	3.228,96	642,10	3.871,06	24,1
			2000-2019	336,02	702,37	1.038,39	6,5
3	JT	26.616	înainte de 1960	411,68	128,88	540,56	2,0
			1960-1979	10.393,14	3.252,52	13.645,66	51,3
			1980-1999	5.961,54	1.866,79	7.828,33	29,4
			2000-2019	3.518,95	1.082,71	4.601,66	17,3
4	branșamente	26.370	înainte de 1960	486,43	43,82	530,25	2,0
			1960-1979	12.270,54	1.106,68	13.377,22	50,7
			1980-1999	7.038,99	720,88	7.759,87	29,4
			2000-2019	4.373,60	329,85	4.703,45	17,8



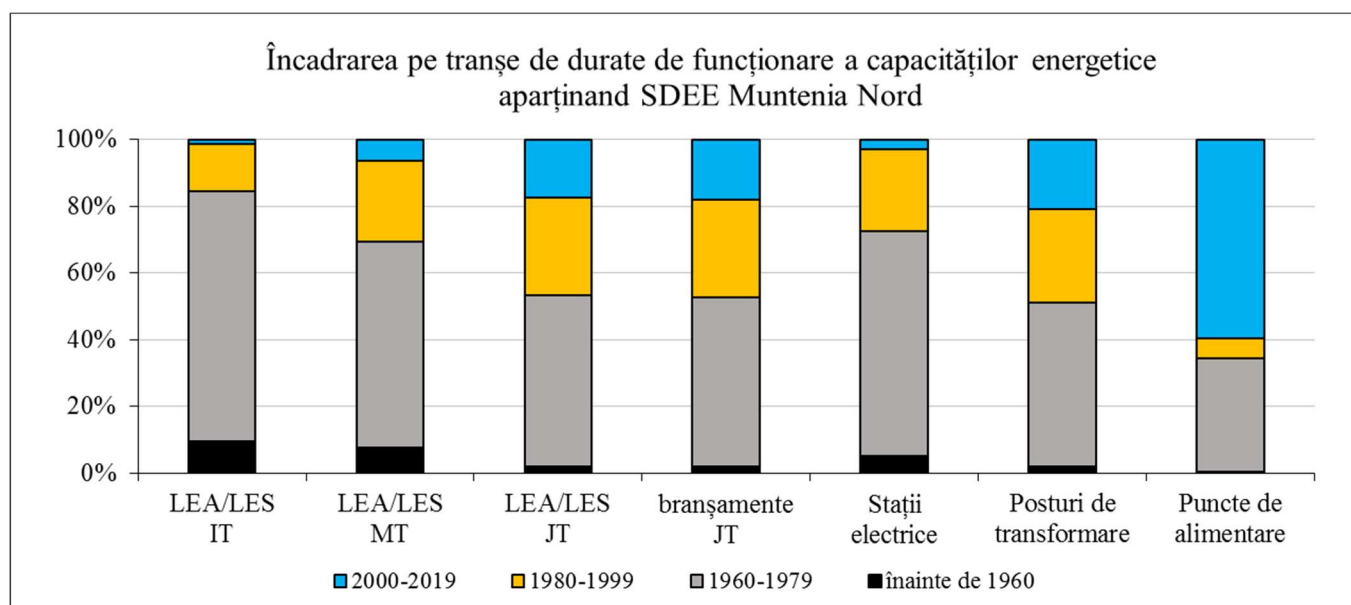
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (0.6 % la IT și 6.1 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 17 % din totalul acestei categorii.

*b. 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
		2000-2019	6	2,8
Posturi de transformare	10.241	înainte de 1960	190	2
		1960-1979	5.036	49
		1980-1999	2.881	28
		2000-2019	2.134	21
Puncte de alimentare	268	înainte de 1960	1	-
		1960-1979	91	34
		1980-1999	16	6
		2000-2019	160	60

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare în ultimii 20 ani (6 stații de transformare, reprezentând 1,83 % din totalul stațiilor).



### 3.7.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

#### a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.146	25,7	-	2.146	32,42	-	2.146	17,12	-
	LES	15,15	-	-	15,15	-	-	15	-	-
MT	LEA	12.546	54,21	19,82	12.561	16,7	15,01	12.566	92,48	14,68
	LES	3.370	10,29	24,64	3.423	9,66	53,74	3.476	0,14	56,02
JT (excl. branș.)	LEA	20.214	198,7	18,99	20.252	220,5	38,35	20.285	144,06	33,08
	LES	6.301	5,85	18,29	6.313	2,21	12,61	6.331	3,90	17,54

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

Tabelul nr. 3.7.3.2

Categorie		2017			2018			2019		
		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		212	25	-	212	65	28	212	10	-
Posturi de transformare		10.030	596	75	10.143	44	114	10.241	35	217
Puncte de alimentare		238	-	5	253	-	14	278	-	15

Programul de mentenanță în stații a implicat realizarea de rețehnologizări în 65 stații de transformare

### 3.7.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.7.4.1

	UM	2017	2018	2019
<b>Din surse proprii</b>				
Proгноzat	lei	262.525.496	299.368.322	207.640.000
din care Investiții în rețea	lei	244.168.156	282.443.134	186.876.500
Realizat	lei	240.210.954	300.535.594*	201.979.852
din care Investiții în rețea	lei	223.765.451	285.714.831	181.328.667
Grad de realizare investiții în rețea din surse proprii	%	91,64	101,16	97,03
<b>Din alte contribuții financiare</b>				
Proгноzat	lei	48.883.065	60.480.345	64.413.530
Realizat	lei	27.401.072	28.842.873	50.903.960
<b>TOTAL</b>				
Proгноzat	lei	311.409.772	359.848.666	272.053.530
Realizat	lei	267.612.025	329.378.467	252.883.812

NOTA:

1. Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv
2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.
3. \* Valorile realizate ale anului 2018 conțin și lucrările recuperate în cursul anului 2019 (7.011.627 lei)

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.7.4.2

	Valoare realizată (IT+ MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	252.883.812	201.979.852	52.329.173	51.686.328	66.622.865	46.284.017	133.931.774	104.009.507
A.	31.748.412	31.748.412	14.291.161	14.291.161	13.071.016	13.071.016	4.386.235	4.386.235
A2	31.748.412	31.748.412	14.291.161	14.291.161	13.071.016	13.071.016	4.386.235	4.386.235
B	191.935.143	141.031.183	37.982.084	37.339.239	52.929.443	32.590.595	101.023.616	71.101.349
B1	555.445	555.445	0	0	0	0	555.445	555.445
B2	56.659.436	56.659.436	2.022.928	2.022.928	10.502.276	10.502.276	44.134.232	44.134.232
B3	83.653.709	75.203.654	35.911.850	35.316.311	26.442.287	20.481.646	21.299.572	19.405.697
B4	1.987.042	1.987.042	0	0	539.078	539.078	1.447.964	1.447.964
B5	2.057.618	2.057.618	0	0	0	0	2.057.618	2.057.618
B6	47.021.893	4.567.988	47.306	0	15.445.802	1.067.596	31.528.785	3.500.392
C	29.200.257	29.200.257	55.928	55.928	622.406	622.406	28.521.923	28.521.923
C1	8.097.065	8.097.065	6.000	6.000	17.000	17.000	8.074.065	8.074.065
C2	12.554.120	12.554.120	0	0	0	0	12.554.120	12.554.120
C3	1.939.379	1.939.379	49.928	49.928	605.406	605.406	1.284.046	1.284.046
C4	6.609.692	6.609.692	0	0	0	0	6.609.692	6.609.692

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în cadrul tabelului nr. 3.2.4.3

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii, raportat la valoarea investițiilor prognozate în rețea în anul 2019 este de 97,3 % fiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea.

**Notă:** Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2019 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

### 3.7.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.7.5.1

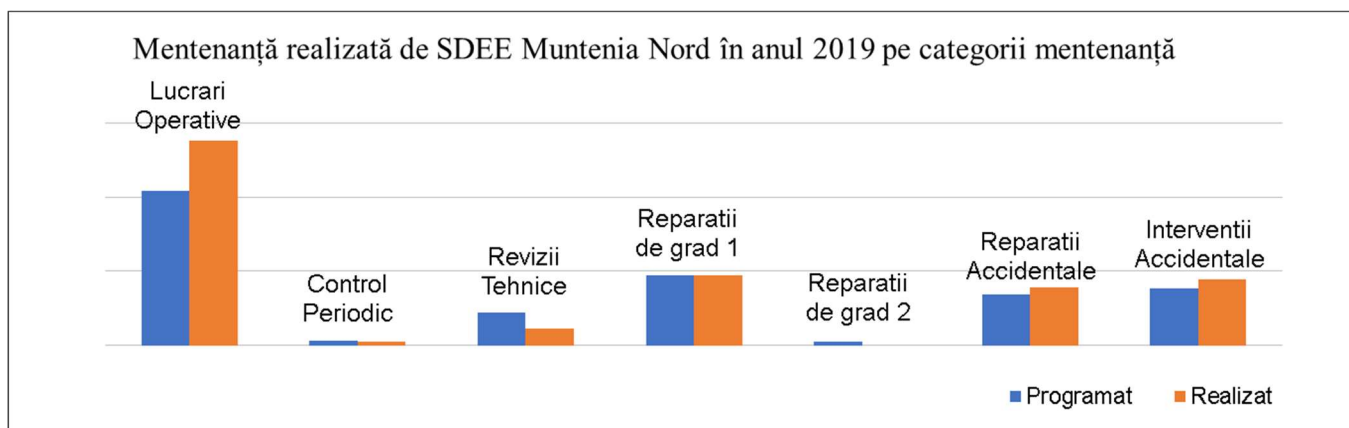
Program de mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	105,3	105,8	132,2
	Control Periodic	52,4	68,8	92,5
LN2	Revizie Tehnică	57,5	80,3	50,2
	Intervenții accidentale	103,5	112,6	115,6
LN3	Reparații de grad 1	53,1	67,2	100,9
	Reparații Accidentale	260	105,1	113,5
LN4	Reparații de grad 2	6,3	53,5	0
TOTAL		92,3	99,5	112,2

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 112,2 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 70 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 30 % a reprezentat mentenanța corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 29 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 30 %.

Tabelul nr. 3.4.5.2

Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de grad 1	Reparatii de grad 2	Reparații accidentale	Intervenții accidentale
Programat [lei]	31.316.397	897.050	6.727.767	14.138.037	782.000	10.388.378	11.543.022
Realizat [lei]	41.414.730	829.949	3.370.169	14.258.848	0	11.794.352	13.347.512
Realizare program [%]	132,2	92,5	50,2	100,9	0	113,5	115,6

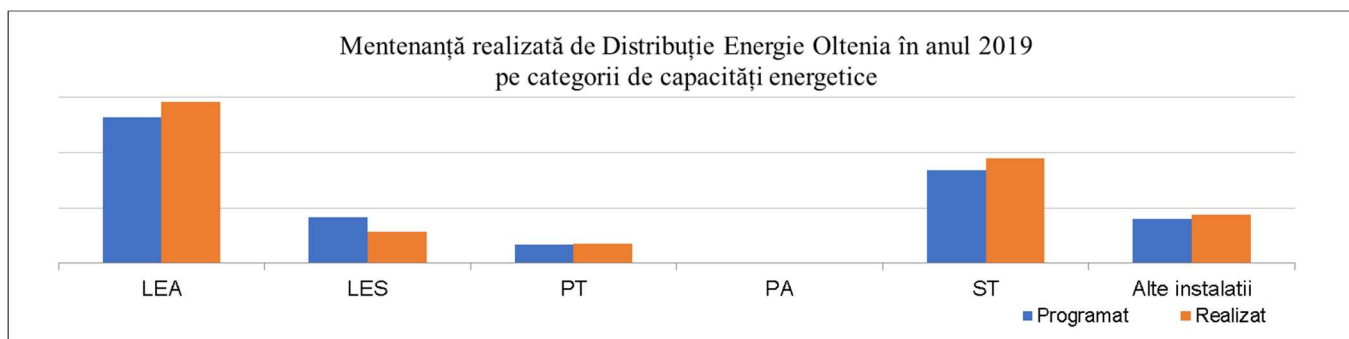


Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2019 au fost realizate în proporție de 111 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 115% din valoarea prognozată.

*b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice*

Tabelul nr. 3.7.5.3

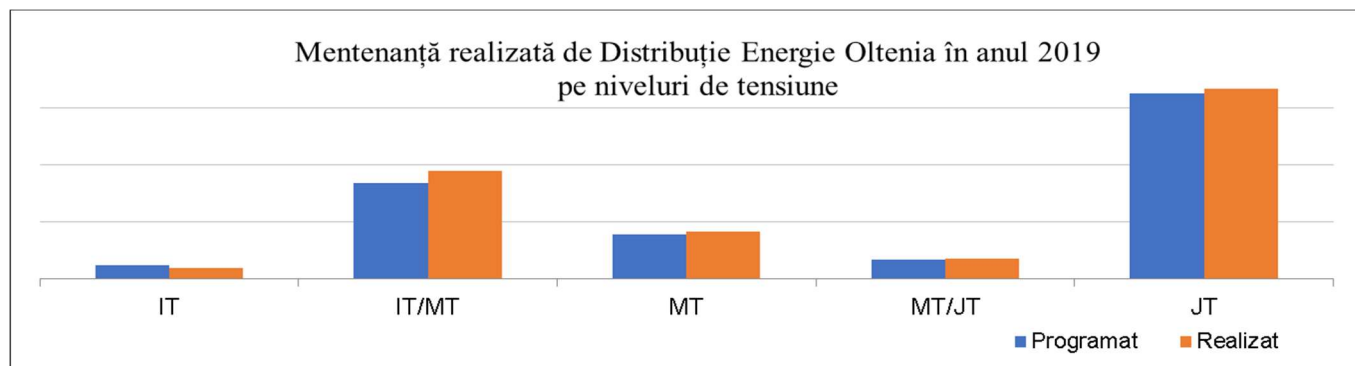
Instalație	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Statii de transformare	Alte instalatii
Programat [lei]	25.597.722	8.801.266	8.742.821	527.743	21.462.953	10.650.146
Realizat [lei]	25.428.788	10.716.476	5.814.707	431.590	31.720.192	10.903.806
Realizare program [%]	99	122	67	82	148	102



c. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.7.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	2.870.038	21.462.953	16.623.807	8.742.821	26.083.032
Realizat [lei]	2.350.890	31.720.192	17.043.048	5.814.707	28.086.722
Realizare program [%]	82	148	103	67	108



### 3.7.6. Incidente deosebite în anul 2019

În anul 2019 în rețeaua SDEE Muntenia Nord s-a înregistrat 191 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.7.6.1

	Dâmbovița	Prahova	Buzău	Vrancea	Galați	Brăila	SDEE Muntenia Nord
Incidente deosebite	7	56	35	32	55	6	191
Utilizatori afectați cumulat	75.005	509.702	421.835	326.380	549.835	113.093	1.995.850
Pitere întrerută cumulat [MW]	54,8	203,5	148,8	88,9	195,5	59,3	750,7
Energie nelivrată cumulat [MWh]	60,7	163,0	129,1	68,7	160,5	46,2	628,1
Medie utilizatori afectați /incident	10.715	9.102	12.052	10.199	9.997	18.849	10.449
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	7,8	3,6	4,3	2,8	3,6	9,9	3,9
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	8,7	2,9	3,7	2,1	2,9	7,7	3,3

Cauzele prezentate în cadrul raportarilor privind incidentele deosebite prezinta următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.7.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte Interne in instalatiile ODC	Provocate de vegetatia crescută in culoar LEA	Provocate de fenomene meteo defavorabile	Actiuni externe (terti/animale)	Propagate din instalatiile OTS	
71	11	74	15	-	20

Din analiza cauzelor se constată că cca. 43 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea și vegetație în culoare LEA. Un număr semnificativ de incidente este declarat ca având cauze fenomene meteo deosebite (38 %), 8 % din acestea sunt provocate de acțiuni externe și număr semnificativ nu are cauze identificate (cca. 11 % din total).

Centralizatorul incidentelor deosebite în anul 2019 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

### 3.8 SDEE TRANSILVANIA NORD S.A.

#### 3.8.1. Capacitati energetice

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

a. *Linii electrice de distribuție:*

Tabelul nr. 3.8.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2017			2018			2019		
		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)	2.195	27	2.222	2.197	30	2.227	2.197	30	2.227
2	MT(35/20/10/6kV)	11.795	3.778	15.572	11.865	3.933	15.798	11.889	4.046	15.935
3	JT (0,4 kV)	20.541	5.184	25.725	20.672	5.227	25.899	20.715	5.321	26.035
4	Branșamente	18.090	7.126	25.216	18.149	7.312	25.461	18.205	7.503	25.707

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

Tabelul nr. 3.8.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110 kV	92	3.605	92	3.690	92	3.686
2	Stații electrice (de conexiune/sau de transf.) sub 110 kV	29	43	29	49	29	48
3	Posturi de transformare	8.766	2.395	8.854	2.422	8.992	2.476
4	Puncte de alimentare	114	-	117	-	119	-

#### 3.8.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. *Linii electrice de distribuție:*

Tabelul nr. 3.8.2.1

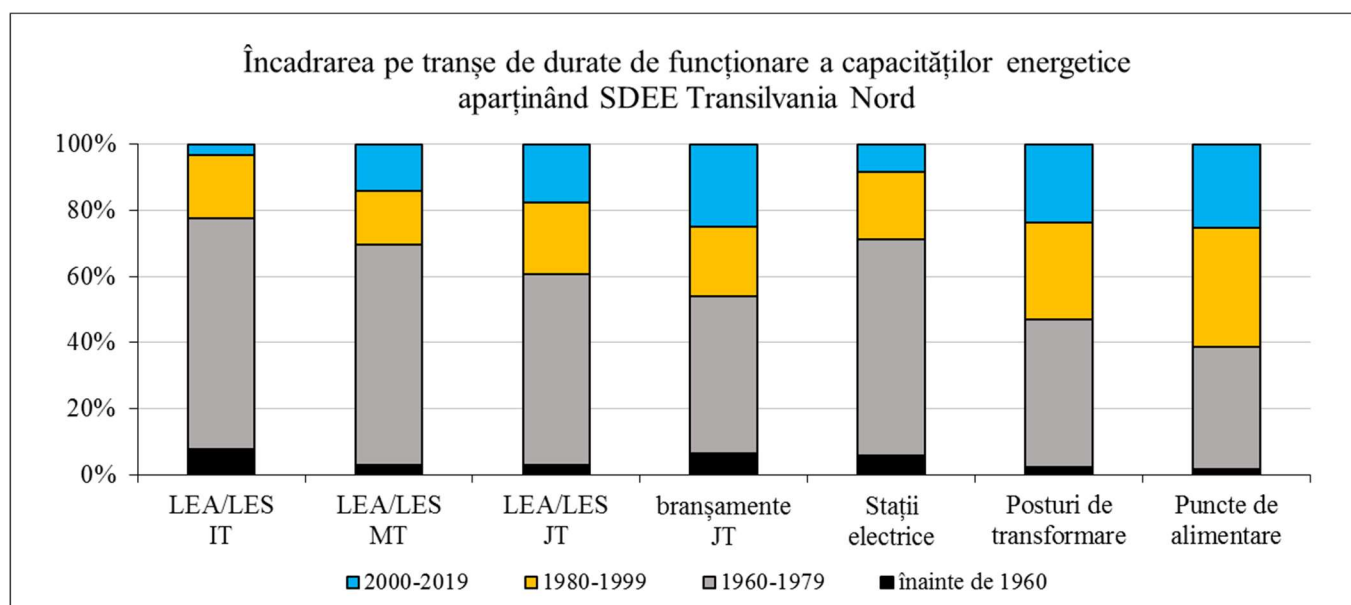
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.227	înainte de 1960	173,03	-	173,03	7,8
			1960-1979	1.542,36	9,22	1.551,58	69,7
			1980-1999	427,77	-	427,77	19,2
			2000-2019	53,46	20,80	74,26	3,3
2	MT	15.935	înainte de 1960	406,31	71,18	477,49	3,0
			1960-1979	8.745,74	1.865,68	10.611,42	66,6
			1980-1999	1.689,75	919,83	2.609,58	16,4
			2000-2019	1.046,74	1.189,52	2.236,26	14,0
3	JT	26.035	înainte de 1960	595,62	172,87	768,49	3,0
			1960-1979	12.385,46	2.689,46	15.074,92	57,9
			1980-1999	4.372,86	1.209,66	5.582,52	21,4
			2000-2019	3.360,66	1.248,56	4.609,22	17,7
4	branșamente	25.707	înainte de 1960	1.081,55	612,50	1.694,05	6,6
			1960-1979	9.725,14	2.427,31	12.152,45	47,3
			1980-1999	3.980,81	1.467,07	5.447,88	21,2
			2000-2019	3.417,42	2.995,69	6.413,11	24,9

Se constată că în perioada 2000-2019 au fost puse în funcțiune cca. 3 % linii electrice aeriene la IT, respectiv 14 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT, respectiv branșamente, punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 17 %, respectiv 25 % din totalul acestei categorii.

*b. 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
		2000-2019	10	8,2
Posturi de transformare	8.892	înainte de 1960	209	2,3
		1960-1979	4.003	44,5
		1980-1999	2.666	29,6
		2000-2019	2.114	23,5
Puncte de alimentare	119	înainte de 1960	2	1,7
		1960-1979	44	37,0
		1980-1999	43	36,1
		2000-2019	30	25,2



### 3.8.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

*a. Linii electrice de distribuție:*

Tabelul nr. 3.8.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		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	2.195	8,2	-	2.197	0	0	2.197	0	0
	LES	27	0	-	30	0	3	30	0	0
MT	LEA	11.794	331	52	11.863	190	87	11.888	167	27
	LES	3.778	49	194	3.935	29	193	4.047	23	112
JT (excl. brans.)	LEA	20.541	1.144	52	20.667	692	55	20.715	384	42
	LES	5.184	41	105	5.679	28	36	5.321	22	94

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

Tabelul nr. 3.8.3.2

Categorie	2017			2018			2019		
	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	121	13	0	121	8	0	121	9	0
Posturi de transformare	8.766	330	149	8.854	378	102	8.992	334	137
Puncte de alimentare	114	0	5	117	3	3	119	4	3

### 3.8.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.8.4.1

	UM	2017	2018	2019
Din surse proprii				
Proгноzat	lei	269.583.552	300.314.880	197.258.000
din care Investiții în rețea	lei	256.102.755	289.461.382	179.534.122
Realizat	lei	253.965.560	296.657.727	198.156.739
din care Investiții în rețea	lei	240.557.842	287.359.500	180.312.002
Grad realizare program investiții din surse proprii	%	93,93	99,27	100,43
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat	lei	-	-	6.236.847
Realizat	lei	63.230.695	58.042.186	88.500.949
TOTAL				
Proгноzat	lei	269.583.552	300.314.880	203.494.847
Realizat	lei	317.196.255	354.699.913	286.657.688

NOTA:

1. Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv
2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.8.4.2

ETN	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	286.657.689	198.156.739	13.706.451	12.693.791	115.561.705	86.518.028	157.389.532	98.944.920
A.	75.569.354	74.588.691	11.619.831	11.619.831	41.227.988	41.227.988	22.721.534	21.740.871
A1	75.569.354	74.588.691	11.619.831	11.619.831	41.227.988	41.227.988	22.721.534	21.740.871
B	189.913.918	102.393.632	2.086.620	1.073.960	74.285.717	45.242.040	113.541.581	56.077.632
B1	6.584.066	6.584.066	0	0	650.810	650.810	5.933.256	5.933.256
B2	26.827.014	25.842.174	1.073.960	1.073.960	12.940.756	12.940.756	12.812.298	11.827.457
B3	62.130.513	59.289.376	0	0	30.688.750	30.500.407	31.441.763	28.788.970
B4	6.848.710	6.848.710	0	0	995.876	995.876	5.852.834	5.852.834
B6	87.523.616	3.829.306	1.012.660	0	29.009.525	154.192	57.501.431	3.675.115
C	21.174.417	21.174.417	0	0	48.000	48.000	21.126.417	21.126.417
C1	1.648.877	1.648.877	0	0	0	0	1.648.877	1.648.877
C2	16.195.861	16.195.861	0	0	0	0	16.195.861	16.195.861
C3	48.000	48.000	0	0	48.000	48.000	0	0
C4	3.281.679	3.281.679	0	0	0	0	3.281.679	3.281.679

Nota: Categoriile de lucrari sunt definite în cadrul tabelului nr. 3.2.4.3

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii, raportat la valoarea investițiilor prognozate în



rețea în anul 2019 este de 100,43 %, fiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea, în condițiile în care s-au amânat circa 5 % din numărul acestor lucrări prognozate. Valoarea lucrărilor amânate pentru anul 2020 reprezintă sub 1 % din valoarea total prognozată a lucrărilor în rețea, iar cauza principală, conform explicațiilor ODC, a fost neobținerea la timp a autorizației de construire. Depășirea procentului mai sus menționat, se datorează în principal categoriilor de lucrări încadrate la A1 (re tehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare) și B3 (îmbunătățirea calității serviciului de distribuție).

**Notă:** Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2019 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019.

### 3.8.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.8.4.1

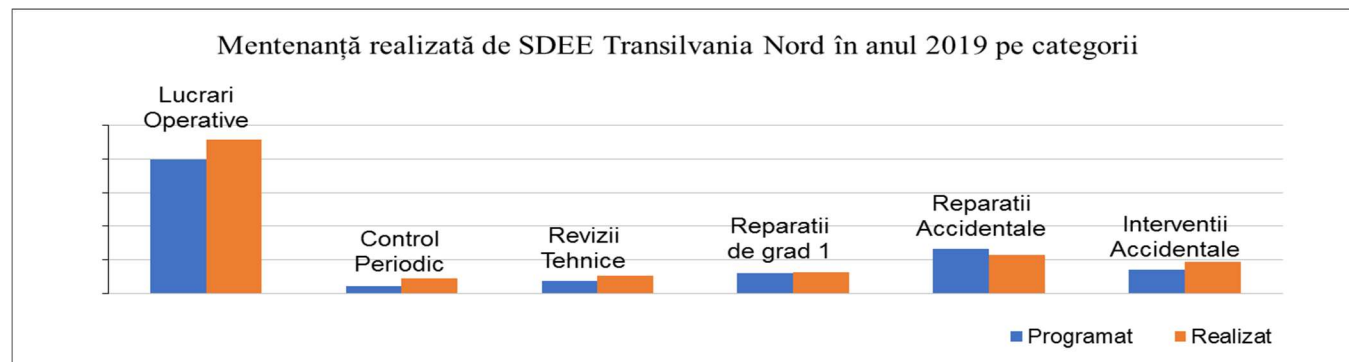
Program mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	94,5	167,7	114,9
	Control Periodic	77,2	72,5	221,2
LN2	Revizii Tehnice	32,7	35,7	138,5
	Intervenții accidentale	118,2	95,9	130,6
LN3	Reparații de grad 1	50,6	38,04	102,9
	Reparații Accidentale	191,6	60,88	86,6
LN4	Reparații de grad 2	74,6	6,72	-
<b>TOTAL</b>		101	105,2	114,3

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 114,3 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 68 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 32 % a reprezentat mentenanță corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 28%, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 25 %.

Tabelul nr. 3.4.4.3

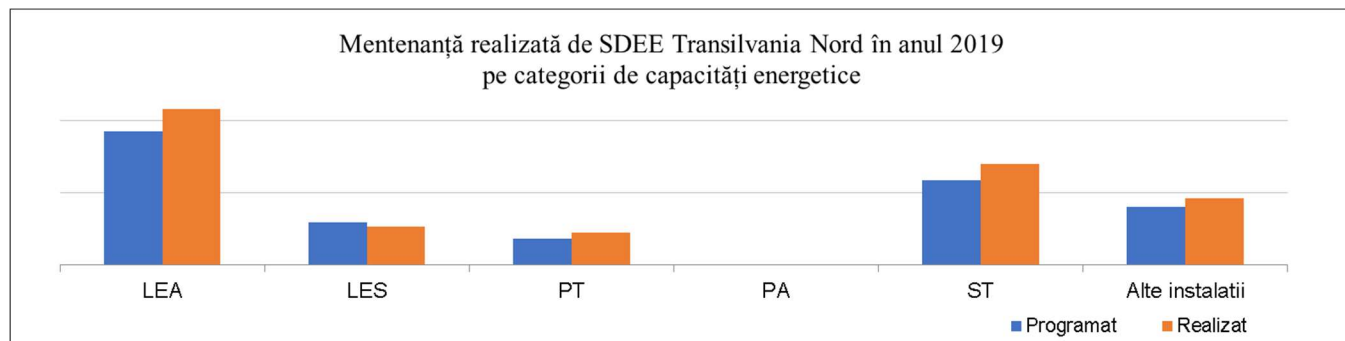
Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de grad 1	Reparații accidentale	Intervenții accidentale
Programat [lei]	39.807.400	1.997.019	3.716.001	5.957.599	13.334.499	7.075.500
Realizat [lei]	45.725.6,75	4.416.878	5.147.671	6.130.887	11.547.075	9.242.262
Realizare program [%]	114,9	221,2	138,5	102,9	86,6	130,6



*b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice*

Tabelul nr. 3.7.4.3

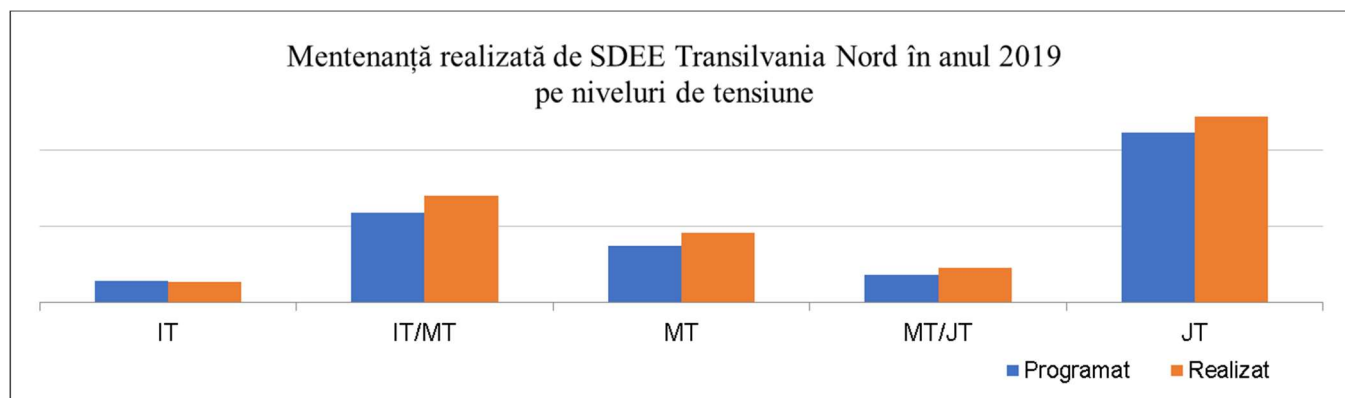
Instalație	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Stații de transformare	Alte instalații
Programat [lei]	27.741.583	8.875.761	5.520.715	35.027	17.647.858	12.067.074
Realizat [lei]	32.374.156	7.962.588	6.834.231	207.713	20.990.603	13.841.157
Realizare program [%]	117	90	124	59	119	115



*c. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune*

Tabelul nr. 3.7.4.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4.208.547	176.479	11.118.230	5.520.715	33.392.668
Realizat [lei]	4.050.393	20.990.603	13.725.814	6.834.231	36.609.408
Realizare program [%]	96	119	123	124	110



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2019 au fost realizate în proporție de 119 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 102% din valoarea prognozată.

**3.8.6. Incidente deosebite în anul 2019**

În anul 2019 în rețeaua RED din gestiunea SDEE Transilvania Nord s-a înregistrat un număr de 32 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.8.6.2

	Bihor	Satu Mare	Maramureș	Cluj	Bistrița Năsăud	Sălaj	SDEE Transilvania Nord
Incidente deosebite	5	3	3	4	12	5	32

	Bihor	Satu Mare	Maramureș	Cluj	Bistrița Năsăud	Sălaj	SDEE Transilvania Nord
Utilizatori afectați cumulat	89.603	32.480	49.868	57.213	181.892	80.675	491.731
Putere întrerută cumulat [MW]	34,0	14,0	15,0	24,0	60,0	34,1	181,1
Energie nelivrată cumulat [MWh]	13,3	2,0	4,2	4,9	14,6	8,4	47,4
Medie utilizatori afectați /incident	17.921	10.827	16.623	14.303	15.158	16.135	15.367
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	6,8	4,7	5,0	6,0	5,0	6,8	5,7
Medie energie nelivrată /incident[MWh]	2,7	0,7	1,4	1,2	1,2	1,7	1,5

Cauzele prezentate în cadrul raportărilor incidentelor deosebite au următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.8.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalațiile ODC	Provocate de vegetația crescută în culoarul LEA	Provocate de fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/animale)	Propagate din instalațiile OTS	
19	1	3	5	-	4

Din analiza cauzelor se constată că cca. 60 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea, restul fiind declarate ca incidente cauzate de terți (16%), evenimente provocate de condiții meteo nefavorabile (9%) și defecte trecătoare sau neidentificate (13%).

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua SDEE Transilvania Nord în anul 2019 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

### 3.9 SDEE TRANSILVANIA SUD S.A.

#### 3.9.1. Capacități energetice

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

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

Tabelul nr. 3.9.1.1

Nr. Crt	Categorie	2017			2018			2019		
		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	3.161	49	3.210
2	MT(35/20/10/6kV)	10.452	3.425	13.877	10.471	3.501	13.972	10.500	3.585	14.085
3	JT (0,4 kV)	14.736	5.675	20.411	14.726	5.762	20.488	14.710	5.831	20.541
4	Branșamente	17.224	2.584	19.809	17.259	2.676	19.935	17.300	2.756	20.056

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

Tabelul nr. 3.9.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2017		2018		2019	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	101	4.133	101	4.077	101	4.090
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	4	10	4	71.8	4	64
3	Posturi de transformare	8.808	2.603	8.965	2.682	9.089	2.771
4	Puncte de alimentare	231	-	233	-	244	-

#### 3.9.2. Durata de funcționare a instalațiilor

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

Tabelul nr. 3.9.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	3.210	înainte de 1960	422,9	0	422,9	13,2
			1960-1979	1985,1	8,1	1993,3	62,1
			1980-1999	729,9	0	729,9	22,7
			2000-2019	22,8	41,1	64,0	2,0
2	MT	14.085	înainte de 1960	3.707,1	731,4	4.438,6	31,5
			1960-1979	4.285,9	994,0	5.279,9	37,5
			1980-1999	1.490,7	871,2	2.362,0	16,8
			2000-2019	1.016,4	988,2	2.004,7	14,2
3	JT	20.541	înainte de 1960	2.263,6	949,7	3.213,3	15,6
			1960-1979	7.130,1	2.101,1	9.231,2	44,9
			1980-1999	2.946,7	904,3	3.851,1	18,7
			2000-2019	2.369,5	1.875,4	4.245,0	20,7
4	branșamente	20.056	înainte de 1960	2.997,9	559,9	3.557,8	17,7
			1960-1979	8.187,9	896,8	9.084,8	45,3
			1980-1999	3.805,1	486,7	4.291,9	21,4
			2000-2019	2.309,0	812,8	3.121,9	15,6

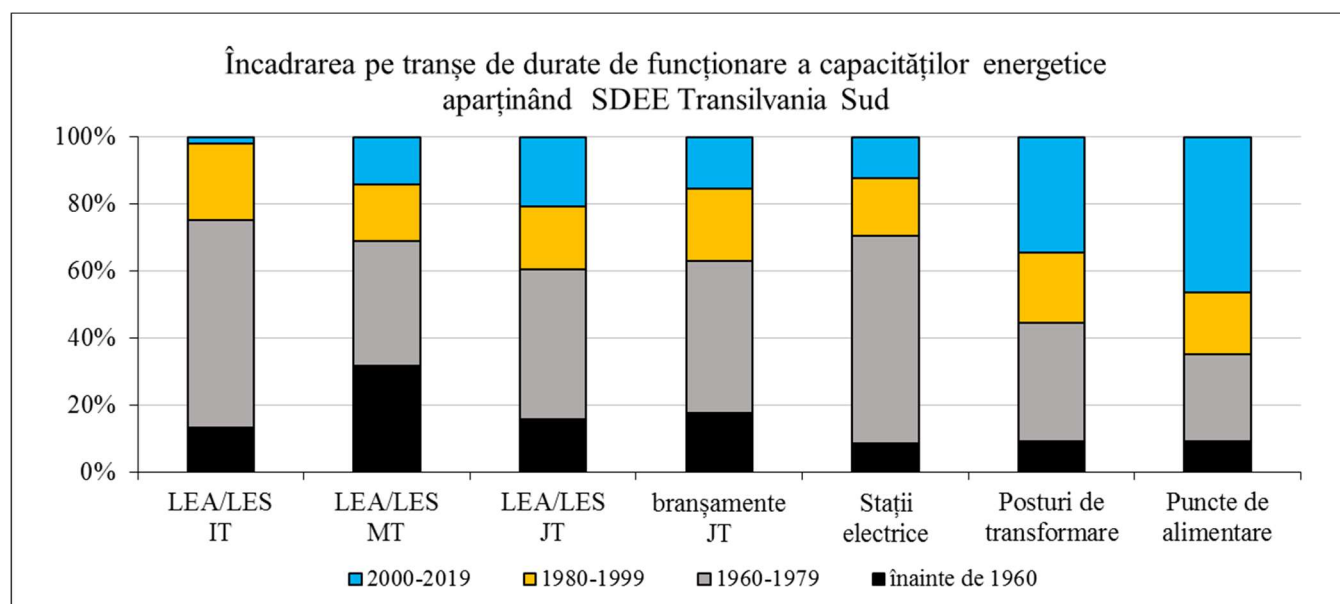
Se constată că în perioada 2000-2019 au fost puse în funcțiune cca. 2 % din liniile electrice aeriene la IT, respectiv 14 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 21 % din totalul categoriei.

b. 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	65	61,9
		1980-1999	18	17,1
		2000-2019	13	12,4
Posturi de transformare	9089	înainte de 1960	835	9,2
		1960-1979	3,219	35,4
		1980-1999	1,895	20,8
		2000-2019	3,140	34,5
Puncte de alimentare	244	înainte de 1960	22	9,0
		1960-1979	64	26,2
		1980-1999	45	18,4
		2000-2019	113	46,3

După anul 2000 s-a pus în funcțiune un număr de 13 stații de transformare, reprezentând 12,4% din total.



### 3.9.3. Capacități energetice re tehnologizate/noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.3.1

Categorie		2017			2018			2019		
		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	3	5,37	3.166,2	8,80	0	3.161	0	0
	LES	41	-	-	41,18	0	0	49,31	1,56	6,8
MT	LEA	10.451	81,0	44,21	10.471	28,72	39,73	10.500,33	49,15	35,13
	LES	3.425	16,33	72,69	3.501	0,42	111,29	3.585,01	62,11	110,22
JT (excl. braș.)	LEA	14.736	636,61	11,31	14.726	220,05	33,23	14.710,13	206,57	9,29
	LES	5.675	49,88	61,00	5.761,98	8,54	87,18	5.830,72	1,72	68,74

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

Tabelul nr. 3.9.3.2

Categorie	2017			2018			2019		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune /transf.)	105	6	6	105	14	0	105	16	0
Posturi de transformare	8.808	147	184	8.965	180	157	9.089	175	122
Puncte de alimentare	231	8	4	233	3	2	244	4	9

3.9.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.9.4.1

	UM	2017	2018	2019
Din surse proprii				
Proгноzat	lei	260.015.102	299.793.500	207.640.000
din care Investiții în rețea	lei	250.051.661	278.701.924	188.017.099
Realizat	lei	241.364.071	296.323.879*	210.111.464
din care Investiții în rețea	lei	231.919.005	278.112.043	192.830.132
Grad realizare program investiții din surse proprii	%	92,75	99,79	102,56
Din alte contribuții financiare				
Proгноzat	lei	-	-	6.472.898
Realizat	lei	56.879.802	45.267.390	46.076.654
TOTAL				
Proгноzat	lei	260.015.102	299.793.500	214.112.898
Realizat	lei	298.243.873	341.591.269	256.188.118

Nota:

1. Valorile sunt în termeni nominali ai anului respectiv

2. Gradul de realizare a investițiilor a fost determinat cu referire exclusivă la investițiile directe în rețea.

3. \* Valorile realizate ale anului 2018 conțin și lucrările recuperate în cursul anului 2019 (50.202.673 Lei, din care 49.851.478 Lei în rețea).

Defalcarea investițiilor realizate în anul 2019, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 3.9.4.2

	Valoare realizată IT+MT+JT [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	256.188.118	210.111.463	19.434.789	17.605.548	90.599.339	72.556.852	141.949.689	119.949.063
A.	60.566.175	60.566.175	7.064.949	7.064.949	35.847.292	35.847.292	17.653.935	17.653.935
A1	58.830.164	58.830.164	7.064.949	7.064.949	34.471.952	34.471.952	17.293.263	17.293.263
A2	1.736.011	1.736.011	0	0	1.375.339	1.375.339	360.672	360.672
B	176.400.799	130.324.144	12.369.840	10.540.599	54.752.048	36.709.561	105.074.610	83.073.984
B2	87.054.100	87.054.100	6.077.844	6.077.844	26.824.901	26.824.901	54.151.355	54.151.355
B3	30.595.933	30.595.933	0	0	7.677.251	7.677.251	22.918.682	22.918.682
B4	18.042.809	11.307.236	4.462.755	4.462.755	3.006.514	2.207.409	6.369.240	4.637.072
B6	40.707.956	1.366.875	1.829.241	0	17.243.382	0	21.635.333	1.366.875
C	19.221.145	19.221.145	0	0	0	0	19.221.145	19.221.145
C1	8.336.404	8.336.404	0	0	0	0	8.336.404	8.336.404
C2	8.944.928	8.944.928	0	0	0	0	8.944.928	8.944.928
C4	1.939.813	1.939.813	0	0	0	0	1.939.813	1.939.813

Nota: Categoriile de lucrări sunt definite în cadrul tabelului nr. 3.2.4.3

Gradul de realizare a investițiilor în rețea din surse proprii, raportat la valoarea investițiilor prognozate în rețea pentru anul 2019 este de 102,56 %, fiind îndeplinită obligația ODC de a realiza cel puțin 95 % din valoarea investițiilor prognozate în rețea. Depășirea procentului menționat se datorează în principal categoriilor de lucrări încadrate la A1 (re tehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare) – 8,27 %, și B4 (realizare de capacități noi, extindere rețele pentru alimentarea de noi utilizatori) – 7,64 %.

**Notă:** Valoarea investițiilor realizate în anul 2019 nu este finală, operatorii de distribuție având posibilitatea să recupereze în cursul anului 2020 investițiile prognozate a se realiza în anul 2019 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului calendaristic, conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019 (*Procedura*), cu modificările și completările ulterioare.

### 3.9.5. Realizarea planului anual de mentenanță

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

Tabelul nr. 3.9.5.1

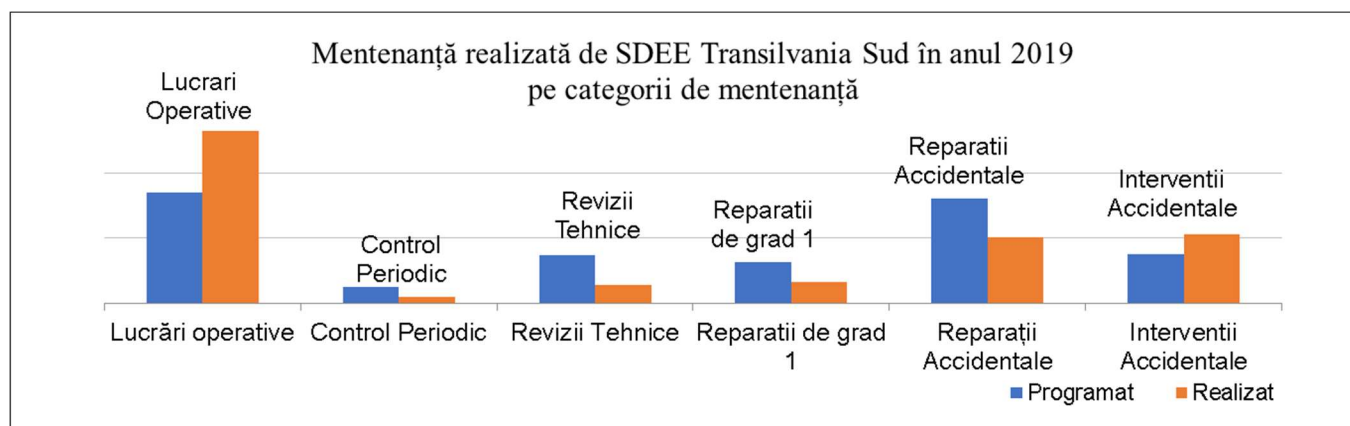
Program mentenanță		Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)	Realizare program în anul 2019 (%)
LN1	Lucrări Operative	91,7	200	156,3
	Control Periodic	55,1	53,2	38,1
LN2	Revizie Tehnică	52	58,6	38,9
	Intervenții Accidentale	135,7	109,8	139,7
LN3	Reparații de grad 1	38,7	10,7	50,8
	Reparații Accidentale	178,7	204,9	63,1
LN4	Reparații de grad 2	43,2	0	100
TOTAL		92,4	114,16	95,5

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 95,5 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 62 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 38 % a reprezentat mentenanță corectivă.

Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 42 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 38 %.

Tabelul nr. 3.9.5.2

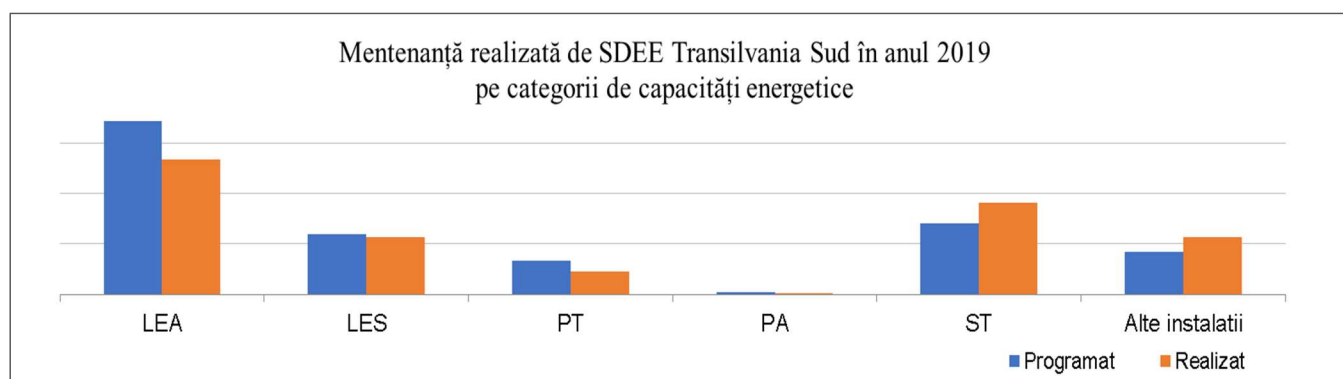
Categorie mentenanță	Lucrări operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de grad 1	Reparații de grad 2	Reparații accidentale	Intervenții accidentale
Programat [lei]	33.966.499	4.975.407	14.664.038	12.768.961	15.398	32.284.150	15.164.778
Realizat [lei]	53.084.621	1.894.207	4.699.727	6.489.895	15.398	20.361.702	21.190.973
Realizare program [%]	156,3	38,1	38,1	50,8	100	63,1	139,7



*b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de capacități energetice*

Tabelul nr. 3.9.5.3

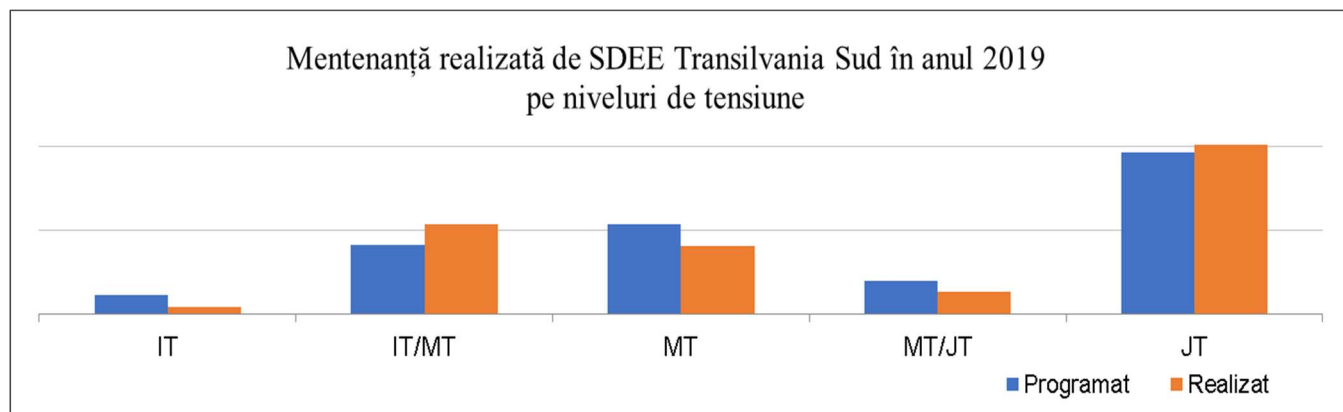
Instalație	LEA	LES	Posturi de transformare	Puncte de alimentare	Statii de transformare	Alte instalatii
Programat [lei]	51.652.383	17.885.765	10.034.850	506.997	21.107.490	12.651.746
Realizat [lei]	40.217.774	16.907.676	6.828.077	366.271	27.352.149	17.064.577
Realizare program [%]	78	95	68	72	130	135



*c. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune*

Tabelul nr. 3.9.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	5.862.605	21.107.490	27.328.728	10.034.850	49.505.558
Realizat [lei]	2.064.496	27.352.149	20.755.859	6.828.077	51.735.942
Realizare program [%]	35	130	76	68	105





Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2019 au fost realizate în proporție de 101 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 88% din valoarea prognozată.

### 3.9.6. Incidente deosebite în anul 2019

În anul 2019 în rețeaua RED din gestiunea SDEE Transilvania Sud s-a înregistrat un număr de 58 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.9.6.1

	Alba	Brașov	Covasna	Harghita	Mureș	Sibiu	SDEE Transilvania Sud
Incidente deosebite	5	6	2	9	8	12	42
Utilizatori afectați cumulat	47.302	91.746	16.571	91.516	71.544	115.093	418.072
Putere întreruptă cumulat [MW]	59,3	119,5	5,5	49,0	33,8	72,4	339,5
Energie nelivrată cumulat [MWh]	27,4	68,4	0,9	27,6	29,5	18,9	172,5
Medie utilizatori afectați /incident	9.460	15.291	8.286	10.168	8.943	9.591	9.954
Medie putere întreruptă /incident [MW]	11,9	19,9	2,8	5,4	4,2	6,0	8,1
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	5,5	11,4	0,4	3,1	3,7	1,6	4,1

Cauzele prezentate în cadrul raportărilor incidentelor deosebite au distribuția următoare:

Tabelul nr. 3.9.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalațiile ODC	Provocate de vegetația crescută în culoarul LEA	Provocate de fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/animale)	Propagate din instalațiile OTS	
26	7	6	3	-	-

Din analiza cauzelor se constată că cca. 79 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, fiind provocate de defecte ale elementelor de rețea sau provocate de vegetația din culoarele LEA, restul fiind declarate ca incidente cauzate de terți și de condiții meteo nefavorabile.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua SDEE Transilvania Sud în anul 2019 se regăsește în cadrul Anexei nr. 2.

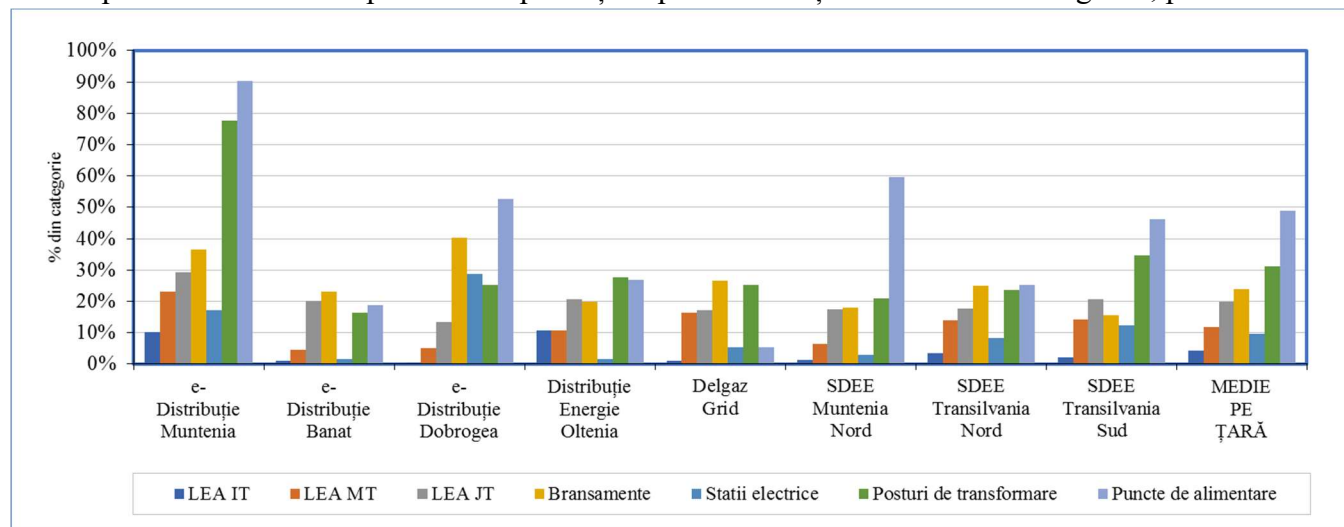
### 3.10 Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție

La nivelul întregii țări se constată următoarea repartitie a duratelor de funcționare:

Tabelul nr. 3.10.2

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]
înainte de 1960	1.627 (7,3 %)	9.991 (8,3 %)	7.950 (4,3 %)	7.948 (4,7 %)	38 (3,2 %)	2.017 (2,8 %)	25 (2,3 %)
1960-1979	14.618 (65,8 %)	73.176 (60,5 %)	88.534 (48 %)	70.221 (41,7 %)	720 (61,4 %)	29.384 (40,2 %)	343 (32,1 %)
1980-1999	5.049 (22,7 %)	23.469 (19,4 %)	51.587 (28 %)	50.038 (29,7 %)	302 (25,8 %)	18.997 (26 %)	176 (16,5 %)
2000-2019	923 (4,2 %)	14.358 (11,9 %)	36.405 (19,7 %)	40.338 (23,9 %)	112 (9,6 %)	22.743 (31,1 %)	523 (49 %)
<b>TOTAL</b>	<b>22.216</b>	<b>120.994</b>	<b>184.476</b>	<b>168.545</b>	<b>1.172</b>	<b>73.141</b>	<b>1.067</b>

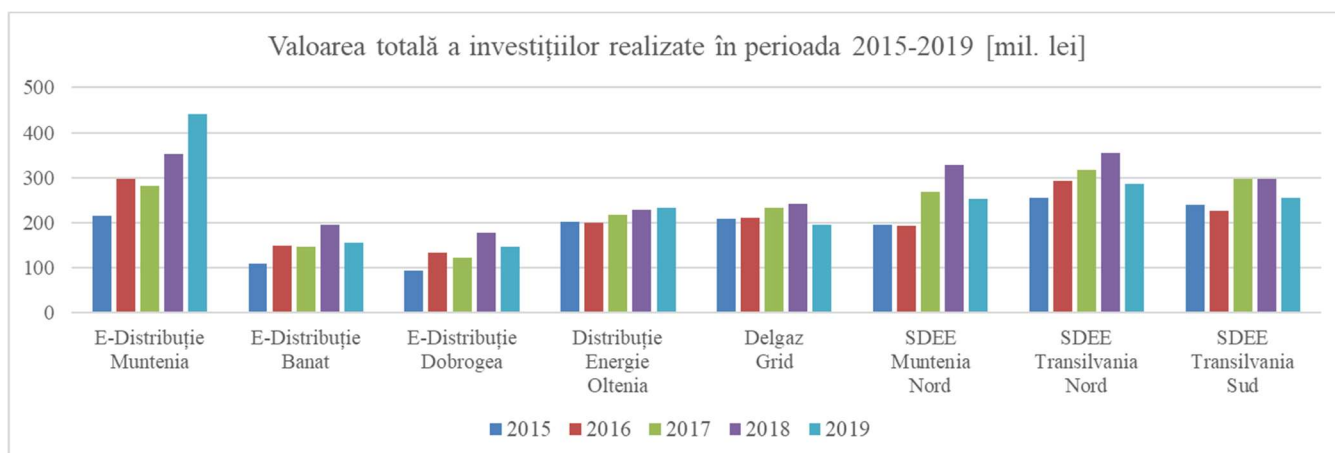
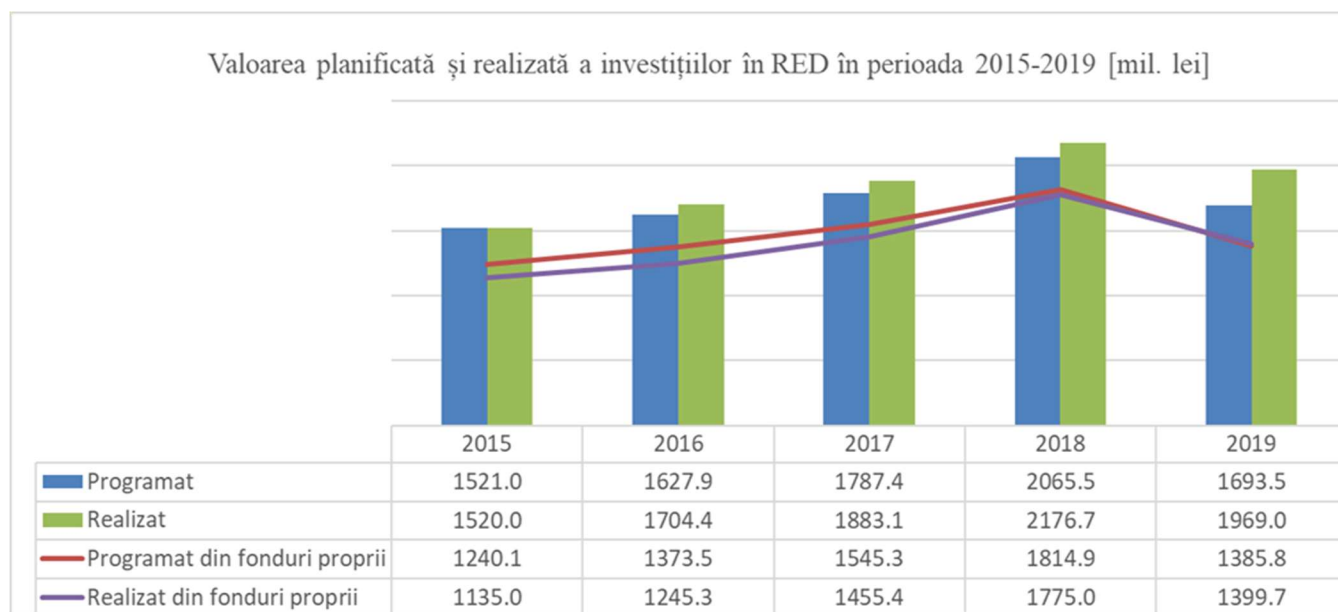
În perioada 2000-2019 ponderea capacităților puse în funcțiune din totalul categoriei, pe OD:



### 3.11 Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de investiții în RED

ANRE a realizat monitorizarea planurilor de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari în anul 2019, în conformitate cu prevederile *Procedurii privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 8/2016*, cu modificările și completările ulterioare, urmând ca începând cu anul 2020 să fie aplicate prevederile *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019*.

Investițiile realizate de operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice în perioada 2015 - 2019 față de planurile asumate (cu mențiunea că realizările aferente anului 2019 sunt estimative) se prezintă în figurile următoare:



În anexa nr. 5 se regăsește centralizatorul valorilor prognozate și realizate ale investițiilor la nivel de OD pe perioada 2015-2019.

Conform raportărilor OD, gradul de realizare al programului de investiții în rețea din surse proprii în anul 2019 este următorul:

Tabelul nr. 3.10.5

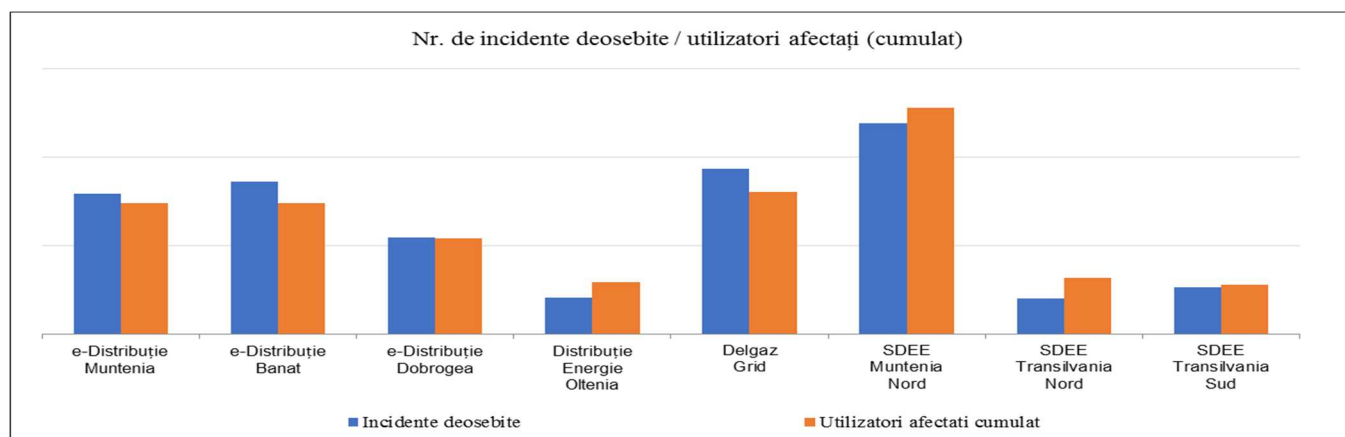
	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat [lei]	207.908.353	114.716.046	92.641.831	169.015.128	128.801.934	186.876.500	179.534.122	188.017.099
Realizat [lei]	228.990.697	98.271.989	103.540.321	172.205.078	127.054.534	181.328.667	180.312.002	192.830.132
Grad realizare [%]	110,1	85,7	111,8	101,9	98,5	97,03	100,4	102,6

### 3.12 Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED

În anul 2019 în rețeaua RED din gestiunea celor 8 operatori de distribuție concesionari s-a înregistrat un număr de 800 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.10.4

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Incidente deosebite	127	138	87	33	150	191	32	42
Utilizatori afectați cumulat	1.092.132	1.144.173	840.974	455.953	1.253.774	1.995.850	491.731	418.072
Putere întreruptă cumulat [MW]	664	511	353	161	355	751	181	339
Energie nelivrată cumulat [MWh]	176	137	118	106	288	628	47	173
Utilizatori afectați /incident	8.599	8.291	9.666	13.817	8.358	10.449	15.367	9.954
Medie putere întreruptă /incident [MW]	5,2	3,7	4,1	4,9	2,4	3,9	5,7	8,1
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,4	1,0	1,4	3,2	1,9	3,3	1,5	4,1



Numărul maxim de incidente deosebite (cca. 24% dintre acestea) se înregistrează în cadrul SDEE Muntenia Nord iar numărul minim se înregistrează la Distribuție Energie Oltenia (cca. 4 % dintre acestea).

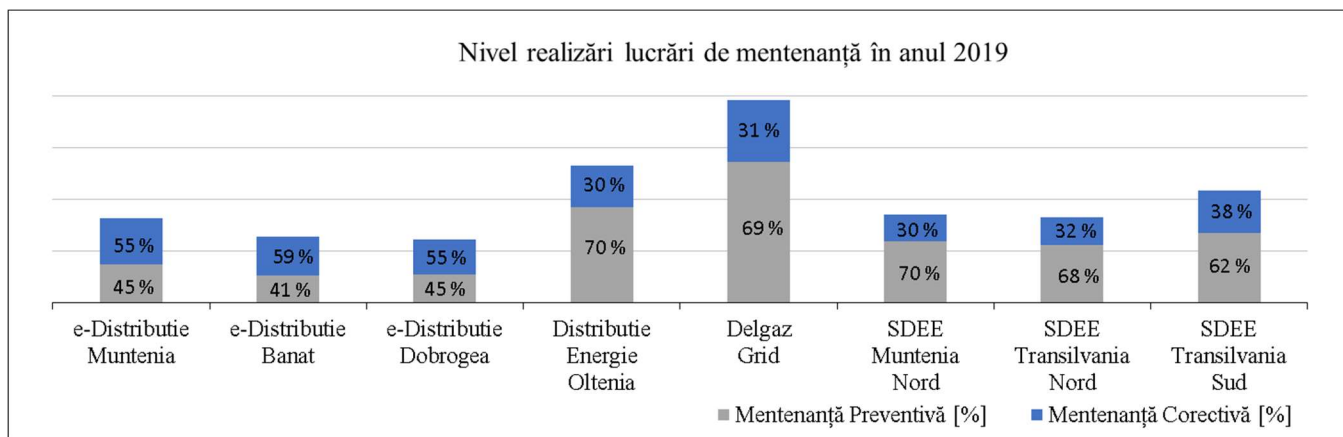
Situația agregată a incidentelor deosebite nu reprezintă o imagine completă în condițiile în care configurația rețelei de distribuție poate influența încadrarea întreruperilor lungi în categoria incidentelor deosebite care, conform Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, sunt definite ca fiind întreruperi lungi ale căii de alimentare/evacuare a energiei electrice ce afectează un număr mai mare de 5.000 utilizatori.

### 3.13 Situația agregată la nivelul întregii țări a realizărilor lucrărilor de mentenanță în RED

Conform raportărilor OD, gradul de realizare a mentenanței rețelei în anul 2019 este următorul:

Tabelul nr. 3.10.5

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat [lei]	94.504.404	60.865.678	52.386.539	126.264.466	195.526.442	75.782.651	71.888.018	113.839.231
Rrealizat [lei]	81.687.153	64.031.424	60.601.085	132.441.956	195.526.442	85.015.560	82.210.448	108.736.523
Grad realizare[%]	86,4	105,2	115,7	104,9	100	112,2	114,4	95,5



Din datele raportate se constată că la o mare parte din operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative, variind între un maxim de 55 % din valoarea realizată la e-Distribuție Dobrogea și un minim de 32 % la SDEE Transilvania Nord.

Deoarece mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea cu impact în alimentarea consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și scăderea calității serviciului prestat, este necesar ca OD să ia măsuri pentru realizarea lucrărilor de mentenanță preventivă și de investiții programate.

## 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:

#### **Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN**

În anul 2019 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport, stabilite pe criteriul stabilității statice. 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 Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN.

#### **Consumul propriu tehnologic în RET**

În anul 2019 se înregistrează o scădere a valorii CPT în RET cu 10,4 % față de anul 2018 (de la 1100 MWh la 986 MWh), în condițiile reducerii energiei intrate în conturul RET cu 2,5 % (1.110 GWh) față de anul precedent, pe fondul scăderii cu cca. 6,1 % (187 GWh) a energiei primite din rețeaua de distribuție și cu 10,4 % (3.615 GWh) a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în RET, al creșterii cu 48,8 % a fluxurilor fizice de import (2.692 GWh) și în condițiile unei distribuții favorabile a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune, care a determinat reducerea transportului la distanță precum și a cantităților mai reduse de precipitații.

#### **Indicatorii de indisponibilitate LEA și Trafo**

INDLIN a avut un trend descrescător, influențat în primul rând de numărul redus de incidente din LEA, care conform afirmațiilor OTS poate fi pus pe seama unei bune întrețineri a culoarelor de trecere a LEA din RET, precum și pe vremea deosebit de bună din ultima parte a anului, dar și pe faptul că o parte din liniile electrice retrase în anul 2018 pentru lucrări de mentenanță majoră sau investiții au fost redat în exploatare în cursul anului 2019 ca urmare a finalizării lucrărilor.

INDTRA a avut un trend crescător influențat atât de defectarea pe o perioadă îndelungată a unor unități de transformare, cât și de graficele de lucrări de investiții și mentenanță (o parte din unitățile de transformare necesitând lucrări de mentenanță minoră). Este necesară o mai bună corelare a programelor de mentenanță cu programele de investiții și reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor.

#### **Ajutorul de avarie**

În anul 2019 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**

În anul 2019 s-au înregistrat următoarele valori:

- în cazul întreruperilor neplanificate determinate de evenimente meteo deosebite: cantitatea de energie nelivrată (ENS) de 8,983 MWh la consumatori și 0,249 MWh la producători, cu timpii medii de întrerupere (AIT) de 0,0885 min./an la consumatori, respectiv 0,00245 min./an la producători;

- în cazul energiei electrice nelivrate clienților din cauza OTS: ENS=91,784 MWh și AIT=0,9047 min/an (față de ENS=118,81 MWh, AIT=1,127 min/an. în anul 2018);
- în cazul energiei electrice nelivrate din centrale din cauza OTS: ENS=6,532 MWh și AIT=0,0643 min/an (față de ENS=3088,83 MWh, AIT=29,302 min/an. în anul 2018).

În anul 2019, comparativ cu anul 2018 s-a înregistrat o îmbunătățire a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice prin reducerea numărului de evenimente accidentale cu energie nelivrată. Energia nelivrată consumatorilor înregistrată din cauza evenimentelor interne din instalațiile și responsabilitatea OTS are la bază cu preponderență incidente înregistrate în instalațiile de 110 kV și MT, iar o cantitate de 8,983 MWh a fost înregistrată în condiții meteorologice deosebite, care au avut loc în luna ianuarie.

### **Calitatea tehnică a energiei electrice**

*Monitorizarea calității tehnice a energiei electrice* s-a realizat într-un număr de 29 de stații electrice de 400 kV și respectiv în 39 de stații electrice la 220 kV. În anul 2019 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard iar tensiunea nominală s-a încadrat în limitele normate în peste 98.46 % din timp.

Referitor la calitatea curbelor de tensiune și de curent, s-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 99,3 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 96 % pentru factorul total de distorsiune armonică, 87,1 % pentru indicatorul de flicker pe termen scurt și de 66,3 % pentru indicatorul de flicker pe termen lung. Se mențin în continuare problemele de calitate a energiei electrice, în care fenomenele de flicker sunt preponderente.

Conform explicațiilor OTS, neîncadrarea valorilor de flicker de scurtă/lungă durată în limitele stabilite de Standardul de performanță, se datorează, în mare parte, funcționării cuptoarelor cu arc electric/rafinărilor/oțelăriilor care introduc perturbații în rețea și care nu au investit în 2019 în reducerea perturbațiilor.

### **Calitatea comercială a serviciului de transport**

Din punct de vedere al *calității comerciale a serviciului* se constată depășirea timpilor medii de emiterie a avizului tehnic de racordare și a certificatului de racordare prevăzuți în standard (20 zile, respectiv 16 zile față de limita impusă de 10 zile calendaristice).

Conform explicațiilor OTS, majoritatea avizelor tehnice de racordare și a contractelor de racordare au avut ca obiect realizarea de lucrări în stațiile OTS, generate de modificări în instalațiile operatorilor de distribuție concesionari. Timpul mediu de emiterie avizului tehnic de racordare a fost depășit din motive cum ar fi necesitatea reverificării documentațiilor tehnice, analizele comune necesare pentru actualizarea avizelor sau, în cazul unuia dintre cazuri, motive administrative. Timpul mediu reglementat de emiterie a ofertelor de contractare a fost depășit deoarece, conform explicațiilor OTS, Transelectrica colaborează cu utilizatorii pentru stabilirea clauzelor specifice fiecărui contract, în special în relația cu operatorii de distribuție concesionari (dintre cele patru contracte de racordare, trei au fost încheiate cu operatori de distribuție concesionari).

OTS apreciază că, având în vedere complexitatea lucrărilor de racordare la RET duratele reglementate stabilite prin standard ar trebui reanalizate.

Se constată că OTS nu a înregistrat în anul 2019 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

### 4.2.1 Date generale

În sfârșitul anului 2019 s-a înregistrat un număr de 9.548.041 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 (9.448.823 în anul 2018, 9.332.511 în anul 2017, 9.260.396 în anul 2016 și 9.187.239 în anul 2015), din care 5.242.521 utilizatori în mediul urban (cca. 55 % din total), respectiv 4.305.520 utilizatori în mediul rural (cca. 45% din total).

### 4.2.2 Indicatori de continuitate

În ceea ce privește continuitatea în alimentare a utilizatorilor, principalul indicator de performanță este SAIDI (indicele durată medie a întreruperilor pentru un utilizator). În tabelul de mai jos sunt prezentate valorile înregistrate în anul 2019:

Tabelul nr. 4.2.2.1

OD Indicator	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) planificat [min/an]	urban	17,55	76,21	63,80	75,97	41,29	32,76	53,11	53,34	48,07
	rural	214,20	423,77	441,44	284,79	481,92	235,83	252,11	223,00	319,81
SAIDI (d) neplanif. [min/an]	urban	112,93	113,73	63,24	106,20	128,34	111,08	61,82	145,69	107,98
	rural	268,34	412,18	254,82	284,19	236,05	238,63	245,61	244,78	264,18

În *mediul urban* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 48,07 min./an (comparativ cu 55,83 min/an în 2018) iar SAIDI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare de 107,98 min./an (comparativ cu 122,9 min/an în 2018).

În *mediu rural* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a scăzut ca valoare medie la 319,81 min./an (față de 336,88 min./an în anul 2018) iar SAIDI întreruperi neplanificate s-a redus la 264,18 min./an (față de 345,16 min./an în anul 2018).

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

Tabelul nr. 4.2.2.2

OD Indicator	E- Distributie Muntenia	E- Distributie Banat	E- Distributie Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvani a Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificate[min/an]	55,34	208,58	230,19	191,82	287,86	141,56	148,49	122,39	171,1
SAIDI (d) neplanificate[min/an]	142,80	227,40	147,65	204,95	188,61	179,42	149,91	186,02	178,9

SAIDI întreruperi planificate înregistrează o scădere a valorii medii la 171,1 min/an față de valoarea de 183,58 min/an în anul 2018. Totuși, valoarea obținută se situează peste valoarea de circa 40 – 150 min/an înregistrată în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 178,9 min/an față de 224 min/an în 2018, de asemenea mult peste valoarea de cca. 20 - 100 min/an în țările europene avansate.

Se constată că valoarea SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează valori mai mari decât SAIDI întreruperi planificate pentru cazul E-Distributie Muntenia, E-Distributie Banat, Distribuție Energie Oltenia, SDEE muntenia Nord, SDEE Transilvania Nord și SDEE Transilvania Sud, în condițiile în care



întreruperile neplanificate au efecte mai deranjante pentru utilizatori. De menționat că la nivel european SAIDI întreruperi planificate este mai mare, aceste întreruperi fiind anunțate în prealabil astfel încât utilizatorii pot lua din timp măsuri organizatorice pentru minimizarea efectelor. Este cazul operatorilor E-Distributie Dobrogea și Delgaz-Grid care au înregistrat valori mai mari pentru întreruperile planificate.

Conform analizei realizate, în perioada 2015 – 2019 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.2.3

An	2015	2016	2017	2018	2019
Indicator					
SAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	211,3	183,5	193,1	183,6	171,1
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	307,7	289,9	283,9	224,1	178,9

Un alt indicator important privitor la continuitatea serviciului îl reprezintă SAIFI (indicele frecvență medie a întreruperilor pentru un utilizator) care a înregistrat valorile:

Tabelul nr. 4.2.2.4

OD	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
Indicator										
SAIFI (a) planificat [intr./an]	urban	0,08	0,27	0,29	0,41	0,15	0,10	0,21	0,20	0,20
	rural	0,78	1,55	1,84	1,21	1,54	0,72	0,80	0,56	1,10
SAIFI (d) neplanificat [intr./an]	urban	2,89	3,10	2,76	1,75	2,28	2,15	1,49	2,63	2,38
	rural	6,78	7,41	5,98	2,65	2,38	2,63	3,25	2,69	3,52

În *mediul urban* SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 0,2 într/an (similară valorii de 0,21 într/an din anul 2018). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la o valoare de 2,38 într/an (similară valorii de 2,4 într/an în anul 2018).

În *mediul rural*, SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare de 1,1 într/an (apropiată de valoarea de 1,08 într/an în anul 2018). SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la 3,52 într/an (față de 4,14 întreruperi/an în anul 2018).

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

Tabelul nr. 4.2.2.5

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
Indicator									
SAIFI (a) planificat [intr./an]	0,22	0,76	0,97	0,85	0,93	0,43	0,49	0,35	0,61
SAIFI (d) neplanificat [intr./an]	3,64	4,74	4,18	2,25	2,33	2,41	2,33	2,66	2,90

SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,61 într/an (la același nivel ca în anul 2018) 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 2,9 într/an (față de 3,2 într/an în anul 2018), peste valoarea medie de cca. 1 - 2 într/an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2015 – 2019 se observă o ușoară îmbunătățire doar a valorilor SAIFI pentru întreruperi neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.2.6

Indicator \ An	2015	2016	2017	2018	2019
SAIFI intreruperi planificate (a) [într/an]	0,77	0,65	0,66	0,61	0,61
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [într/an]	4,19	3,83	3,54	3,2	2,9

Rezultatele înregistrate în anul 2019 în privința indicelui frecvența medie a întreruperilor în rețea (SAIFI) relevă valori mici ale indicelui planificat (atât în mediul urban, cât și în mediul rural) și valori mult mai mari ale indicelui neplanificat, corespunzător unui volum mare de opriri accidentale ale alimentării cu energie electrică. La operatorii SDEE Transilvania Sud și Delgaz Grid se înregistrează valori apropiate între cele două medii, în cazul întreruperilor neplanificate.

Valorile mai mari în cazul mediului rural se explică prin caracteristicile rețelelor de alimentare, cu configurație radială, prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor electrice, lipsa unor alimentări de rezervă.

SAIFI și SAIDI planificat este influențat de numărul lucrărilor de investiții și mentenanță din an, dar și de nivelul de tensiune a instalațiilor în care se execută aceste lucrări.

SAIFI și SAIDI planificat din mediul rural au valori semnificativ mai mari decât cele din mediu urban în condițiile în care volumul de instalații din mediul rural este mult mai mare decât cel din mediu urban, fiind în configurație radială fără posibilitatea de preluare a utilizatorilor din altă sursă.

În continuare se păstrează diferența SAIDI și SAIFI aferente întreruperilor neplanificate și cele aferente întreruperilor planificate în condițiile în care volumul și durata întreruperilor accidentale este mare.

Se constată o ușoară îmbunătățire a valorii agregate la nivel de țară a indicatorului SAIDI în anul 2019 față de anul precedent. Acest indicator înregistrează valori mai defavorabile în cazul operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea și Distribuție Energie Oltenia pentru cazul întreruperilor planificate și E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat în cazul întreruperilor neplanificate.

În cazul indicatorului SAIFI întreruperi planificate se înregistrează menținerea la aceeași valoare agregată la nivel de țară ca și cea înregistrată în anul 2018, cu degradarea acestui indicator în cazul operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea, Distribuție Energie Oltenia și SDEE Muntenia Nord.

Se constată o ușoară îmbunătățire a valorii agregate a indicatorului SAIFI întreruperi neplanificate în anul 2019 față de anul precedent, cu degradarea acestui indicator în cazul operatorului E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat.

#### 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.

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. Gradul cel mai redus de monitorizare se înregistrează în continuare în cazul SDEE Transilvania Sud, cu un procent de 25 %, similar situației anului anterior. Dintre operatorii de distribuție concesionari, E-Distribuție Muntenia și E-Distribuție Banat realizează cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice.

Tabelul nr. 4.2.3.1

Indicator \ OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	96	120	143	127	124	92	101
Stații analizate	41	63	40	52	40	52	33	25
Puncte de analiza	85	97	47	52	42	52	36	25
Medie săpt. analiză	51	48	41	39	52	49	49	52
Procent monitorizare	59%	65%	33%	36%	31%	42%	36%	25%

Este necesară extinderea duratei de analiză a calității energiei electrice pe durata întregului an, acolo unde nu s-a realizat încă acest lucru.

Rezultatele înregistrate de analizoarele de calitate a energiei electrice și reclamațiile pe tema calității energiei electrice impun desfășurarea de inspecții în rețea de către OD pentru depistarea și eliminarea cauzelor care duc la degradarea indicatorilor de calitate a energiei electrice. Este necesară implementarea unui management orientat spre îmbunătățirea performanțelor rețelelor electrice și aplicarea unor programe de modernizare care să trateze problemele legate de calitatea tehnică a serviciului de distribuție a energiei electrice.

#### 4.2.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție

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 2019, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 7 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 13 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție. Dintre operatorii de distribuție, la E-Distribuție Muntenia s-au constatat depășiri ale 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 valoarea medie înregistrată de 17 zile.

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2019 a înregistrat o valoare medie pe țară de 5 zile, cu o valoare maximă de 9 zile la SDEE Transilvania Nord, încadrându-se în termenul limită de 10 zile calendaristice, prevăzut în Standard.

Timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 8 zile la JT, respectiv 6 zile la MT și 4 zile la IT, cu maxime înregistrate la Delgaz Grid (17 zile pentru toate nivelurile de tensiune), dar se încadrează în termenul maxim prevăzut de standard, respectiv 20 de zile calendaristice de la înregistrarea cererii de încheiere a contractului, însoțită de documentația completă.

Durata medie a procesului de racordare (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 96 zile la JT, respectiv 254 zile la MT la nivelul întregii țări, iar costul mediu al procesului de racordare a fost de 2.022 lei la JT, respectiv 95.206 lei la MT, în creștere față de anul anterior.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 15 zile la JT și 17 zile la MT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. La IT a fost înregistrată o singură reclamație cu timp de răspuns de 10 zile.

S-a înregistrat un *număr maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune* în cazul SDEE Muntenia Nord, de 2.135 din totalul de 5.169 la nivelul întregii țări, reprezentând 41,3 % din totalul

reclamațiilor (similar anilor anteriori în care s-au înregistrat la acest operator 2.028 reclamații din 4.227 în anul 2017 și 1.636 din 4.375 în anul 2018).

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 15 zile la JT, respectiv 12 zile la MT și IT. S-au înregistrat valori maxime de 18,8 zile la JT în cazul SDEE Transilvania Nord și 14,5 zile la MT în cazul Delgaz Grid, valori care totuși 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 13 zile la JT, respectiv 11 zile la MT și 10 zile la IT, la nivelul întregii țări. S-au înregistrat valori maxime de 24 zile la JT la SDEE Muntenia Nord, 15 zile la MT la E-Distribuție Banat și 23 zile la IT la E-Distribuție Muntenia, cu încadrarea în termenul maxim de 30 zile, stabilit în Standard.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile privind datele măsurate a fost de 10 zile la JT, 5 zile la MT și 9 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 o zi, indiferent de nivelul tensiunii.

S-au înregistrat diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor (cu un maxim de 1.660.400 lei în cazul E-Distribuție Banat și un minim de 124.645 lei în cazul SDEE Transilvania Sud). În condițiile în care începând cu 1 ianuarie 2019 s-a impus prin standard acordarea automată a compensațiilor pentru neîndeplinirea indicatorilor de continuitate a alimentării cu energie electrică, indiferent de nivelul de tensiune, se constată că în acest an compensațiile acordate pe aceasta temă a atins 90 % din total. Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice reprezintă 9,6 % din total, iar compensațiile privind calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă un procent redus, de 0,4 % din totalul compensațiilor.

### **4.3. Starea rețelelor electrice**

#### **Vechimea instalațiilor**

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 utilizare 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 normate de viață. Pentru unele dintre aceste active, durata de utilizare poate fi extinsă, în timp ce altele trebuie înlocuite. Se poate constata că doar o mică parte din totalul capacităților energetice a fost reabilitată sau modernizată în ultimii 20 de ani. Acest fapt relevă un nivel redus al programelor de investiții în rețehnologizarea și modernizarea rețelelor, situație care însă nu poate conduce la concluzia că acesta trebuie crescut decât în condițiile în care se asigură o corelare echilibrată pe de o parte cu nivelul de calitate a serviciului și pe de altă parte cu nivelul de suportabilitate a tarifelor reglementate de rețea.

Astfel, *liniile electrice de înaltă și foarte înaltă tensiune* puse în funcțiune după anul 2000 au pondere mică, în medie sub 4 %, din lungimea totală a acestor categorii, iar *liniile electrice de medie și joasă tensiune (inclusiv bransamente)* puse în funcțiune după anul 2000 prezintă un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, de 12 % la medie tensiune, respectiv de 22 % la joasă tensiune.

În ceea ce privește situația *transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS*, se constată că un procent de 63 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (22.279 MVA din totalul instalat de 35.583 MVA).

Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 10 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2017 cca. 31 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

### **Realizarea planurilor de investiții în elemente de rețea din surse proprii ale OTS și ODC**

Începând cu anul 2020, în conformitate cu prevederile art. 36, alin (2) și (4) ale *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 204/2019, cu modificările ulterioare, gradul de realizare al planului de investiții în elemente de rețea din surse proprii, trebuie să se situeze la cel puțin 95 % din valoarea planificată, considerându-se inclusiv un termen de recuperare pentru planul aferent anului 2019.

La finalul anului 2019 valorile planificate și realizate ale lucrărilor de investiții în elemente de rețea din surse proprii se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.1

	UM	CNTEE Transelectrica	e- Distribuție Muntenia	e- Distribuție Banat	e- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat	Mil.lei	252.310	207.908	114.716	92.642	169.015	128.802	186.876	179.534	188.017
Realizat	Mil.lei	103.286	228.991	98.272	103.540	172.205	127.055	181.329	180.312	192.830
Grad realizare		40	110,1	85,7	111,8	101,9	98,5	97,03	100,4	102,6

Gradul de realizare al planurilor de investiții se va reevalua după expirarea termenului de recuperare a investițiilor planificate în anul 2019, considerând exclusiv lucrările de investiții aparținând planului 2019 (fără recuperări/devansări din alte planuri de investiții). Pentru lucrările de investiții întârziate este necesar ca operatorii să depună eforturi pentru încadrarea în termenul de recuperare permis de reglementare.

### **Realizarea planurilor de mentenanță ale OTS și ODC**

Referitor la programele de mentenanță ale OTS și ODC, în anul 2019, cu o singură excepție, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) ale *Procedurii*, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual (obligatorie începând cu anul 2020).

La finalul anului 2019 valorile planificate și realizate ale lucrărilor de mentenanță se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.2

	UM	CNTEE Transelectrica	E- Distribuție Muntenia	E- Distribuție Banat	E- Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat	Mil.lei	99.873	94.504	60.866	52.386	126.264	195.526	75.783	71.888	113.839
Realizat	Mil.lei	97.287	81.687	64.031	60.601	132.442	195.526	85.016	82.210	108.736
Grad Realizare		97 %	86 %	105 %	116 %	105 %	100 %	112 %	114 %	96 %
din care mentenanță preventivă		83 %	45 %	41 %	45 %	70 %	69 %	70 %	68 %	62 %

Din analiza planurilor de mentenanță, se constată că la o mare parte din operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative. Deoarece mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea, cu impact în alimentarea consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și

scăderea calității serviciului prestat, este necesar ca acești operatori să ia măsuri pentru realizarea lucrărilor de mentenanță preventivă și de investiții programate, necesare pentru diminuarea numărului de întreruperi în rețele.

Având în vedere că doar o mică parte din capacitățile energetice aflate în gestiunea operatorilor de rețea a fost reabilitată sau modernizată, este necesară intensificarea programelor de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, precum și eficientizarea activităților de mentenanță pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali și realizarea unei monitorizări și evaluări adecvate a stării rețelelor.