

**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
2015**

ANRE

CUPRINS

Introducere	1
<i>Secțiunea I: Indicatorii de performanță pentru serviciile</i>	
<i>de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice</i>	1
I.1. Indicatori generali privind activitatea operatorului de transport și de sistem (OTS)	2
I.2. Indicatori privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice	7
I.3. Indicatori privind calitatea tehnică a energiei electrice	9
I.4. Indicatori privind calitatea comercială a serviciului	15
<i>Secțiunea II: Indicatori de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice</i>	17
II.1. Date generale	17
II.2. Continuitatea în alimentarea utilizatorilor în anul 2015	19
II.2.1. Introducere	19
II.2.2. Indicatori de continuitate pentru mediul urban	21
II.2.3. Indicatori de continuitate pentru mediul rural	26
II.2.4. Comparație între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural	30
II.2.5. Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară	32
II.2.6. Indicatorul AIT la IT	37
II.3. Calitatea tehnică a energiei electrice	38
II.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție	40
II.4.1. Avize tehnice de racordare	40
II.4.2. Contracte de racordare	42
II.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție	44
II.4.4. Procesul de racordare	45
II.4.5. Reclamații	45
<i>Secțiunea III: Starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție</i>	49
III.1. Starea tehnică a rețelei electrice de transport	49
III.2. Starea tehnică a rețelelor electrice de distribuție	56
III.2.1. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând ENEL Distribuție Banat S.A.....	56
III.2.2. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând ENEL Distribuție Dobrogea S.A	59
III.2.3. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând ENEL Distribuție Muntenia S.A.....	63
III.2.4. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând CEZ Distribuție S.A.....	66
III.2.5. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând E.ON Distribuție România S.A.....	71
III.2.6. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord S.A.....	75
III.2.7. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud S.A.	78
III.2.8. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord S.A.	83
Concluzii	87

INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIILE DE TRANSPORT, DE SISTEM ȘI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

2015

INTRODUCERE

Indicatorii privind calitatea energiei electrice vehiculate în rețelele electrice de transport și de distribuție reprezintă un reper esențial în fundamentarea elementelor tehnico-economice aferente realizării/retehnologizării rețelelor electrice și influențează în mod major eficiența economică a utilizatorilor. În cadrul acestui raport, prin utilizatori înțelegem atât consumatorii de energie electrică, cât și producătorii și alți operatori de rețea racordați la rețelele 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 cei opt operatori de distribuție titulari de licență cu contract de concesiune (concesionari). Analiza s-a efectuat pornind de la indicatorii de performanță definiți în “Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice”, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007, respectiv “Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007. În conformitate cu prevederile celor două standarde, operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție (OD) transmit anual la ANRE valorile realizate ale indicatorilor de performanță.

Începând cu raportul aferent anului 2016, indicatorii de performanță privind calitatea celor două servicii vor fi stabiliți în conformitate cu prevederile Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016, respectiv ale Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016.

SECȚIUNEA I. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE ȘI PENTRU SERVICIUL DE SISTEM

Indicatorii de calitate 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 calitate se referă la:

- continuitatea serviciului;
- calitatea tehnică a energiei electrice;
- calitatea comercială a serviciului.

Standardul de performanță nu se aplică în caz de forță majoră, inclusiv în condiții meteorologice deosebite (inundații, înzăpeziri, alunecări de teren, viscole, etc.) și nici în cazul unor evenimente determinate de alți operatori, utilizatori, inclusiv lipsa puterii generate sau avarii extinse.

I.1. INDICATORI GENERALI PRIVIND ACTIVITATEA OPERATORULUI DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM (OTS)

Indicatorii generali 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)

Pentru anul 2015 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport, cu toate elementele de rețea care formează fiecare secțiune. Pentru fiecare dintre cele șase secțiuni este consemnată puterea admisibilă pentru schema cu N elemente în funcțiune (MW) și puterea medie admisibilă pentru schema reală de funcționare (MW). Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în Tabelul nr.1.

Tabelul nr. 1

	Elementele care formează secțiunea	Puterea admisibilă pentru schema cu N elemente în funcțiune (MW)	Puterea medie admisibilă pentru schema reală de funcționare (MW)
PERIOADA: 01.01.2015 – 08.06.2015			
1	L 400 kV Urechești - Domnești L 400 kV Slatina - București Sud L 400 kV Porțile de Fier - Djerdap L 400 kV Țânțăreni - Sibiu Sud L 400 kV Țânțăreni - Kozlodui (d.c.) L 400 kV Țânțăreni - Bradu L 220 kV Porțile de Fier - Reșita(d.c.) L 220 kV Craiova Nord -Tr.Măgurele L 220 kV Urechești - Tg. Jiu Nord	2260	2210
2	L 400 kV Sibiu Sud - Brasov L 400 kV Țânțăreni - Bradu L 400 kV Urechești - Domnești L 400 kV Slatina - București Sud L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord - Tr.Magurele	2040	2010
3 Est->Vest	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV București Sud - G.Ialomitei L 400 kV București Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Gheorgheni - Stejaru	620	580
4	L 400 kV Mukacevo - Roșiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut	840	830

	L 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești L 220 kV Stejaru - Gheorgheni		
5	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV Smardan - Gutinaș L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboși - Focșani Vest	860	790
6	L 400 kV Smardan - Gutinaș L 400 kV București Sud - G.Ialomitei L 400 kV București Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focșani Vest - Barboși	2800	2640
PERIOADA: 09.06.2015 – 09.10.2015			
1	L 400 kV Urechești - Domnești L 400 kV Slatina - București Sud L 400 kV Porțile de Fier - Djerdap L 400 kV Țânțăreni - Sibiu Sud L 400 kV Țânțăreni - Kozlodu (d. c.) L 400 kV Țânțăreni - Bradu L 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.) L 220 kV Craiova Nord - Tr. Magurele L 220 kV Urechești - Tg. Jiu Nord	1990	1980
2	L 400 kV Sibiu Sud - Brașov L 400 kV Țânțăreni - Bradu L 400 kV Urechești - Domnești L 400 kV Slatina - București Sud L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord - Tr.Magurele	2200	2170
3 Est->Vest	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV București Sud - G.Ialomitei L 400 kV București Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Gheorgheni - Stejaru	1000	990
4	L 400 kV Mukacevo - Roșiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut L 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești L 220 kV Stejaru - Gheorgheni	870	840
5	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV Smârdan - Gutinaș L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboși - Focșani Vest	830	780
6	L 400 kV Smârdan - Gutinaș L 400 kV București S - G.Ialomitei L 400 kV București S - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focșani Vest - Barboși	2600	2530
PERIOADA: 10.10.2015 – 30.12.2015			
1	L 400 kV Urechești - Domnești L 400 kV Slatina - București Sud L 400 kV Porțile de Fier - Djerdap L 400 kV Țânțăreni - Sibiu Sud L 400 kV Țânțăreni - Kozlodu (d. c.) L 400 kV Țânțăreni - Bradu L 220 kV Porțile de Fier - Reșița(d.c.) L 220 kV Craiova Nord - Tr.Magurele L 220 kV Urechești - Tg.Jiu Nord	1990	1980
2	L 400 kV Sibiu Sud - Brașov L 400 kV Țânțăreni - Bradu	2200	2150

	L 400 kV Urechești - Domnești L 400 kV Slatina - București Sud L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord - Tr.Magurele		
3 Vest->Est	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV București Sud - G.Ialomitei L 400 kV București Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Gheorgheni - Stejaru	1000	960
4	L 400 kV Mukacevo - Roșiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut L 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești L 220 kV Stejaru – Gheorgheni	870	860
5	L 400 kV Brașov – Gutinaș L 400 kV Smardan - Gutinaș L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboși - Focșani Vest	830	780
6	L 400 kV Smardan – Gutinaș L 400 kV București S - G.Ialomiței L 400 kV București S - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focșani Vest – Barboși	2600	2550

b. *Energia electrică transportată (GWh) și coeficientul procentual al pierderilor de energie în rețeaua electrică de transport în anul 2015 sunt prezentate în Tabelul nr. 2.*

Tabelul nr. 2

Energie electrică transportată :	u.m.	Total anul 2015
Primită(brută) în RET	GWh	43.762
Livrată(netă) din RET	GWh	42.732
Coeficient de pierderi ¹	%	2,35

Coeficientul pierderilor de energie în rețeaua electrică de transport = (Energia electrică primită - Energia electrică livrată) / Energia electrică primită *100

În Tabelul nr. 3 este prezentată o situație comparativă a indicatorilor precizați mai sus în perioada 2011-2015.

Tabelul nr. 3

Anul	2011	2012	2013	2014	2015
Energie primită în RET (GWh)	43.554	43.628	40.899	42.851	43.762
Energie livrată din RET (GWh)	42.473	42.610	39.868	41.825	42.732
Coeficient de pierderi (%)	2,48	2,33	2,52	2,40	2,35

Din datele consemnate privind energia electrică primită în RET și livrată în RET se constată că, după scaderea înregistrată în anul 2013, a urmat o perioadă de creștere ale celor două mărimi în anii 2014-2015. Coeficientul de pierderi a înregistrat un trend descrescător pe perioada 2014-2015, după ce în anul 2013 s-a înregistrat o deteriorare a acestuia.

c. *Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor* se determină în funcție de evenimentele programate sau neprogramate (accidentale) și se raportează la lungimea exprimată în km pentru linii sau la puterea aparentă exprimată în MVA pentru transformatoare și autotransformatoare. Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor se determină cu formulele de calcul prezentate în continuare, respectiv:

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

unde notațiile reprezintă:

n – numărul total de evenimente;

L_i – lungimea liniei indisponibile la evenimentul i (km);

S_i – puterea aparentă nominală a transformatorului / autotransformatorului indisponibil la evenimentul i (MVA);

D_i – durata de indisponibilitate la evenimentul i (ore);

L_t – lungimea totală a liniilor (km);

S_t – puterea aparentă nominală totală a transformatoarelor și autotransformatoarelor (MVA).

Pentru anul 2015 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 4. Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate nu depășește 20% din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice și 6% în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. În raport cu numărul de ore ale unui an, INDTRA reprezintă 1,77 %, iar INDLIN reprezintă 2,1 %.

Tabelul nr. 4

2015		Total	Întreruperi neprogramate (accidentale)	Întreruperi programate
LEA	INDLIN (ore)	184,63	36,68	147,95
Trafo/AT	INDTRA (ore)	155,01	8,9	146,11

În tabelul nr. 5 este prezentată situația indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2011-2015. Se evidențiază o evoluție în general descrescătoare a timpilor medii de întrerupere la linii electrice în intervalul 2011-2013, urmat de o evoluție crescătoare. În cazul transformatoarelor și

autotransformatoarelor se constată o creștere a timpilor medii de întrerupere în anul 2015 față de evoluția descrescătoare aferentă perioadei anterioare, datorată în general întreruperilor programate.

Tabelul nr. 5

Anul	2011	2012	2013	2014	2015
Total					
INDLIN (ore/an)	205,27	203,30	114,52	142,59	184,63
INDTRA (ore/an)	252,06	190,35	171,58	112,18	155,01
Întreruperi neprogramate					
INDLIN (ore/an)	14,98	24,62	11,44	27,97	36,68
INDTRA (ore/an)	44,11	9,00	3,28	8,52	8,9
Întreruperi programate					
INDLIN (ore/an)	190,29	178,58	103,08	114,62	147,95
INDTRA (ore/an)	207,95	181,35	168,31	103,66	146,11

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

Ajutorul de avarie solicitat / acordat în anul 2015 este prezentat în tabelul următor:

Tabelul nr. 6

Ajutor de avarie	Durata (ore)	Cantitate (MWh)
Solicitat	10	1600
Acordat	4	400

O comparație cu indicatorul similar aferent anilor 2011-2014 nu este relevantă datorită unicității și caracterului aleatoriu al fiecărui eveniment.

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE este prezentată în Tabelul nr. 7.

Tabelul nr. 7

Indicatorul	Unitate măsură	Valoare
ACE valoare medie	MWh/h	2,18
ACE valoare maximă	MWh/h	613
ACE valoare minimă	MWh/h	-155
Deviația standard	MWh/h	16.49

Indicatorii anuali privitori la *restricțiile de rețea* sunt:

- Cantitatea de energie electrică de echilibrare solicitată din cauza congestiilor de rețea (MWh), care în anul 2015 a fost de 12.211,94 MWh.*
- Costul anual al congestiilor de rețea, care în anul 2015 a fost de 1.013.340 lei.*

I.2. INDICATORI PRIVIND CONTINUITATEA SERVICIULUI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE

Indicatorii de calitate privind continuitatea serviciului de transport se referă la întreruperile în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor racordați la rețeaua de transport al energiei electrice.

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 operatorului de transport și de sistem (OTS). De asemenea, programul lunar de retrageri din exploatare se publică cu o zi înainte de începerea fiecărei luni pe pagina de internet a OTS. OTS elaborează și 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 evenimentul;
- 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. durata întreruperii (până la restabilirea alimentării);
- e. puterea electrică întreruptă, respectiv energia electrică nelivrată utilizatorilor din cauza întreruperii;
- f. puterea electrică întreruptă, respectiv energia electrică neprodusă în centrale din cauza întreruperii.

Fiecare eveniment din rețeaua electrică de transport, 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 – ENS (Energy Not Supplied) este definită ca fiind energia electrică nelivrată utilizatorilor, din cauza întreruperilor și se calculează cu relația:

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

unde notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi;

P_i – puterea electrică întreruptă la întreruperea i (ultima putere măsurată înainte de întrerupere) (MW);

D_i – durata întreruperii (din momentul dispariției tensiunii până la restabilire) a utilizatorilor la întreruperea i (minute).

Indicatorul de calitate privind *energia electrică nelivrată ENS* a avut în anul 2015 următoarele valori:

Tabelul nr. 8

Nr.	Indicator	Cauza întreruperii	Cantitate (MWh)
1	ENS	a. întreruperi planificate	0
2	ENS	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0
3	ENS	c. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
4	ENS	d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	38,36

Timpul Mediu de Întrerupere – AIT (Average Interruption Time) reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor rețelei electrice de transport și se determină cu relația:

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

ENS - energia nelivrată utilizatorilor (MWh);

AD – cererea anuală (Annual Demand) de consum de energie electrică (fără pierderile din rețeaua electrică de transport și distribuție), inclusiv exportul (MWh).

Indicatorul de calitate privind *timpul mediu de întrerupere AIT* a avut în anul 2015 următoarele valori:

Tabelul nr. 9

Nr.	Indicator	Cauza întreruperii	min/an
1	AIT	a. întreruperi planificate	0
2	AIT	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0
3	AIT	c. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
4	AIT	d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	0,36

Se constată faptul că, la nivelul anului 2015, continuitatea serviciului este reprezentată prin indicatori buni, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților, respectiv a unui

timp mediu de întrerupere de valori mici. Comparativ cu anul anterior, valorile aferente anului 2015 ale celor doi indicatori sunt mai mici, așa cum este prezentat și în Tabelul nr. 10, unde sunt sintetizate valorile indicatorilor de calitate privind continuitatea serviciului în perioada 2011-2015.

Tabelul nr. 10

	2011	2012	2013	2014	2015
ENS (MWh)					
a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
c. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0,933	30,32	0	0	0
d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	98,804	107,12	30,89	82,51	38,36
AIT (min/an)					
a. întreruperi planificate	0	0	0	0	0
b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0
c. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0,01	0,34	0	0	0
d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	1,06	1,19	0,35	0,82	0,36

I.3. INDICATORI PRIVIND CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

În conformitate cu prevederile *Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport*, operatorul de transport și de sistem (OTS) asigură calitatea energiei electrice, acționând pentru:

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

Monitorizarea calității energiei electrice se realizează într-un număr semnificativ de stații, cu ajutorul unor aparate specializate, care permit măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitoare la tensiune: frecvența, modulul tensiunii, armonicile, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni.

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

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

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

Pe toată perioada anului 2015 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 11

Parametrul	Unitate măsură	Valoare
Frecvența medie	Hz	50.000
Frecvența maximă	Hz	50.130
Frecvența minimă	Hz	49.827
Deviația standard	mHz	20.302
Abaterea medie pătratică a timpului sincron	secunde	20.351

Din punct de vedere a respectării limitelor normate de variație, în anul 2015 frecvența s-a încadrat în domeniul acceptat în Standard, conform datelor din tabelul nr. 12:

Tabelul nr. 12

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	% din timp	Încadrare 99,5% an	% din timp	Încadrare 95% săptămână	% din timp	Încadrare 90% săptămână
		da/nu		da/nu		da/nu		da/nu
coeficient cumulativ	100	da	100	da	100	da	99.98	da

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

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

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 24 stații electrice la 400 kV, respectiv 33 stații electrice la 220 kV și a urmărit durata depășirii limitelor normate, conform celor prezentate în Tabelul nr. 13. Din datele menționate în tabelul de mai jos rezultă încadrarea preponderent, în peste 98,89% din timp, a tensiunii nominale în limitele normate.

Tabelul nr. 13

Nivel de tensiune	Stații de control	Limite admisibile Cod RET și Standard de performanță	Durata depășirii	Timp de încadrare în limite	Respectă norma
kV		kV	min	%	da/nu
400 kV	Bacău Sud	380 kV – 420 kV	38	99.993	da
	Brad		624	99.881	da
	Brașov		410	99.922	da
	Brazi Vest		43	99.992	da
	București Sud		28	99.995	da
	Cluj Est		31	99.994	da
	Dârste		4	99.999	da
	Domnești		5080	99.033	da
	Gădălin		10	99.998	da
	Gutinaș		33	99.994	da
	Iernut		59	99.989	da
	Isaccea		18	99.997	da
	Mintia		177	99.966	da
	Nădab		7	99.999	da
	Oradea		1283	99.756	da
	Pelicanu		550	99.895	da
	Porțile de Fier		95	99.982	da
	Rahman		173	99.967	da
	Roman Nord		92	99.982	da
	Roșiori		105	99.980	da
	Sibiu Sud		36	99.993	da
	Stupina		10	99.998	da
	Suceava		720	99.863	da
Țanțăreni	2	99.999	da		
220 kV	Arad	198 kV- 242 kV	428	99.919	da
	Aref		134	99.975	da
	Brad		2791	99.469	da
	Brazi Vest		508	99.903	da
	București Sud		459	99.913	da
	Calea Aradului		26	99.995	da
	Cetate		6813	98.704	da
	Dumbrava		5337	98.985	da
	Fântânele		480	99.909	da
	Focșani Vest		26	99.995	da
	Fundeni B1		228	99.957	da
	Fundeni B2		213	99.959	da
	Gheorgheni		9241	98.242	da
	Ghizdaru		9606	98.172	da
	Gutinaș		4	99.999	da
	Iași		8	99.998	da
	Lotru		215	99.959	da
	Mostiștea		6727	98.720	da
	Munteni Vest		23	99.996	da
	Pitești Sud		3555	99.324	da
	Porțile de Fier		4586	99.127	da
	Râureni		83	99.984	da
	Reșița		579	99.890	da
Roșiori	17	99.997	da		

	Sibiu Sud		1899	99.639	da
	Stejaru		5	99.999	da
	Stupărei		256	99.951	da
	Suceava		24	99.995	da
	Târgoviște A		214	99.959	da
	Târgoviște B		38	99.993	da
	Teleajen		45	99.991	da
	Turnu Măgurele		189	99.964	da
	Urechești		16	99.997	da

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

- Forma curbei de tensiune, pentru care factorul de distorsiune armonică trebuie să fie de max. 3% (≥ 110 kV)
- Factorul de nesimetrie de secvență inversă trebuie să fie de max 1% (≥ 110 kV).

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice aparținând C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a permis 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.

Încadrarea calității curbelor de tensiune în valorile impuse de Codul RET și Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem este prezentată în tabelele nr. 14 și 15.

Tabelul nr. 14

Intervalul de monitorizare	Locația	% timp	Factorul total de nesimetrie negativă respectă norma da/nu	Factorul total de distorsiune armonică respectă norma da/nu
anul 2015	Alba Iulia 110kV AT1	100.000	DA	DA
	Brașov 110 kV T1	99.978	DA	DA
	Dârste 110 kV T2	99.956	DA	DA
	Fântânele 110 kV AT1	99.996	DA	DA
	Gheorgheni 110 kV AT1	98.286	DA	DA
	Iaz 220 kV AT2	99.838	DA	DA
	Iernut 110 kV AT3	98.767	DA	DA
	Oțelărie 220 kV T1	99.986	DA	DA
	Oțelărie 220 kV T2	46.336	NU	DA
	Pelicanu 110 kV LEA CSC1	95.046	DA	DA
	Pelicanu 400 kV T1	100.000	DA	DA
	Pelicanu 110 kV T2	99.998	DA	DA
	Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99.350	DA	DA
	Roman Nord 400 kV T	100.000	DA	DA
	Slatina 110 kV AT4	99.925	DA	DA
	Slatina 220 kV SRA1	100.000	DA	DA
	Slatina 220 kV SRA2	100.000	DA	DA
	Tulcea Vest 400 kV T1	100.000	DA	DA
	Ungheni 110 kV AT1	100.000	DA	DA
	Târgoviște 220 kV Cuptoare 1	99.997	DA	DA
Barboși 110 kV AT1	100.000	DA	DA	
Smârdan 110 kV TR1	99.972	DA	DA	

Locația	Încadrare în Factorul de nesimetrie de secvență inversă $\leq 1\%$ pe un interval de timp $\geq 95\%$	Încadrare în Factorul total de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pe un interval de timp $\geq 95\%$
	număr de săptămâni	număr de săptămâni
Alba Iulia 110kV AT1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Brașov 110kV T1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Dârste 110kV T2	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Fântânele 110kV AT1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Gheorgheni 110kV AT1	49 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Iaz 220 kV AT2	38 din 38 raportate	38 din 38 raportate
Iernut 110kV AT1	51 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Oțelărie 220kV T1	17 din 17 raportate	17 din 17 raportate
Oțelărie 220kV T2	1 din 21 raportate	21 din 21 raportate
Pelicanu 110kV LEA CSC1	31 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Pelicanu 400kV T1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Pelicanu 110kV T2	53 din 53 raportate	49 din 53 raportate
Reșița 220kV LEA Oțelărie	50 din 52 raportate	47 din 52 raportate
Roman Nord 400 kV AT	26 din 26 raportate	5 din 26 raportate
Slatina 110 kV AT3	4 din 4 raportate	0 din 4 raportate
Slatina 110 kV AT4	53 din 53 raportate	38 din 53 raportate
Slatina 220 kV SRA1	51 din 51 raportate	51 din 51 raportate
Slatina 220 kV SRA2	51 din 51 raportate	51 din 51 raportate
Tulcea Vest 400kV T1	20 din 20 raportate	20 din 20 raportate
Targoviste 220 kV Cuptoare 1	36 din 36 raportate	36 din 36 raportate
Ungheni 110 kV AT1	52 din 52 raportate	52 din 52 raportate
Barboși 110 kV AT2	17 din 17 rapoarte	17 din 17 rapoarte
Smârdan 110 kV TR1	36 din 36 rapoarte	36 din 36 rapoarte

Se remarcă faptul că în toate locațiile unde s-au efectuat măsurători, calitatea curbelor de tensiune se încadrează în limitele impuse în vigoare, cu excepția:

- AT1 Gheorghieni (4 din 53 săptămâni), Iernut AT1 (2 din 53 săptămâni), Pelicanu LEA CSC1 (22 din 53 săptămâni) la tensiunea de 110 kV, Oțelărie T2 (20 din 21 săptămâni) și Reșița LEA Oțelărie (2 din 52 săptămâni) la 220kV, unde se constată depășirea limitei normate a factorului total de nesimetrie de secvență inversă;

- Pelicanu T2 (4 din 53 săptămâni), Slatina AT3 (4 din 4 săptămâni) și Slatina AT4 (15 din 53 săptămâni) la 110kV, Reșița LEA Oțelărie (5 din 52 săptămâni) la 220kV și Roman Nord AT (21 din 26 săptămâni) la 400kVA, unde se constată un factor total de distorsiune armonică care nu respectă valorile impuse.

Abaterile calității curbelor de tensiune de la valorile impuse de Codul RET și Standardul de performanță în anul 2015 este prezentată în Tabelul nr. 16.

Tabelul nr. 16

Locația	Neincadrare în Factorului de nesimetrie de secvență inversă $\leq 1\%$ pe un interval de timp $\geq 95\%$			Neincadrare în Factorului de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pe un interval de timp $\geq 95\%$		
	număr de săptămâni	durata de abatere	săptămânile de abatere	număr de săptămâni	durata de abatere	săptămânile de abatere
Gheorgheni 110kV AT1	4	-	28.12-04.01 25.01-01.02 01.02-08.02 15.03-22.03	0	0	0
Iernut 110kV AT1	2	-	08.02-15.02 22.02-01.03	0	0	0
Oțelărie 220kV T2	20	-	03.05-21.06 28.06-15.08 05.09-26.09 17.10-07.11	0	0	0
Pelicanu 110kV LEA CSC1	22	-	04.01-08.02 15.02-08.03 15.03-22.03 29.03-05.04 12.04-10.05 24.05-31.05 21.06-28.06 12.07-19.07 17.10-14.11 21.11-29.11	0	0	0
Pelicanu 110kV T2	0	0	0	4	-	01.02-01.03
Reșița 220kV LEA Oțelărie	2	-	19.04-03.05	5	-	28.12-01.02
Roman Nord 400 kV T	0	0	0	21	-	05.07-31.10 05.12-02.01.2016
Slatina 110 kV AT3	0	0	0	4	-	05.12-02.01.2016
Slatina 110 kV AT4	0	0	0	15	-	15.03-29.03 12.04-26.04 10.05-24.05 14.06-28.06 12.09-19.09 31.10-21.11 12.12-02.01.2016
Tulcea Vest 400kV T1	0	-	0	0	0	0

Față de anul precedent s-a înregistrat un număr crescut al locațiilor cu abateri ale indicatorilor privind calitatea energiei electrice. Este necesară o investigație prin verificarea fiecăreia dintre aceste situații.

I.4. INDICATORI PRIVIND CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI

Indicatorii de calitate analizați se referă la activitățile specifice ale operatorului de transport și de sistem referitoare la emiterea avizelor tehnice de racordare, încheierea contractelor, schimburile de date și informații, precum și la soluționarea sesizărilor și reclamațiilor clienților.

Sintetic, indicatorii de calitate comercială a serviciului, realizați în anul 2015, sunt prezentați în Tabelul nr. 17.

Tabelul nr. 17

Nr	Indicator	2015
1.	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare	10 zile
2.	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	2
3.	Numărul de racorduri realizate	4
4.	Numărul de avize tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite	9 / 3 / 2
5.	Numărul de cereri de contracte de racordare	2
6.	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare	10 zile
7.	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate	0
8.	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport	50
9.	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport	3 - 4 zile
10.	Numărul de reclamații referitoare la racordare	0
11.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	0
12.	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	0
13.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	0
14.	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	0
15.	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	0
16.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	0
17.	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, care nu s-au putut rezolva	0
18.	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încasare	0
19.	Numărul de reclamații nefondate referitoare la facturare sau încasare	0
20.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încasare	0
21.	Numărul de reclamații scrise pe alte teme	0
22.	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile scrise justificate (îndreptățite)	0

În Tabelul nr. 18 sunt prezentate comparativ rezultatele monitorizării indicatorilor de calitate comercială a serviciului în perioada 2011 – 2015.

Tabelul nr. 18

Nr. crt.	Indicator	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare	28,5 zile	28,5 zile	28,5 zile	10 zile	10 zile
2.	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	16	16	-	26	2
3.	Numărul de racorduri realizate	1	1	-	2	4
4.	Numărul de avize tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite	77/1/55	77 / 1 / 55	57 / 20 / 38	14 / 3 / 7	9 / 3 / 2
5.	Numărul de cereri de contracte de racordare	11	11	0	6	2
6.	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare	23,5 zile	23,5 zile	23,5 zile	10 zile	10 zile
7.	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate	0	0	0	0	0
8.	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport	70	30	150	60	50
9.	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport	11 zile	3 - 4 zile	3 - 4 zile	3 - 4 zile	3 - 4 zile
10.	Numărul de reclamații referitoare la racordare	0	0	0	0	0
11.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	0	0	0	0	0
12.	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	0	0	0	0	0
13.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	0	0	0	0	0
14.	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	0	0	0	0	0
15.	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	1	0	0	4	0
16.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	5 zile	0	0	15 zile	0
17.	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	0	0	0	0	0
18.	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încasare	5	0	0	0	0
19.	Numărul de reclamații nefondate referitoare la facturare sau încasare	5	0	0	0	0
20.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încasare	5 zile	0	0	0	0
21.	Numărul de reclamații scrise pe alte teme	0	0	0	0	0
22.	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile scrise justificate (îndreptățite)	0	0	0	0	0

Din datele ilustrate în tabelele anterioare rezultă că timpul mediu de emitere a avizelor tehnice de racordare, timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare, cât și timpul mediu de emitere a ofertei de contractare s-au pastrat la nivelul anului trecut. În anul 2015 nu s-au înregistrat reclamații privitoare la racordare, la nivelul de tensiune, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

SECȚIUNEA II. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

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

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

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

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

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

Standardul de performanță nu se aplică, după caz, în situații de forță majoră sau de funcționare anormală determinată de producători (de energie electrică), de alți operatori (de transport sau de distribuție a energiei electrice) sau de clienți.

II.1. DATE GENERALE

Utilizatorii rețelei electrice de distribuție, majoritatea consumatori (clienți), sunt racordați direct la rețelele electrice de interes public din patrimoniul celor opt OD titulari de licență cu contract de concesiune, și anume societatea F.D.E.E. Electrica Distribuție Muntenia Nord S.A. (denumită în continuare Electrica Muntenia Nord), societatea F.D.E.E. Electrica Distribuție Transilvania Nord S.A. (denumită în continuare Electrica Transilvania Nord), societatea F.D.E.E. Electrica Distribuție Transilvania Sud S.A. (denumită în continuare Electrica Transilvania Sud), societatea CEZ Distribuție S.A. (denumită în continuare CEZ Oltenia), societatea E.ON Distribuție România S.A. (denumită în continuare E.ON Moldova), societatea Enel Distribuție Banat S.A. (denumită în continuare Enel Banat), societatea Enel Distribuție Dobrogea S.A. (denumită în continuare Enel Dobrogea) și societatea Enel Distribuție Muntenia S.A. (denumită în continuare Enel Muntenia).

Totodată, mai există o serie de utilizatori, care nu sunt racordați direct la nici unul din cei opt OD: utilizatorii racordați la OD mici sau racordați direct la barele unor producători. În anul 2015 au fost înregistrați un număr de 41 de OD mici (peste 1 MW), titulari de licență. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD mici, respectiv direct la barele unor producători, este foarte mic, neglijabil în comparație cu numărul celorlalți, racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD titulari de licență, cu contract de concesiune. Având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost avuți în vedere în prezentul raport.

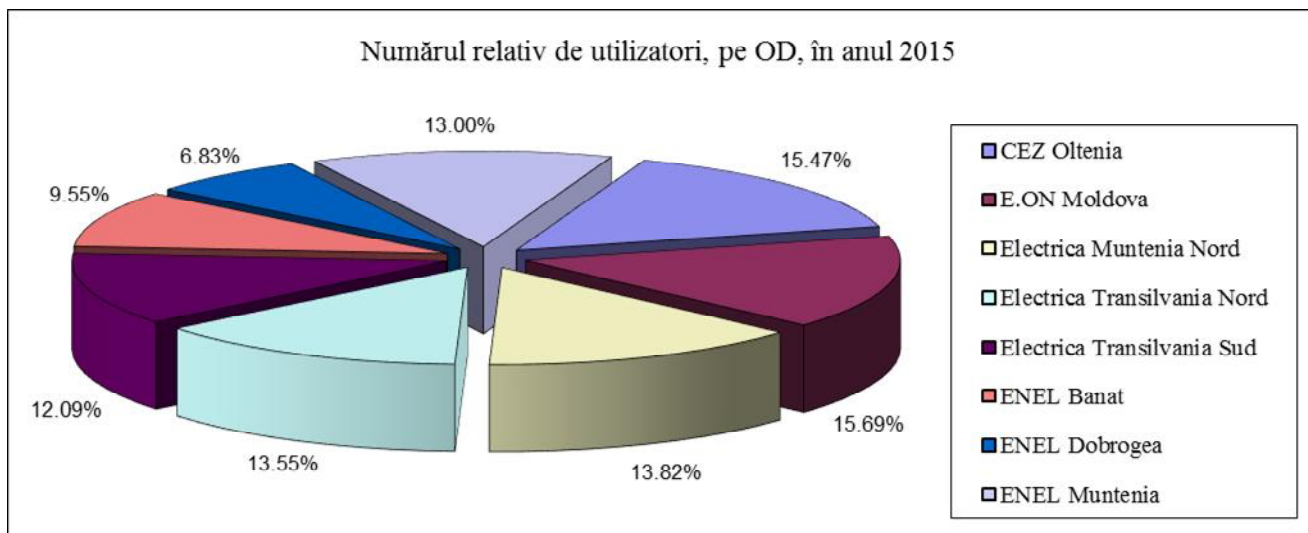
În anul 2015, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt OD cesionari, titulari de licență, a fost de 9.187.239 (comparativ cu 9.134.949 în anul 2014, 9.051.415 în anul 2013, 8.968.523 în anul 2012, 8.900.070 în anul 2011). Numărul de utilizatori încadrați în șase categorii - urban IT, urban MT, urban JT, rural IT, rural MT, rural JT- la nivel de OD și total pe țară este prezentat în tabelul de mai jos.

Tabelul nr. 1

Mediul	Tensiune nominală	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
urban	IT	31	20	18	17	26	16	17	12	157
urban	MT	1.375	864	811	2.827	1.461	939	731	1.108	10,116
urban	JT	636.971	651.839	581.345	685,118	658.761	550.831	358.550	993.948	5.117.363
rural	IT	54	30	14	16	20	14	26	6	180
rural	MT	2.425	1.448	2.017	2.278	1.152	942	812	1.235	12.309
rural	JT	780.728	787.102	685.720	554.622	449.494	324.192	266.910	198.346	4.047.114
TOTAL		1.421.584	1.441.303	1.269.925	1.244.878	1.110.914	876.934	627.046	1.194.655	9.187.239

Din examinarea acestor date se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT este foarte mic, neglijabil chiar, față de numărul de utilizatori la JT. Suma utilizatorilor racordați la IT și la MT reprezintă 0,16 - 0,41 % la nivel de OD, respectiv 0,25 % la nivel de țară. Cel mai mare număr total de utilizatori în mediul urban îl are Enel Muntenia (995.068), iar cel mai mare număr total de utilizatori în mediul rural îl are E.ON Moldova (788.580). Cel mai mic număr total de utilizatori în mediul urban îl are Enel Dobrogea (359.298), iar cel mai mic număr total de utilizatori în mediul rural îl are Enel Muntenia (199.587).

E.ON Moldova are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.441.303 (15,69%), urmat de CEZ Oltenia, cu 1.421.584(15,47%), iar Enel Distribuție Dobrogea are cel mai mic număr total de utilizatori, respectiv 627.046 (6,83 %). Se observă că la nivel de OD numărul total de utilizatori diferă de la simplu la dublu. Numărul total de utilizatori din mediul urban este de 5.127.636 (55,81%), iar numărul total de utilizatori din mediul rural este de 4.059.603 (44,19%).



II.2. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTARE A UTILIZATORILOR ÎN ANUL 2015

II.2.1. Introducere

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

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

Pentru determinarea indicatorilor de continuitate precizați în *Standard*, OD înregistrează toate întreruperile de lungă durată (de peste 3 minute).

Pentru fiecare întrerupere, OD va înregistra cel puțin:

- a. tensiunea la care s-a produs evenimentul;
- b. caracterul planificat sau neplanificat (pentru indicatorii de continuitate), respectiv anunțat sau neanunțat al întreruperii (pentru modul de înregistrare a întreruperii);
- c. cauza întreruperii;
- d. numărul de etape de reconectare, dacă este cazul;
- e. durata totală a întreruperii (din momentul dispariției tensiunii până la reconectare), exprimată în minute, respectiv a etapei de realimentare, dacă este cazul;
- f. numărul de utilizatori afectați de întrerupere, respectiv de etapa de reconectare, dacă este cazul.

Cu privire la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- a. întreruperi planificate;
- b. întreruperi neplanificate cauzate de forța majoră;

- c. întreruperi neplanificate cauzate de utilizatori;
- d. întreruperi neplanificate, altele decât întreruperile de la punctele b și c.

OD înregistrează și calculează anual următoarele date privind continuitatea în alimentare pentru consumatorii din zona lor de activitate:

- a. numărul de întreruperi lungi (cu durată mai mare de 3 minute);
- 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 alimentați (deserviți) de OD. Indicatorul se calculează împărțind numărul total de utilizatori întrerupți, la numărul total de utilizatori deserviți:

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

- 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 (o medie ponderată). A doua formulă de calcul se aplică în cazul în care reconectarea utilizatorilor se realizează treptat, în mai multe etape. Indicatorul se calculează împărțind durată cumulată a întreruperilor lungi la numărul total de utilizatori alimentați (deserviți) de OD:

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

- d. ENS (Energy Not Supplied) – Energia Nelivrată, definită ca energia totală nelivrată utilizatorilor alimentați (deserviți) de OD, din cauza întreruperilor;

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

- e. AIT (Average Interruption Time) – Timpul Mediu de Întrerupere, reprezintă perioada medie echivalentă de timp, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică la nivel de OD:

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

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

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

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

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

P_i – puterea electrică totală întreruptă (indiferent de tensiune) la întreruperea i, pentru incidentele de 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, egal cu energia distribuită anual.

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

Indicatorii SAIFI și SAIDI se determină, preferabil/de regulă, pe baza înregistrărilor automate ale întreruperilor la MT și IT, iar la JT se estimează din calcule.

Indicatorii ENS și AIT se calculează numai la IT.

Se menționează că Standardul de performanță nu solicită indicatorul CAIDI, care este un indicator derivat, calculat ca raport SAIDI/SAIFI.

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

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

II.2.2. Indicatori de continuitate pentru mediul urban

Din analiza datelor furnizate de OD, se constată că valorile indicatorilor de continuitate pentru întreruperile din motive de forță majoră (cazul b) sau din cauza utilizatorilor (cazul c) au avut valori relativ mici. De altfel, experiența europeană în domeniu confirmă faptul că indicatorii pentru forță majoră au valori semnificative numai în situații deosebite (de exemplu în caz de inundații, furtuni violente, etc). În mod normal, indicatorii semnificativi sunt întreruperile planificate (cazul a), respectiv întreruperile neplanificate (cazul d).

Valorile agregate pe toate nivelurile de tensiune (tensiunile nominale ale utilizatorilor) pentru SAIFI urban, întreruperi planificate (cazul a), variază de la o valoare minimă de 0,09 întreruperi/an pentru ENEL Muntenia, la o valoare maximă de 0,72 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 0,32 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI urban, întreruperi neplanificate (cazul d) variază între valoarea minimă de 1,62 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Nord și valoarea maximă de 3,76

întreruperi/an pentru ENEL Banat, cu o valoare medie pe țară de 2,98 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, întreruperi planificate (cazul a), variază relativ mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 22 min/an pentru Enel Muntenia, valoarea maximă de 140 min/an pentru Electrica Muntenia Nord, iar valoarea medie pe țară de 70,5 min/an. Se menționează că întreruperile planificate, anunțate cu minim 24 de ore înainte, conform Standardului, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, întreruperi neplanificate (cazul d), variază între o valoare minimă de 105,65 min/an la Enel Muntenia Nord și o valoare maximă de 212,86 min/an la E.ON Moldova. Valoarea medie pe țară este de 165,7 min/an.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi planificate, variază mult, între 103,29 min/întrerupere la Electrica Transilvania Sud și 351,85 min/întrerupere la Electrica Transilvania Nord, și are o valoare medie pe țară de 221,14 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi neplanificate, variază între o valoare minimă de 35,28 min/întrerupere la Enel Dobrogea și cu valoarea maximă de 96,44 min/întrerupere la Electrica Transilvania Nord, rezultând o valoare medie pe țară de 55,55 min/întrerupere.

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

Continuitatea la înaltă tensiune (IT) este foarte bună. Astfel, marii utilizatorii racordați la înaltă tensiune practic nu au suferit întreruperi în mediul urban (SAIDI în medie generală pe țară este de 0 min/an la întreruperile planificate, respectiv 1,65 min/an pentru întreruperile neplanificate cazul d (întreruperi planificate exclusiv întreruperi cauzate de forța majoră sau de utilizatori). Indicatorii la IT se pot neglija la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

Din analizele efectuate se mai constată că valorile indicatorilor SAIFI, SAIDI, CAIDI de la joasă tensiune au valori aproape identice cu valorile agregate (toate nivelurile de tensiune), datorită faptului că numărul utilizatorilor de la JT este mult mai mare față de celelalte categorii, de la MT și IT. Diferențele sunt foarte mici, sub 1 % la nivel de OD, respectiv sub 0,2 % ca valoare medie pe țară. Din acest punct de vedere, s-ar putea neglija indicatorii de la IT, respectiv MT, la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2014 cu cei din 2015.

Astfel, se constată faptul că indicatorii de continuitate pentru întreruperile planificate au avut valori medii pe țară mai mici față de anul 2014. SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, urban, a fost de 0,32 întreruperi/an (0,28 într. /an în 2014), iar SAIDI planificat de 71 min/an (comparativ cu 85,8 min/an cu 2014), cu reduceri la CEZ Oltenia (-25 min/an), Electrica Transilvania Nord (-99,5

min/an), Electrica Transilvania Sud (-16,6 min/an), ENEL Banat (-45,4 min/an), ENEL Dobrogea (-9,2 min/an) și creșteri la E.ON Moldova (+30,3 min/an), Electrica Muntenia Nord (+48,6 min/an).

Se mai constată faptul că indicatorii de continuitate SAIFI pentru întreruperile neplanificate au avut valori medii pe țară de la 2,98 întreruperi/an, (față de 2,97 întreruperi/an în 2014).

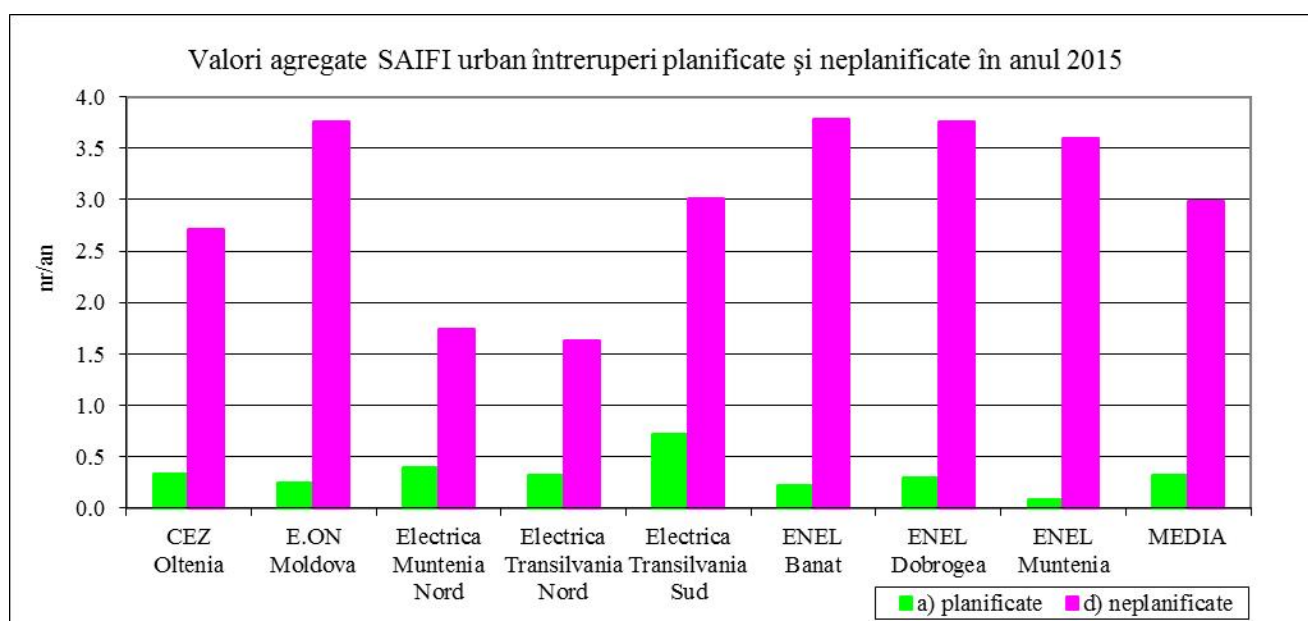
La nivel de OD, SAIDI neplanificat a scăzut la CEZ Oltenia (-32 min/an), Electrica Transilvania Nord (-32,4 min/an), Electrica Transilvania Sud (-63 min/an), Enel Banat (-30,1 min/an), Elen Dobrogea (-6,6 min/an), Enel Muntenia (-9,7min/an) și a crescut la E.ON Moldova (+28,5 min/an), Electrica Muntenia Nord (+0,9 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 184 min/an în anul 2014 la 166 min/an în anul 2015.

De asemenea, s-au efectuat comparații ai principalilor indicatori de continuitate în perioada 2008 – 2015, anul 2008 fiind primul an în care s-au calculat indicatorii de performanță pentru continuitate SAIFI și SAIDI (respectiv înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată, de peste 3 minute). Se observă un progres general. Se menționează că întreruperile planificate sunt totuși necesare pentru diferite lucrări și, pe de altă parte, sunt mai ușor de suportat de către utilizatori.

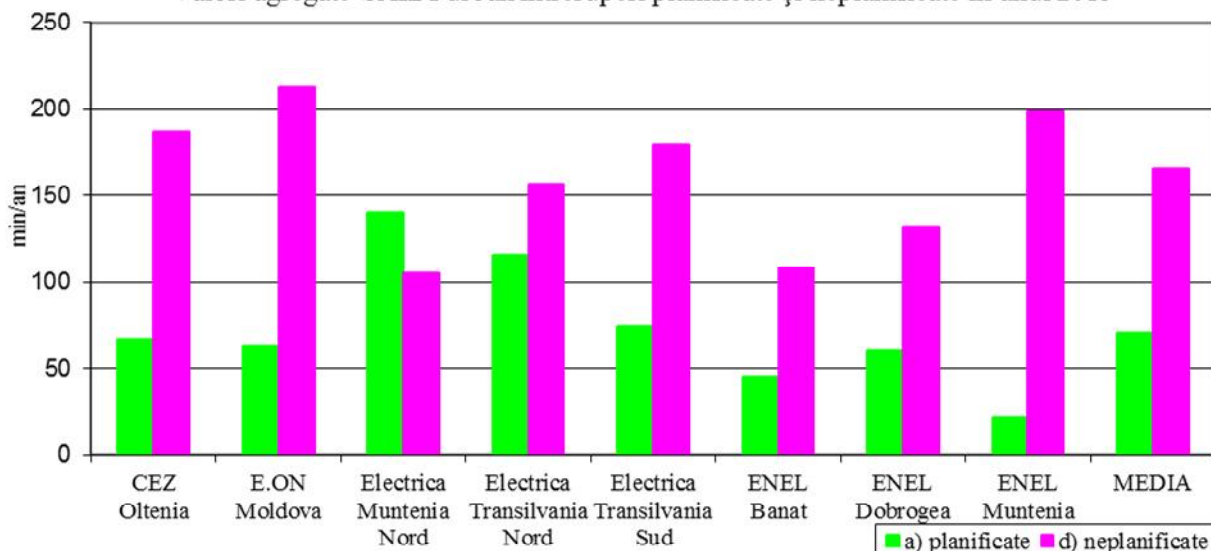
Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 0,9 întreruperi/an în 2008, la 0,32 intreruperi/an în 2015, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 4,2 întreruperi/an în 2008, la 3 întreruperi/an în 2015.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 190 min/an în 2008, la 70 min/an în 2015.

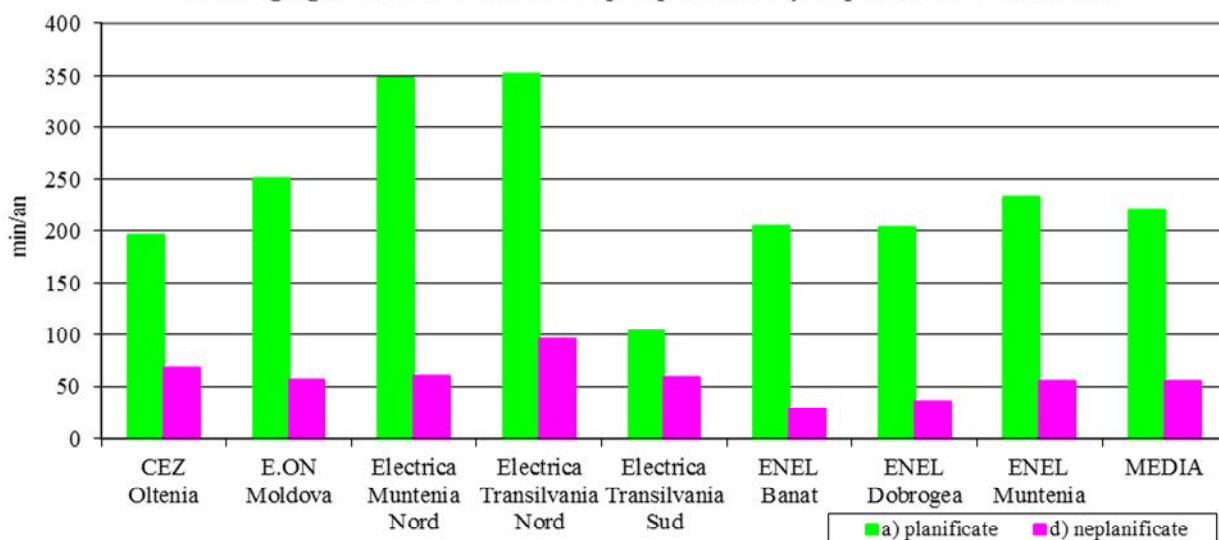
La nivel de OD, raportat la anul 2008, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia (-127 min/an), E.ON Moldova (- 196 min/an), Electrica Muntenia Nord (-88 min/an), Electrica Transilvania Nord (- 114 min/an), Electrica Transilvania Sud (- 124 min/an), Enel Banat (- 226 min/an), Enel Dobrogea (-138 min/an), Enel Muntenia (-174 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 314 min/an în 2008, la 166 min/an in 2015 (- 148 min/an).



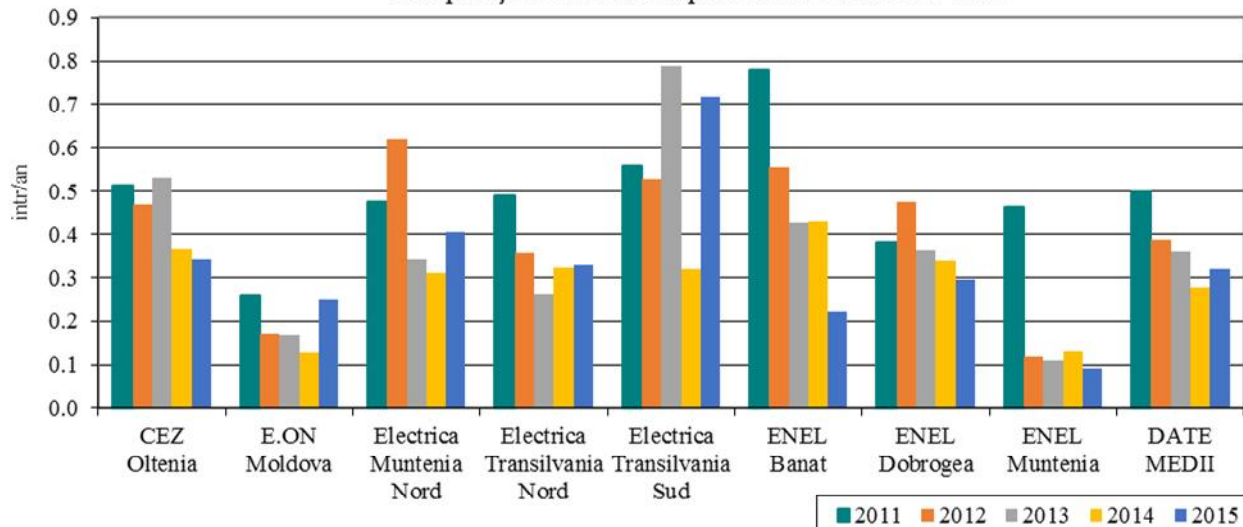
Valori agregate SAIDI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2015



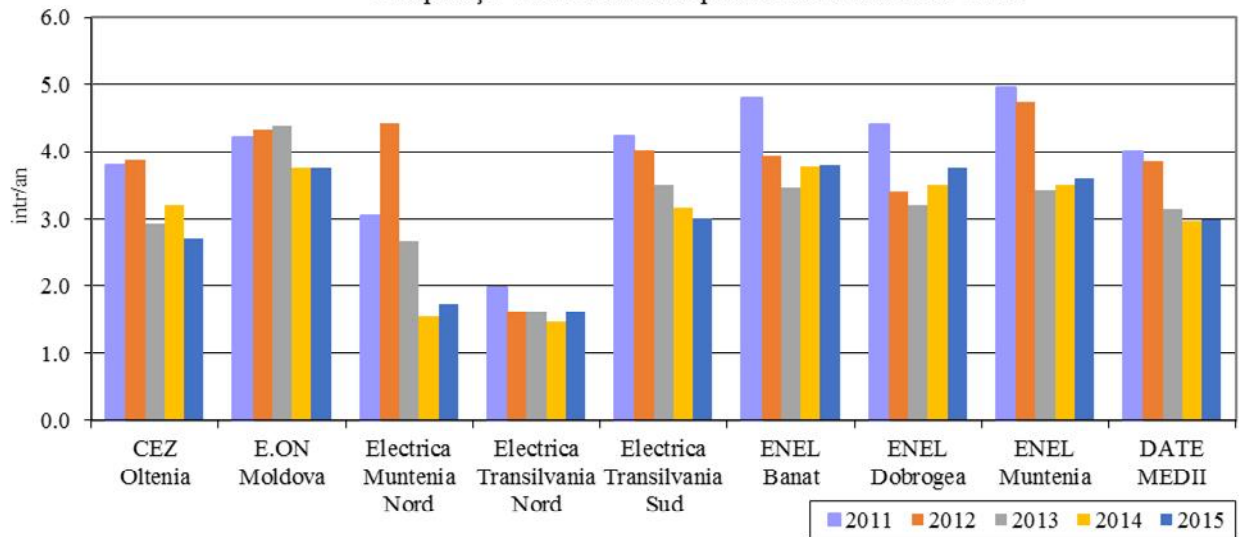
Valori agregate CAIDI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2015



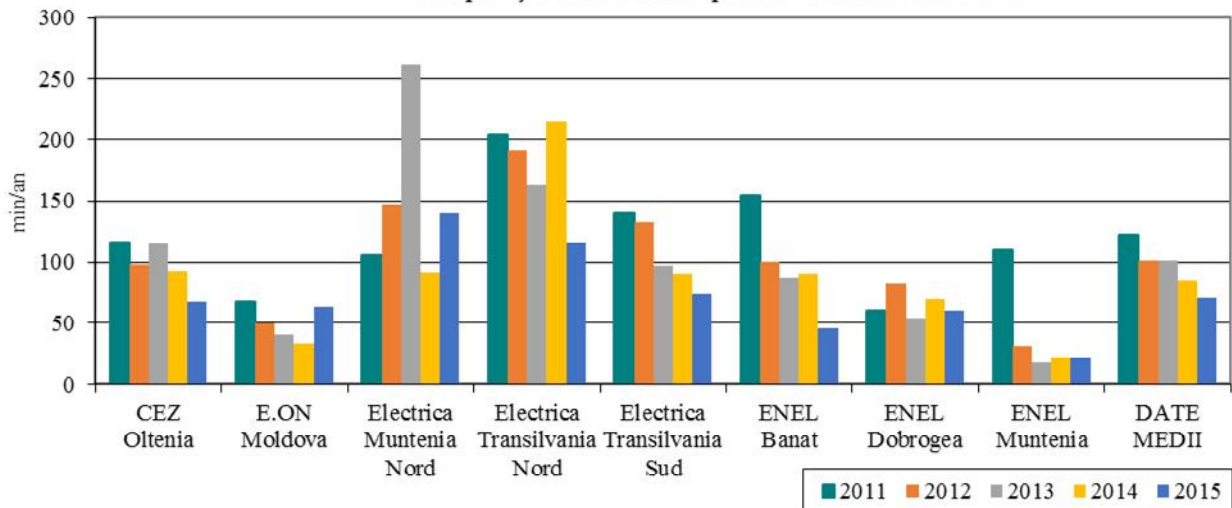
Comparație SAIFI urban planificat în anii 2011-2015



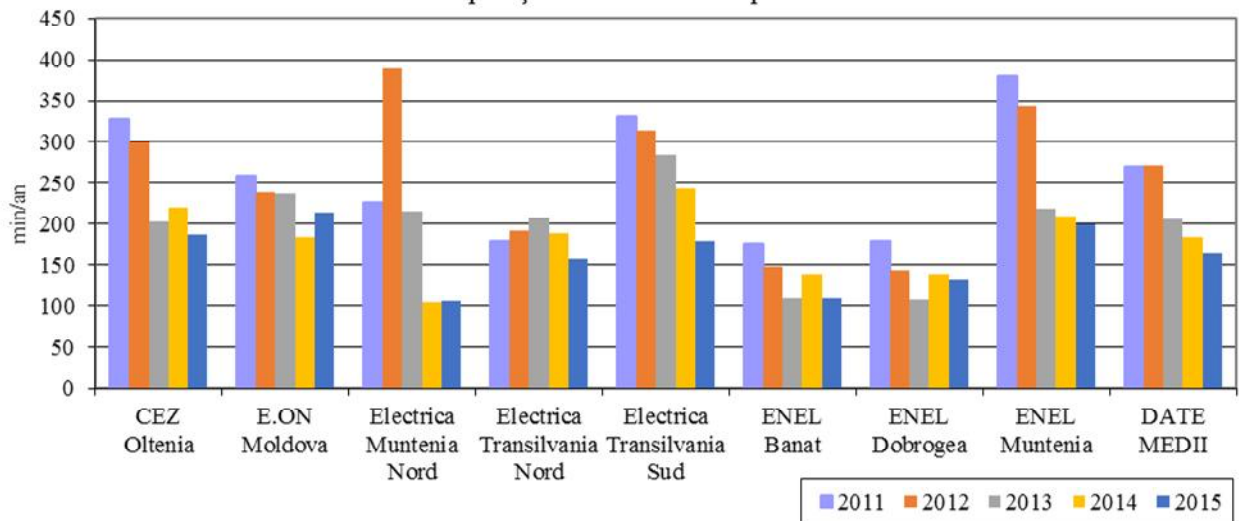
Comparație SAIFI urban neplanificat în anii 2011-2015



Comparație SAIDI urban planificat în anii 2011-2015



Comparație SAIDI urban neplanificat în anii 2011-2015



II.2.3. Indicatori de continuitate pentru mediul rural

Din analiza datelor furnizate de OD, se constată că valorile SAIDI pentru întreruperile din motive de forță majoră (cazul b) au avut valori foarte mici sau au fost zero la Enel Distribuție Dobrogea, Electrica Transilvania Nord, Electrica Transilvania Sud, Electrica Muntenia Nord dar au avut valori de 44 min/an la ENEL Banat, 18 min/an la ENEL Muntenia, 180 min/an la CEZ Distribuție și valori mari la E.ON Moldova (354 min/an). Valoarea medie pe țară a fost de circa 109 min/an. SAIDI pentru întreruperi datorate utilizatorilor (cazul c) au avut valori relativ mici pentru toți OD.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, întreruperi planificate, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 1,2 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Sud la o valoare maximă de 1,83 întreruperi/an pentru ENEL Dobrogea, cu o valoare medie pe țară de 1,34 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, pentru întreruperi neplanificate (cazul d), variază de la o valoare minimă 2,42 întreruperi/an pentru Electrica Muntenia Nord, la o valoare maximă de 7,83 întreruperi/an pentru Enel Dobrogea și o valoare medie pe țară de 6 întreruperi/an.

Valorile agregate (de ansamblu) pentru SAIDI rural, pentru întreruperile planificate, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 345,77 min/an pentru E.ON Moldova, respectiv la o valoare maximă de 524 min/an pentru Electrica Transilvania Nord, valoarea medie pe țară fiind de 388 min/an. Așa cum s-a mai menționat, întreruperile planificate afectează mai puțin utilizatorii.

Valorile agregate pentru SAIDI rural, pentru întreruperile neplanificate, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 334 min/an pentru Enel Muntenia, respectiv o valoare maximă de 626 min/an pentru E.ON Moldova și o valoare medie pe țară de 485 min/an. Se menționează valori sub medie pentru ENEL Banat (483 min/an), Electrica Transilvania Nord (453,9 min/an), ENEL Dobrogea (371,3 min/an), Electrica Muntenia Nord (345,1 min/an) și valori peste medie: Electrica Transilvania Sud (520,5 min/an), CEZ Oltenia(554,9 min/an).

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi planificate, sunt relativ omogene, cu o valoare minimă de 213 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și o valoare maximă de 343 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 290 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi neplanificate, variază de la o valoare minimă de 47 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea, o valoare maximă de 143 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 85 min/întrerupere.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2014 cu cei din 2015. Astfel, se constată faptul că SAIFI rural planificat s-a menținut ca valoare medie pe țară la un nivel comparativ cu cel al anului 2014, la circa 1,3 întreruperi/an. De asemenea, se constată faptul că și SAIFI rural neplanificat s-a menținut cam la aceeași valoare medie pe țară ca și în anul 2014, respectiv la o medie de 5,7 întreruperi/an.

SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 403 min/an în anul 2014 la 388 min/an în anul 2015.

SAIDI neplanificat s-a redus semnificativ la majoritatea OD. Astfel, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia (- 246 min/an), Electrica Muntenia Nord (- 59 min/an), Electrica Transilvania Nord (- 132 min/an), Electrica Transilvania Sud (- 180 min/an), ENEL Banat (- 76 min/an), Enel Dobrogea (- 30 min/an), Enel Muntenia (- 55 min/an), dar a crescut la E.ON Moldova (+ 28 min/anși la ENEL Muntenia (+ 55min/an).Valoarea medie pe țară a scăzut de la 574 min/an în anul 2014 la 485 min/an în anul 2015.

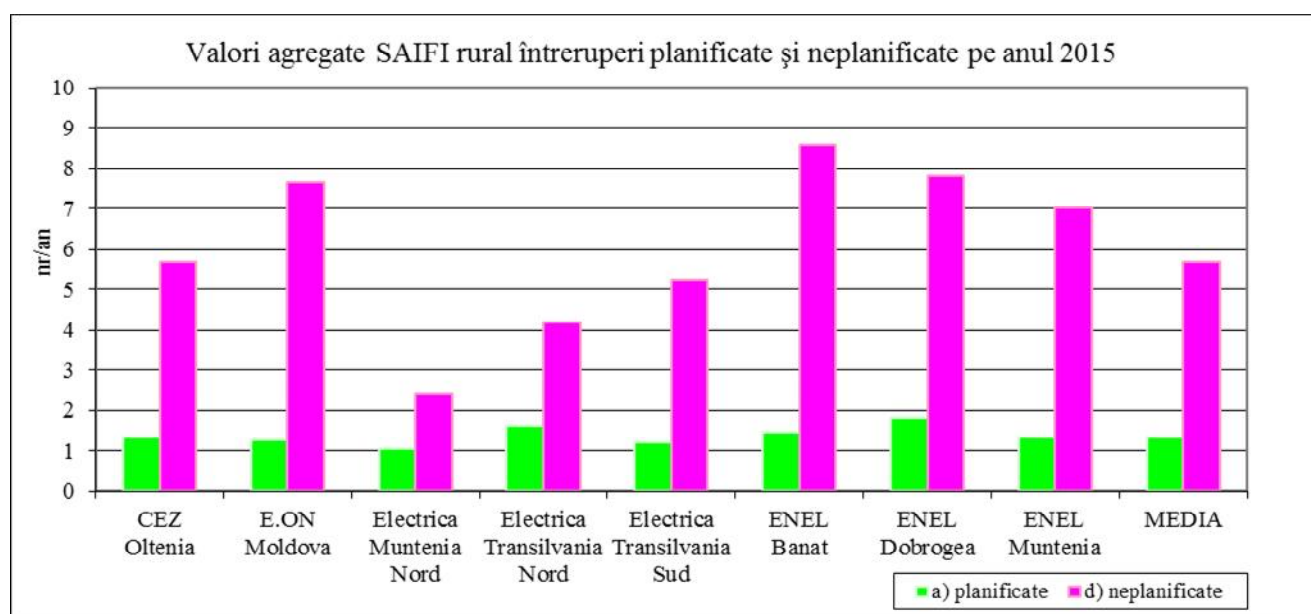
Rezultatele reflectă o îmbunătățire a activității distribuitorilor pentru mediul rural față de anul anterior.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2015. Se observă un progres general.

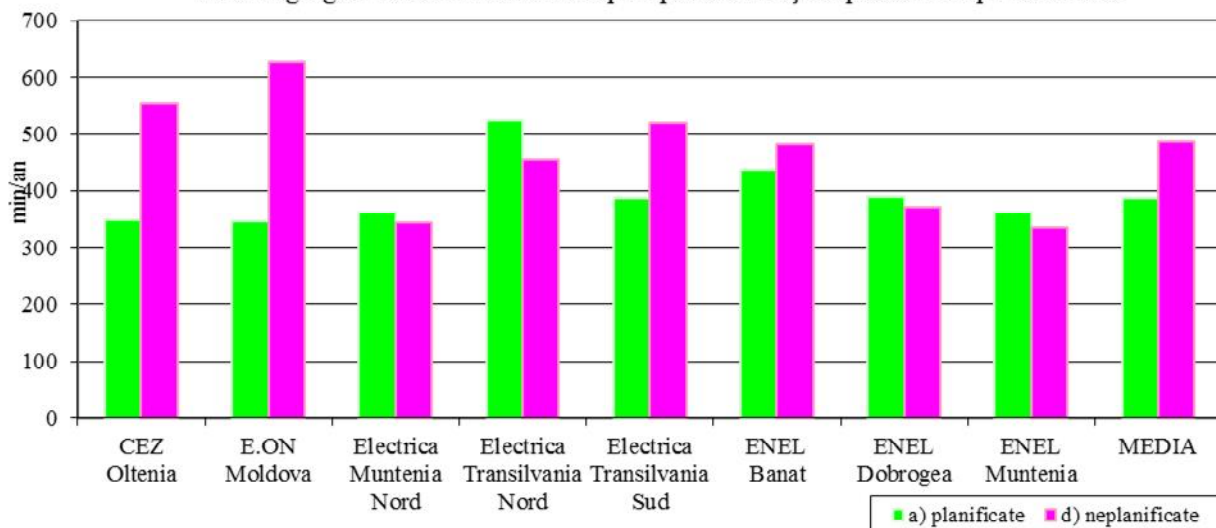
Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 2,5 întreruperi/an în 2008, la 1,3 întreruperi/an în 2015, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 9,8 întreruperi/an în 2008, la 5,7 întreruperi/an în 2015.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 626 min/an în 2008 la 388 min/an în 2015.

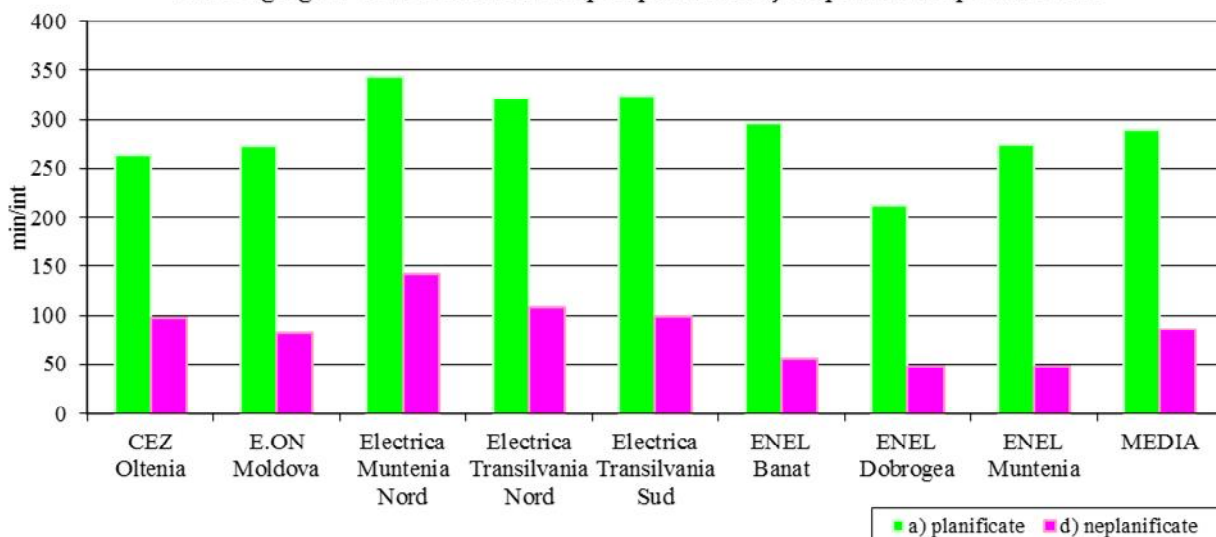
La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus fata de 2008 astfel: la CEZ Oltenia (-474 min/an), E.ON Moldova (- 985 min/an), Electrica Muntenia Nord (-293 min/an), Electrica Transilvania Nord (-670 min/an), Electrica Transilvania Sud (-150,16 min/an), Enel Banat (-729 min/an), Enel Dobrogea (-692 min/an), dar a crescut la ENEL Muntenia (+120 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 1039 min/an în 2008, la 485 min/an în 2015 (-554 min/an).



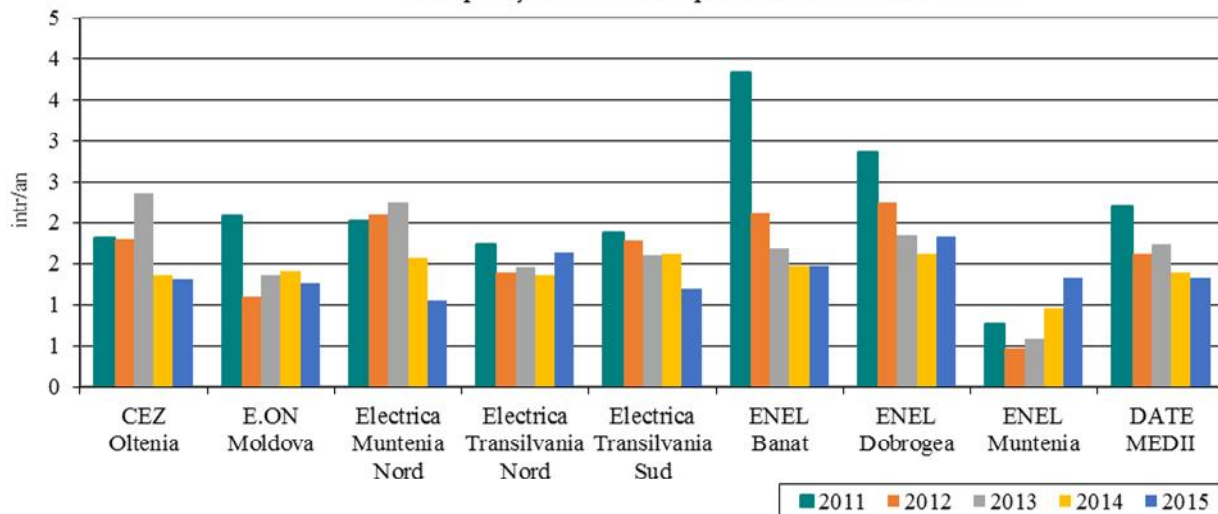
Valori agregate SAIDI rural întreruperi planificate și neplanificate pe anul 2015



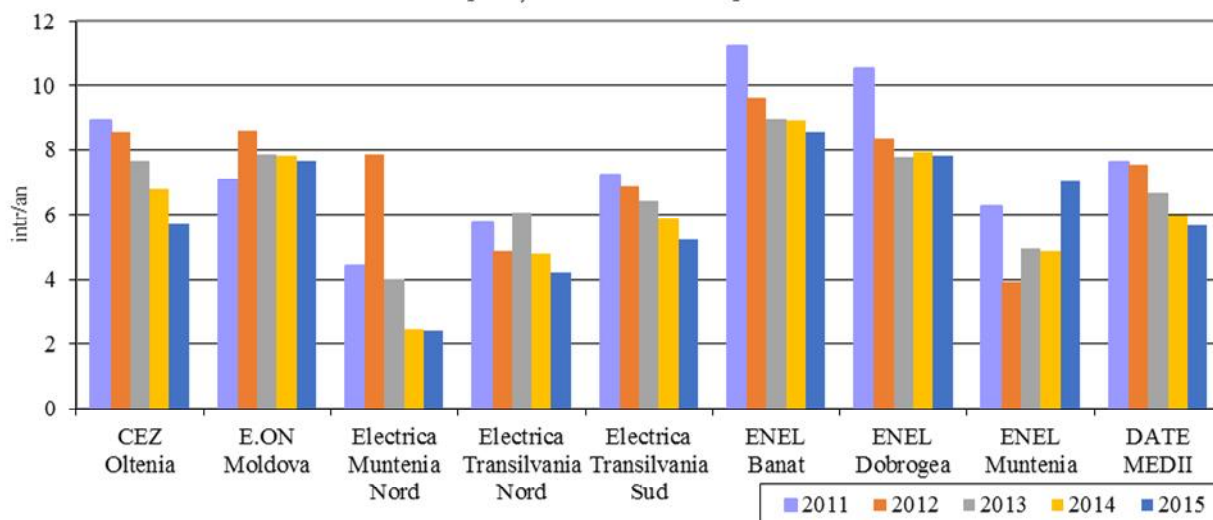
Valori agregate CAIDI rural întreruperi planificate și neplanificate pe anul 2015



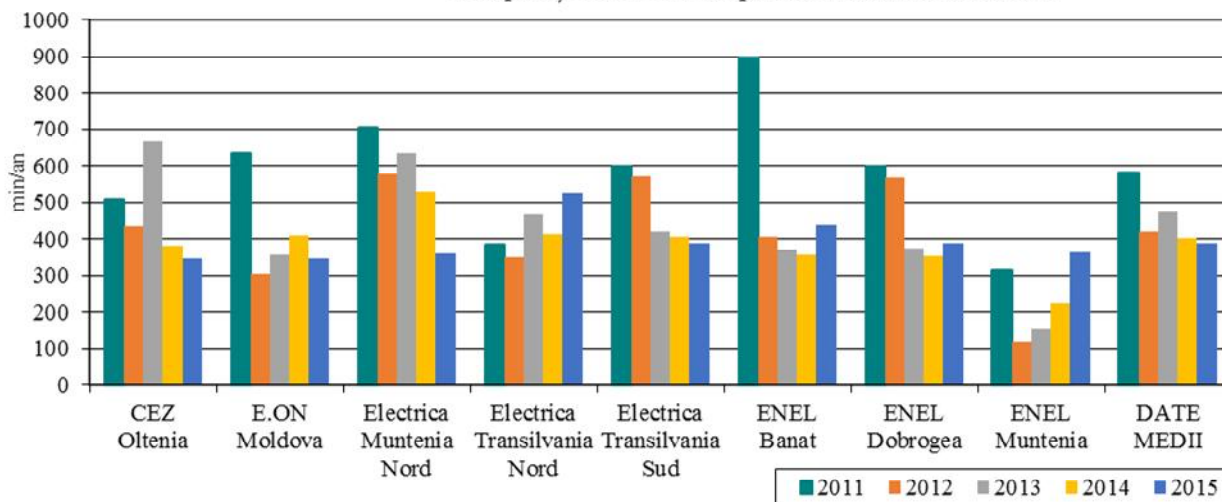
Comparatie SAIFI rural planificat în anii 2011-2015



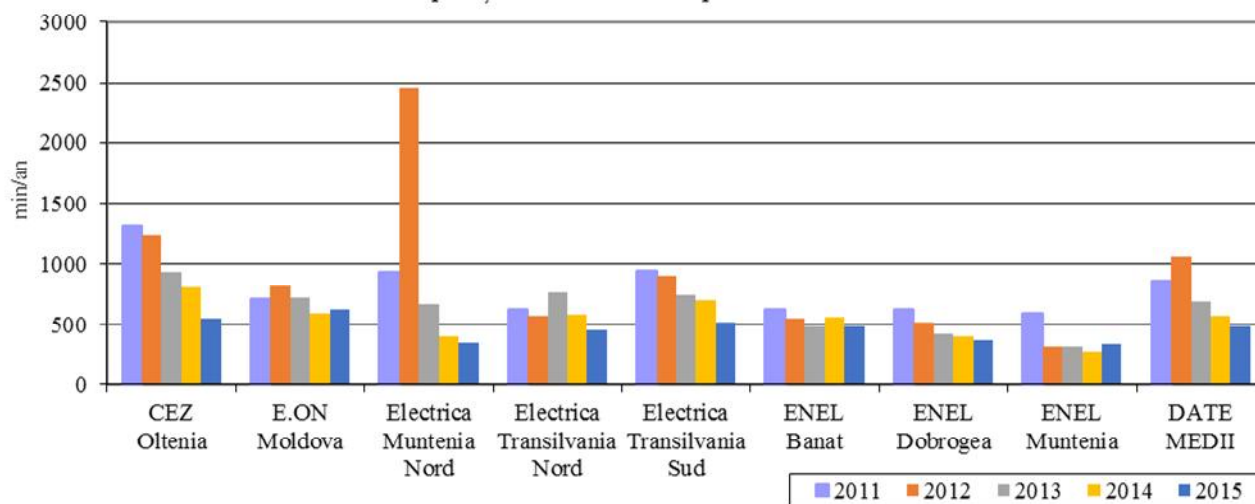
Comparație SAIFI rural neplanificat în anii 2011-2015



Comparație SAIDI rural planificat în anii 2011-2015



Comparație SAIDI rural neplanificat în anii 2011-2015



II.2.4. Comparație între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural

Așa cum rezultă din analiza indicatorilor, continuitatea este mai bună în mediul urban comparativ cu cea din mediul rural. Majoritatea indicatorilor de continuitate la nivel de OD sau medii pe țară, sunt mai buni (au valori mai mici) pentru mediul urban.

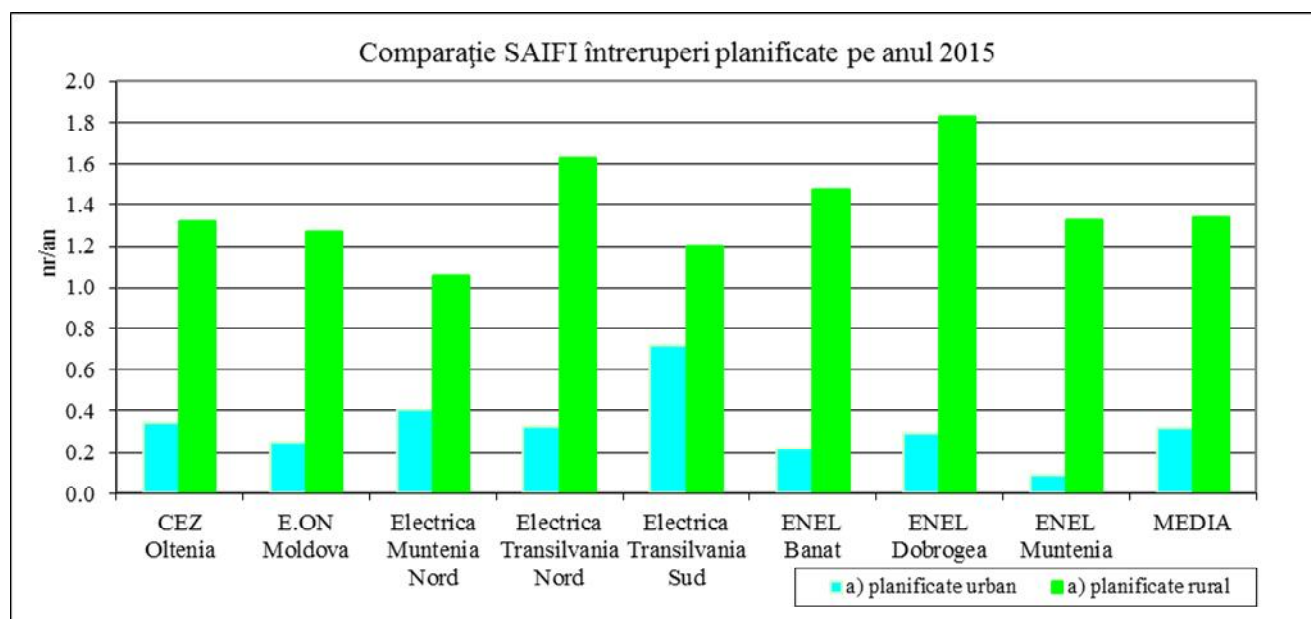
Diferențele sunt determinate de caracteristicile rețelelor de alimentare rurale (alimentare radială prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa unor alimentări de rezervă în multe cazuri, etc). Aceste diferențe se constată și la nivel european (cu mențiunea că, de exemplu, în Franța, Italia, Portugalia, Slovenia, Spania se consideră 3 categorii: urban, suburban și rural).

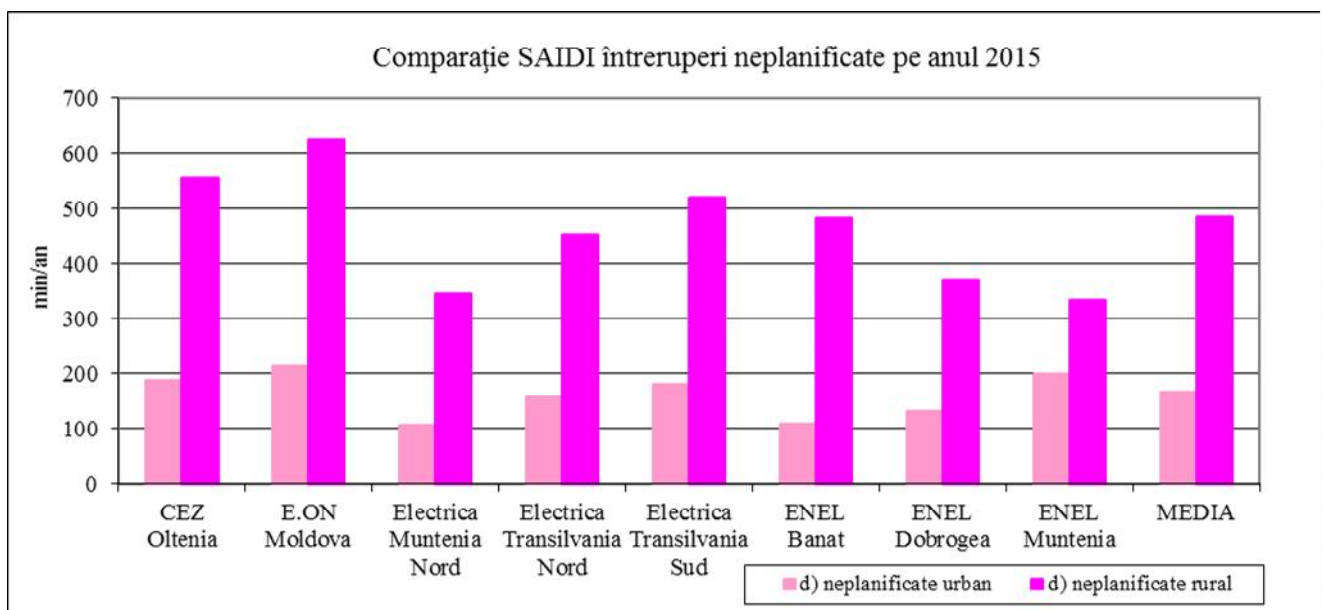
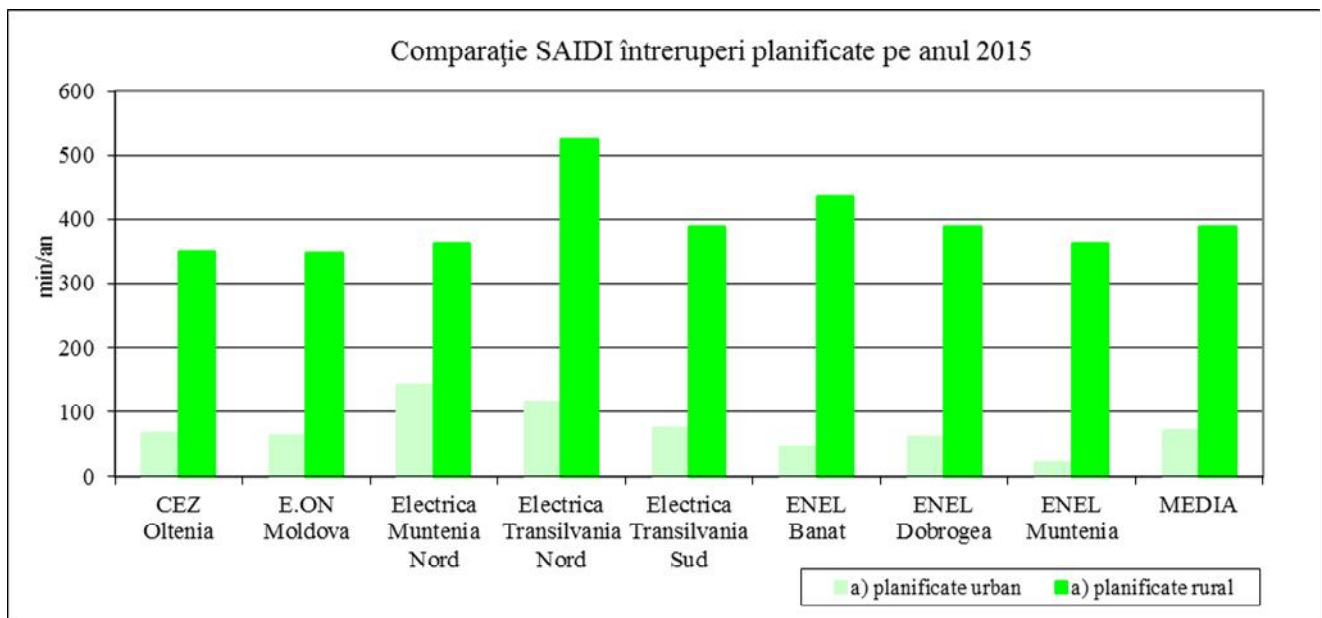
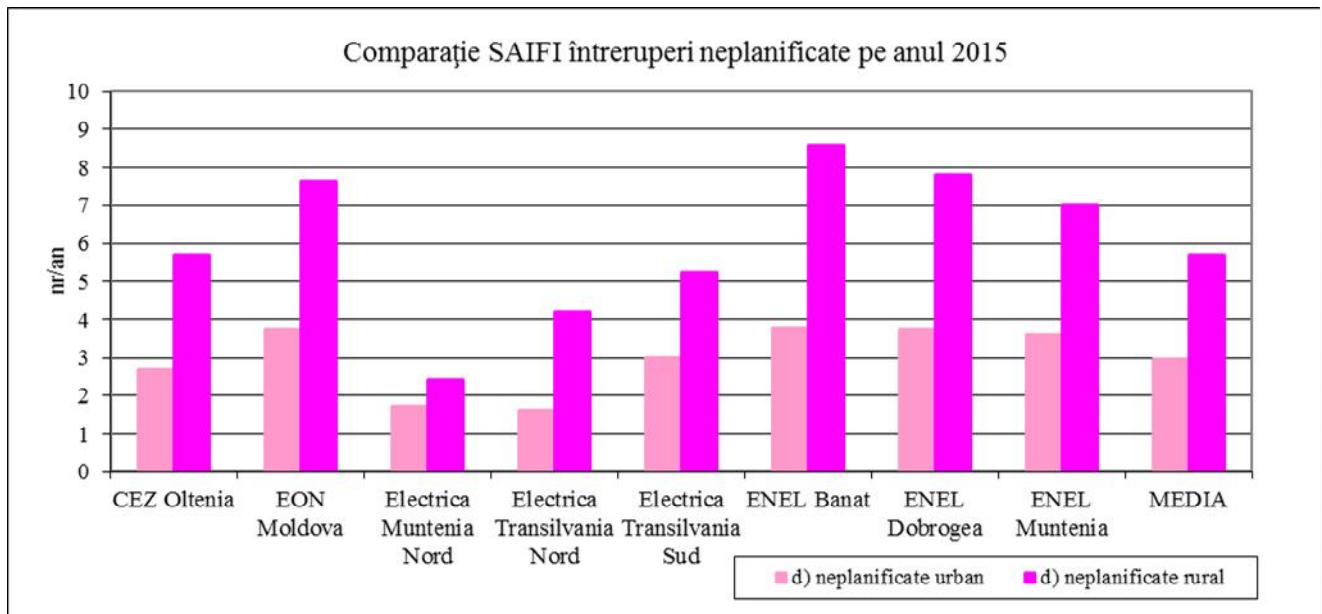
La majoritatea OD, valoarea medie pe țară pentru CAIDI, respectiv durata medie a unei întreruperi, este comparabilă sau foarte apropiată. Astfel, valoarea medie pe țară pentru CAIDI planificat, este de 221 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 290 min/întrerupere în mediul rural. Valoarea medie pe țară pentru CAIDI neplanificat este de 56 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 85 min/întrerupere în mediul rural.

La nivel mediu pe țară, SAIDI pentru întreruperile planificate este de 70 min/an în mediul urban, respectiv de 388 min/an în mediul rural, iar SAIDI pentru întreruperile neplanificate este de 166 min/an în mediul urban, respectiv de 485 min/an în mediul rural. Se constată faptul că pentru mediul rural se înregistrează, în general, valori de trei până la șapte ori mai mari decât pentru mediul urban. Tabelul nr. 2 și diagramele de mai jos sunt elocvente în acest sens.

Tabelul nr. 2

Indicator continuitate	Locul	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	Date medii
SAIDI a planificat	urban	67	63	140	115	74	45	60	22	70
SAIDI a planificat	rural	348	346	362	524	388	436	389	363	388
SAIDI d neplanificat	urban	187	213	106	157	179	109	132	199	166
SAIDI d neplanificat	rural	555	626	345	454	521	483	371	335	485





II.2.5. Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

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

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi planificate, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,3 întreruperi/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 0,95 întreruperi/an pentru ENEL Dobrogea, respectiv o valoare medie pe țară de 0,77 întreruperi/an (circa 0,1 - 1 întreruperi/an în țările europene avansate).

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi neplanificate, sunt relativ omogene. Astfel, valoarea minimă este de 2,11 întreruperi/an pentru Electrica Muntenia Nord, valoarea maximă de 5,89 întreruperi/an pentru E.ON Moldova, respectiv o valoare medie pe țară de 4,19 întreruperi/an (circa 1 - 4 întreruperi/an în țările avansate).

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

În tabelul nr. 3 se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate și neplanificate datorate OD (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este rar folosită, din cauza caracterului complet diferit (controlabil, respectiv necontrolabil) al celor două categorii de întreruperi.

Tabelul nr. 3

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	DATE MEDII
SAIFI intreruperi planificate (a) [intr/an]	0,88	0,81	0,76	0,91	0,91	0,69	0,95	0,30	0,77
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	4,35	5,89	2,11	2,78	3,92	5,56	5,50	4,17	4,19
SAIFI total [intr/an]	5,23	6,70	2,87	3,69	4,84	6,25	6,45	4,46	4,96

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi planificate, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 79 min/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 298

min/an pentru Electrica Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 211 min/an (circa 40 - 150 min/an în țările europene avansate).

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi neplanificate, au valori cuprinse între 221 min/an pentru Enel Muntenia și 439 min/an pentru E.ON Moldova, respectiv o valoare medie pe țară de 308 min/an (circa 20 - 250 min/an în țările europene avansate).

Se mai observă că, în general, SAIDI pentru întreruperile neplanificate are o valoare mai mare decât pentru întreruperile planificate. Principalul indicator de performanță pentru continuitatea în alimentare a utilizatorilor este SAIDI, pentru întreruperi neplanificate în principal din cauza OD (cazul d), fără întreruperile neplanificate provocate de forța majoră, respectiv de utilizatori.

În tabelul nr. 4 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate și datorate OD (cazul d). În anul 2015, pentru întreruperile neplanificate, performanțele maxime au fost stabilite de Enel Muntenia, urmat de Enel Dobrogea și ENEL Banat.

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

Tabelul nr. 4

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	DATE MEDII
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	222	218	260	298	201	190	200	79	211
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	389	439	235	290	318	247	234	221	308
SAIDI total [min/an]	611	656	496	588	519	438	435	300	519

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi planificate, sunt foarte apropiate, variind între 211 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și 344 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 274 min/întrerupere. Se constată că, prin măsurile de planificare luate, Enel Muntenia înregistrează timpul minim la o întrerupere (timpul de restabilire a alimentării după un incident).

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi neplanificate variază între 43 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și 112 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 74 min/întrerupere. Se constată că, prin măsurile luate, Enel Dobrogea înregistrează timpul minim la o întrerupere (timpul de restabilire a alimentării după un incident). Se mai observă că indicatorul CAIDI, așa cum este normal, are valori mai mari pentru întreruperile planificate.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2014 cu cei din 2015.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 0,8 întreruperi/an în anul 2014 la 0,77 întreruperi/an în anul 2015. De asemenea, SAIFI neplanificat s-a

redus ca valoare medie pe țară, de la 4,35 întreruperi/an în anul 2014 la 4,19 întreruperi/an în anul 2015.

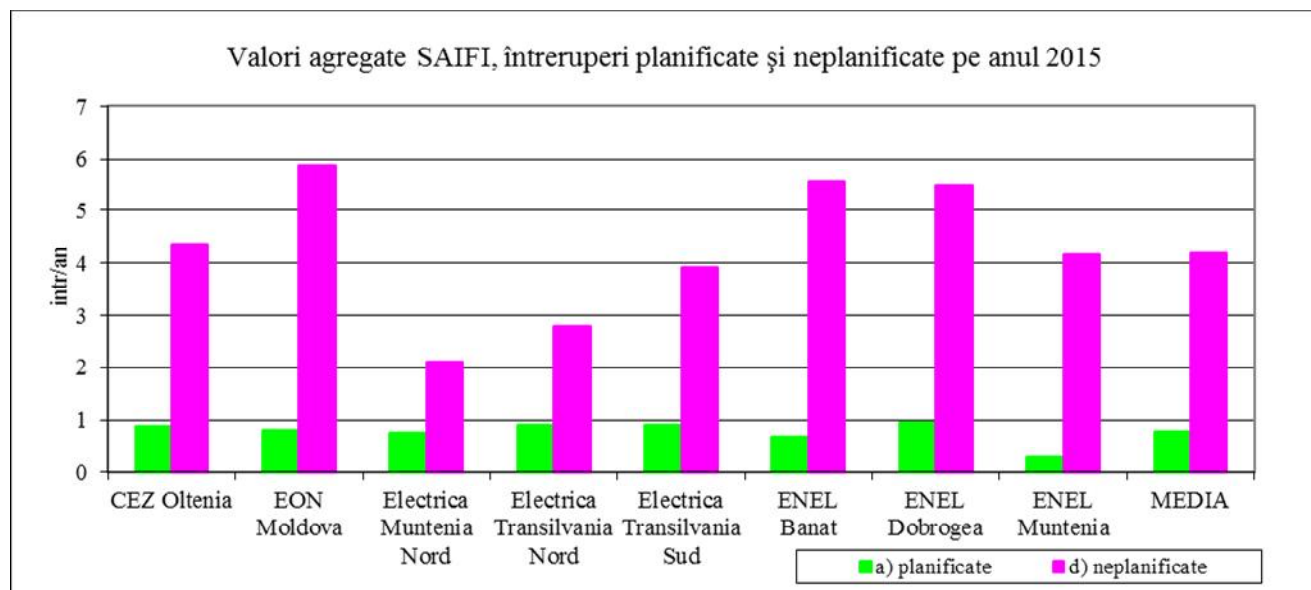
SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 230 min/an în anul 2014 la 211 min/an în anul 2015. Se menționează că întreruperile planificate, anunțate în prealabil, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.

SAIDI neplanificat s-a redus la majoritatea OD în anul 2015 cu excepția E.ON Moldova. Astfel, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia (- 150 min/an), la Electrica Muntenia Nord, (- 30 min/an), la Electrica Transilvania Nord (-80 min/an), Electrica Transilvania Sud(- 108 min/an), Enel Banat (- 54 min/an), Enel Muntenia, (- 19 min/an), ENEL Muntenia (-4 min/an), dar a crescut la E.ON Moldova (+29 min/an). Ca urmare, valoarea medie pe țară a scăzut, de la 361 min/an (6 ore și 1 minut) în anul 2014, la 308 min/an (5 ore și 8 minute) în anul 2015, înregistrând o scădere de 53 minute/an.

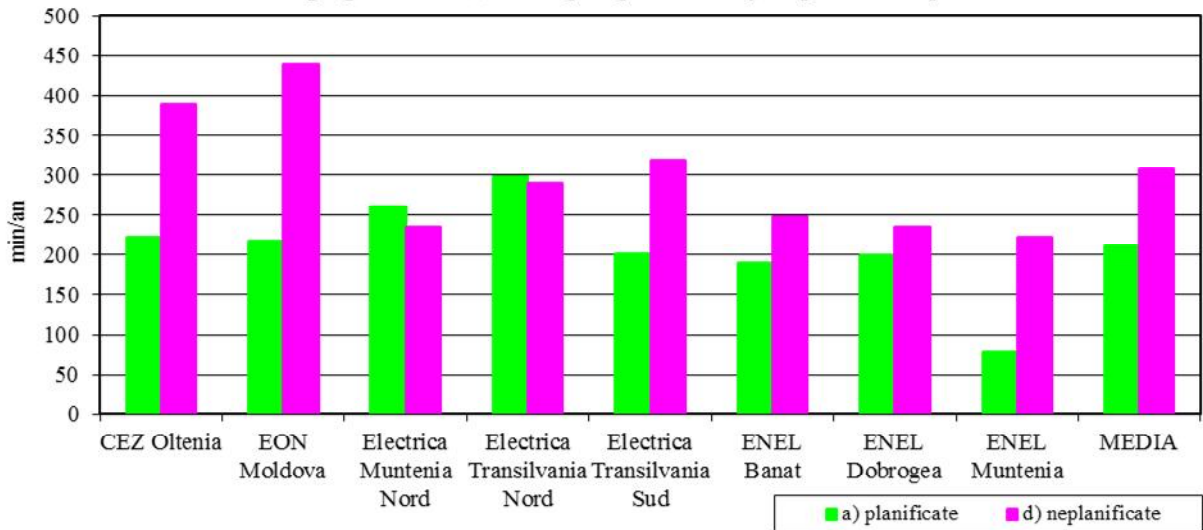
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2015. Se observă un progres general. Astfel, SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 1,6 întreruperi/an în 2008, la 0,77 întreruperi/an în 2015, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008, la 4,19 întreruperi/an în 2015.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 386 min/an în 2008, la 211 min/an în 2015.

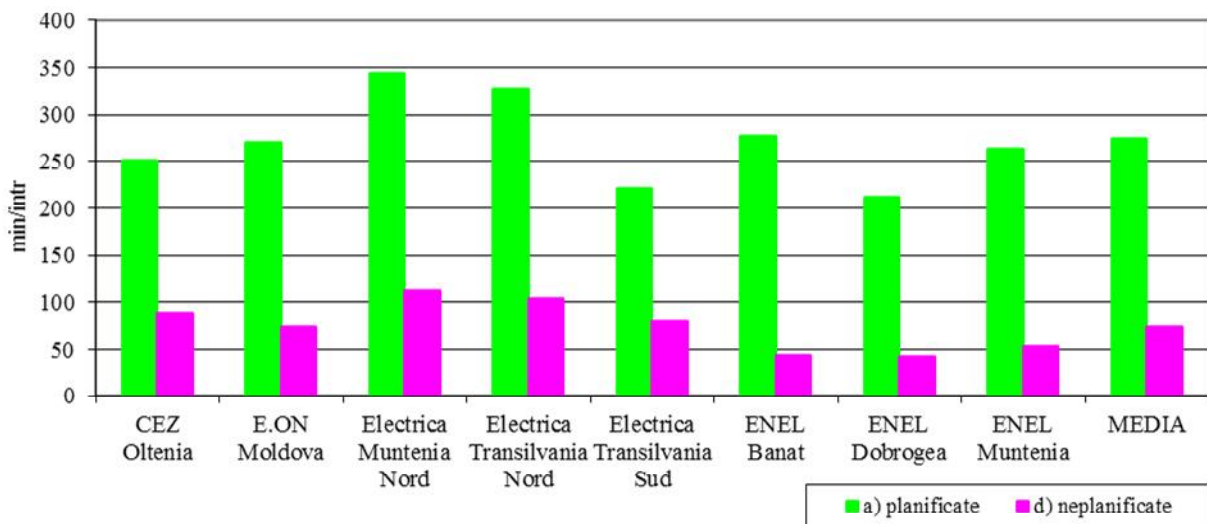
La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus față de anul 2008 astfel: la CEZ Oltenia (-332 min/an), E.ON Moldova (- 642 min/an), Electrica Muntenia Nord (-187 min/an), Electrica Transilvania Nord (- 385 min/an), Electrica Transilvania Sud (-133 min/an), Enel Banat (- 406 min/an), Enel Dobrogea (- 391 min/an), Enel Muntenia (- 128 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 639 min/an (10 ore și 39 minute) în 2008, la 308 min/an (5 ore și 8 minute) în 2015, înregistrând o reducere de 331 min/an (5 ore și 31 minute). Se observă că E.ON Moldova a progresat cel mai mult (- 642 min/an), urmat de Enel Banat (-406 min/an), Enel Dobrogea (-391 min/an) și Electrica Transilvania Nord (-385 min/an).



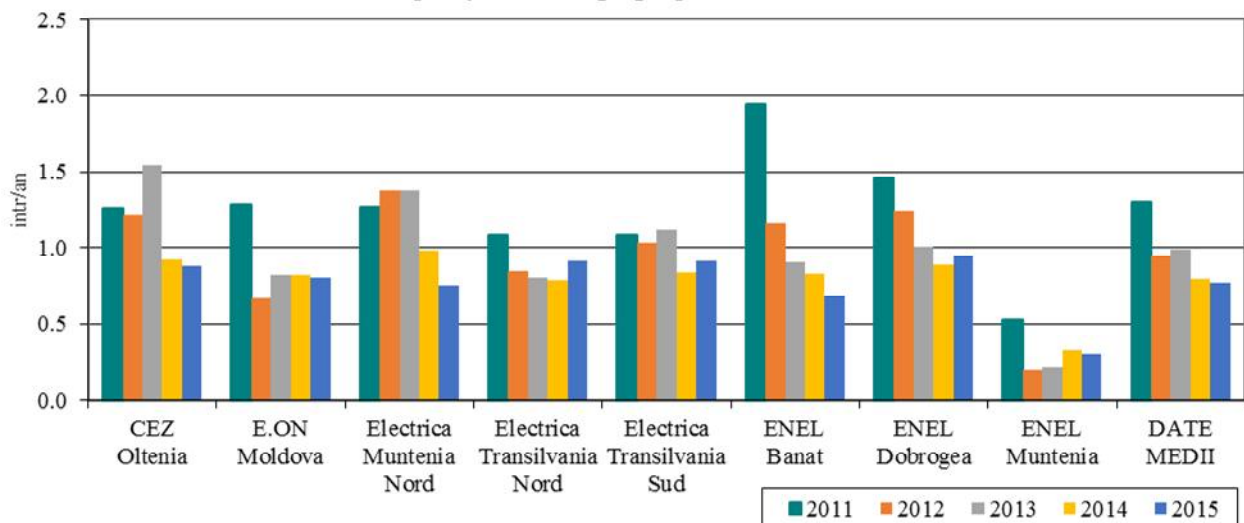
Valori agregate SAIDI, întreruperi planificate și neplanificate pe anul 2015



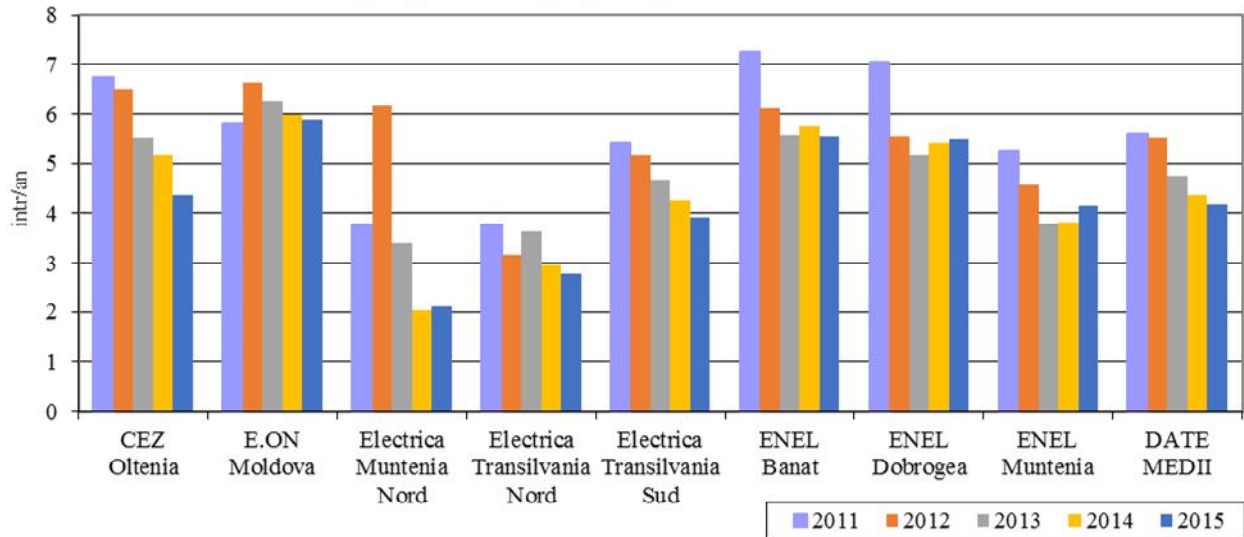
Valori agregate CAIDI, întreruperi planificate și neplanificate pe anul 2015



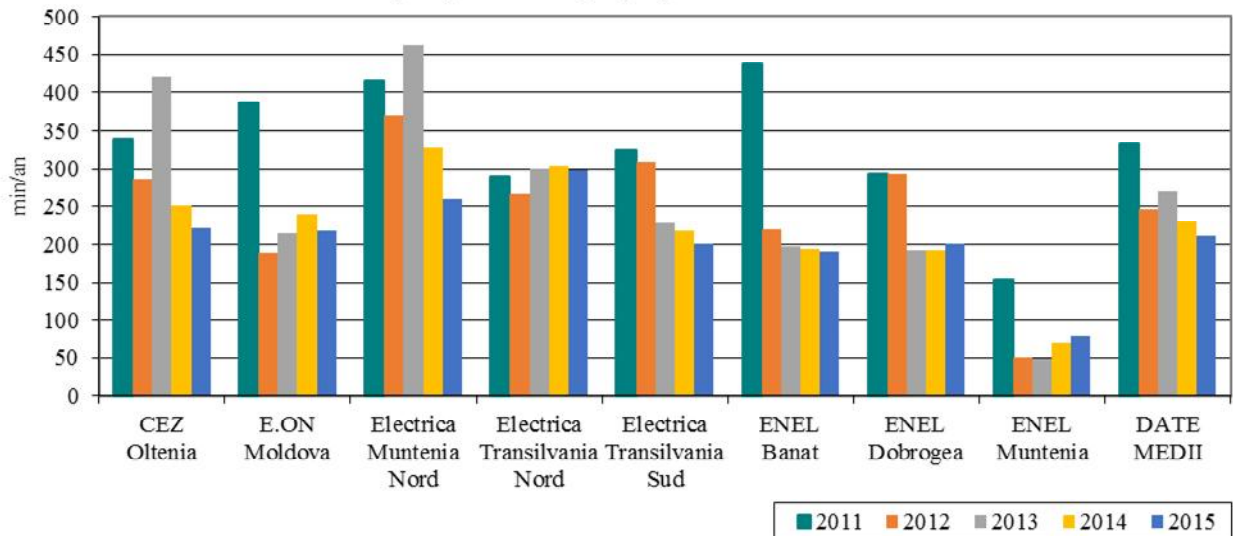
Comparatie SAIFI agregat planificat în anii 2011-2015



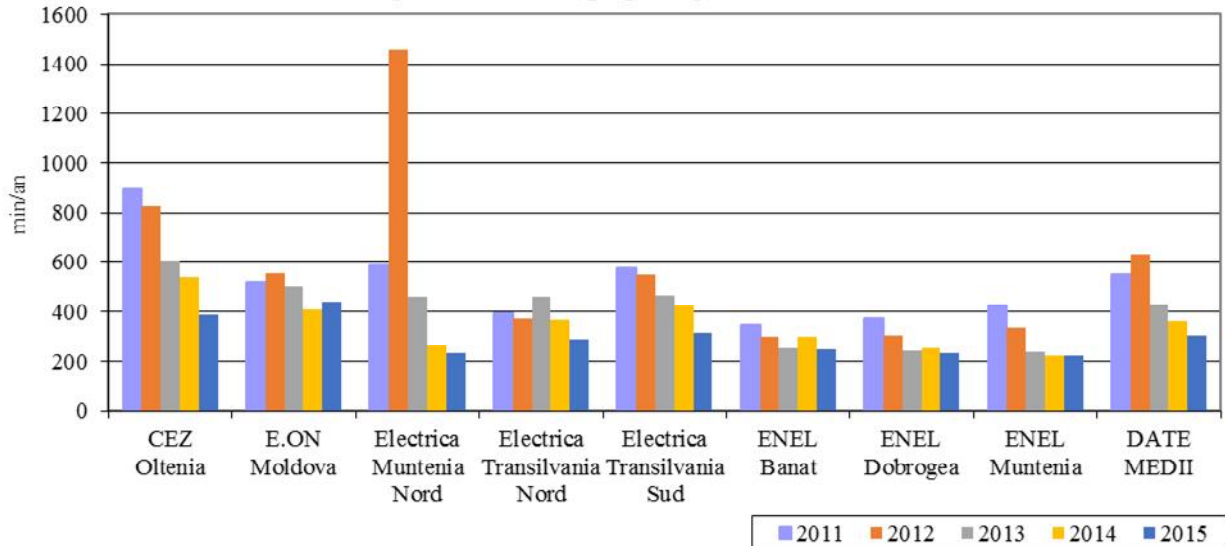
Comparație SAIFI agregat neplanificat în anii 2011-2015



Comparație SAIDI agregat planificat în anii 2011-2015



Comparatie SAIDI agregat neplanificat în anii 2011-2015



II.2.6. Indicatorul AIT la IT

Timpul mediu de întrerupere, AIT (Average Interruption Time), este un indicator mai general și mai sintetic decât SAIFI și SAIDI și se determină doar la tensiunea de 110 kV.

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 (la toate tensiunile: JT, MT, IT) din cauza incidentelor 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;

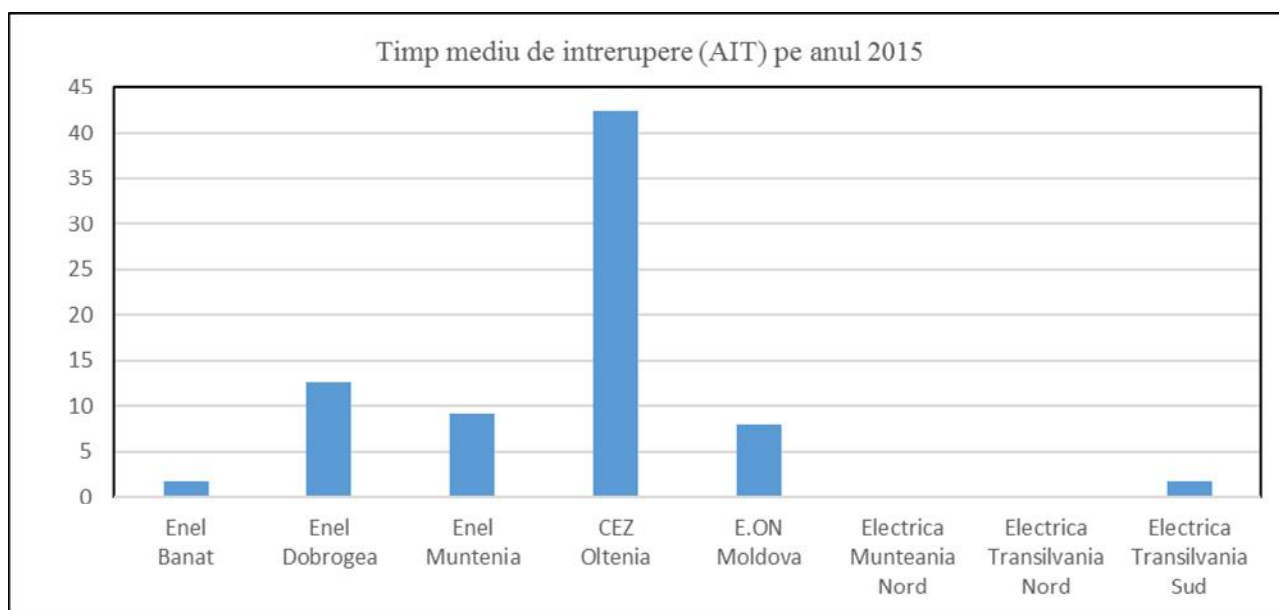
AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică (fără pierderile din rețeaua electrică) la nivelul OD, egal cu energia electrică distribuită anual;

Tabelul nr. 5

	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud
ENS [MWh]	13,45	85,72	120	140,29	64,9	0	0	18,19
AIT [min/an]	1.71	12,59	9,19	42,41	7,84	0	0	1,69

După cum se observă din diagrama de mai jos, valoarea AIT a variat între 1,69 min/an pentru Electrica Transilvania Sud și 42,41 min/an pentru CEZ Oltenia, cu o valoare medie pe țară de 9,43 min/an. Electrica Muntenia Nord și Electrica Transilvania Nord nu au avut întreruperi pe înaltă tensiune.

Se constată că incidentele la înaltă tensiune au o influență minimă asupra utilizatorilor.



II.3. CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea calității tehnice a energiei electrice, *Standardul* prevede că fiecare OD realizează monitorizarea acesteia într-un număr semnificativ de stații, cu ajutorul unor aparate/analizoare de calitate a energiei electrice adecvate. Acestea sunt echipamente dotate cu softuri specializate pentru analiza parametrilor de calitate a energiei electrice. 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 curenților (unda fundamentală și armonicile). Fiecare OD titular de licență cu contract de concesiune are sarcina de a monitoriza, în primul rând, stațiile în care există probleme privind calitatea energiei electrice.

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

Toate OD sunt dotate cu analizoare de calitate a energiei electrice fixe și portabile. Cea mai extinsă dotare o are E.ON Moldova, care deține peste 200 de aparate/analizoare fixe de clasă A, montate în toate stațiile de medie tensiune (cel puțin un aparat în fiecare stație), pe toate conexiunile cu alți operatori, pe liniile de interconexiune internaționale și pe insulele de consum (cazul în care se separă zone/insule de consum alimentate din Republica Moldova). Suplimentar, E.ON Moldova are analizoare mobile, tot de clasă A, pentru rezolvarea reclamațiilor primite de la utilizatori.

La CEZ Oltenia principala problemă o constituie depășirea limitelor normate de flicker pe termen lung în marea parte a stațiilor de MT analizate. De exemplu, s-au înregistrat depășiri în stațiile din zona Turnu Severin (Aeroport, Șantierul Naval), Craiova (Almaj, Prefabricate, Strehaiia), Slatina (Slatina-Nord, Corabia, Scornicești), Pitești (Argeș Sud, Pătroaia, Câmpulung, Electro-Argeș, Mozăceni, Rucăr, Topoloveni, Pitești Nord, Pitești Vest, FMEP), Alexandria (Preajba, Hârlești, Roșiori, Blejești), cu duratele cele mai mari privind înregistrarea fenomenului de flicker în stațiile Almaj (25 săptămâni), Rucăr (14 săptămâni), Câmpulung (11 săptămâni) și Șantier Naval (11 săptămâni).

La E.ON Moldova s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în mare parte din stațiile dotate cu analizoare de calitatea energiei, astfel: stația Burdujeni (3 săptămâni pentru U_{12} , o săptămână pentru U_{23} și 2 săptămâni pentru U_{31}), IMR (2 săptămâni pentru U_{12}), Negrești (9 săptămâni pentru U_{12} și 2 săptămâni pentru U_{31}), Rediu (6 săptămâni pentru U_{12} , 3 săptămâni pentru U_{31}).

La Electrica Muntenia Nord s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în o mare parte din stațiile dotate cu analizoare de calitatea energiei instalate, astfel: stația Buzău Sud (42 săptămâni), Găești (48 săptămâni), Tecuci (10 săptămâni), Focșani Nord (10 săptămâni).

La Electrica Transilvania Nord s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în stațiile Salonta (8 săptămâni), și Viișoara (14 săptămâni).

La ENEL Banat s-a înregistrat depășirea limitelor normate de flicker într-o serie de stații monitorizate, dintre care amintim: stația Buziaș (7 săptămâni), Satchinez (o săptămână), stațiile Deta și Gai.

Similar, la ENEL Dobrogea s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în stațiile monitorizate din care amintim Marmura (2 săptămâni), Slobozia Nord (23 săptămâni).

La ENEL Muntenia nu s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker.

Din aceste înregistrări se constată că perturbația/fenomenul de flicker se întâlnește în marea parte a țării.

În general, nu s-au înregistrat depășiri individuale la tensiunile armonice, la factorul total de distorsiune armonică și nici la factorul de nesimetrie/tensiuni de secvență negativă (fenomene caracteristice pentru regimul deformant sau dezechilibrat).

Ca excepții, există câteva cazuri de depășire a limitelor normate ale armonicilor în cazul stațiilor ENEL Dobrogea: Băneasa (depășiri în toate săptămânile analizate a limitei normate pentru armonica de grad 2, cu maximă de 94,1%) și Marmura (săptămâna 39 în care s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate pentru toate armonicile de tensiune). S-a înregistrat de asemenea depășirea armonicilor de grad 2 la stația Văcărești aparținând ENEL Muntenia în 3 săptămâni consecutive.

Factorul total de distorsiune interarmonică este în medie sub 1%. Deocamdată standardul european SR EN 50160 nu stabilește limite admisibile pentru acest fenomen. Deoarece experiența internațională privind acest fenomen este redusă, se recomandă continuarea investigațiilor.

Analizoarele de rețea monitorizează cu acuratețe toți parametrii din *Standard*, care este în concordanță cu SR EN 50160. La armonici (cu rangul 2 - 25), la factorul total de distorsiune armonică, este suficient să se precizeze numărul de săptămâni în care s-au înregistrat depășiri ale valorilor permise prin *Standard*, iar valoarea maximă să se consemneze numai dacă există depășiri (de ex. la armonica 12: 10 săptămâni de depășiri și valoarea maximă de 1,2%). În cazul ideal, un tabel în care la majoritatea rubricilor este consemnat "zero" indică faptul că nu au fost probleme și este mult mai intuitiv și pentru publicul larg, de nespecialiști.

O problemă deosebită referitoare la calitatea energiei electrice o reprezintă utilizatorii care pot introduce perturbații în rețea. În acest context, referitor la racordarea la RED, *Standardul* prevede că în cazul în care utilizatorul are receptoare care pot introduce perturbații în rețea, documentația completă pentru obținerea avizului tehnic de racordare presupune și prezentarea măsurilor luate de utilizator pentru limitarea perturbațiilor. Limitele admisibile pentru perturbații vor fi indicate de OD.

În acest sens, un instrument util este „Norma tehnică energetică pentru limitarea fluctuațiilor de tensiune, inclusiv a efectului de flicker, în rețelele electrice de transport și de distribuție”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2014.

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

II.4. CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

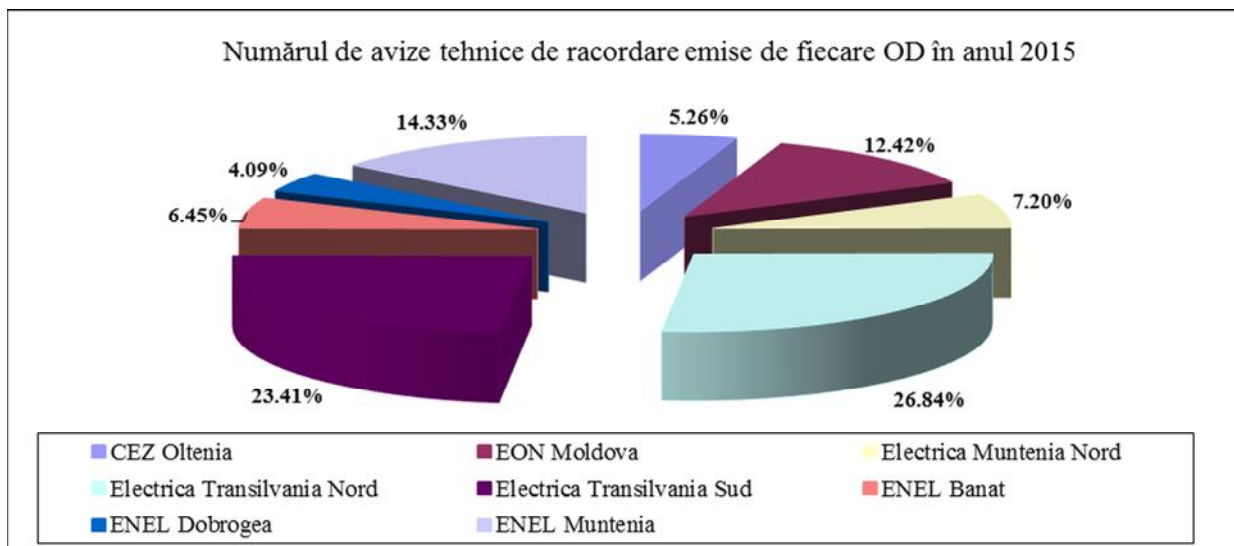
II.4.1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de cereri de avize tehnice de racordare (ATR) la rețeaua electrică de interes public în anul 2015 a fost de 208.670 (comparativ cu 360.578 în anul 2014). ATR nu s-au putut emite (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 2.584 solicitări, respectiv 1,24% din totalul solicitărilor. Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile (din cauza documentației incomplete, a diverselor necorelări temporale, cum ar fi emiterea certificatului de urbanism, fără eliberarea ulterioară a PUZ, etc.) a fost de 9.258, respectiv 4,4 % din totalul solicitărilor, în scădere față de anii anteriori (4,6% din total în anul 2014, 5% din total în anul 2013, 6,6 % din total în anul 2012, 14 % din total în anul 2011).

Numărul total de ATR emise în anul 2015 a fost repartizat pe OD astfel:

Tabelul nr. 6

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
Număr de ATR emise	10837	25603	14835	55310	48249	13296	8432	29524	206086
Procent din nr. total (%)	5,26	12,42	7,20	26,84	23,41	6,45	4,09	14,33	100



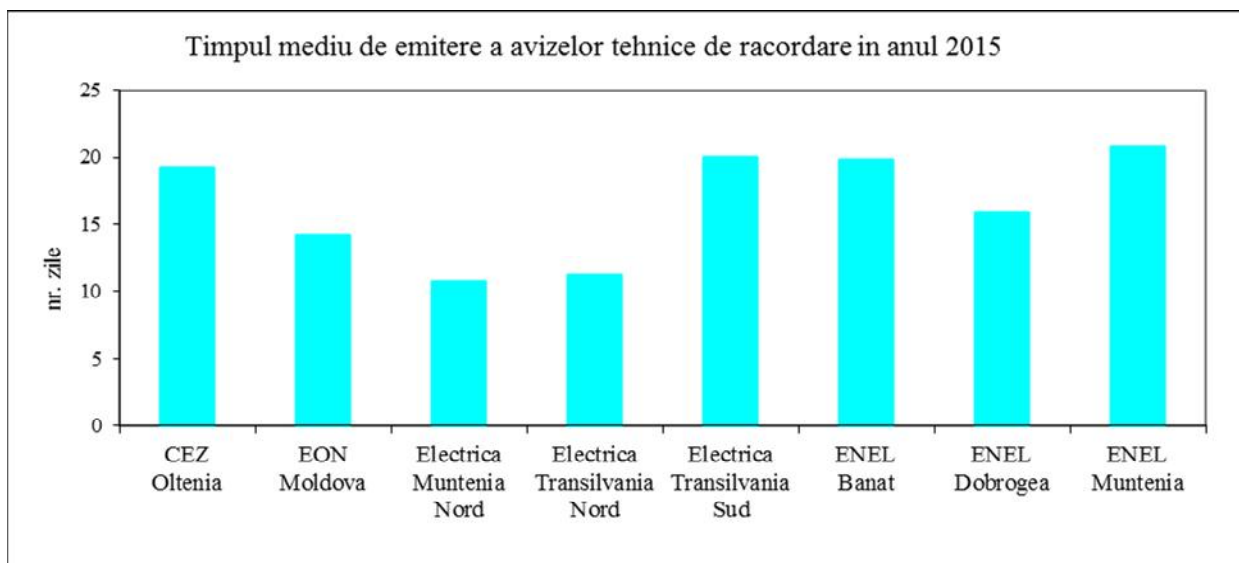
Numărul minim de ATR emise s-a înregistrat la ENEL Dobrogea (8.432), iar numărul maxim de ATR s-a înregistrat la Electrica Transilvania Nord (55.310).

Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare în anul 2015 a fost de 16,17 zile calculat la nivelul întregii țări, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 7

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
Număr de ATR emise	10837	25603	14835	55310	48249	13296	8432	29524	206086
Timpul mediu de emitere a ATR	19,14	14,23	10,73	11,28	20,00	19,81	15,93	20,72	16,17

Timpul mediu de emitere a ATR a avut o valoare minimă de 10,73 la Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare maximă de 20,72 zile la Enel Muntenia, respectând termenul din *Standard*, de 30 de zile calendaristice.



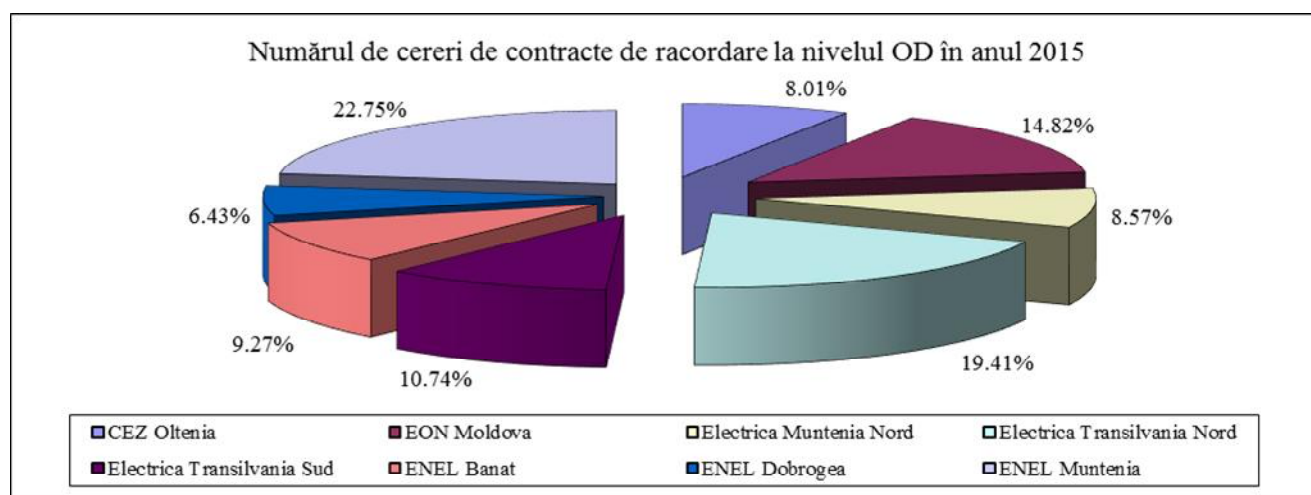
II.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de cereri de contracte de racordare în anul 2015 a fost de 112.789. Situația este prezentată în Tabelul nr. 6, pe tipuri de consumatori și OD.

Tabelul nr. 8

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE ȚARĂ
casnici JT	6871	12981	7238	14575	8248	6929	5470	21889	84201
mici consu-matori JT	1941	3328	2271	6854	3607	3247	1537	3447	26232
mari consu-matori JT	92	59	0	140	108	44	32	55	530
casnici MT	7	4	0	7	1	17	8	21	65
mici consu-matori MT	39	312	24	211	38	66	108	79	877
mari consu-matori MT	90	34	133	103	106	150	92	170	878
mari consu-matori IT	0	0	0	0	5	1	0	0	6
TOTAL	9040	16718	9666	21890	12113	10454	7247	25661	112789
Procent (%)	8,01	14,82	8,57	19,41	10,74	9,27	6,43	22,75	100

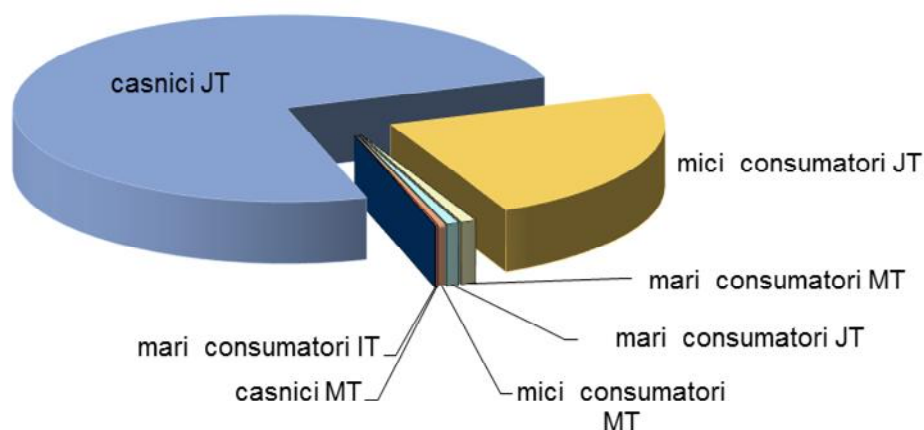
Procentul minim de cereri de contracte de racordare, pe toate tipurile de consumatori, este de 8,01% din numărul total de cereri, pentru CEZ Oltenia, iar procentul maxim este de 22,75% din total, pentru ENEL Muntenia.



În diagrama de mai jos se prezintă ponderea procentuală a cererilor de racordare pe categoriile de consumatori, la nivel de țară. Din diagramă se observă că principalele categorii de consumatori pentru care s-au primit cereri de contracte de racordare la nivelul întregii țări sunt:

- consumatori casnici de JT: 84.201, reprezentând circa 74,65 %;
- mici consumatori de JT: 26.232, reprezentând circa 23,26 %;
- alții: 2356, reprezentând 2,08%.

Ponderea cererilor de contracte de racordare, pe tipuri de consumatori în anul 2015



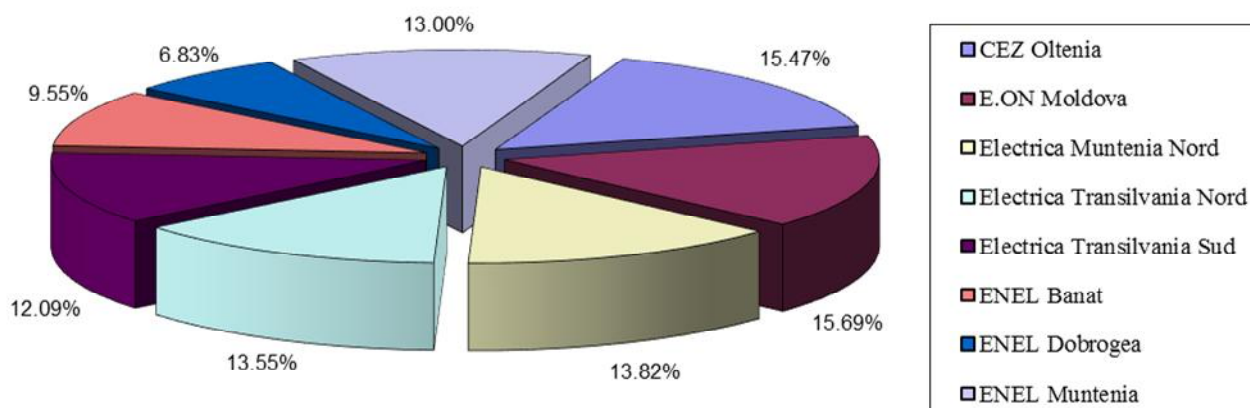
Repartizarea procentuală a numărului de cereri de contracte de racordare pe tipuri de consumatori și OD este prezentată în Tabelul nr. 9.

Tabelul nr. 9

Tip Consumator	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	MEDIE PE TARA
casnici JT	76,01	77,65	74,88	66,58	68,09	66,28	75,48	85,30	74,65
mici consumatori JT	21,47	19,91	23,49	31,31	29,78	31,06	21,21	13,43	23,26
mari consumatori JT	1,02	0,35	0,00	0,64	0,89	0,42	0,44	0,21	0,47
casnici MT	0,08	0,02	0,00	0,03	0,01	0,16	0,11	0,08	0,06
mici consumatori MT	0,43	1,87	0,25	0,96	0,31	0,63	1,49	0,31	0,78
mari consumatori MT	1,00	0,20	1,38	0,47	0,88	1,43	1,27	0,66	0,78
mari consumatori IT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,01	0,00	0,00	0,01

Ponderea cererilor de contracte de racordare pentru consumatorii casnici și micii consumatori la JT în cadrul OD este redată în diagrama de mai jos. Se observă că aceste categorii variază între 97,34% și 98,89% la nivel de OD și reprezintă circa 98 % la nivel de țară.

Numărul relativ de utilizatori, pe OD, în anul 2015



Numărul total de contracte de racordare încheiate a fost de 111.466 (din 112.789 cereri de contracte de racordare, cererile nefinalizate reprezentând cca. 1,18%).

Numărul de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 2342, respectiv 2,07 % din totalul numărului de solicitări.

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2015 a fost repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 10

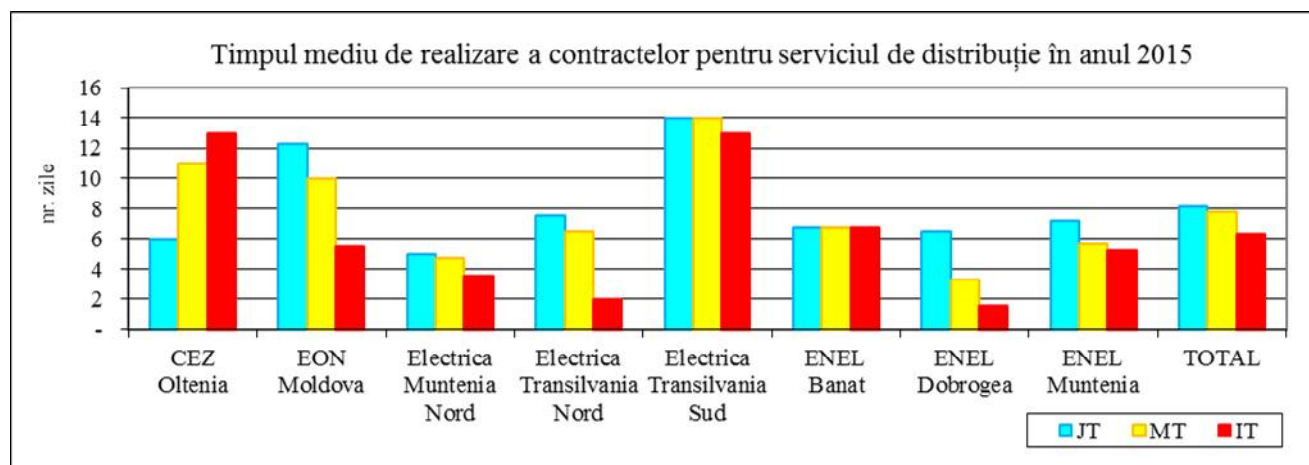
OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE ȚARĂ
Nr. contracte de racordare realizate	7.717	16.718	9666	21890	12113	10454	7247	25661	111.466
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	1,68	4,73	4,01	3,75	4,22	1,47	3,16	2	3,17

Contractele de racordare au fost încheiate într-un timp mediu de 3,17 zile calculat la nivelul întregii țări. Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare minimă de 1,47 zile la Enel Banat, respectiv o valoare maximă de 4,73 zile la E.ON Moldova, respectând termenul limită, de 10 zile calendaristice de la data înregistrării cererii, prevăzut în *Standard*.

II.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție în anul 2015 a fost de 187.723.

Timpul mediu pe țară privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 9,55 zile la JT, 8,07 zile la MT și 5,64 zile la IT, încadrându-se în termenul din *Standard* de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării cererii (însoțită de documentația completă). După cum se observă din diagrama de mai jos, toți OD au respectat *Standardul*.



II.4.4. Procesul de racordare

Durata medie și costul mediu al procesului de racordare are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 11

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL pe țară
Durata medie a procesului de racordare [zile] ¹⁾	137	113	99	83	128	111	119	103	109
Costul mediu de racordare [lei] ²⁾	3054	2130	4782	2892	3330	3819	3333	2664	3003

¹⁾ Durata medie a procesului de racordare, de la depunerea documentației complete, fără studiu de soluție, până la punerea sub tensiune a instalației de utilizare

²⁾ Cost mediu de racordare pe utilizator racordat, achitat operatorului de distribuție (tarif pentru emitere ATR + cost studiu de soluție + tarif de racordare);

Durata medie a procesului de racordare a avut o valoare de 109 zile la nivelul întregii țării, cu o valoare medie minimă de 83 zile la Electrica Transilvania Nord și o valoare medie maximă de 137 zile la CEZ Oltenia.

Costul mediu de racordare a fost de 3003 lei la nivelul întregii țări, cu o valoare medie minimă de 2130 lei la E.ON Moldova și o valoare medie maximă de 4782 lei la Electrica Muntenia Nord.

II.4.5. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare a fost de 2839. Numărul minim de reclamații referitoare la racordare s-a înregistrat la Electrica Transilvania Sud (15), iar numărul maxim la ENEL Muntenia (1791). Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare a fost de 8,97 de zile. La IT nu au fost reclamații. Toți OD au respectat termenul legal de 30 zile calendaristice pentru răspunsul la reclamații.

Tabelul nr. 12

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL pe țară
Nr de reclamații referitoare la racordare	16	123	85	40	15	417	352	1791	2839

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

Reclamațiile referitoare la tensiune se împart în două categorii, în funcție de complexitatea problemelor de măsurare:

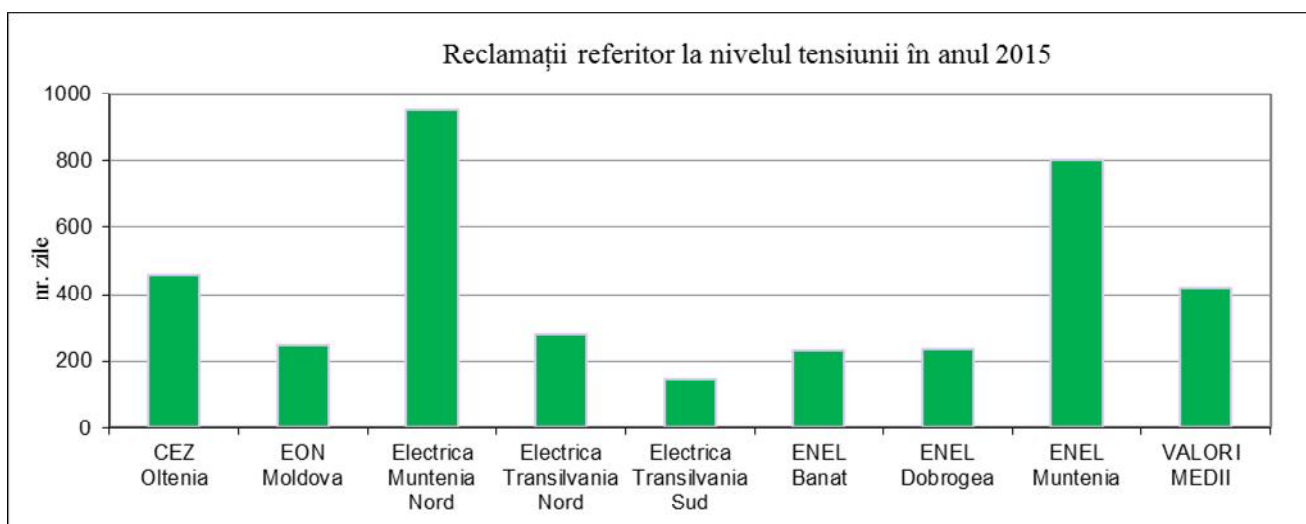
- nivelul tensiunii, pentru care termenul legal de răspuns este de 15 zile calendaristice;
- alți parametri ai tensiunii, pentru care termenul legal de răspuns este de 30 zile calendaristice.

Aceste diferențe de timp sunt necesare, deoarece nivelul (mărimea, modulul) tensiunii se poate măsura mai ușor, chiar dacă deseori este necesar un timp de minimum o săptămână pentru a surprinde valoarea de maxim sau de minim a tensiunii. Ceilalți parametri trebuie urmăriți un timp mai îndelungat și presupun utilizarea unor aparate complexe.

Numărul de reclamații referitoare la nivelul tensiunii, pentru toți consumatorii, a fost de 3352. Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Electrica Transilvania Sud (145), iar numărul maxim la Electrica Muntenia Nord (953).

Tabelul nr. 13

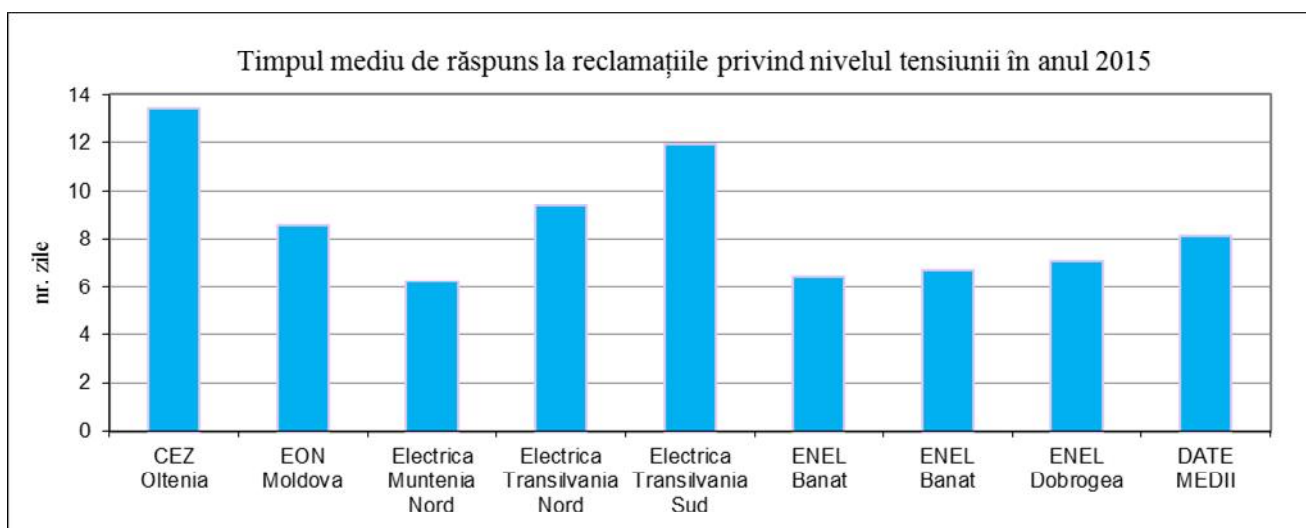
OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
Nr de reclamatii referitoare la nivelul de tensiune (toti cons.)	457	246	953	281	145	233	236	801	3352



Timpu mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la nivelul tensiunii a avut o valoare medie de 8,16 zile la nivelul întregii țări, înregistrându-se o valoare minimă de 6,24 zile la Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare maximă de 13,42 la CEZ Oltenia, respectând termenul limită, de 15 zile calendaristice, prevăzut în *Standard*..

Tabelul nr. 14

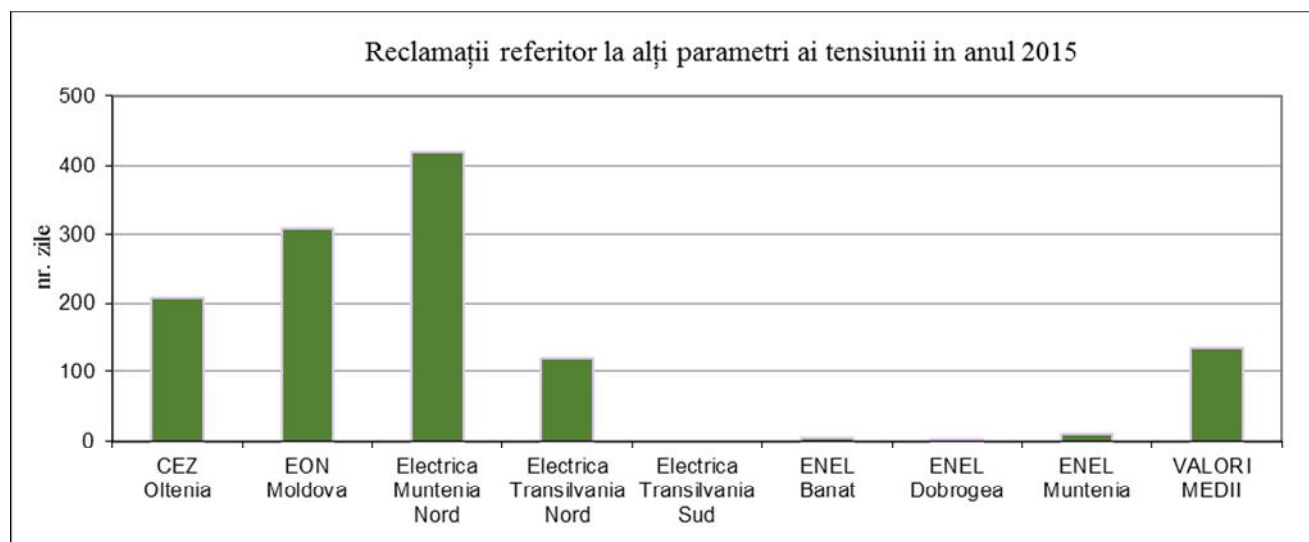
OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
Timpu mediu de raspuns la reclamatii referitoare la nivelul tensiunii	13,42	8,6	6,24	9,38	11,96	6,47	6,72	7,1	8,16



Numărul de reclamații referitoare la alți parametri ai tensiunii a fost mai redus, de 1075 la nivelul întregii țări. La Electrica Transilvania Sud nu s-au înregistrat reclamații referitoare la alți parametri ai tensiunii. Numărul maxim a fost înregistrat la Electrica Muntenia Nord (420), iar valoarea medie pe țară este de 117.

Tabelul nr. 15

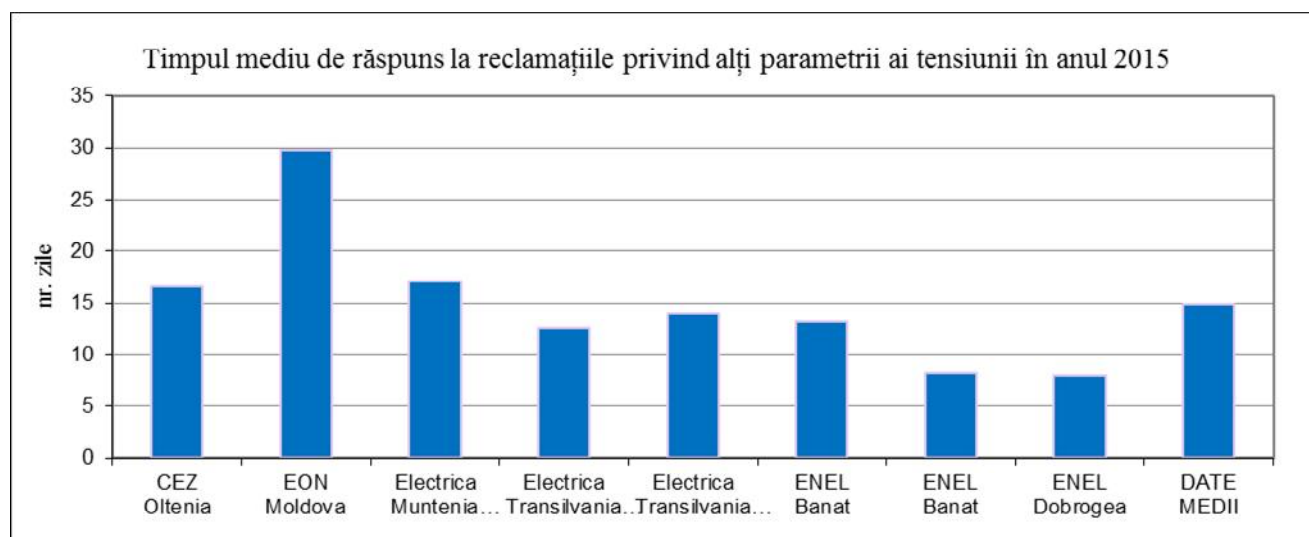
OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	MEDIE PE TARA
Numarul de reclamații referitoare la alti parametri ai tensiunii (toti cons.)	208	308	420	121	0	5	3	10	117



Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la alți parametri ai tensiunii a avut o valoare medie de 12,63 zile la nivelul întregii țări. Nu s-au înregistrat reclamații din această categorie la Electrica Transilvania Nord și Electrica Transilvania Sud. Valoarea maximă a timpului de răspuns la reclamații referitoare la alți parametri ai tensiunii a fost de 23 zile la Enel Dobrogea, încadrându-se în limita impusă de *Standard*, de 30 zile calendaristice.

Tabelul nr. 16

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
Timpul mediu de raspuns la reclamatii referitoare la alti parametri ai tensiunii	11,53	14,76	3,94	0	0	11	23	12,9	12,63



Din datele prezentate mai sus se observă că timpul mediu de răspuns, pentru reclamațiile privind nivelul tensiunii s-a încadrat în termenul legal de răspuns prevăzut de *Standard*, de 15 zile. De asemenea, timpul mediu de răspuns la reclamațiile privind alți parametri ai tensiunii a respectat termenul legal de 30 zile calendaristice prevăzut de *Standard*, chiar dacă problemele sunt mai greu de analizat.

Se menționează că *Standardul* oferă oricărui utilizator posibilitatea de a-și monta un analizor de calitate a energiei electrice, pe cheltuiala sa. În anumite condiții, precizate în *Standard*, indicațiile aparatului pot fi folosite în relațiile dintre OD și utilizator.

SECȚIUNEA III. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE

III. 1. STAREA TEHNICĂ A REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

I. CAPACITĂȚI ENERGETICE

La rețeaua electrică de transport sunt racordați un număr de 35 operatori economici, după cum urmează:

- 15 producători și consumatori de energie electrică: Alpha Wind S.R.L., CAS Regenerabile S.R.L., Complexul Energetic Oltenia S.A., Complexul Energetic Hunedoara S.A., Hidroelectrică S.A., Land Power S.R.L., Electrocentrale București S.A., Enel Green Power (Targusor 1 și Targusor 3), OMV Petrom S.A., Ovidiu Development S.R.L., Tomis Team S.R.L., Ventus Renew România S.R.L., Ialomița Power S.R.L. și Crucea Wind Farm S.R.L.;
- 2 producători, respectiv societățile S.N. Nuclearelectrică S.A. și S.N.G.N. RomGaz S.A.,
- 8 operatori de distribuție concisionari, respectiv societățile - CEZ Distribuție S.A., Enel Distribuție Muntenia S.A., Enel Distribuție Banat S.A., Enel Distribuție Dobrogea S.A., E.ON Distribuție România S.A., FDEE Electrică Distribuție Muntenia Nord S.A., FDEE Electrică Distribuție Transilvania Nord S.A., FDEE Electrică Distribuție Transilvania Sud S.A.;
- 10 clienți finali de energie electrică, respectiv societățile Alro S.A., COS Targoviște S.A., Combinatul Câmpia Turzii S.A., Arcelor Mittal Hunedoara S.A., SIAD Romania S.R.L., TMK Reșița S.A., Donasid S.A., Donalam S.R.L., Foto Distribuție S.R.L., Flavus Investiții S.R.L (operator de distribuție).

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. 1 și nr. 2.

Tabelul nr. 1 – Linii electrice de transport

Nr. Crt.	U [kV]	Total [km traseu]	
		2014	2015
1	750	3,1	3,1
2	400	4856	4856
3	220	3875,6	3875,6
4	110	40,4	40,4

Tabelul nr. 2 – Stații electrice de transport

Nr. Crt.	U [kV]	Număr stații	
		2014	2015
1	750	1	1
2	400	38	38
3	220	42	42

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

2. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

a) LEA:

Tabelul nr. 3 – Durata de funcționare a LEA

Perioada PIF	Tensiune (kV)/Lungime (km)			
	110	220	400	750
1960-1979	9	3726	3614	154
1980-1999	29	61	999	-
2000-2015	2,4	88	92	-

Din totalul LEA, 83,75% au anul punerii în funcțiune între anii 1960 și 1979, 14,17% între anii 1980-1999, iar cca. 2,08% după anul 2000.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani) și este prezentat în Tabelul nr. 4:

Tabelul nr. 4 – Gradul de utilizare a LEA

Grad de utilizare (%)	Perioada PIF/Tensiune (kV)	110	220	400	750
	1960-1979		100	91,1	90
1980-1999		57,1	46,2	67,9	60,42
2000-2015		4,2	4,2	65,8	-

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 5 – Durata de funcționare a transformatoarelor/autotransformatoarelor

Perioada PIF/Puterea aparentă trafo/AT (MVA)	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250
	1960-1979	7	22	1	10	3	-	1	47	1	8	-
1980-1999	1	8	-	14	2	2	-	7	18	2	-	2
2000-2015	1	3	-	1	2	-	-	27	12	17	2	-

Referitor la puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare, 34,55% a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 24,66% între anii 1980 și 1999, iar 40,79% după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani) și este prezentat în Tabelul nr. 6.

Tabelul nr. 6 – Grad de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor

Perioada PIF/Puterea aparentă (MVA)	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250
	1960-1979	100	100	100	100	100	-	100	100	100	100	-
1980-1999	75	100	-	100	100	100	-	100	94,67	100	-	100
2000-2015	20,83	31,25	-	-	35,41	-	-	27,33	25,35	38,48	50	-

3. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHNOLOGIZATE / NOI ÎN ANUL 2015

Tabel nr. 7 - Situația liniilor electrice re tehnologizate/noi

Nivel tensiune superioară	Lungime linii electrice (km)		Lungime linii electrice re tehnologizate (km)		Lungime linii electrice nou realizate (km)	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
750 kV	3,1	3,1	-	-	-	-
400 kV	4856	4856	-	-	-	-
220 kV	3875,6	3875,6	-	-	-	-
110 kV	40,4	40,4	-	-	-	-

Tabel nr. 8 - Situația stațiilor electrice de transport re tehnologizate/noi

Nivel tensiune superioară	Număr stații		Nr. stații electrice re tehnologizate		Nr. stații electrice nou realizate		Observații	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
750 kV	1	1	-	-	-	-	-	-
400 kV	38	38	1	1	-	-	Retehnologizare: Tulcea Vest 400/110/20 kV - et. 1	Retehnologizare: Tulcea Vest 400/110/20 kV - et. 2 - Extinderea stației 400 kV Cernavodă et. 1 - înlocuire bobine de compensare
220 kV	42	42	1	2	-	-	Retehnologizare: stație Barboși 220 / 110 kV	- Înlocuire trafo 25 MVA, 110/10 kV cu trafo de 40 MVA în stația Fundeni (220/110 kV) - Modernizare sistem control-protecție în stația 220/110/20 kV Tihău

În ultimii 5 ani au fost re tehnologizate un număr de 8 stații, după cum urmează:

- în anul 2011, stația Lacu Sărat - etapa 2;
- în anul 2012, stația Lacu Sărat - etapa 3 și stația Cetate;
- în anul 2013, stația Brașov și stația Mintia;
- în anul 2014 stația Tulcea Vest - etapa 1 și stația Barboși;
- în anul 2015 stația Tulcea Vest - etapa 2, extindere stație Cernavodă - et. 1, înlocuire trafo în stația Fundeni și modernizare sistem control-protecție în stația Tihău.

4. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

Tabelul nr. 9 – Gradul de realizare a programului de mentenanță în funcție de tipul mentenanței

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Majoră	RK	57	32
	RC	46	37
Minoră	-	87	64
Total		79	54

În anul 2015, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 54%, cel mai mare procent fiind cel aferent mentenanței minore, respectiv 64%.

Programul de mentenanță majoră (RK și RC) s-a realizat în proporție de 36%.

Tabelul nr. 10 - Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de instalații

	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Stații	89	65
LEA	67	41
Transformatoare/Autotransformatoare	77	65
Clădiri	52	44
Total	78	54

Valorile realizate în anul 2015 au fost mai mici decât cele programate din cauza dificultăților în obținerea avizelor de mediu, dificultăților în derularea procedurilor de contractare a lucrărilor, condițiilor meteorologice nefavorabile, dificultăților în realizarea contractelor de servicii de întreținere a culoarului de siguranță a LEA din gestiunea sucursalelor de transport.

5. PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ

În Tabelul nr. 11 și Tabelul nr. 12 sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil, precum și puterile instalate în centralele electrice.

Tabelul nr. 11 Structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil

(GWh)	12 luni 2014		12 luni 2015	
	brut	net	brut	net
Cărbune	18.126	15.828	18.345	16.207
Hidrocarburi	7.757	7.193	9.399	8.756
Nucleară	11.677	10.740	11.638	10.665
Hidro	18.951	18.646	16.622	16.546
Eoliană	6.199	6.138	7.062	6.993
Biomasă	514	506	529	522
Fotovoltaică	1.636	1.616	2.003	1.982
Geotermală	-	-	-	-
Total	64.860	60.667	65.598	61.671

Tabel nr. 12 Puterea instalată și puterea disponibilă, pe tipuri de centrale

Tip centrală	Putere instalată		Putere disponibilă	
	[MW]		[MW]	
	2014	2015	2014	2015
Cărbune	6555	6435	5718	5399
Hidrocarburi	5547	5575	4538	3931
Nucleară	1413	1413	1413	1413
Hidro	6709	6731	6368	6384
Eoliană	2953	2978	2944	2967
Biomasă	100	121	99	118
Fotovoltaică	1223	1301	1176	1262
Geotermală	0,05	0,05	0,05	0
Total	24500	24555	22256	21475

În Tabelul nr. 13 este prezentată evoluția producției și consumului de energie electrică în anul 2015, comparativ cu anul 2014. Se constată o ușoară creștere a valorilor aferente anului 2015 față de cele aferente anului precedent.

Tabelul nr. 13 Producția și consumul de energie electrică

	Producție brută (GWh)		Consum brut (GWh)		Consum net (GWh)	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Luna	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Ianuarie	5876	6226	5337	5551	4885	5023
Februarie	5163	5470	4890	4979	4632	4598
Martie	5362	5744	4951	5176	4581	4791
Aprilie	5034	5526	4594	4732	4247	4437
Mai	5041	4811	4492	4518	4142	4258
Iunie	4918	4311	4311	4450	3992	4202
Iulie	5346	4667	4667	4959	4310	4636
August	5386	4508	4508	4718	4164	4398
Septembrie	5134	4450	4450	4576	4152	4265
Octombrie	5833	4989	4989	4949	4639	4665
Noiembrie	5678	5142	5142	5019	4635	4634
Decembrie	6090	5409	5409	5242	4911	4847
Total an	64860	57740	57740	58869	53290	54754

Tabelul nr. 14. Puneri în funcțiune grupuri noi

Nr. crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi (MW)	Data PIF
1	CEE Vânători (Catalan Electric)	CEE	10	20.02.2015
2	CET Brazi (OMV Petrom TA3)	Recuperează energie termică de la TG1 si TG2 CET Petrobrazi	5,512	20.03.2015
3	Chimcomplex TG2	Motor cu ardere internă	9,8	01.05.2015
4	CHE Racovița (Hidroelectrică)	CHE - TH2	15,75	11.06.2015
5	CEF Urzicuța 1 (Solaria Green Energy)	CEF	7	06.11.2015
6	CEF Izvin (Urdel Energy)	CEF	6	16.10.2015
7	CET Bacău (Termoenergy Grup) TG4	Turbina cu gaz care va funcționa în centrala cu ciclu combinat împreună cu un cazan recuperator TA5	TG4 - 8,089 TG5 - 4,082	30.11.2015
8	CEC Reci (Holzindustrie Schweiglofer)	TA avînd combustibil biomasă	15	16.12.2015

unde: CET = Centrală Termoelectrică; CHE = Centrală Hidroelectrică;
 CEF = Centrală Electrică Fotovoltaică; CEE = Centrală Electrică Eoliană
 CEC = Centrală Electrică în Cogenerare

Tabelul nr. 15. Retrageri definitive din exploatare pe grupuri

Nr. crt	Denumire centrală	Tip centrală	Pi (MW)	Data PIF
1	CET Suceava (Termica Suceava)	C1, C2, TA1, TA2	2x50	03.08.2015

6. PRINCIPALELE EVENIMENTE ACCIDENTALE ÎN REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT

În data de **09.01 la ora 09:00**, ca urmare a condițiilor meteorologice nefavorabile (vânt puternic și viscol) și a ruperii unui descărcător (RVMK 750 kV), care a condus la ruperea conductorului activ pe faza T aferent LEA 400 kV Isaccea - Stupina, în stația 750 kV Isaccea au declanșat LEA 400 kV Isaccea - Stupina, LEA 400 kV Isaccea circ. 2 în stația Smârdan, CT 400 kV Tariverde, LEA 110 kV Medgidia - Rasova circ. 1 în stația CEE Peștera și CEE Cogealac, CEE Fântânele Vest, CEE Peștera, CEE Sălbatica 1 (3 turbine), CEE Sălbatica 2 (9 turbine). Au ramas fără tensiune bara 1A - 400 kV și bara 1 - 110 kV din stația Tariverde. La ora 09:10 s-a repus în funcțiune L 400 kV Isaccea circ. 2 în stația Smârdan. La ora 09:17 s-a repus în funcțiune LEA 110 kV Medgidia - Rasova circ. 1 în stația CEE Peștera și a început resincronizarea la SEN a CEE Peștera. În data de 10.01 la ora 21:56 s-a repus în funcțiune LEA 400 kV Isaccea - Stupina, după remedierea conductorului activ pe faza T în stația de 750 kV Isaccea.

Puterea redusă: 467,5 MW din care 225 MW - CEE Fântânele Vest, 181 MW - CEE Cogealac, 40 MW - CEE Peștera, 16 MW - CEE Sălbatica 2 și 5,5 MW - CEE Sălbatica 1.

În data de **15.03 la ora 10.54**, ca urmare a sustragerii de componente ale ancorelor la stâlpii 520 și 521 pe LEA 400 kV București Sud - Slatina și a căderii acestora, au declansat LEA 400 kV București Sud - Slatina. În data de 27.04 la ora 17:18 s-a repus în funcțiune LEA 400 kV București Sud - Slatina după înlocuirea stâlpilor nr. 520 și 521 cu stâlpi de intervenție, a conductoarelor active și de protecție și repararea varfului la stâlpul nr. 519. În data de 04.11 la ora 20:11 s-a repus în funcțiune L 400 kV București Sud - Slatina după înlocuirea stâlpilor nr. 520 și 521, cu stâlpi noi.

În data de **13.07 la ora 11:15**, în timpul lucrărilor programate pe LEA 400 kV București Sud - Gura Ialomitei, la înlocuirea ancorelor provizorii cu ancore definitive la stâlpii nr. 414 (stâlp tip PAS), stâlpul s-a prabusit la sol. În data de 11.09 la ora 12:15 s-a repus în funcțiune LEA 400 kV București Sud - Gura Ialomiței, după înlocuirea stâlpului nr. 414, cu un stâlp de intervenție. În data de 11.09, la ora 12:15 s-a repus în funcțiune LEA 400 kV București Sud - Gura Ialomiței, după înlocuirea stâlpului nr. 414.

7. PLANUL DE DEZVOLTARE A REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

Planul de dezvoltare a RET în perioada 2016 - 2025 cuprinde proiecte necesare pentru a păstra adecvarea rețelei, astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată, cu respectarea normelor tehnice în vigoare. Conform Planului se vor realiza două categorii de investiții:

- extinderea RET prin construcția de linii noi (aprox. 1000 km), creșterea capacității de transport a liniilor existente, extinderea stațiilor și creșterea capacității de transformare în stații;
- rețehnologizarea stațiilor existente.

Investițiile din Planul de dezvoltare a RET pe zece ani oferă suportul necesar pentru evacuarea, fără restricții majore, a puterii preconizate în CEE, presupunând aprox. 4200 MW instalați în CEE la nivelul întregii țări. În cazul în care se vor instala puteri mai mari, necesitățile de dezvoltare a rețelei vor fi mai mari, o influență decisivă având în acest sens localizarea geografică a noilor centrale.

De asemenea, prin realizarea unei anumite categorii de proiecte din Planul de dezvoltare, capacitatea de schimb la granițele de est, sud și vest ale SEN va crește semnificativ, permițând integrarea mai puternică a piețelor și creșterea securității alimentării consumului.

Totodată, prin anumite proiecte din Plan este urmărită asigurarea consumului la parametrii normali de calitate și siguranță.

III.2. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

III.2.1. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND ENEL DISTRIBUȚIE BANAT S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

Enel Distribuție Banat deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

A.1. Linii electrice de distribuție

Crt. Nr.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.706	6,3	2.713	2.705	8	2.713
2	MT(35/20/10/6kV)	10.285	2.362	12.647	10.285	2.434	12.719
3	JT (0,4 kV)	12.553	3.664	16.217	12.600	3.699	16.299
4	Branșamente	10.453	982	11.434	10.505	1.057	11.561

A.2. Stații electrice de transformare:

2014						2015							
Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾	
	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]		Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]
125	236	4.268.100	207	73.991	11	3.010	125	246	4.273.080	198	69607	8	1280

1) Transformator servicii interne 2) Transformator creare neutru

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	2014			2015		
	Număr	Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]
PT	7.836	7.673	2.081,67	7.942	7.700	2.088,85
PA	16	-	-	16	-	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LES+ LEA
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	
1	IT (110 kV)	2.713	înainte de 1960	502	înainte de 1960	-	18,49%
			1960-1979	1.493	1960-1979	2	55,11%
			1980-1999	686	1980-1999	4	25,45%
			2000-2015	24	2000-2015	2	0,95%
3	MT	12.719	înainte de 1960	1.490	înainte de 1960	241	13,62%
			1960-1979	7.595	1960-1979	1.150	68,75%
			1980-1999	1.033	1980-1999	559	12,51%
			2000-2015	167	2000-2015	484	5,12%
5	JT	16299	înainte de 1960	1682	înainte de 1960	398	12,76%
			1960-1979	6844	1960-1979	2010	54,32%
			1980-1999	1353	1980-1999	913	13,9%
			2000-2015	2721	2000-2015	378	19,01%

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. Peste jumătate din liniile de distribuție au fost puse în funcțiune între anii 1960 și 1980.

B.2. Stații electrice de transformatoare și de conexiuni:

Tip	Număr	PIF	Număr	Total
Stații de transformare	96 IT/MT și 29 MT/MT	înainte de 1960	4 IT/MT + 3 MT/MT	5,6%
		1960-1979	67 IT/MT + 11 MT/MT	62,4%
		1980-1999	23 IT/MT + 15 MT/MT	30,4%
		2000-2015	2 IT/MT	1,6%
Posturi de transformare	7.942	înainte de 1960	476	5,99%
		1960-1979	4581	57,68%
		1980-1999	1744	21,96%
		2000-2015	1141	14,37%
Puncte de alimentare	16	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	12	75%
		1980-1999	1	6,25%
		2000-2015	3	18,75%

Majoritatea stațiilor de transformare au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (2 stații de transformare noi, după anul 2000).

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE/NOI ÎN ANUL 2015:

C1. Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	2014						2015					
	Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rethnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime totală (km traseu)		Lungime linii rethnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.706	6	-	-	-	-	2.705	8	-	-	-	1,5
MT	10.285	2.362	65	6	15	20	10.285	2.434	70	-	39	34
JT (exclusiv bransamente)	12.553	3.664	47	0,80	-	-	12.600	3.699	89	-	50	30

C2. Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Capacitate energetică	2014			2015		
	Număr	Capacități energetice rethnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice rethnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	96 IT/MT și 29 MT/MT	7	-	96 IT/MT și 29 MT/MT	7	-
Posturi de transformare	7.836	119	7	7.942	18	106
Puncte de alimentare	16	-	1	16	-	-

În anul 2015 rethnologizările s-au realizat într-un procent foarte scăzut, sub 1 % pentru toate categoriile de instalații.

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizarea programului de mentenanță:

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	102	87
	MT	78	80
	JT	107	97
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	162	138
	MT	90	64
	JT	93	56

D.2. Realizarea programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	45	41
		MT	93	96
		JT	115	100
	LES	IT	-	-
		MT	55	91
		JT	86	88
	Posturi de transformare	MT/JT	86	55
	Puncte de alimentare	MT	-	-
	Stații de transformare	IT/MT	117	102
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	97	118
		MT	95	69
		JT	467	332
	LES	IT	131	200
		MT	-	-
		JT	40	17
	Posturi de transformare	MT/JT	55	26
	Puncte de alimentare	MT	15	3
	Stații de transformare	IT/MT	168	139

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În data de **20.01.2015**, în stația electrică Căprioara s-au produs declanșarea separatorului de bară 20 kV, strapungerea izolației în aer și a izolatoarelor de susținere a echipamentului. Numărul clienților afectați a fost de 6.623, cu puterea întreruptă de 9,1 MW, pe o durată de 84 minute.

În data de **12.05.2015** s-a produs ruperea unui conductor activ pe LEA 110 kV Hațeg-Hășdat și nefuncționarea protecțiilor în stația Hațeg, ceea ce a condus la afectarea unui număr de 11715 clienți și a 7 CHE, cu puterea întreruptă de 84 MW, pe o durată de 5 minute.

În data de **27.05.2015** în stația Calnic din cauza unui releu DY 901 defect în celula LEA MT, s-a produs o întrerupere în alimentarea cu energie electrică a unui număr de 5011 clienți, cu putere întreruptă de 2 MW, pe o durată de 24 minute.

În data de **5.06.2015** s-a produs deconectarea provocată de defectarea trafo 2 110/MT în stația Petroșani Sud, ceea ce a afectat un număr de 9338 clienți, cu puterea întreruptă de 3,6 MW, pe o

durată de 10 minute, în stația Petroșani CFR neselectivitatea protecțiilor aferente echipamentului asociat LEA 110 kV Petrila a provocat întreruperea unui număr de 13037 clienți, cu puterea întreruptă de 6,2 MW, pe o durată de 6 minute.

În data de **5.10.2015** un incident provocat de refuzul de declanșare a releului de timp, defect în celula LEA MT aferentă stației Simeria a condus la deconectarea trafo 1 – 110 kV/MT cu afectarea unui număr de 8565 clienți, cu puterea întreruptă de 16 MW, pe o durată de 6 minute.

În data de **3.11.2015**, în urma conturnării izolației în zona barelor de legătură între întreruptorul din celula de MT și barele de 10 kV a condus la deconectarea unui număr de 2568 clienți, cu puterea întreruptă de 8,4 MW, pe o durată de 11 minute.

În data de **10.12.2015**, în urma refuzului de declanșare PA 4 din stația Hunedoara Oraș, cauzat de un cablu defect între PA 4 și PT 95, corelat cu neselectivitatea protecțiilor trafo 2 110 kV/MT, a fost afectat un număr de 8263 clienți, cu puterea întreruptă de 10 MW, pe o durată de 10 minute.

III.2.2. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND ENEL DISTRIBUȚIE DOBROGEA S.A.

A. CAPACITATI ENERGETICE:

Enel Distribuție Dobrogea deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Crt. Nr.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.674	33	2.707	2.674	33	2.707
2	MT(35/20/10/6kV)	9.328	1.668	10.996	9.328	1.691	11.019
3	JT (0,4 kV)	8.303	2.399	10.702	8.349	2.406	10.755
4	Branșamente	11.087	1.824	12.911	11.167	1.850	13.017

A.2. Stații electrice de transformare:

2014							2015				
Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾ TCN ²⁾	
	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]		Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]
215	349	4.426.900	214	92.770	18	2.880	214	346	4.557.300	232	121.470

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	2014				2015	
	Număr	Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]
PT	5.893	5.998	2.177	5.937	6.028	1.992
PA	35	-	-	35	-	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LES+LEA
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	
1	IT (110 kV)	2.707	înainte de 1960	0	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	2.148	1960-1979	24	80,27%
			1980-1999	508	1980-1999	0	18,77%
			2000-2015	17	2000-2015	9	0,96%
3	MT	11.019	înainte de 1960	402	înainte de 1960	59	4,19%
			1960-1979	5.779	1960-1979	789	59,60%
			1980-1999	2.217	1980-1999	532	24,95%
			2000-2015	930	2000-2015	311	11,26%
5	JT	10.755	înainte de 1960	596	înainte de 1960	58	6,09%
			1960-1979	5.380	1960-1979	957	58,92%
			1980-1999	1.320	1980-1999	1.181	23,26%
			2000-2015	1.053	2000-2015	209	11,73%

B.2. Stații Electrice de transformatoare, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tip	Număr	PIF	Număr	Total
Stații transformare	120 IT/MT și 94 MT/MT	înainte de 1960	2	0,94%
		1960-1979	139	64,95%
		1980-1999	61	28,50%
		2000-2015	12	5,61%
Posturi de transformare	5.937	înainte de 1960	203	3,42%
		1960-1979	2.867	48,29%
		1980-1999	1.587	26,73%
		2000-2015	1.280	21,56%
Puncte de alimentare	35	înainte de 1960	-	0%
		1960-1979	9	25,71%
		1980-1999	8	22,86%
		2000-2015	18	51,43%

O mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (99%). Circa 89 % din liniile de MT și JT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000. Se constată existența unui număr redus de stații electrice de transformare realizate în ultimii 15 ani (12 stații de transformare, reprezentând 5,61%).

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE/NOI ÎN ANUL 2015:

C.1. Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	2014						2015					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LEA	LES	LEA	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.674	33	39	-	-	-	2674	33	58	-	-	-
MT	9.328	1.668	26	-	2,9	30,21	9328	1691	24	27	7	15
JT (exclusiv bransamente)	8.303	2.399	137	2	-	-	8349	2406	124	6	24	30

C.2. Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Capacitate energetică	2014			2015		
	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	215	3	0	214	14	-
Posturi de transformare	5.893	38	31	5.937	86	79
Puncte de alimentare	35	1	-	35	-	-

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizarea programului de mentenanță:

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	113	78
	MT	112	56
	JT	122	85
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	166	116
	MT	160	128
	JT	27	268

D.2. Realizarea programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	55	56
		MT	80	68
		JT	130	93
	LES	IT	49	62
		MT	174	80
		JT	102	61
	Posturi de transformare	MT/JT	127	8
	Puncte de alimentare	MT	11	12
Stații de transformare	IT/MT	124	80	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	55	56
		MT	181	148
		JT	175	543
	LES	IT	49	40
		MT	-	-
		JT	5	105
	Posturi de transformare	MT/JT	65	51
	Puncte de alimentare	MT	14	6
Stații de transformare	IT/MT	184	125	

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În data de **8.04.2015** a avut loc explozie la TC 110 kV din stația Năvodari, cu afectarea IO-110 kV și SL 110 kV. Numărul clienților afectați a fost de 9699, cu puterea totală întreruptă de 7 MW, pe o durată de 18 minute.

În data de **22.05.2015** s-a produs deteriorarea echipamentului IO-20kV + SB 6 kV aferente celulei LES 5808 din stația Medgidia Nord, cu dezvoltare de incendiu la cutia terminală a cablului

și afectarea barelor 6 kV, asociat cu defectarea a doua cabluri de MT 6 kV existente, racordate în stația Medgidia Nord. Numărul de clienți afectați a fost de 5.433, cu puterea totală întreruptă de 4 MW, pe o durată de 300 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de **10.06.2015** s-a produs defectarea transformatorului de curent CIRS-20 kV aferent celulei 20 kV TR din stația Sarinasuf, cu afectarea izolatorului bornă trafo și izolatori de trecere spre barele de MT. Numărul de clienți afectați a fost de 1744, cu puterea totală întreruptă de 1,4 MW, pe o durată de 79 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de **13.06.2015** s-a produs defectarea a două TC 110 kV aferente celulei 110 kV Slobozia Sud din stația Dragalina. Numărul de clienți afectați a fost de 3349, cu puterea totală întreruptă de 4,8 MW, pe o durată de 10 minute.

În data de **16.06.2015**, în condiții meteo deosebite (descărcări atmosferice de intensitate mare), s-a produs deteriorarea IO-20 kV și a dispozitivului de declanșare, aferente celulei LEA 9802 110 kV din stația 6 Martie. Numărul de clienți afectați a fost de 2034, cu puterea totală întreruptă de 0,5 MW, pe o durată de 258 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de **2.09.2015** s-a produs un incident cu cauză neidentificată la trafo 2 110 kV în stația Năvodari, ce a condus la afectarea unui număr de 6820 clienți, cu puterea totală întreruptă de 5,9 MW, pe o durată de 5 minute.

În data de **25.09.2015** s-a produs conturnarea izolației în celula MT a T 754 din stația Baba Novac, asociat cu amorsare de arc electric în zona bornelor superioare ale IO-20 kV aferent celulei LEA 2726. Numărul de clienți afectați a fost de 9211, cu puterea totală întreruptă de 4 MW, pe o durată de 43 minute.

În data de **13.12.2015** s-a produs refuzul de declanșare IO în urma deteriorării sistemului de declanșare a dispozitivului de acționare din celula LEA 20 kV Irigații din stația Slobozia Nord. Numărul de clienți afectați a fost de 9091, cu puterea totală întreruptă de 6,6 MW, pe o durată de 4 minute.

În aceeași data s-au produs perturbații asupra formelor de unda ale tensiunii homopolare și curenților homopolari secundari în stația Tulcea Oraș. Numărul de clienți afectați a fost de 14898, cu puterea totală întreruptă de 6,5 MW, pe o durată de 4 minute.

**III.2.3. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND
ENEL DISTRIBUȚIE MUNTENIA S.A.**

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

Enel Distribuție Muntenia deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Crt. Nr.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	922	229	1.151	922,3	242	1.164
2	MT(35/20/10/6kV)	2.722	8.634	11.355	2.655	8.700	11.355
3	JT (0,4 kV)	8.476	14.190	22.666	8.485	14.223	22.708
4	Branșamente	5.689	5.421	11.110	5.700	5.496	11.196

A.2. Stații electrice de transformare:

2014							2015						
Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾	
	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]		Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]
66	162	4.566.200	128	27.535	82	13.120	67	164	4.613.200	127	26.300	27	13.015

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	2014				2015	
	Număr	Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]
PT	7.751	7.598	3.420,85	7.957	7.737	3.486,119
PA	191	261	137,816	189	257	136,676

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr. crt.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES
			PIF	Lungime (km Traseu)	PIF	Lungime (km Traseu)	
1	IT (110 kV)	1.151,3	înainte de 1960	124	înainte de 1960	4,5	11,02%
			1960-1979	621	1960-1979	101	62,06%
			1980-1999	173	1980-1999	57	19,76%
			2000-2015	4	2000-2015	79	7,16%
3	MT	11.355,2	înainte de 1960	-	înainte de 1960	48	0,42%
			1960-1979	897	1960-1979	2.336	28,44%
			1980-1999	1.136	1980-1999	4.591	50,39%
			2000-2015	622	2000-2015	1.736	20,75%
5	JT	22.708	înainte de 1960	-	înainte de 1960	33	0,15%
			1960-1979	1.700	1960-1979	6.270	35,10%
			1980-1999	3.132	1980-1999	6.104	40,67%
			2000-2015	3.651	2000-2015	1.818	24,08%

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

Referitor la liniile MT și JT, circa 21%, respectiv 24% au fost puse în funcțiune în ultimii 15 ani.

B.2. Stații Electrice de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații de transformare	67 IT/MT	înainte de 1960	7	10,45%
		1960-1979	38	56,72%
		1980-1999	14	20,90%
		2000-2015	8	11,94%
Posturi de transformare	7.957	înainte de 1960	75	0,94%
		1960-1979	2.108	26,49%
		1980-1999	2.805	35,25%
		2000-2015	2.969	37,31%
Puncte de alimentare	189	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	11	5,82%
		1980-1999	134	70,90%
		2000-2015	44	23,28%

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI ÎN ANUL 2015:

C1. Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	2014						2015					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii rethnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii rethnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	922	229	60	-	-	12	922	242	8	3	-	13
MT	2722	8633	77	10	2	20	2655	8700	91	57	9	78
JT (exclusiv bransamente)	8476	14190	101	49		2	8485	14223	117	125	7	35

C2. Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Capacitate energetică	2014			2015		
	Număr	Capacități energetice rethnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice rethnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	66	5	-	67	8	1
Posturi de transformare	7751	100	40	7957	84	206
Puncte de alimentare	191	2	-	189	13	-

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizare program mentenanță:

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	64	103
	MT	104	136
	JT	99	101
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	131	89
	MT	142	118
	JT	9	3

D2. Realizare program mentenanță pe categorii de lucrări:

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	84	130
		MT	65	39
		JT	87	78
	LES	IT	86	79
		MT	114	166
		JT	106	122
	Posturi de transformare	MT/JT	48	17
	Puncte de alimentare	MT	202	90
	Stații de transformare	IT/MT	42	125
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	6	63
		MT	189	1314
		JT	271	117
	LES	IT	25	33
		MT	137	87
		JT	6	2
	Posturi de transformare	MT/JT	66	36
	Puncte de alimentare	MT	133	24
	Stații de transformare	IT/MT	159	99

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În data de **15.01.2015** s-a produs ruperea unui izolator tip VKLS la stâlpul 15 din LEA 110 kV CET Vest - Militari 1, care a condus la declanșări multiple pe 110 kV. Numărul de clienți afectați a fost de 69.448, cu puterea totală întreruptă de 52 MW, pe o durată de 15-81 minute și realimentare eșalonată.

În data de **20.01.2015** s-a produs un refuz de declanșare provocat de releu tip DV 901 defect la celula PA 1180B din stația Drumul Taberei. Numărul de clienți afectați a fost de 16000, cu puterea totală întreruptă de 10 MW, pe o durată de 11 minute.

În data de **3.04.2015** s-a produs defect trifazat pe partea MT a transformatorului 2 – 110 kV/20 kV din stația Mihai Bravu. Numărul de clienți afectați a fost de 6980, cu puterea totală întreruptă de 11 MW, pe o durată de 4 minute.

În data de **13.04.2015** s-a produs defectarea LES 110 kV Salaj-Drumul Taberei, care a dus la declanșări multiple pe 110 kV a trafo 1, 110 kV/20 kV din stația Sălaj. Numărul de clienți afectați a fost de 39700, cu puterea totală întreruptă de 24 MW, pe o durată de 92 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de **6.05.2015** în urma acțiunii unor persoane neautorizate asupra LES 110 kV Filaret - Grozăvești, urmată de declanșări multiple la 110 kV adiacent pe fondul unor disfuncționalități ale

protecțiilor din stația Filaret. Numărul de clienți afectați a fost de 14505, cu puterea totală întreruptă de 7 MW, pe o durată de 4 minute.

În data de **7.05.2015** în urma lucrărilor mecanizate realizate de terți a fost afectat cablul LES 110 kV Grozăvești-Radu Zane. Numărul de clienți afectați a fost de 14500, cu puterea totală întreruptă de 20 MW, pe o durată de 29 minute, cu realimentarea eșalonată a acestora.

În data de **3.09.2015** s-a constatat existența unor relee intermediare cu bobine întrerupte aferente celei trafo, respectiv celula MT feeder Semănătoarea + PA 1840 care au trebuit să fie înlocuite. Au fost afectați 8458 clienți, cu puterea totală întreruptă de 9 MW, pe o durată de 7 minute.

În data de **15.09.2015**, în urma lovirii accidentale a LES 10 kV între PA2505 și T2504, cumulat cu defect pe bobina de reactanță în celula PA2505 din stația 110 kV Obor au fost afectați 46239 clienți, cu puterea totală întreruptă de 26 MW, pe o durată de 39 minute, cu realimentare eșalonată.

În data de 23.10.2015 s-a produs un defect intern la reductorul de curent tip CIRSO-10 kV - 2x75/5/5A, faza R, la celula 10 kV nr. 9 din stația Drumul Morarilor. Numărul de clienți afectați a fost de 9576, cu puterea totală întreruptă de 23 MW, pe o durată de 70 minute, cu realimentare eșalonată.

III.2.4. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND CEZ DISTRIBUȚIE S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE

CEZ Distribuție SA deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Crt. Nr.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	5.414	25	5.439	5.379	25	5.404
2	MT(35/20/10/6kV)	19.277	2.213	21.490	19.246	2.251	21.497
3	JT (0,4 kV)	23.009	4.786	27.795	23.027	4.867	27.894
4	Branșamente	20.228	10.408	30.636	20.259	10.496	30.755

A.2. Stații electrice de transformatoare:

2014							2015						
Nr. Stații 110kV /MT și MT/MT	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾	
	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]		Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]
143	271	6.035	112	31	163	50	143	271	6070	112	50,86	164	118,61
60	108	272	-	-	-	-	60	111	315,72	-	-	-	-

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	2014			2015		
	Număr	Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]
PT	10284	10828	2859	10241	10841	2920
PA	82	72	65	82	113	63,56

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	
1	IT (110 kV)	5439	înainte de 1960	0	înainte de 1960	0,40	0,01%
			1960-1979	3220	1960-1979	14	59,84%
			1980-1999	1577	1980-1999	0	29,17%
			2000-2015	582	2000-2015	11	10,98%
3	MT	21497	înainte de 1960	259	înainte de 1960	16	1,28%
			1960-1979	14302	1960-1979	1000	71,18%
			1980-1999	3228	1980-1999	665	18,11%
			2000-2015	1457	2000-2015	569	9,43%
5	JT	27894	înainte de 1960	314	înainte de 1960	66	1,36%
			1960-1979	11016	1960-1979	2225	47,47%
			1980-1999	7166	1980-1999	2051	33,04%
			2000-2015	4330	2000-2015	526	18,13%

B.2. Stații de transformare, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Capacitatea energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații de transformare 110 kV	143	înainte de 1960	3	2,1%
		1960-1979	97	67,83%
		1980-1999	42	29,37%
		2000-2015	1	0,7%
Posturi de transformare	10.284	înainte de 1960	154	1,50%
		1960-1979	5.452	53,24%
		1980-1999	2.197	21,45%
		2000-2015	2.438	23,81%
Puncte de alimentare	82	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	27	32,93%
		1980-1999	17	20,73%
		2000-2015	38	46,34%

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI:

C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	in anul 2014						in anul 2015					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii retehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii retehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	5.414	25	0	0	0	0	5379	25	0,294	0	0	0
MT	19.277	2.213	81	0	0,7	29	19246	2251	19	1,3	4	40
JT (exclusiv brașamente)	23.009	4.786	77	0	18	13	23027	4876	93	0,12	14	201

C.2 Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare

Capacitate energetică	în anul 2014			în anul 2015		
	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	143	5	0	143	5	0
Posturi de transformare	10284	62	22	10241	427	74
Puncte de alimentare	82	0	0	82	0	0

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	101,63	95,76
	MT	101,30	102,94
	JT	109,32	104,89
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	105,14	112,07
	MT	110,05	80,25
	JT	110,79	109,27

D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	119,96	102,74
		MT	108,42	104,75
		JT	107,91	104,87
	LES	IT	95,97	-
		MT	84,43	105,31
		JT	122,91	104,77
	Posturi de transformare	MT/JT	94,25	105,31
Puncte de alimentare	MT	-	-	
Stații de transformare	IT/MT	98,49	100,24	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	83,37	112,08
		MT	99,28	5,67
		JT	112,58	139,63
	LES	IT	-	-
		MT	5,30	0,36
		JT	116,17	141,75
	Posturi de transformare	MT/JT	111,70	44,90
Puncte de alimentare	MT	-	-	
Stații de transformare	IT/MT	106,33	19,62	

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În data de **11.01.2015** s-a produs un defect pe LES 20 kV STE 25-111 - PTCZ Siloz Miroși, derivație din linia LEA 20 kV Costești-Ungheni. Numărul de clienți întrerupți a fost de 4994, cu puterea totală întreruptă de 0,11 MW, pe durata de 150 minute.

În data de **31.01.2015** s-a produs un incident pe LEA 20 kV Drăgășani-Pesceana, ISNS spart, conductor căzut la sol, între stâlpii nr. 149-151. Numărul de clienți întreruși a fost de 6297, cu puterea totală întreruptă de 0,56 MW, pe durata de 230 minute.

În data de **6.02.2015**, în condițiile de viscol puternic, s-a produs ruperea de conductoare la stâlpul nr. 247 ax LEA 20 kV Caracal V - Caracal N. Numărul de clienți întreruși a fost de 5919, cu puterea totală întreruptă de 0,61 MW, pe durata de 19 ore și 34 minute.

În data de **7.02.2015** s-a produs defectarea transformatorului 20/0,4 kV aferent PTA 4023 Uda Clocociov din linia 20 kV Turnu Măgurele-Olteanca. Numărul de clienți întreruși a fost de 7562, cu puterea totală întreruptă de 0,08 MW, pe durata de 17 ore și 2 minute.

În data de **6.03.2015** din cauza unor copaci aplecați pe conductoare pe LEA 20 kV Mozăceni-Recea au fost afectați 3467 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,08 MW, pe durata de 3 ore și un minut.

În data de **13.03.2015** din cauza unor contacte imperfecte la cușitul SS 4.4.734 de la stâlpul 389 din linia LEA 20 kV Dragomirești - Irigații ALH au fost afectați 5819 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,64 MW, pe durata de 4 ore și 22 minute.

În data de **5.04.2015** a fost deconectă LEA 20 kV Podari - Bratovoiești din cauza unui incident la stâlpul 290. Au fost afectați 6159 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,88 MW, pe durata de o oră și 26 minute.

În data de **28.04.2015**, în urma producerii unui defect trecător (vijelie în zonă) s-a produs deconectarea liniei LEA 20kV Icoana-Costești. Au fost afectați un număr de 3622 clienți, cu o putere totală întreruptă de 0,79 MW, pe o durată de 9 minute.

În data de **5.05.2015**, în urma unui accident rutier a fost doborât stâlpul 8 al racordului 20 kV PT Belot din linia 20 kV Breasta-Botoșești Paia. Au fost întreruși 4555 clienți, cu o putere totală întreruptă de 0,06 MW, pe durata de 6 ore și 15 minute.

În data de **7.05.2015** în urma unor fenomene meteorologice deosebite (vijelie și ploaie torențială) s-a produs un defect trecător pe LEA 20 kV Vâlcele-Mușetești, care a afectat un număr de 3521 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,74 MW, pe durata de 58 minute.

În data de **20.05.2015** în urma daunelor produse de un terț pe LES 20 kV PT310-PT368, pe linia LES 20 kV Craiova Sud - PT 310 au fost întreruși 3651 clienți, cu puterea totală instalată de 1,37 MW, pe durata de 44 minute.

În data de **4.06.2015** s-a produs spargerea izolatorului ISNS și căderea conductorului pe consolă la stâlpul nr. 144 din LEA 20 kV Poiana Lacului - Vedea. Au fost afectați 5259 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,19 MW, pe durata de 3 ore și 42 minute.

În data de **11.06.2015**, în condiții meteorologice deosebite (furtună cu descărcări) s-a produs un defect pe LEA 20 kV Vânju Mare - Botoșești Paia. Au fost întreruși 6029 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,35 MW, pe durata de 10 minute.

În data de **11.06.2015** în urma unui defect trecător a fost deconectată LEA 20 kV Videle-Drăgănești. Au fost întrerupți 4018 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,03 MW, pe durata de 3 ore și 6 minute.

În data de **18.06.2015** s-a produs un defect al CTI aferent PT431 pe linia LES 20 kV Craiova Centru - PT 712. Au fost întrerupți 4801 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,60 MW, pe durata a 58 minute.

În data de **11.07.2015** în urma afectării SL 24-53 (creangă dusă de vânt) de pe linia LEA 20 kV Aref- Tratare Cerbureni au fost afectați 7920 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,33 MW, pe durata de o oră și 23 minute.

În data de **19.07.2015** în urma conturnării unui izolator la stâlpul nr. 8 de pe linia LEA 20 kV Horezu-Copăcenii, racordul 20 kV Firijba, au fost afectați 5422 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,21 MW, pe durata de 13 ore și 11 minute.

În data de **22.07.2015** în condiții meteorologice deosebite (furtuni cu descărcări electrice) în zona LEA 20 kV Schitu-Stâlpenii, au fost afectați 5413 clienți, cu o putere totală întreruptă de 1,18 MW, pe durata de 13 minute.

În data de **1.08.2015** au fost deteriorați descărcătorii PTA 20/0,4 kV Valea Muierii de pe LEA 20 kV Moflești-Melinești. Au fost întrerupți 4834 clienți, cu o putere totală întreruptă de 0,71 MW, pe durata de 3 ore și 22 minute.

În data de **11.08.2015** s-a produs un defect la abonatul CHEMP Novaci 3 de pe LEA 20 kV Cărbunești - Novaci care a condus la deconectarea a unui număr de 8673 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,82 MW, pe durata de 46 minute.

În data de **19.08.2015** în condiții meteo deosebite (viitură pe râul Doamnei) s-a produs aplecarea stâlpului portal nr. 296, cu spargerea izolatorului ISNS pe LEA 20 kV Mioveni - Domnești. Au fost întrerupți 2248 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,46 MW, pe durata de 4 ore și 57 minute.

În data de **7.09.2015** în urma defectării unui transformator de curent STC 25-60 pe LEA 20 kV Pitești Sud - Mozăceni au fost afectați 4432 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,56 MW, pe durata de 2 ore și 13 minute.

În data de **12.09.2015** în urma conturnării unui descărcător pe faza R la SD stp. 1 (12-252), intrare în PCZ 7 Filiași, pe linia LEA 20 kV Filiași - Almaj, au fost întrerupți 5284 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,16 MW, pe durata de 6 ore și 20 minute.

În data de **25.09.2015** în urma doborârii accidentale a stâlpului 25 A - intrare în PTCZ Poșta Poiana Mare, de pe linia LEA 20 kV Basarabi - Poiana Mare, au fost întrerupți 5762 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,22 MW, pe durata de 35 minute.

În data de **12.10.2015** în urma spargerii unui izolator vârfar la stâlpul 246 pe LEA 20 kV Măgura - Vitănești au fost afectați 4242 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,18 MW, pe durata de 6 ore și 58 minute.

În data de **21.10.2015** din cauza alunecărilor de teren care au produs înclinarea stâlpului nr .70 de pe LEA Horezu - Costești, au fost afectați 9608 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,22 MW, pe durata de 6 ore.

În data de **22.11.2015** din cauza unui izolator de întindere ITFS înclinat la stâlpul 9 al LEA 20 kV Breasta - Brabova au fost afectați 3834 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,34 MW, pe durata de 4 ore și 43 minute.

În data de **13.12.2015** din cauza CTE defectă, aferentă cablului 20 kV ieșire din stație spre LEA 20 KV Roșiori - Beuca, au fost afectați 3669 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,78 MW, pe durata de 2 ore și 17 minute.

III.2.5. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND E.ON DISTRIBUȚIE ROMÂNIA S.A.

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Crt. Nr.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.688	3	2.691	2.688	3	2.691
2	MT(35/20/10/6kV)	14.238	3.477	17.715	14.243	3.487	17.730
3	JT (0,4 kV)	24.585	7.956	32.541	24.602	7.979	32.581
4	Bransamente	22.269	3.988	26.257	22.347	4.123	26.470

A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. Stații 110kV /MT și MT/MT	2014						2015						
	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾	
	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]		Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]
133	235	4.031.000	168	60.118	81	82.100	133	227	3.943.200	249	150.310	13	10.320

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	2014			2015		
	Număr	Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]
PT	10.902	11433	2958,42	10.946	11626	2.971,18
PA	111	127	30,3	111	127	30,30

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	
1	IT (110kV)	2691	înainte de 1960	42	înainte de 1960	-	1,56%
			1960-1979	1.661	1960-1979	-	61,72%
			1980-1999	967	1980-1999	-	35,93%
			2000-2015	18	2000-2015	3	0,78%
3	MT	17730	înainte de 1960	148	înainte de 1960	-	0,83%
			1960-1979	10.492	1960-1979	1.109	65,43%
			1980-1999	2.811	1980-1999	1.330	23,36%
			2000-2015	792	2000-2015	1.049	10,38%
5	JT	32581	înainte de 1960	189	înainte de 1960	166	1,09%
			1960-1979	12.793	1960-1979	3.231	49,18%
			1980-1999	8.244	1980-1999	3.669	36,56%
			2000-2015	3.376	2000-2015	913	13,16%

B.2. Stații de transformare, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații de transformare 110 kV	133	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	53	39,85%
		1980-1999	74	55,64%
		2000-2015	6	4,51%
Posturi de transformare	10946	înainte de 1960	-	0,00%
		1960-1979	3.598	32,87%
		1980-1999	5.309	48,50%
		2000-2015	2.039	18,63%
Puncte de alimentare	111	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	81	72,97%
		1980-1999	27	24,32%
		2000-2015	3	2,70%

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI

C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	în anul 2014						în anul 2015					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.688	3	3	-	-	-	2.689	3	6	0	0	0
MT	14.238	3.477	52	10	4	24	14.243	3.487	126	11	4	11
JT (exclusiv brașamente)	24.585	7.956	441	0,9	57	21	24.602	7.979	296	4	17	22

C.2 Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare

Capacitate energetică	în anul 2014			în anul 2015		
	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice rețehnologizate* (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	133	250	-	133	77	-
Posturi de transformare	10.902	278	44	10.946	131	44
Puncte de alimentare	111	-	3	111	-	-

* înlocuire echipamente existente cu echipamente noi, cu parametri funcționali superiori

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	104	57
	MT	94	96
	JT	75	108
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	119	111
	MT	84	102
	JT	60	94

D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	140	33
		MT	76	74
		JT	70	107
	LES	IT	-	-
		MT	801	128
		JT	40	117
	Posturi de transformare	MT/JT	82	114
Puncte de alimentare	MT	44	432	
Stații de transformare	IT/MT	101	157	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	102	99
		MT	25	51
		JT	10	61
	LES	IT	-	-
		MT	-	-
		JT	15	22
	Posturi de transformare	MT/JT	30	53
Puncte de alimentare	MT	-	-	
Stații de transformare	IT/MT	109	119	

Nota:

- în categoria mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale) au fost incluse lucrările de reparații accidentale;
- pe categorii de instalații lipsesc lucrările de mentenanță la echipamentele de măsurare (înlocuire contoare și revizii contoare)
- în cadrul programului de mentenanță minoră (revizii tehnice RT) majoritare sunt lucrările de revizii în stațiile de transformare: din total realizări în anul 2014, RT Stații reprezintă 90 %, iar în anul 2015 reprezintă 85%.

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În data de **16.01.2015**, în condiții meteo normale, a declanșat celula 110 kV Trafo-2 din stația 220/110/20 kV Munteni (operator Transelectrica). Numărul de consumatori afectați a fost de 14 513, pentru o perioadă de 27 de minute. Energie nelivrată a fost de 4,54 MWh.

În data de **19.02.2015**, în condiții meteo normale, barele de MT din ST Roman Oraș din județul Neamț au rămas fără tensiune timp de 1 oră și 30 minute. Numărul de consumatori afectați a fost de 7 483. În urma ruperii accidentale a LES 20 kV PT 21 – PT 193 Roman a fost afectat distribuitorul LES 20 kV Roman Oraș - PT 79. Au fost afectați 371 clienți pentru o perioadă de 7 ore și 18 minute. S-a produs un defect monofazat cu punere la pământ rapid evolutiv în trifazat, care a condus la declanșarea întrerupătorului din celula 20 kV PT 79 din ST Roman Oraș, respectiv Trafo 2-25 MVA 110/20 kV. Au fost deteriorate următoarele echipamente: întreruptor tip IO 24 kV 630 A din celula 20 kV PT 79, circuitele secundare aferente protecțiilor, semnalizărilor și de comandă; LES 20 kV PT 201-PT 193 Roman – cablu tip A2YSY. Energia nelivrată a fost de cca. 5,15 MWh.

În data de **31.07.2015**, în condiții meteo deosebite (informare meteorologică privind fenomenele meteorologice periculoase) s-a produs un incident, pentru o perioada de 7 ore și 6 minute, pe LEA 20 kV Roman Laminor – Cucu. Numărul de consumatori afectați a fost de 11.143. Au fost deteriorați izolatorii în axul LEA 20 kV. Energia totală nelivrată a fost de 2,15 MWh.

În data de **26.08.2015**, în condiții meteo normale, barele de MT din ST Gherăiești din județul Bacău au rămas fără tensiune în urma incendiului de la Trafo-2 16 MVA 110/20 kV și celula 20 kV, cu refuz de declanșare trafo și linie MT (consum 5,5 MW). Numărul total de consumatori afectați a fost de 10 667, pentru o perioada de 17 ore și 10 minute. Urmare a incidentului s-au produs declanșări în stațiile adiacente și au rămas fără tensiune stațiile: Bacovia (4 MW, 49 min.), Partizanu (6,2 MW, 49 min.), Filipești (3 MW, 17 min), Roman Vest (1,6 MW, 17 min), în Roman Laminor LEA 110 kV Roman Vest –Filipești în rezerva caldă la schema normală, Mărgineni (4 MW, 17 min), Girleni (CHE Girleni, putere produsă 6 MW, 29 min), Lilieci (putere produsă 6 MW, 58 min). Totalul energiei nelivrate a fost de 50,3 MWh (în stațiile adiacente: ST Bacovia ≈ 3,13 MWh, ST Partizanu ≈ 5,1 MWh, ST Filipești ≈ 0,85 MWh, ST Mărgineni ≈ 1,13 MWh, ST Roman Vest ≈ 0,45 MWh)

În data de **24.09.2015**, în condiții meteo normale s-a produs un scurtcircuit polifazat pe linia electrică LEA 20 kV Podu Iloaiei- Predmet 1, în dreptul stâlpului 22, ce a provocat declanșarea trafo-1, 16 MVA din stația Podu Iloaiei, prin protecție de gaze. Barele de MT din ST Podu Iloaiei din județul Iași au rămas fără tensiune timp de 44 minute. Numărul de consumatori afectați a fost de 10 196. Energie totală nelivrată a fost de 0,3 MWh.

**III.2.6. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND
FDEE ELECTRICA DISTRIBUȚIE MUNTENIA NORD S.A.**

A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.148	15	2.164	2.148	15	2.164
2	MT(35/20/10/6kV)	12.587	3.622	16.209	12.517	3.321	15.838
3	JT (0,4 kV)	19.992	6.256	26.248	20.049	6.263	26.312
4	Branșamente	23.720	2.112	25.832	23.848	2.119	25.967

A.2. Stații electrice de transformare:

2014							2015						
Nr. Stații 110kV /MT și MT/MT	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾	
	Nr.	S total [MVA]	Nr.	S total [MVA]	Nr.	S total [MVA]		Nr.	S total [MVA]	Nr.	S total [MVA]	Nr.	S total [MVA]
216	381	5.429,32	22	13,22	235	141,24	216	262	5111	22	13,22	235	141,24

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	2014			2015		
	Număr	Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]
PT	9808	10317	3.098	9890	10479	3.022
PA	227	0	-	235	0	-

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	
1	IT (110 kV)	2164	înainte de 1960	217	înainte de 1960	-	10,04%
			1960-1979	1.619	1960-1979	9	75,24%
			1980-1999	305	1980-1999	-	14,10%
			2000-2015	7	2000-2015	6	0,62%
3	MT	15838	înainte de 1960	1.129	înainte de 1960	110	7,83%
			1960-1979	7.876	1960-1979	2.025	62,51%
			1980-1999	3.235	1980-1999	642	24,48%
			2000-2015	277	2000-2015	544	5,18%
5	JT	26312	înainte de 1960	412	înainte de 1960	129	2,05%
			1960-1979	10.393	1960-1979	3.253	51,86%
			1980-1999	5.962	1980-1999	1.867	29,75%
			2000-2015	3.283	2000-2015	1.015	16,33%

B.2. Stații de transformare, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații transformare	216	înainte de 1960	11	5,09%
		1960-1979	143	66,21%
		1980-1999	55	25,46%
		2000-2015	7	3,24%
PT	9890	înainte de 1960	202	2,04%
		1960-1979	5098	51,55%
		1980-1999	2926	29,59%
		2000-2015	1664	16,82%
PA	235	înainte de 1960	1	0,44%
		1960-1979	91	40,09%
		1980-1999	16	7,05%
		2000-2015	127	52,42%

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHNOLGIZATE:

C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	2010-2014						2015					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii re tehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii re tehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.148	15	105.14 ¹⁾		10	2	2148	15	4.46 ²⁾	-	-	-
MT	12.587	3.622	123	59	96	132	12.517	3.321	13	11	15	10
JT (excl. bransam.)	19.992	6.256	667	40	425	66	20.049	6.263	89	2	57	7

- 1) Lungimea de 105,144 km, din care 42,144 km reprezintă înlocuire de conductor și izolație, iar 63km reprezintă înlocuire de izolație
 2) Înlocuire izolație 2015

C.2 Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare

Capacitate energetică	2010-2014			2015		
	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	216	18	2	216	3*	-
Posturi de transformare	9.808	286	385	9.890	170	81
Puncte de alimentare	227	29	36	235	-	9

- *) stația electrică 110/20kV Liești - re tehnologizată integral
 stația electrică 110/20kV Tătărani - celula MT re tehnologizată parțial
 stația electrică 110/20kV Mărașești - celula MT re tehnologizată parțial

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	123,38	94,52
	MT	124,89	107,00
	JT	117,49	128,28
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	62,59	122,34
	MT	64,47	124,73
	JT	82,80	97,10

D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	112,68	42,61
		MT	102,84	76,62
		JT	70,41	120,51
	LES	IT	0	0
		MT	118,23	211,77
		JT	110,33	164,29
	Posturi de transformare	MT/JT	95,05	25,92
	Puncte de alimentare	MT	25,75	98,84
Stații de transformare	IT/MT	72,28	106,18	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	8,52	81,56
		MT	661,46	122,06
		JT	258,05	97,80
	LES	IT	0	0
		MT	3.107,00	119,87
		JT	106,72	94,43
	Posturi de transformare	MT/JT	384,58	126,98
	Puncte de alimentare	MT	283,58	138,85
Stații de transformare	IT/MT	276,02	122,72	

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În cursul anului 2015 rețelele electrice de distribuție din cadrul FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord au fost afectate de fenomene meteo deosebite în următoarele perioade:

- perioada 11.01. ÷ 06.02.2015;
- perioada 02.03. ÷ 06.04.2015 - alunecări de teren;
- perioada 04.06. ÷ 11.10.2015 - furtuni, ploaie și vânt puternic;
- perioada 11.11. ÷ 23.12.2015.

În perioadele **11.01÷06.02.2015** și **11÷23.12.2015** au avut loc fenomene meteorologice deosebite și anume intensificări ale vântului în rafală de 50÷60 km/h, depuneri de chiciură, în majoritatea județelor în care sunt amplasate rețele electrice de distribuție aflate în gestiunea FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord S.A.

Aceste fenomene meteorologice deosebite au afectat linii electrice de înaltă și de medie tensiune parțial, prin: ruperi de stâlpi, ruperi de conductoare, ruperi de izolatoare.

În perioada **11.01÷06.02.2015** a fost afectată LEA 110 kV Urleasca - Bordei Verde ca urmare a ruperii conductorului de protecție. Pe linia electrică de MT care alimentează o parte din zona municipiului Sinaia s-a produs ruperea unui stâlp MT, rămânând nealimentate cu energie electrică 36 locuri de consum (3575,56 kWh).

Tot în această perioadă, datorită ninsorii abundente, a fost afectată linia electrică aeriană de MT care alimentează localitatea Găgeni, rămânând nealimentate 63 locuri de consum (900 kWh).

În perioada **02.03.2015 ÷ 05.04.2015** din cauza alunecărilor de teren survenite din cauza ploilor de lungă durată au fost afectate:

- la SDEE Buzău au rămas fără energie electrică 14 locuri de consum deoarece circuitul de JT prin care se realizează alimentarea acestora a fost afectat de alunecări de teren;
- la SDEE Ploiești LEA 20 kV Pleasa 2 a fost indisponibilă între SS 5 și SS 6 deoarece stâlpii nr. 115 și 121 au fost ruși din cauza unei alunecări de teren (700 kWh).

În perioada **27.11. ÷ 29.11.2015** a fost afectată LEA 110 KV Valea Calugărească - Urziceni 3 (izolator tip VKLS rupt pe faza T și conductor cazut pe consolă). Pe partea de MT și JT au fost afectate parțial următoarele linii electrice:

- la SDEE Ploiesti LEA 20 kV Cheia și Potigrafu, 21 PT-uri, 4 localități (Pucheni, Fânari, Pietroșani, Puscași) și 2568 clienți (384,86 kWh);
- la SDEE Galați, LEA 20 kV Nicorești cu 5 PT, 4 localități (Piscul Corbului, Coasa, Hulești, Moara Poiana) și Stația Pompe Apă și 200 abonați (6569,88 kWh)
- la SDEE Focșani, LEA 20 kV Andreășu, Soveja, Prisaca Nereju cu 97 PT, 6 localități (Andreășu, Negrilești, Tulnici, Vrâncioaia Nereju și Naruja) cu 5900 clienți nealimentați cu energie electrică (147509,84 kWh).

III.2.7. STAREA TEHNICĂ A REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND FDEE ELECTRICA DISTRIBUȚIE TRANSILVANIA SUD S.A.

A. CAPACITATI ENERGETICE:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	3.175	29	3.204	3.166	41	3.207
2	MT(35/20/10/6kV)	10.214	3.274	13.487	10.382	3.303	13.685
3	JT (0,4 kV)	14.642	5.652	20.294	14.720	5.523	20.242
4	Branșamente	16.460	1.765	18.225	17.206	2.430	19.636

A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. Stații 110kV /MT și MT/MT	2014						2015						
	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI		TCN	
	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]		Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]
103	213	4.018	172	122	75	60	106	217	4138,90	207	168,104	29	14,31

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	Număr	2014		2015		
		Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]
PT		8.378	2.499		8.524	2533,844
PA		178	26		195	26,02

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	
1	IT (110 kV)	3.207	înainte de 1960	448	înainte de 1960	-	13,97%
			1960-1979	1.953	1960-1979	8	61,14%
			1980-1999	765	1980-1999	-	23,86%
			2000-2015	0,038	2000-2015	33	1,03%
3	MT	13.685	înainte de 1960	3.707	înainte de 1960	731	32,43%
			1960-1979	4.290	1960-1979	1.082	39,25%
			1980-1999	1.491	1980-1999	871	17,26%
			2000-2015	895	2000-2015	618	11,05%
5	JT	20.242	înainte de 1960	2.313	înainte de 1960	996	16,35%
			1960-1979	7.147	1960-1979	2.201	46,18%
			1980-1999	2.947	1980-1999	904	19,02%
			2000-2015	2.312	2000-2015	1.421	18,44%

B.2. Stații de transformare, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații Transformare	106	înainte de 1960	11	10,38%
		1960-1979	64	60,38%
		1980-1999	18	16,98%
		2000-2015	13	12,26%
Posturi de Transformare	8.524	înainte de 1960	870	10,21%
		1960-1979	3.332	39,09%
		1980-1999	1.947	22,84%
		2000-2015	2.375	27,86%
Puncte de alimentare	195	înainte de 1960	12	6,15%
		1960-1979	54	27,69%
		1980-1999	45	23,08%
		2000-2015	84	43,08%

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI:

C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	2014						2015					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	3.175	29	146	-	-	2	3.166	41	284*	-	-	14
MT	10.214	3.274	276	82	149	339	10.383	3.303	445	28	265	358
JT (exclusiv brașamente)	14.642	5.652	880	79	300	502	14.720	5.523	316	65	290	454

Nota: S-au luat în considerare capacitățile energetice rețehnologizate sau noi, realizate în perioada 2010 – 2015.

C.2 Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare

Capacitate energetică	2010-2014			2015		
	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	103	8	5	106	8	7
Posturi de transformare	8.378	797	1.046	8524	1064	1128
Puncte de alimentare	178	29	45	195	32	52

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	100,53	100,43
	MT	100,70	96,49
	JT	84,51	88,99
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	99,02	98,26
	MT	108,31	287,72
	JT	108,80	123,28

D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	99,00	99,00
		MT	85,70	90,49
		JT	82,29	100,31
	LES	IT	100,00	100,00
		MT	102,22	103,35
		JT	91,79	102,65
	Posturi de transformare	MT/JT	103,40	63,82
Puncte de alimentare	MT	24,79	32,11	
Stații de transformare	IT/MT	101,00	101,00	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	98,90	96,00
		MT	275,15	107,59
		JT	106,95	113,05
	LES	IT	100,00	100,00
		MT	46,66	0,00
		JT	139,78	178,35
	Posturi de transformare	MT/JT	73,34	475,07
Puncte de alimentare	MT	130,65	-	
Stații de transformare	IT/MT	99,00	98,70	

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În data de **21.01.2015**, ca urmare a defectării LES 20 kV Reghin - Oraș pe porțiunea între PT 2 și stâlpul.nr. 72, s-a produs declanșarea I 20 kV și I 110 kV a Trafo1 110/20 kV din stația 110/20 kV Reghin și rămânerea fără tensiune a secției 1 de bare 20 kV, fiind întreruptă o putere de 5 MW timp de 13 minute, energia nelivrată fiind de 1083 kWh.

În data de **29.01.2015**, ca urmare a conturnării izolatoarelor de trecere interior-exterior din celula 20 kV Trafo 2 110/20 kV și amorsarea unui arc electric, s-a produs declanșarea Trafo 1 110/20 kV prin

protecția maximală de curent temporizată și rămânerea fără tensiune a barelor 1 și 2, 20 kV din stația 110/20 kV Lupșa. Au fost utilizatori nealimentați din stația 110/20 kV Lupșa, fiind întreruptă o putere de 1 MW timp de 21 minute și 1b MW timp de 41 de minute (corespunzătoare liniilor 20 kV SPI circuitele 1 și 2), energia nelivrata fiind de 1033,33 kWh.

În data de **08.10.2015**, pe durata efectuării unor lucrări de înlocuire de echipamente și a funcționării pe bara de transfer 110 kV ca și cuplă de transfer, în timpul manevrelor de revenire la schema normală cu LEA 110 kV Iernut circuitul 1 în funcțiune, s-a produs ruperea unui izolator ceramic de susținere al SBTf LEA 110 kV Iernut circuitul 1 din stația 110/20 kV Târnăveni și amorsarea unui arc electric, corelată cu declanșarea eronată, prin protecție de distanță, a I 110 kV CC 1 110 kV, datorată unei defecțiuni a releului de timp RTpa-5 din circuitele secundare ale protecției. Nefuncționarea corectă a automatizării AAR între Trafo 4 și Trafo 5 110/20 kV din stația 110/20 kV Târnăveni, respectiv neanclanșarea I 110 kV și I 20 kV Trafo 5 110/20 kV prin schema AAR și rămânerea fără tensiune a barelor 1 și 2, 20 kV din stație, s-a datorat unui contact imperfect în șirul de cleme din cutia MOP al I 110 kV, Trafo 4 110/20 kV, fiind întrerupt astfel circuitul prin care se verifică/confirmă poziția deconectat/declanșat al I 110 kV, Trafo 4 110/20 kV.

Au fost utilizatori nealimentați din Stația 110/20 kV Târnăveni, fiind întreruptă o putere de 6,2 MW timp de 2 minute, energia nelivrată fiind de 206,67 kWh.

În data de **13.05.2015**, în stația 110/20/6 kV Târgu Mureș s-a produs deteriorarea a două cutii terminale, fazele „R” și „S”, sosire în cablu la trafo 20/0,4 kV în PT 3 și defectarea LES 20 kV Târgu Mureș - Teatru. Defectarea camerei de stingere a IO 20 kV din celula 20 kV Teatru s-a produs ca urmare a valorii mari a curentului de scurtcircuit apărut în momentul conectării pe defect a întreruptorului acestei linii. Au fost utilizatori nealimentați, racordați la bara 2 20 kV din Stația 110/20/6 kV Târgu Mureș, însumând o putere întreruptă de 4 MW, timp de 4 minute. Energia nelivrată a fost de 266 kWh.

În data de **08.04.2015** s-a produs declanșarea LES 20 kV Livezeni – Tudor 4 în stația 110/20 kV Livezeni, cauzată de un defect pe LES 20 kV între PT 104–PT 474. Au rămas nealimentați utilizatorii din linia 20 kV Livezeni – Tudor 4, cu o putere întreruptă de 1,2 MW, fiind alimentați gradual începând cu ora 16:13 (1 MW), până la ora 16:45 (0,2 MW).

Ca urmare a acestui defect, s-a produs și declanșarea TCN-SI 2 + Rezistor 2 20 kV din stația 110/20 kV Livezeni, ca urmare a funcționării intempestive a protecției homopolare direcționată independentă aferentă și declanșarea I 20 kV CT 20 kV și rămânerea fără tensiune a barei 2 20 kV din stația 110/20 kV Livezeni. Puterea totală întreruptă a fost de 9 MW, pentru o perioadă de 4 minute.

În data de **20.10.2015**, în urma producerii unui arc electric trifazat în compartimentul întreruptor al celulei 20 kV Sibiu Nord din stația 110/20 kV Aeroport, a declanșat I 20 kV Trafo 2 110/20 kV, prin protecția corespunzătoare, respectiv I 20 kV Aeroport în stația 110/20 kV Sibiu Nord. În urma evenimentului a rămas fără tensiune secția 1B de bare 20 kV din stația 110/20 kV Aeroport, fiind

întreruptă o putere de 4,8 MW timp de 10 minute. Utilizatorii au fost alimentați gradual după cum urmează: 3,6 MW după 55 minute (între 0:46-1:41), 1,2 MW după alte 57 minute (între 1:41-2:38). Energia electrică totală nelivrată a fost de 5240 kWh.

În data de **02.12.2015** s-a produs defectarea LES 20 kV PT 543 – PT 151 derivație din LES 20 kV Târgu Mureș – Teatru, alimentată la momentul producerii evenimentului din LES 20kV Baraj – Aleea Carpați. S-a produs rămânerea fără tensiune a secțiilor de bară 20 kV din stația 110/20/10 kV Baraj, cauzată de refuzul de acționare a protecției maxime homopolare de curent a LES 20 kV Aleea Carpați.

La defectul apărut pe LES 20 kV Târgu Mureș - Teatru (alimentată în momentul producerii evenimentului din LES 20 kV Baraj – Aleea Carpați), datorită nefuncționării protecției maxime homopolare de curent aferentă celulei 20 kV Aleea Carpați din stația 110/20/10 kV Baraj, au declanșat IO 20 kV Trafo 1 110/20 kV și IO 20 kV CT, prin protecție maximală homopolară de curent.

Au fost utilizatori nealimentați din Stația 110/20/10 kV Baraj, fiind întreruptă o putere de 8,9 MW timp de 23 minute, respectiv o putere de 4 MW timp de 1 minut. Energia nelivrată utilizatorilor a fost de 3478 kWh.

La data de **09.06.2015** s-a produs defectarea cablului nr.5 al LES 6 kV Fider 2 Fabrica Nouă, aflat în gestiunea utilizatorului SC Pehart Tec SA, defectul fiind eliminat în cazul primei declanșări prin declanșarea I 6 kV Fider 2 Fabrica Nouă, ulterior prin declanșarea I 6 kV CL 1A-1B, respectiv a Trafo 1 110/6 kV din stația 110/6 kV Petrești.

În urma refuzului de declanșare al IO-6 kV Fider 2 Fabrica Nouă s-a produs declanșarea I 6 kV CL 1A-1B și rămânerea fără tensiune a secției 1B de bare 6kV, la conectarea pe defect a acestuia, refuz cauzat de uzura fizică a mecanismului de acționare aferent întreruptorului. Coroborat cu defectul cablului nr. 5 al LES 6kV Fider 2 Fabrica Nouă s-a produs amorsarea unui arc electric trifazat la nivelul broșelor inferioare și superioare ale I 6 kV Fider 2 Fabrica Nouă. Defectul din celula Fider 6 kV Fabrica Nouă s-a izolat prin declanșarea I 6 kV CL 1A-1B, respectiv a Trafo 1 110/6 kV din stația 110/6 kV Petrești.

Au fost utilizatori nealimentați din stația 110/6 kV Petrești, fiind întreruptă o putere de 3 MW timp de 17 minute. Energia nelivrată a fost de 850 kWh.

La data de **22.05.2015** s-a produs defectarea tronsonului de LES 20 kV PCT 53.35.04 Asit - PT 53.35.05 Atlanta House din linia 20 kV Stația Zizin - PT 53.35.03 Bravcof, asociată cu defectarea tronsonului de LES 20 kV PT 53.21.01 - PT 53.21.05 din linia 20 kV Stația Zizin - PT 53.21.01, defectarea CTE aferentă LES 20 kV Stația Zizin - PT 53.27.02 Cosmos din celula PT 53.27.02 Cosmos din stația 110/27,5/20/6 kV Zizin, declanșarea I-20 kV Trafo 1 110/20 kV și rămânerea fără tensiune a barelor 20 kV din stația 110/27,5/20/6 kV Zizin.

Au fost utilizatori nealimentați din secțiile de bare 20 kV din stația 110/27,5/20/6 kV Zizin, însumând o putere întreruptă de 4 MW timp de 14 minute.

Au fost utilizatori nealimentați din LES 20 kV Zizin - PT 53.35.03 Bravcof, însumând o putere întreruptă de 4 MW timp de 14 minute, utilizatori nealimentați aferenți LES 20 kV Zizin - PT 53.27.02 Cosmos, însumând o putere întreruptă de 0,2 MW timp de 1h 2 minute și utilizatori nealimentați aferenți LES 20 kV Zizin - PT 53.21.01, însumând o putere întreruptă de 1,2 MW timp de 2h 12 minute.

III.2.8. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND FDEE ELECTRICA DISTRIBUȚIE TRANSILVANIA NORD S.A.

A. CAPACITATI ENERGETICE:

A.1. Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	2014			2015		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.178	26	2.204	2178	27	2.205
2	MT(35/20/10/6kV)	11.684	3.432	15.117	11.723	3.536	15.258
3	JT (0,4 kV)	20.296	5.007	25.303	20.369	5.063	25.432
4	Branșamente	17.885	6.635	24.520	17.945	6.770	24.715

A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. Stații 110kV /MT și MT/MT	2014						2015						
	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI ¹⁾		TCN ²⁾		Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI		TCN	
	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]		Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]	Nr.	S total [kVA]
92	177	3.704,30	185	113.050	29	18.270	92	177	3.714,7	191	120,797	32	12,804
29	19	54.399	4	133	-	-	29	14	22.899,4	7	218	-	-

A.3. Posturi de transformare, puncte de alimentare:

Categoria de instalații	2014				2015			
	Număr	Trafo MT/JT		Număr	Trafo MT/JT			
		Număr	S total [MVA]		Număr	S total [MVA]		
PT		8.338	2,396		8.471	2.177,11		
PA		100	0,161		105	156,62		

B. DURATA DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR

B.1 Linii electrice de distribuție:

Nr.	Tip	Lungime (km traseu)	LEA		LES		Total LEA+LES
			PIF	Lungime (km traseu)	PIF	Lungime (km traseu)	
1	IT (110 kV)	2.204	înainte de 1960	124	înainte de 1960	0	5,62%
			1960-1979	1.381	1960-1979	9	63,00%

			1980-1999	512	1980-1999	0	23,23%
			2000-2015	161	2000-2015	18	8,15%
3	MT	15.117	înainte de 1960	406	înainte de 1960	72	3,13%
			1960-1979	8.748	1960-1979	1.872	69,60%
			1980-1999	1.690	1980-1999	920	17,10%
			2000-2015	878	2000-2015	672	10,16%
5	JT	25.303	înainte de 1960	602	înainte de 1960	173	3,04%
			1960-1979	12.379	1960-1979	2.690	59,25%
			1980-1999	4.373	1980-1999	1.210	21,95%
			2000-2015	3.015	2000-2015	991	15,75%

B.2. Stații de transformare, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații transformare	121	înainte de 1960	7	5,78%
		1960-1979	79	66,12%
		1980-1999	25	20,66%
		2000-2015	10	7,44%
PT	8471	înainte de 1960	209	2,72%
		1960-1979	4.057	48,66%
		1980-1999	2.666	31,95%
		2000-2015	1.539	16,67%
PA	105	înainte de 1960	2	2%
		1960-1979	42	41%
		1980-1999	43	45%
		2000-2015	18	12%

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI:

C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	2014						2015					
	Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)		Lungime (km traseu)		Lungime linii rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.178	26	57	0	0	1	2.178	27	57	-	-	1
MT	9.972	3.096	367	190	71	87	11.723	3.536	208	118	41	74
JT (excl. braș.)	18.105	4.593	859	128	62	47	20.369	5.063	824	31	55	62

C.2 Stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare

Capacitate energetică	2010-2014			2015		
	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	121	24	2	121	12	3
Posturi de transformare	100	21	3	105	11	6
Puncte de alimentare	8338	503	92	8471	424	148

D. PROGRAM DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și	IT	50%	104%

reparații capitale)	MT	113%	105%
	JT	110%	100%
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	89%	14%
	MT	93%	2%
	JT	94%	4%

Conform raportarii operatorului de distribuție valoarea lucrărilor de reparații accidentale și intervenții accidentale a crescut față de planificat, iar în schimb a scăzut procentual valoarea lucrărilor de revizii tehnice.

D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2014 (%)	Realizare program în anul 2015 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	110	100
		MT	86	105
		JT	99	97
	LES	IT	-	-
		MT	96	107
		JT	100	108
	Posturi de transformare	MT/JT	99	94
Puncte de alimentare	MT	75	161	
Stații de transformare	IT/MT	106	104	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	111	60
		MT	85	-
		JT	15	1
	LES	IT	-	-
		MT	30	51
		JT	34	1
	Posturi de transformare	MT/JT	25	-
Puncte de alimentare	MT	99	-	
Stații de transformare	IT/MT	109	10	

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2015

În data de **20.02.2015** în urma defectării cablului LEA/LES Avicola din stația 110/20 kV Beclean, la semnalizarea de punere la pământ a barelor de 20 kV s-a declanșat Trafo 1. Puterea totală întreruptă a fost de 7 MW pe durata de 6 minute.

În data de **21.03.2015**, din cauza nivelului scăzut de ulei în Trafo 1 din stația 110/20/10 kV Baia Mare 5, a acționat protecția de gaze. S-au realimentat barele 10 kV și 20 kV prin Trafo 2. Puterea întreruptă a fost de 7 MW pe durata de 1 minut.

În data de **10.03.2015** pe LEA 110 kV Mănăștur-Cluj Nord s-a produs un defect trecător pe linie cu RAR nereușit în stația Cluj Nord (cablul de legătură între TC-110 kV și panoul de comandă a fost secționat și furat din canalul de cablu la LEA 110 kV Mănăștur). Stația Cluj Nord a rămas nealimentată. S-au preluat clienții pe rețeaua de MT. Puterea totală întreruptă a fost de 6,9 MW pe durata de 30 minute.

În data de **15.05.2015**, în urma defectării unui MOP în stația Mecanica 110 kV, a fost declanșată linia de 110 kV Sinteza-Iosia și linia 110 kV Oradea Vest - Eurobusiness. Puterea totală întreruptă a fost de 12,6 MW pe durata de 30 minute.

În data de **18.06.2015**, s-a produs un defect trecător în stația 110/20 kV Marghita în șirul de cleme aferent protecției homopolare din celula 20 kV Salacea, care a dus la deconectarea Trafo 2. Puterea totală întreruptă a fost de 8 MW pe durata de 22 minute.

În data de **18.06.2015**, din cauza unui releu de protecție blocat în celula 20 kV Penny Iosia, s-a produs declanșarea trafo 4 prin protecție homopolară de curent, a funcționat AAR, a declanșat Trafo 3 și a anclanșat Trafo 1, alimentând barele de 6 kV. Puterea totală întreruptă a fost de 8 MW pe durata de 3 minute.

În data de **13.09.2015**, în urma conturnării unor izolatori de trecere pod bare 6 kV s-a declanșat protecția diferențială la Trafo 2 din stația 110/6kV Turda. S-a repus în funcțiune Trafo 1 cu retragerea din explatare a Trafo 2 + celula aferenta. Puterea totala întreruptă a fost de 3,4 MW pe durata de 19 minute.

În data de **10.11.2015**, în urma unui defect în celula 20 kV Almet din stația 110/20 kV Bta Vest (Viișoara), care a afectat și bara 1 – 20 kV, a declanșat trafo 110/20 kV prin protecție maximală de curent temporizată, pe partea de 20 kV. Puterea totala întreruptă a fost de 9,7 MW pe durata de 30 minute.

În data de **11.11.2015** din cauza unei conturnări în celula 20 kV Almet care a afectat și bara 1 – 20 kV, a declanșat trafo 1 110/20 kV prin protecție maximală de curent temporizată 20 kV, pe partea de 20 kV. Puterea totală întreruptă a fost de 8,5 MW pe durata de 34 minute.

În data de **16.11.2015** din cauza unui refuz de declanșare I 10 kV la L10 kV PT 43. S-a constatat trafo 1 defect în circuitul de curent al filtrului Holmgreen la 20 kV. A funcționat protecția homopolară 20 kV și protecția homopolară 10 kV. Puterea totală întreruptă a fost de 0,9 MW pe durata de 14 minute.

CONCLUZII

Referitor la **serviciul de transport al energiei electrice și la serviciile de sistem**, cei mai importanți indicatori de performanță îi reprezintă indicatorii legați de continuitatea serviciului. Astfel, la nivelul anului 2015 continuitatea serviciului a înregistrat indicatori îmbunătățiți față de anul 2014 cu cca. 55%, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților de 38,36 MWh (față de 82,51 MWh în anul 2014), respectiv a unui timp mediu de întrerupere de 0,36 min/an (față de 0,82 min/an în anul 2014).

În ceea ce privește indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice, față de anul precedent s-a înregistrat un număr mai mare de stații cu abateri ale indicatorilor privind calitatea energiei electrice. Este necesară o investigație prin verificarea fiecăreia dintre aceste situații.

Privitor la calitatea comercială a serviciului de transport al energiei electrice, nu s-au înregistrat depășiri ale timpilor de emiteră a avizelor tehnice de racordare, a ofertelor de contracte de racordare și a ofertelor de contractare a serviciului de transport. În anul 2015 nu s-au înregistrat reclamații din nicio categorie prevăzută de *Standard*.

Referitor la **serviciul de distribuție a energiei electrice**, în anul 2015 s-au înregistrat un număr de 9.187.239 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) titulari de licență, concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice (comparativ cu 9.134.949 în 2014, 9.051.415 în anul 2013, 8.968.523 în anul 2012 și 8.900.070 în anul 2011).

Referitor la continuitatea în alimentare a utilizatorilor, principalul indicator de performanță este SAIDI pentru întreruperi neplanificate.

SAIDI agregat pentru întreruperi neplanificate, pentru toate categoriile de utilizatori și ambele medii (rural și urban), variază semnificativ de la un OD la altul, ordinea performanței pentru continuitatea în alimentare fiind cea prezentată în tabelul de mai jos.

OD	Enel Muntenia	Enel Dobrogea	Electrica Muntenia Nord	Enel Banat	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	MEDIA
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	221	234	235	247	290	318	389	439	308

Astfel, în anul 2015 valorile SAIDI neplanificat sunt cuprinse între 221 min/an pentru Enel Muntenia și 439 min/an pentru E.ON Moldova, cu o valoare medie pe țară de 308 min/an (circa 20 - 250 min/an în țările europene cu performanțe mai bune).

Prin toate măsurile luate de OD, s-a urmărit în primul rând reducerea SAIDI pentru întreruperile neplanificate, care afectează cel mai mult utilizatorii. Monitorizarea continuității a avut un rol important în reducerea acestor întreruperi. Conform analizei realizate, în perioada 2012 – 2015 se observă o îmbunătățire a acestor valori. SAIDI pentru întreruperi neplanificate pe anul 2015 s-a redus cu cca. 15% față de valoarea înregistrată în anul anterior.

An	2011	2012	2013	2014	2015
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	547	629	427	361	308

De asemenea, un alt indicator important privitor la continuitatea serviciului îl reprezintă SAIFI pentru întreruperi neplanificate. Ca și SAIDI neplanificat, acest indicator variază semnificativ de la un OD la altul, valorile fiind cele agregate pentru toate categoriile de utilizatori și ambele medii de analiză (rural și urban), conform tabelului următor:

OD	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Muntenia	CEZ Oltenia	ENEL Dobrogea	ENEL Banat	E.ON Moldova	MEDIE
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	2,11	2,78	3,92	4,17	4,35	5,50	5,56	5,89	4,19

Valorile agregate anuale ale SAIFI pentru întreruperi neplanificate indică o îmbunătățire în ultima perioadă, acest indicator prezentînd o reducere în anul 2015 față de anul anterior cu cca. 5%.

An	2011	2012	2013	2014	2015
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	5,6	5,5	4,7	4,4	4,19

În anul 2015, OD au monitorizat calitatea energiei electrice dintr-un număr reprezentativ de stații, cu ajutorul analizoarelor de calitate a energiei electrice, aparate complexe, care cuprind softuri specializate pentru analiza calității energiei electrice. Parametrii urmăriți au fost nivelul de tensiune și frecvență, armonici și interarmonici, nivelul de flicker, factorul de nesimetrie de secvență negativă și factorul de distorsiune armonică.

În general, nu s-au înregistrat depășiri individuale la tensiunile armonice, la factorul total de distorsiune armonică și nici la factorul de nesimetrie/tensiuni de secvență negativă (fenomene caracteristice pentru regimul deformant sau dezechilibrat).

Privitor la fenomenul de flicker, acesta se manifestă la nivelul întregii țări, înregistrându-se depășiri ale limitelor normate într-un număr semnificativ de stații monitorizate.

Având în vedere faptul că aceste perturbații în rețea sunt produse de utilizatori, operatorii de rețea trebuie să se asigure că la racordarea la rețea a utilizatorilor noi, aceștia au luat toate măsurile pentru limitarea perturbațiilor. Limitele admisibile pentru perturbații se indică de către operatorii de rețea.

Analiza privitoare la calitatea energiei electrice aduce în prim plan necesitatea unui management al operării rețelelor și al costurilor aferente, orientat spre îmbunătățirea indicatorilor de calitate ai serviciului de transport și a serviciului de distribuție a energiei electrice.

Privitor la calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice, la nivelul anului 2015, nu s-au înregistrat depășiri ale termenelor prevăzute în Standard, la nici un OD.

Astfel, timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare a fost de 16,17 zile (față de 30 zile conform Standardului), iar timpul mediu de încheiere a contractului de racordare a fost de 3,17 zile (față de 10 zile conform Standardului).

Referitor la valorile medii ale timpului de răspuns, pentru reclamațiile privind nivelul tensiunii (la JT) OD s-au încadrat în termenul legal de răspuns de 15 zile. Timpul mediu de răspuns la reclamațiile privitoare la nivelul tensiunii a fost de 8,16 zile. Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la alți parametri ai tensiunii a fost de 12,63 zile.

Referitor la starea rețelelor operatorului de transport al energiei electrice cât și a operatorilor de distribuție, se constată că o mare parte a instalațiilor în funcțiune au durata de exploatare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani. Se recomandă operatorilor de rețea aplicarea unor programe corespunzătoare de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor existente. De asemenea, se recomandă intensificarea și eficientizarea activităților de mentenanță.