

**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**  
**2014**

**ANRE**

# CUPRINS

Introducere .....	1
<i>Secțiunea I: Indicatorii de performanță pentru serviciile</i>	
<i>de transport și de sistem ale 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 .....	6
I.3. Indicatori privind calitatea tehnică a energiei electrice .....	9
I.4. Indicatori privind calitatea comercială a serviciului .....	13
<i>Secțiunea II: Indicatori de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice</i> .....	16
II.1. Date generale .....	16
II.2. Continuitatea în alimentarea utilizatorilor în anul 2014 .....	18
II.2.1. Introducere .....	18
II.2.2. Indicatori de continuitate pentru mediul urban .....	20
II.2.3. Indicatori de continuitate pentru mediul rural .....	24
II.2.4. Comparație între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural .....	28
II.2.5. Indicatori de continuitate agregati la nivel de OD și țară .....	30
II.2.6. Indicatorul AIT la IT .....	34
II.3. Calitatea tehnică a energiei electrice .....	35
II.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție .....	38
II.4.1. Avize tehnice de racordare .....	38
II.4.2. Contracte de racordare .....	39
II.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție .....	41
II.4.4. Reclamații .....	41
<i>Secțiunea III: Starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție</i> .....	45
III.1. Starea tehnică a rețelei electrice de transport .....	45
III.2. Starea tehnică a rețelelor electrice de distribuție .....	51
1. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând ENEL Distribuție Banat S.A.....	51
2. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând ENEL Distribuție Dobrogea S.A .....	54
3. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând ENEL Distribuție Muntenia S.A.....	56
4. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând CEZ Distribuție S.A.....	60
5. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând E.ON Distribuție România S.A.....	64
6. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând FDEE Electrica Muntenia Nord S.A.....	66
7. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând FDEE Electrica Transilvania Sud S.A. ....	70
8. Starea tehnică a rețelelor electrice aparținând FDEE Electrica Transilvania Nord S.A. ....	73
Concluzii.....	76

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

**2014**

## **INTRODUCERE**

Indicatorii de calitate a energiei electrice vehiculate în rețelele electrice de transport și de distribuție reprezintă un reper esențial în fundamentarea elementelor tehnico-economice aferente 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 serviciilor de transport și de sistem ale energiei electrice 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 Președintelui ANRE nr. 17/2007, respectiv “Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”, aprobat prin Ordinul Președintelui 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.

## **SECȚIUNEA I. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIILE DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM ALE ENERGIEI ELECTRICE – 2014**

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 2014 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)
<b>PERIOADA: 01.01.2014 – 29.05.2014</b>			
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	2870	2573
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	2240	2194
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	1450	1432
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	300	300
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	820
5	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV Smardan - Gutinaș L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboși - Focșani Vest	710	710
6	L 400 kV Smardan - Gutinaș L 400 kV București Sud - G.Ialomitei	2120	2096

	L 400 kV București Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focșani Vest - Barboși		
<b>PERIOADA: 30.05.2014 – 09.10.2014</b>			
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 – Reșița (d.c.) L 220 kV Craiova Nord - Tr. Magurele L 220 kV Urechești - Tg. Jiu Nord	2730	2460
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	1870	1860
3 Est->Vest	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV București Sud - G. Ialomiței L 400 kV București Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Gheorgheni - Stejaru	1970	1970
3 Vest->Est	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV București Sud - G. Ialomiței L 400 kV București Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Gheorgheni - Stejaru	900	900
4	L 400 kV Mukacevo - Roșiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut L 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești L 220 kV Stejaru - Gheorgheni	770	697
5	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV Smârdan - Gutinaș L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboși - Focșani Vest	570	489
6	L 400 kV Smârdan - 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	2480	2036
<b>PERIOADA: 10.10.2014 – 31.12.2014</b>			
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 - Reșița(d.c.) L 220 kV Craiova Nord - Tr. Magurele L 220 kV Urechești - Tg. Jiu Nord	2260	2223
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	2040	2028

	L 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord - Tr.Magurele		
3 Vest->Est	L 400 kV Braşov - Gutinaş L 400 kV Bucureşti Sud - G.Ialomitei L 400 kV Bucureşti Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Gheorgheni - Stejaru	620	591
4	L 400 kV Mukacevo - Roşiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut L 220 kV Alba Iulia - Cluj Floreşti L 220 kV Stejaru – Gheorgheni	840	840
5	L 400 kV Braşov – Gutinaş L 400 kV Smardan - Gutinaş L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboşi - Focşani Vest	860	698.8
6	L 400 kV Smardan – Gutinaş L 400 kV Bucureşti S - G.Ialomiţei L 400 kV Bucureşti S - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focşani Vest – Barboşi	2800	2675

- b. *Energia electrică transportată (GWh) și coeficientul procentual al pierderilor de energie în rețeaua electrică de transport în anul 2014 sunt prezentate în Tabelul nr. 2.*

Tabelul nr. 2

Energie electrică transportată :	u.m.	Total anul 2014
Primită(brută) în RET	GWh	42.851
Livrată(netă) din RET	GWh	41.825
coeficient de pierderi <sup>1</sup>	%	2,40

<sup>1</sup> 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 de mai sus în perioada 2010-2014.

Tabelul nr. 3

Anul	2010	2011	2012	2013	2014
Energie primită în RET (GWh)	41 449	43 554	43 628	40 899	42 851
Energie livrată din RET (GWh)	40 332	42 473	42 610	39 868	41 825
Coeficient pierderi (%)	2,69	2,48	2,33	2,52	2,40

Din datele consemnate se constată că, după un trend crescător înregistrat în perioada 2009-2012, și o scădere pe anul 2013, în anul de analiză cantitatea de energie electrică primită/livrată în/din RET a crescut. Coeficientul de pierderi a înregistrat o scădere semnificativă față de anul anterior, după ce în anul anterior se înregistrase 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 (km) liniei indisponibile la evenimentul i;

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

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

$L_t$  – lungimea totală a liniilor (km);

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

Pentru anul 2014 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 LEA și 8% în cazul în cazul transformatoarelor.

Tabelul nr. 4

2014		Totală	Neprogramată (Accidentală)	Programată
LEA	INDLIN (ore în anul 2014)	142.59	27.97	114.62
Trafo/AT	INDTRA (ore în anul 2014)	112.18	8.52	103.66

În tabelul nr. 5 este prezentată situația indicatorilor *INDLIN* și *INDTRA* în perioada 2010-2014, care evidențiază o evoluție în general descrescătoare a timpilor medii de întrerupere, cu excepția anului 2010 caracterizat de întreruperi programate aferente transformatoarelor/autotransformatoarelor de durate mai mari.

Tabelul nr. 5

Anul	2010	2011	2012	2013	2014
Total					
INDLIN (ore/an)	270,00	205,27	203,30	114,52	142,59
INDTRA (ore/an)	628,81	252,06	190,35	171,58	112,18
Neprogramat					
INDLIN (ore/an)	2,89	14,98	24,62	11,44	27,97
INDTRA (ore/an)	80,56	44,11	9,00	3,28	8,52
Programat					
INDLIN (ore/an)	267,15	190,29	178,58	103,08	114,62
INDTRA (ore/an)	548,25	207,95	181,35	168,31	103,66

În perioada 2010-2013 se constată o evoluție descrescătoare de la un an la altul a acestor indicatori, dar în 2014 aceștia au crescut comparativ cu anul anterior în cazul întreruperilor pe linii și a întreruperilor neprogramate aferente transformatoarelor-autotransformatoarelor.

Indicatorii anuali de performanță pentru serviciul de sistem se referă la serviciul de sistem prestat de OTS și la restricțiile de rețea.

Indicatorii anuali privitori la *serviciul de sistem* sunt:

- a. *Ajutorul de avarie solicitat / acordat* în anul 2014 este prezentat în Tabelul nr. 6

Tabelul nr. 6

Ajutor de avarie	Durata (ore)	Cantitate (MWh)
Solicitat	16	1600
Acordat	81	7700

O comparație cu indicatorul similar aferent anilor 2010-2014 nu este relevantă datorită unicității și caracterului aleatoriu al fiecărui eveniment.

- b. *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	2,14
ACE valoare maximă	MWh/h	240
ACE valoare minimă	MWh/h	-136
Deviația standard	MWh/h	14,72

Indicatorii anuali privitori la *restricțiile de rețea* sunt:

- a. *Cantitatea de energie electrică de echilibrare solicitată din cauza congestiilor de rețea* (MWh), care în anul 2014 a fost de 3.130,50 MWh.
- b. *Costul anual al congestiilor de rețea*, care în anul 2014 a fost de 458.000 lei.

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

Indicatorii de calitate privind continuitatea serviciului de transport se referă la întreruperile de tensiune pentru utilizatorii 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 pe linii și echipamente se publică pe pagina de internet a operatorului de transport și de sistem (OTS) la secțiunea Transparență/Investiții și Planificare Rețea de Transport. De asemenea, programul lunar de retrageri din exploatare se publică cu o zi înainte de începerea fiecărei luni pe pagina de internet a OTS, la aceeași secțiune, menționată anterior. OTS elaborează și situația lunară a modificărilor planului lunar aprobat, în care evidențiază elementele planificate să fie retrase din exploatare, perioada retragerii și conformitatea sau neconformitatea cu planul anual de retrageri din exploatare.

Pentru fiecare întrerupere sunt înregistrate:

- 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 de transport, care are ca efect întreruperea de lungă durată a alimentării la utilizatori, este prezentat individual în cadrul raportului anual de activitate a OTS.

Energia Nelivrată – ENS (Energy Not Supplied) este definită ca fiind energia nelivrată utilizatorilor, din cauza întreruperilor și se calculează cu relația:

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

unde notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi;

P<sub>i</sub> – puterea electrică întreruptă (MW) la întreruperea i (ultima putere măsurată înainte de întrerupere);

D<sub>i</sub> – durata (timpul în minute) de întrerupere (din momentul dispariției tensiunii până la restabilire) a utilizatorilor la întreruperea i.

Indicatorul de calitate privind *energia electrică nelivrată ENS* a avut în anul 2014 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)	82,51

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 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 2014 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)	0,82

Se constată faptul că, la nivelul anului 2014, 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 2014 ale celor doi indicatori sunt mai mari, așa cum este prezentat și în Tabelul nr. 10, unde sunt sintetizate valorile indicatorilor de calitate privind continuitatea serviciului în perioada 2010-2014.

Tabelul nr. 10

	2010	2011	2012	2013	2014
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	0,933	30,32	0	0
d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	267,9	98,804	107,12	30,89	82,51
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	0,01	0,34	0	0
d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	3,1	1,06	1,19	0,35	0,82

### 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 2014 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 11

Parametrul	Unitate măsură	Valoare
Frecvența medie	Hz	50.000
Frecvența maximă	Hz	50.129
Frecvența minimă	Hz	49.869
Deviația standard	mHz	20.612
Abaterea medie pătratică a timpului sincron	secunde	-22.049

Din punct de vedere a respectării limitelor normate de variație, în anul 2014 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:

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

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 26 stații electrice la 400 kV, respectiv 35 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 98,6% 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	380kV - 420kV	535	99.898	da
	Brad		5634	98.928	da
	Brașov		2444	99.535	da
	Brazi Vest		2402	99.543	da
	București Sud		2390	99.545	da
	Cluj Est		10	99.998	da
	Constanța Nord		1	99.999	da
	Domnești		11011	97.905	da
	Gădălin		10	99.998	da
	Gutinaș		1459	99.722	da
	Iernut		99	99.981	da
	Medgidia Sud		1	99.999	da
	Mintia		41	99.992	da
	Nădab		1	99.999	da
	Oradea		2143	99.592	da
	Pelicanu		121	99.977	da
	Porțile de Fier		139	99.974	da
	Rahman		63	99.988	da
	Roman Nord		7	99.999	da
	Roșiori		387	99.926	da
	Sibiu Sud		84	99.984	da
	Slatina		505	99.904	da
	Stupina		4	99.999	da
	Suceava		912	99.826	da
	Țânțăreni		20	99.996	da
	Tulcea Vest		5	99.999	da
220 kV	Arad	198-242 kV	39	99.993	da
	Aref		7	99.999	da
	Barboși		70	99.987	da
	Baru Mare		120	99.977	da
	Brad		3847	99.268	da
	Brazi Vest		1907	99.637	da
	București Sud		2471	99.530	da
	Cetate		194	99.963	da
	Dumbrava		468	99.911	da
	Fântânele		946	99.820	da

Focșani Vest	794	99.849	da
Fundeni B1	6916	98.684	da
Fundeni B2	8976	98.292	da
Gheorgheni	10928	97.921	da
Ghizdaru	11408	97.830	da
Grădiștea	532	99.899	da
Gutinaș	121	99.977	da
Lacu Sarat	308	99.941	da
Lotru	84	99.984	da
Mostiștea	7363	98.599	da
Pitești Sud	11232	97.863	da
Porțile de Fier	139	99.974	da
Râureni	28	99.995	da
Reșița	431	99.918	da
Roșiori	50	99.990	da
Sărdănești	63	99.988	da
Sibiu Sud	500	99.905	da
Stâlp	443	99.916	da
Stupărei	10	99.998	da
Suceava	5	99.999	da
Târgu Jiu Nord	447	99.915	da
Teleajen	2758	99.475	da
Tihău	2	99.999	da
Ungheni	5	99.999	da
Urechești	46	99.991	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% ( $\geq 110$  kV)
- Factorul de nesimetrie de secvență inversă trebuie să fie de max 1% ( $\geq 110$  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.

Indicatorii de calitate aferenți anului 2014, referitori la calitatea curbelor de tensiune sunt prezentați în Tabelul nr. 14 și Tabelul nr. 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 2014	Alba Iulia 110kV AT1	100.000	da	da
	Brașov 110 kV T1	99.928	da	da
	Dârste 110 kV T2	99.966	da	da
	Fântânele 110 kV AT1	99.975	da	da
	Gheorgheni 110 kV AT1	98.762	da	da
	Iaz 220 kV AT2	99.927	da	da
	Iernut 110 kV AT1	100.000	da	da
	Oțelărie 220 kV T1	99.885	da	da

Pelicanu 110 kV LEA CSC1	91.372	nu	da
Pelicanu 400 kV T1	99.998	da	da
Pelicanu 110 kV T2	99.990	da	da
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99.993	da	da
Roman Nord 400 kV AT	100.000	da	da
Slatina 110 kV AT4	100.000	da	da
Slatina 220 kV SRA1	99.843	da	da
Slatina 220 kV SRA2	100.000	da	da
Tulcea Vest 400 kV T1	99.809	da	da
Ungheni 110 kV AT1	100.000	da	da
Târgoviște 220 kV Cuptoare 1	100.000	da	da
Barboși 110 kV AT1	99.988	da	da
Smârdan 110 kV TR1	99.967	da	da
Smârdan 110 kV TR2	99.970	da	da

Tabelul nr. 15

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	26 din 27 raportate	27 din 27 raportate
Iaz 220 kV AT2	19 din 19 raportate	19 din 19 raportate
Iernut 110kV AT1	49 din 49 raportate	49 din 49 raportate
Oțelărie 220kV T1	15 din 15 raportate	15 din 15 raportate
Pelicanu 110kV LEA CSC1	17 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Pelicanu 400kV T1	49 din 49 raportate	49 din 49 raportate
Pelicanu 110kV T2	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Reșița 220kV LEA Oțelărie	44 din 44 raportate	44 din 44 raportate
Slatina 110 kV AT4	52 din 52 raportate	50 din 52 raportate
Slatina 220 kV SRA1	51 din 51 raportate	51 din 51 raportate
Slatina 220 kV SRA2	47 din 47 raportate	47 din 47 raportate
Tulcea Vest 400kV T1	24 din 25 raportate	25 din 25 raportate
Targoviste 220 kV Cuptoare 1	29 din 29 raportate	29 din 29 raportate
Ungheni 110 kV AT1	52 din 52 raportate	52 din 52 raportate
Barboși 110 kV AT1	27 din 27 raportate	27 din 27 raportate
Smârdan 110 kV TR1	40 din 40 raportate	40 din 40 raportate
Smârdan 110 kV TR2	40 din 40 raportate	40 din 40 raportate

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 LEA CSC1 Pelicanu, la tensiunea de 110 kV unde se constată un factor total de nesimetrie de secvență inversă care nu respectă valorile impuse într-o mare parte a

rapoartelor, necesitând o investigație prin verificarea atât a echipamentelor de măsurare și înregistrare (analizorului), cât și a probabilității ca situația să fi fost generată de utilizator.

Abaterile calității curbelor de tensiune de la valorile impuse de Codul RET și Standardul de performanță în anul 2014 sunt cele prezentate în Tabelul nr. 16.

Tabelul nr. 16

Locația	Neincadrare în Factorul de nesimetrie de secvență inversă $\leq 1\%$ pe un interval de timp $\geq 95\%$			Neincadrare în Factorul 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	1		28.12-04.01.2015	0	0	0
Pelicanu 110kV LEA CSC1	36		05.01-02.02 02.02-02.03 02.03-16.03 20.04-27.04 11.05-01.06 01.06-06.07 06.07-03.08 31.08-05.10 05.10-02.11 02.11-07.12 07.12-21.12	0	0	0
Tulcea Vest 400kV T1	1		10.08-17.08			

#### 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 2014, sunt prezentați în Tabelul nr. 17.

Tabelul nr. 17

Nr. Crt.	Indicator	2014
1.	Timpu mediu de emițere a avizului tehnic de racordare	10 zile
2.	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	26
3.	Numărul de racorduri realizate	2
4.	Numărul de avize tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite	14 / 3 / 7
5.	Numărul de cereri de contracte de racordare	6
6.	Timpu mediu de emițere a ofertelor de contracte de racordare	10 zile
7.	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate	-
8.	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport	60
9.	Timpu mediu de emițere a ofertei de contractare a serviciului de transport	3 - 4 zile
10.	Numărul de reclamații referitoare la racordare	-

11.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	15 zile
12.	Numarul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	0
13.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	15 zile
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	4
16.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	15 zile
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	9 zile
21.	Numărul de reclamații scrise pe alte teme	0
22.	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile scrise justificate (îndreptățite)	5 zile

În Tabelul nr. 18 sunt prezentate comparativ rezultatele monitorizării indicatorilor de calitate comercială a serviciului în perioada 2010 – 2014.

Tabelul nr. 18

Nr. crt.	Indicator	2010	2011	2012	2013	2014
1.	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare	24,7 zile	28,5 zile	28,5 zile	28,5 zile	10 zile
2.	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	0	16	16	-	26
3.	Numărul de racorduri realizate	1	1	1	-	2
4.	Numărul de avize tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite	57	77/1/55	77 / 1 / 55	57 / 20 / 38	14 / 3 / 7
5.	Numărul de cereri de contracte de racordare	11	11	11	-	6
6.	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare	23,5 zile	23,5 zile	23,5 zile	23,5 zile	10 zile
7.	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate	0	0	0	0	-
8.	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport	8	70	30	150	60
9.	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport	15 zile	11 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	15 zile
12.	Numarul 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	25 zile	15 zile

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	9	1	0	0	4
16.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	5 zile	5 zile	0	25 zile	15 zile
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	4	5	0	0	0
19.	Numărul de reclamații nefondate referitoare la facturare sau încasare	4	5	0	0	0
20.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încasare	-	5 zile	0	9 zile	9 zile
21.	Numărul de reclamații scrise pe alte teme	3	0	0	0	0
22.	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile scrise justificate (îndreptățite)	2 zile	0	0	5 zile	5 zile

Din datele ilustrate în tabelele anterioare rezultă că atât timpul mediu de emiteră a avizelor tehnice de racordare, cât și timpul mediu de emiteră a ofertelor de contracte de racordare s-a redus semnificativ raportat la ultimii ani. De asemenea, se constată că deși numărul de cereri de contractare a serviciului de transport s-a redus la aproape jumătate față de cel din anul 2012, timpul mediu de emiteră a ofertei de contractare a serviciului de transport s-a menținut la 3-4 zile. Timpul mediu de răspuns la reclamații privind nivelul de tensiune a s-a redus la 15 de zile la limita timpul mediu stabilit prin *Standard*, respectiv termenul de 15 zile. Timpii medii de răspuns la reclamații referitori la facturare/încasare și la alte reclamații justificate s-au încadrat în valorile prevăzute de *Standard*.

## **SECȚIUNEA II. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE– 2014**

Indicatorii de calitate analizați se referă la activitățile specifice de distribuție la toate nivelurile de tensiune nominală, de la 400/ 230 V, respectiv joasă tensiune (JT), medie tensiune (MT), până la 110 kV inclusiv (întaltă tensiune – IT), având în vedere că rețelele de distribuție funcționează în această gamă de tensiuni, respectiv la toate categoriile de consumatori/utilizatori, din mediul rural sau urban.

Indicatorii de calitate, în sens general, permit o evaluare cantitativă a caracteristicilor produsului energie electrică și a serviciului de alimentare 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, în principiu, în două categorii:

- indicatori generali – care oferă o imagine de ansamblu asupra activității desfășurate de 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) sau de consumatori.

### **II.1. DATE GENERALE**

Utilizatorii rețelei electrice de distribuție, majoritatea consumatori, sunt racordați direct la rețelele electrice de interes public din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune, și anume societatea FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA (denumit în continuare Electrica Muntenia Nord), societatea FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA (denumit în continuare Electrica Transilvania Nord), societatea FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA (denumit în continuare Electrica Transilvania Sud), societatea CEZ Distribuție SA (denumit în continuare CEZ Oltenia), societatea E.ON Moldova Distribuție SA (denumit în continuare E.ON Moldova), societatea Enel Distribuție Banat SA (denumit în continuare Enel Banat), societatea Enel Distribuție Dobrogea SA (denumit în continuare Enel Dobrogea) și societatea Enel Distribuție Muntenia SA (denumit 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. Există cca. 40 de OD mici (peste 1 MW), titulari de licență. Cel mai mare OD licențiat este S.C. OMV Petrom S.A., care alimentează cca. 2062 de utilizatori la joasă și medie tensiune. De asemenea, există peste o sută de OD mici, nelicențiați (maximum 1 MW). 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 operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune; având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost luați în considerare în prezentul raport.

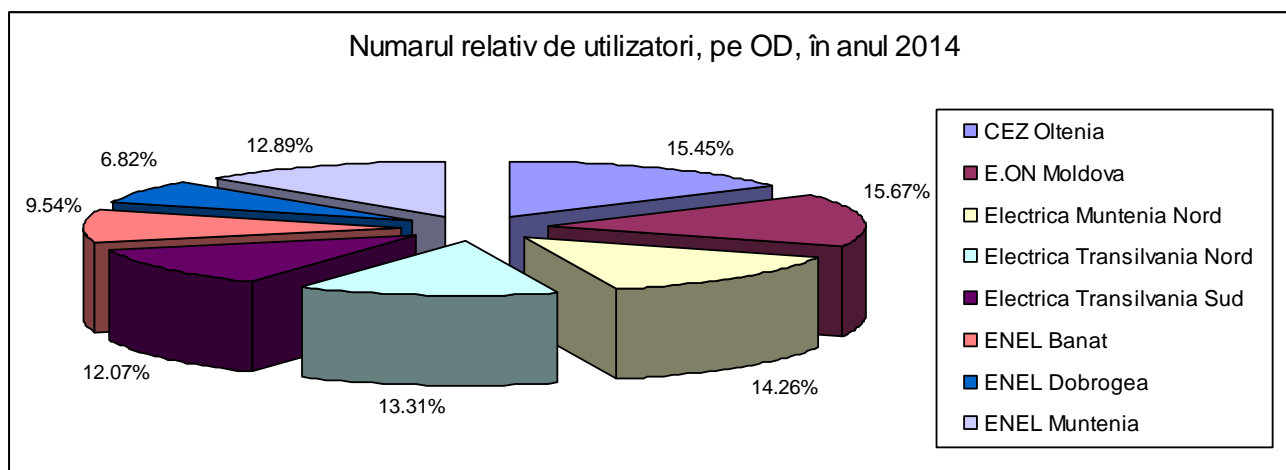
În anul 2014, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție cesionari, titulari de licență, a fost de 9.134.949 (comparativ cu 9.051.415 în anul 2013, 8.968.523 în anul 2012, 8.900.070 în anul 2011). Numărul de utilizatori încadrați în 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).

Tabelul nr. 1

Mediul	Tensiune nominala	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
urban	IT	40	20	16	19	23	17	18	10	163
urban	MT	1.335	851	1.593	2.600	1.492	823	733	1.021	10.448
urban	JT	631.774	648.632	600.198	660.266	659.900	534.433	351.954	903.246	4.990.403
rural	IT	45	30	18	13	15	29	23	8	181
rural	MT	2.330	1.412	1.855	2.016	1.037	982	805	1.264	11.701
rural	JT	775.845	780.255	698.650	550.504	439.933	335.586	269.790	271.490	4.122.053
TOTAL		1.411.369	1.431.200	1.302.330	1.215.418	1.102.400	871.870	623.323	1.177.039	9.134.949

Din examinarea acestor date se constată că numărul de utilizatori la înaltă tensiune (IT), respectiv la medie tensiune (MT) este foarte mic, neglijabil chiar, față de numărul de utilizatori la joasă tensiune (JT). Suma utilizatorilor racordați la înaltă tensiune și la medie tensiune reprezintă 0,2 - 0,38 % 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 (904.277), iar cel mai mare număr total de utilizatori în mediul rural îl are E.ON Moldova (781.697). Cel mai mic număr total de utilizatori în mediul urban îl are Enel Dobrogea (352.705), iar cel mai mic număr total de utilizatori în mediul rural îl are Enel Dobrogea (270.618).

E.ON Moldova are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.431.200 (15,668 %), urmat de CEZ Oltenia, cu 1.411.369(15,451%), iar Enel Distribuție Dobrogea are cel mai mic număr total de utilizatori, respectiv 623.323 (6,824 %). Se observă că numărul total de utilizatori diferă de la simplu la dublu. Numărul total de utilizatori din mediul urban este de 5.001.014 (54,746%), iar numărul total de utilizatori din mediul rural este de 4.133.935 (45,254%).



## II.2. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTARE A UTILIZATORILOR ÎN ANUL 2014

### 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 întreruși, 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 durata 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<sub>i</sub> – numărul de etape de reconectare, corespunzător întreruperii i;

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

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

P<sub>i</sub> – puterea electrică totală întreruptă (indiferent de tensiune) la întreruperea i, pentru incidentele de la IT;

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

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

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

AD – Annual Demand - consumul anual de energie electrică (fără pierderile din rețeaua electrică) la nivelul OD, 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 forța 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 0,13 întreruperi/an pentru E.ON Moldova, la o valoare maximă de 0,43 întreruperi/an pentru Enel Banat, cu o valoare medie pe țară de 0,28 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI urban, întreruperi neplanificate (cazul d) variază între valoarea minimă de 1,46 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Nord și valoarea maximă de 3,78 întreruperi/an pentru ENEL Banat, cu o valoare medie pe țară de 2,97 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, întreruperile 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 215 min/an pentru Electrica Transilvania Nord, iar valoarea medie pe țară de 86 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 min/an la Enel Muntenia Nord și o valoarea maxima de 243 min/an la Electrica Transilvania Sud. Valoarea medie pe țară este de 184 min/an.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi planificate, variază mult, între 165 min/întrerupere la Enel Muntenia și 669 min/întrerupere la Electrica Transilvania Nord, și are o valoare medie pe țară de 309 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi neplanificate, variază între o valoare minimă de 37 min/întrerupere la Enel Banat și cu valoarea maximă de 130 min/întrerupere la Electrica Transilvania Nord, rezultând o valoare medie pe țară de 62 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 4,28 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 2013 cu cei din 2014.

Astfel, se constată faptul că indicatorii de continuitate pentru întreruperile planificate au avut valori medii pe țară mai mici în anul 2013 față de anul 2014. SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, urban, a fost de 0,28 întreruperi/an (0,36 într. /an în 2013), iar SAIDI planificat de 86 min/an (comparativ cu 101 min/an cu 2013), cu reduceri la CEZ Oltenia (-22 min/an), E.ON Moldova (-8 min/an), Electrica Muntenia Nord (-169 min/an), Electrica Transilvania Sud (-6 min/an) și creșteri la Electrica Transilvania Nord (+53 min/an), Enel Banat (+4 min/an), Enel Dobrogea (+15 min/an), Enel Muntenia (+4 min/an).

Se mai constată faptul că indicatorii de continuitate SAIFI pentru întreruperile neplanificate au avut valori medii pe țară de la 2,97 întreruperi/an, (față de 3,15 întreruperi/an în 2013).

La nivel de OD, SAIDI neplanificat a scăzut la E.ON Moldova (-52 min/an), Electrica Muntenia Nord (-111 min/an), Electrica Transilvania Nord (-18 min/an), Electrica Transilvania Sud (-40 min/an), Enel Muntenia (-9 min/an) și a crescut la CEZ Oltenia (+17 min/an), ENEL Banat (+30 min/an), ENEL Dobrogea (+32 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 205 min/an în anul 2013 la 184 min/an în anul 2014.

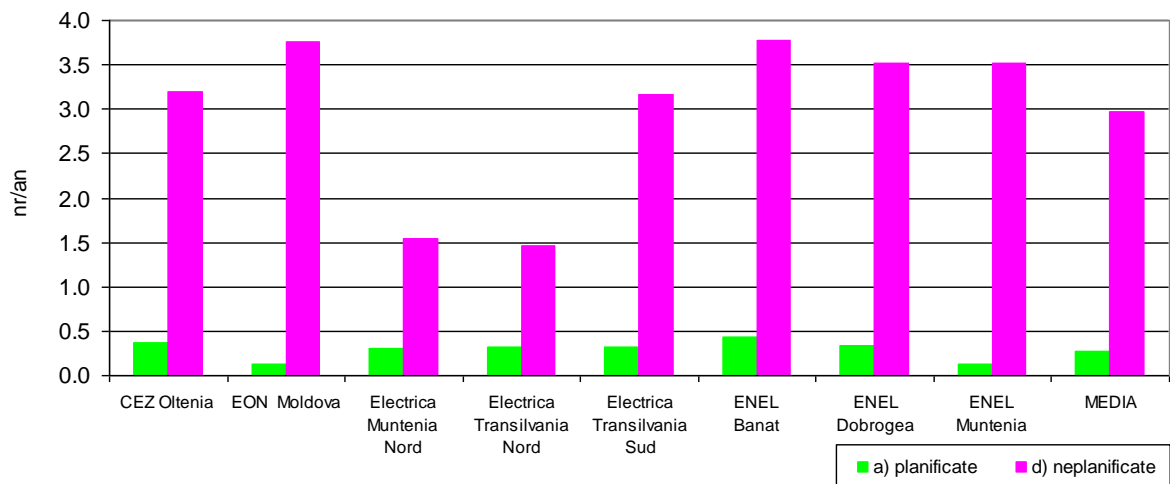
De asemenea, s-au efectuat comparații ai principalilor indicatori de continuitate în perioada 2008 – 2014, anul 2008 fiind primul an în care s-au calculat indicatorii de performanță pentru continuitate SAIFI și SAIDI (respectiv înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată, de peste 3 minute). 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 0,28 întreruperi/an în 2014, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 4,2 întreruperi/an în 2008, la 2,97 întreruperi/an în 2014.

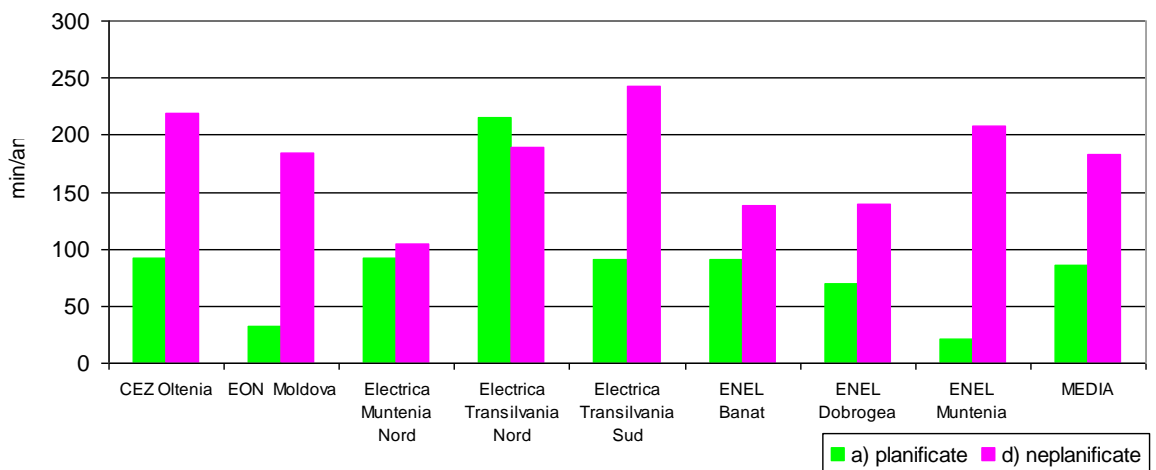
SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 190 min/an în 2008, la 86 min/an în 2014.

La nivel de OD, raportat la 2008, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia (-95 min/an), E.ON Moldova (-224 min/an), Electrica Muntenia Nord (-88 min/an), Electrica Transilvania Nord (-81 min/an), Electrica Transilvania Sud (-61 min/an), Enel Banat (-196 min/an), Enel Dobrogea (-128 min/an), Enel Muntenia (-164 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 314 min/an în 2008, la 183 min/an în 2014 (-131 min/an).

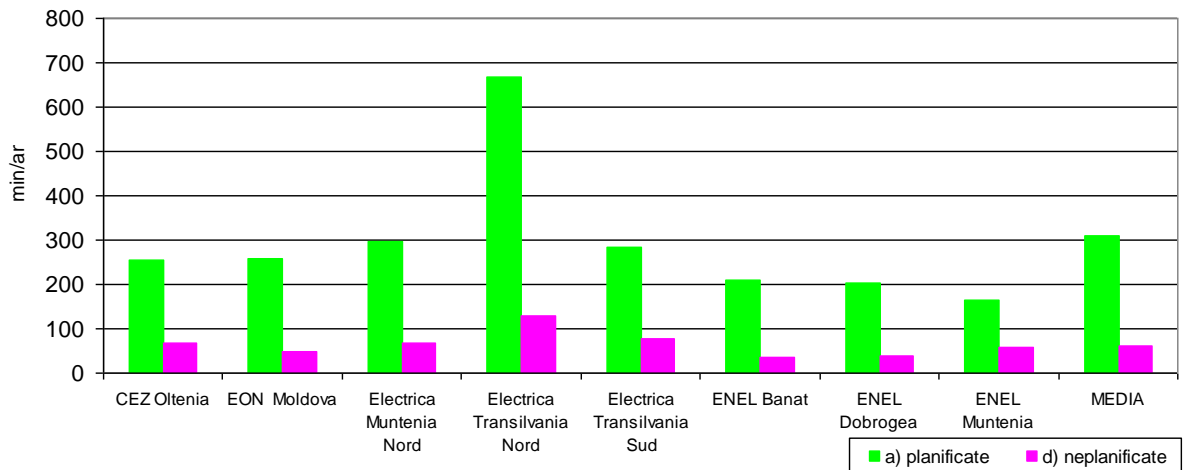
Valori agregate SAIFI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2014



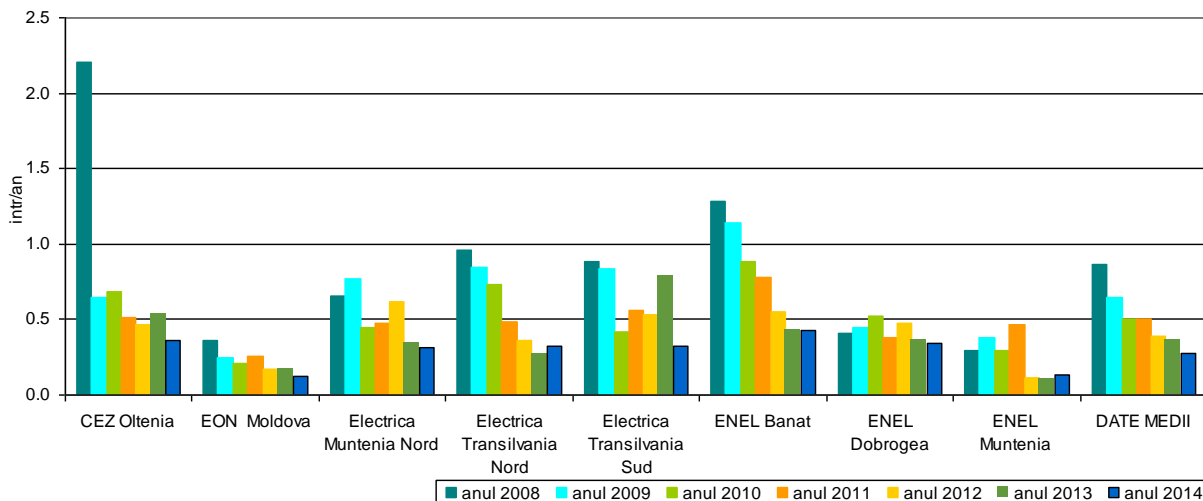
Valori agregate SAIDI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2014



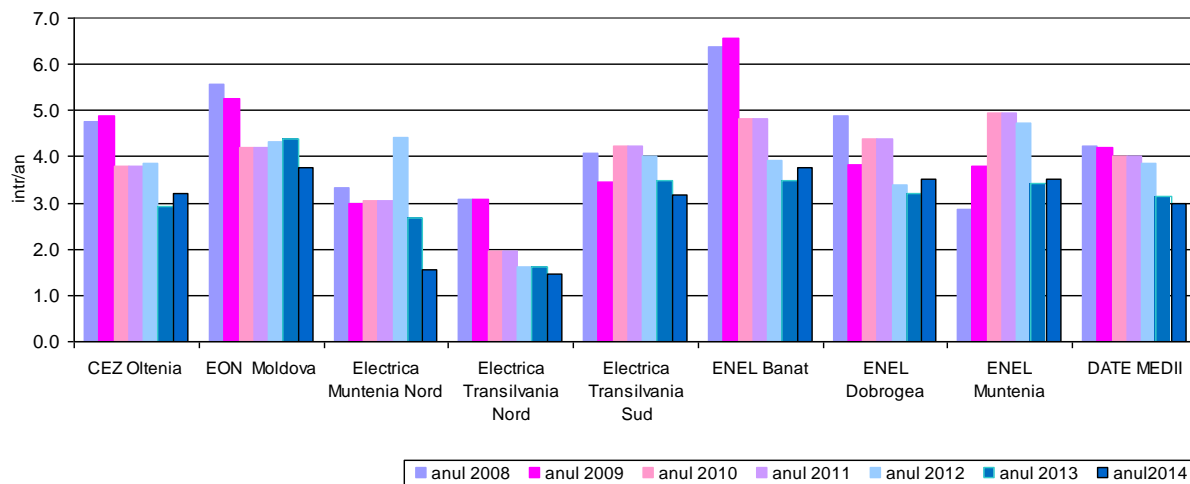
Valori medii CAIDI urban întreruperi planificate și neplanificate în anul 2014



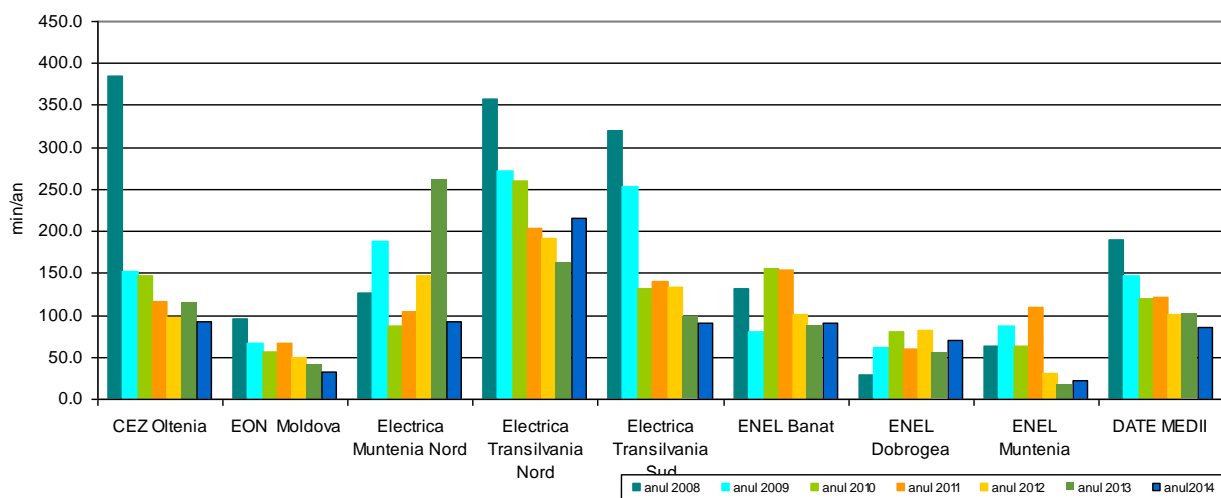
Comparație SAIFI urban planificat în anii 2008-2014

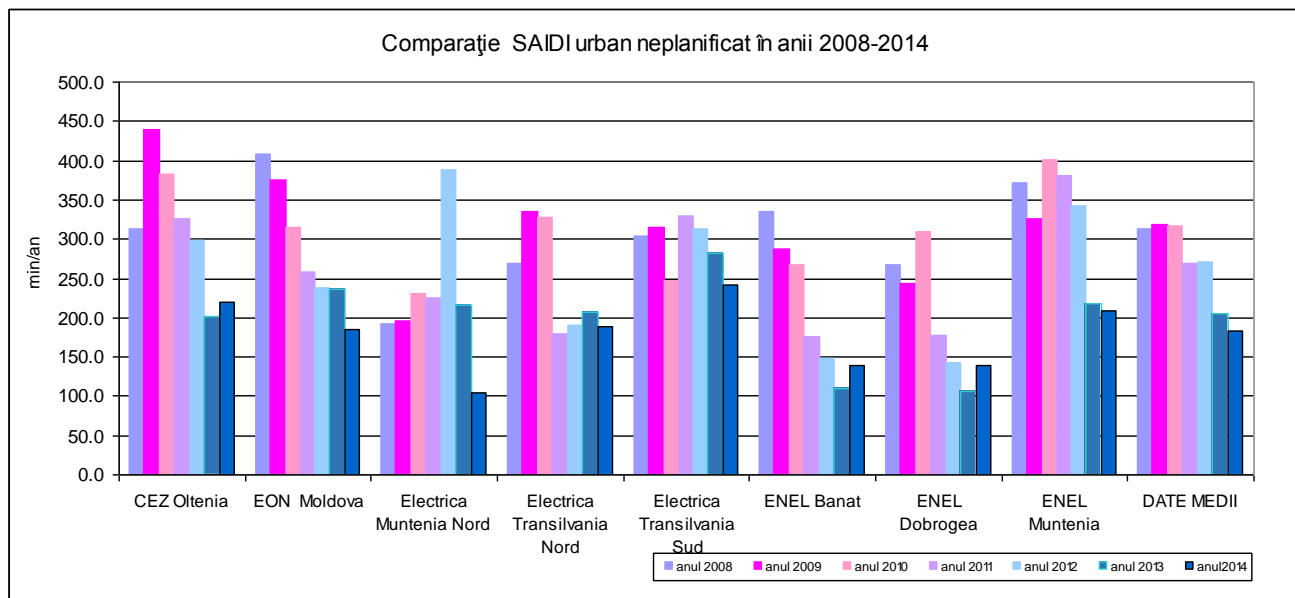


Comparație SAIFI urban neplanificat în anii 2008-2014



Comparație SAIDI urban planificat în anii 2008-2014





### 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 Electrica Transilvania Nord, Electrica Transilvania Sud, dar au avut valori de ordinul a 75 min/an la Enel Banat, 210-243min/an la ENEL Dobrogea, ENEL Muntenia, E.ON Moldova și valori mari la CEZ Oltenia (483 min/an). Valoarea medie pe țară a fost de circa 214 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 întrerupere/an pentru Enel Muntenia la o valoare maximă de 1,6 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Nord, Electrica Transilvania Sud, ENEL Dobrogea, cu o valoare medie pe țară de 1,4 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, pentru întreruperi neplanificate (cazul d), variază mai puțin de la un OD la altul, de la o valoare minimă 2,5 întreruperi/an pentru Electrica Muntenia Nord, la o valoare maximă de 8,9 întreruperi/an pentru Enel Banat 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 224 min/an pentru Enel Muntenia, respectiv o valoare maximă de 528 min/an pentru Electrica Muntenia Nord și valoarea medie pe țară de 403 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 280 min/an pentru Enel Muntenia, respectiv o valoare maximă de 801 min/an pentru CEZ Oltenia și o valoare medie pe țară de 574 min/an. Se menționează și valorile pentru Enel Dobrogea de 401 min/an, pentru Enel Banat de 559 min/an, Enel Distribuție Muntenia de 280 min/an și Electrica Muntenia Nord de 404 min/an, sub valoarea medie pe țară.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi planificate, sunt relativ omogene, cu o valoare minimă de 219 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și o valoare maximă de 338 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 282 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi neplanificate, variază de la o valoare minimă de 51 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea, o valoare maximă de 163 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 96 min/întrerupere.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2013 cu cei din 2014. Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 1,74 întreruperi/an în anul 2013 la 1,4 întreruperi/an în anul 2014. De asemenea, se mai constată faptul că SAIFI neplanificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 6,65 întreruperi/an în anul 2013 la 6 întreruperi/an în anul 2014.

SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 471 min/an în anul 2013 la 403 min/an în anul 2014.

SAIDI neplanificat s-a redus semnificativ la majoritatea OD. Astfel, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia (- 135 min/an), E.ON Moldova (- 124 min/an), Electrica Muntenia Nord (- 265 min/an), Electrica Transilvania Sud (- 38 min/an), Electrica Transilvania Nord (- 178 min/an), Enel Dobrogea (- 20 min/an), Enel Muntenia (- 37 min/an), dar a crescut la ENEL Banat (+ 77min/an). Ca urmare, valoarea medie pe țară a scăzut de la 693 min/an în anul 2013 la 574 min/an în anul 2014.

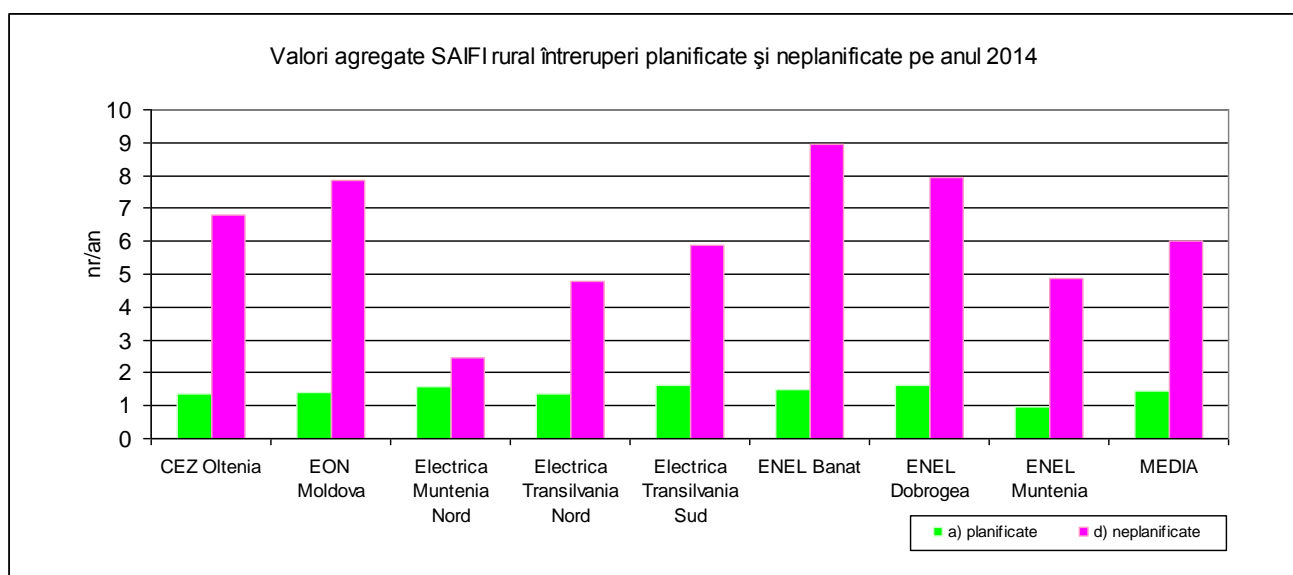
Rezultatele denotă o îmbunătățire a activității distribuitorilor pentru mediul urban față de anul anterior.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2014. Se observă un progres general.

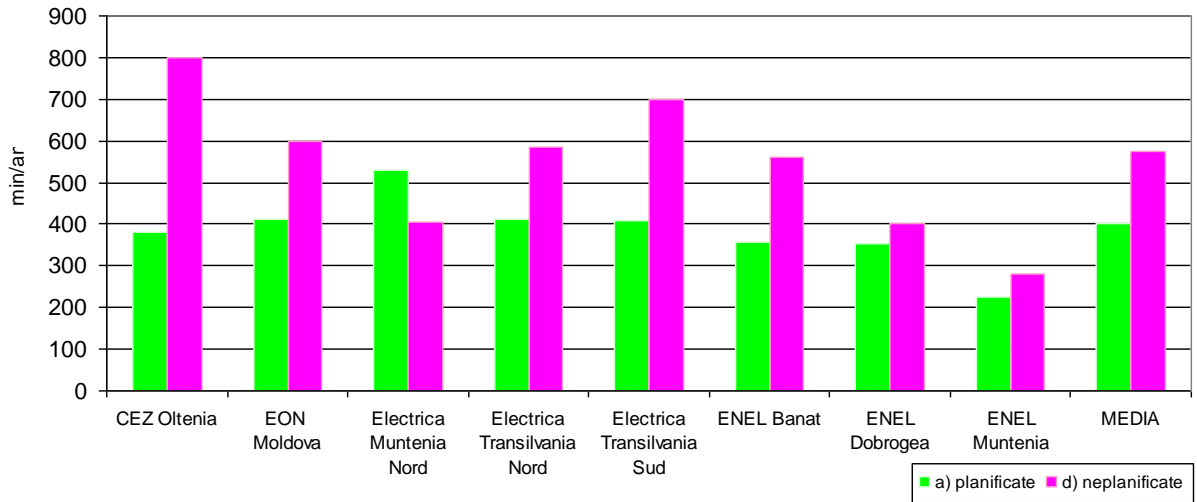
Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 2,5 întreruperi/an în 2008, la 1,4 întreruperi/an în 2014, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 9,8 întreruperi/an în 2008, la 6 întreruperi/an în 2014.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 626 min/an în 2008 la 403 min/an în 2014.

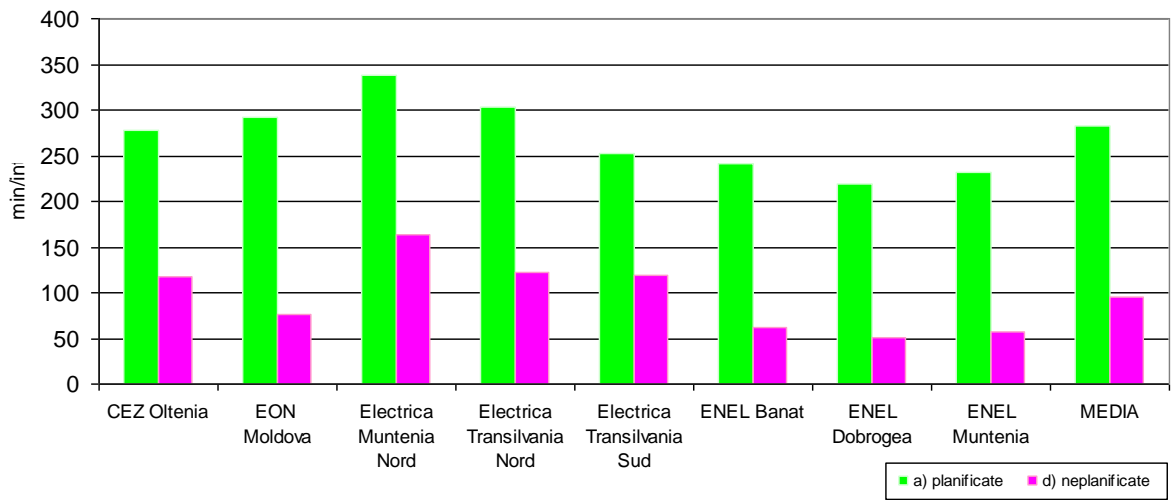
La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus fata de 2008 astfel: la CEZ Oltenia (-228 min/an), E.ON Moldova (-1013 min/an), Electrica Muntenia Nord (- 234 min/an), Electrica Transilvania Nord (-538 min/an), Enel Banat (- 652 min/an), Enel Dobrogea (-662 min/an), dar a crescut la Electrica Transilvania Sud (+ 30 min/an) si Enel Muntenia (+65 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 1039 min/an în 2008, la 574 min/an în 2014 (-465 min/an).



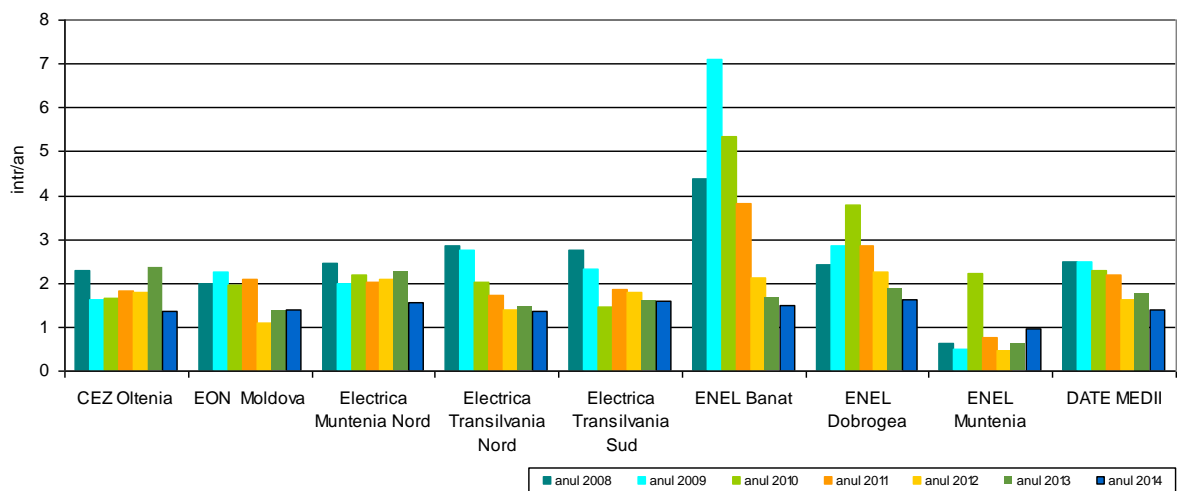
Valori agregate SAIDI rural întreruperi planificate și neplanificate pe anul 2014



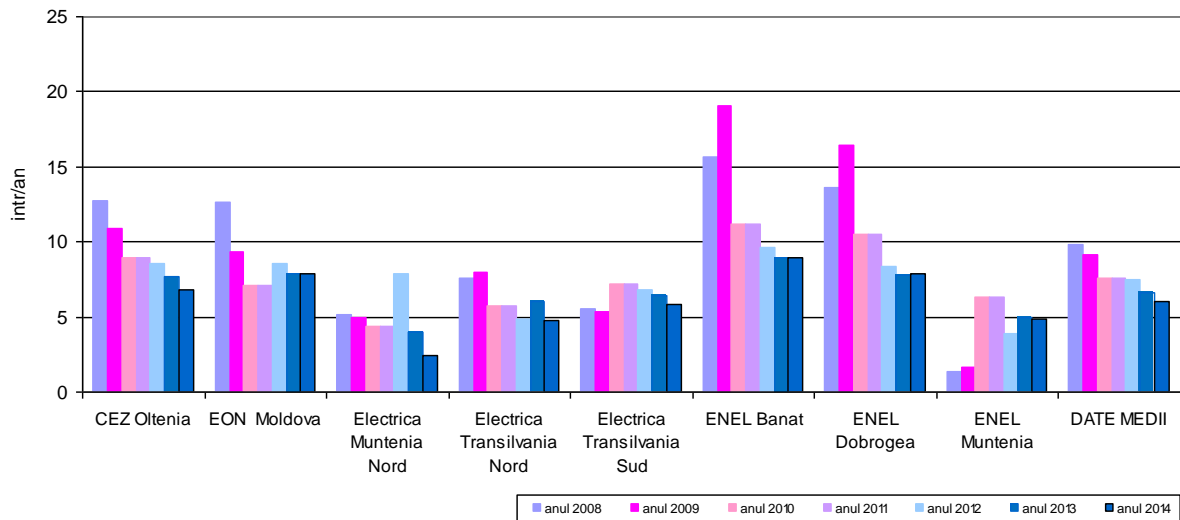
Valori agregate CAIDI rural întreruperi planificate și neplanificate pe anul 2014



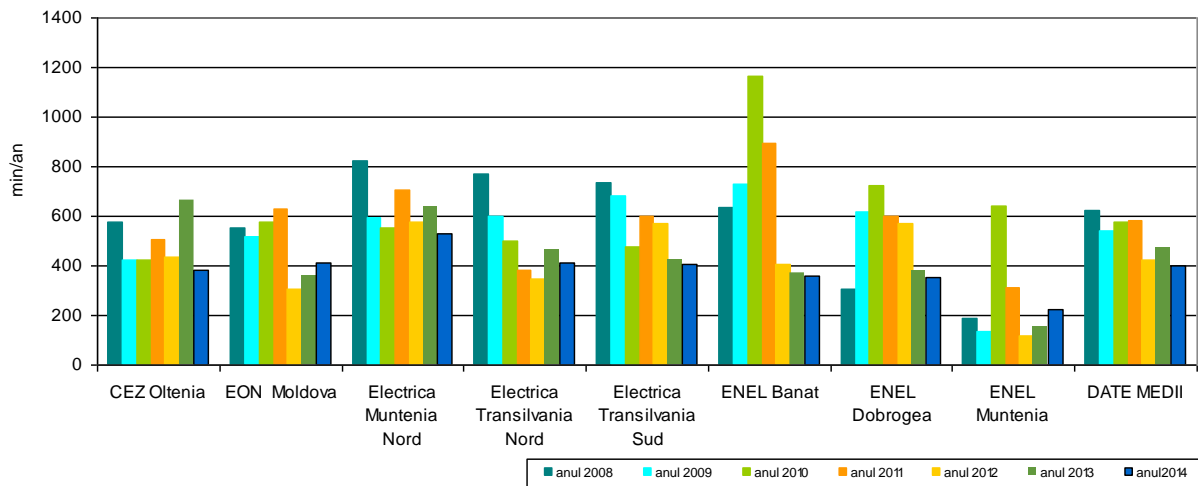
Comparație SAIFI rural planificat în anii 2008-2014



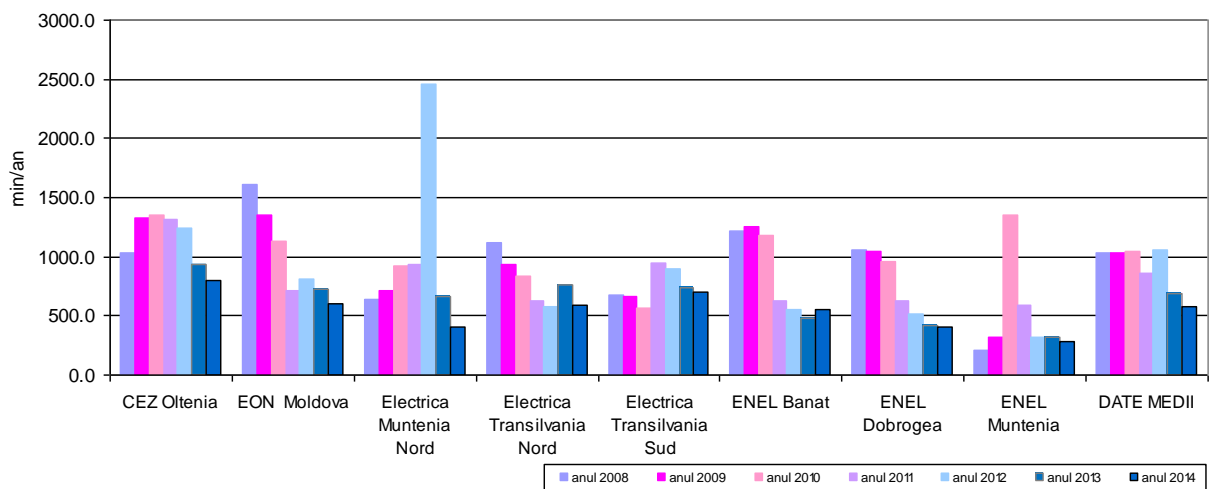
Comparatie SAIFI rural neplanificat în anii 2008-2014



Comparatie SAIDI rural planificat în anii 2008-2014



Comparatie SAIDI rural neplanificat în anii 2008-2014



## 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 mediul rural. Diferențele sunt determinate de caracteristicile rețelelor de alimentare rurale (alimentare radială prin linii aeriene de joasă sau de medie tensiune, 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, se consideră 3 categorii: urban, suburban și rural, iar în Olanda nu se face diferența între mediul urban și rural).

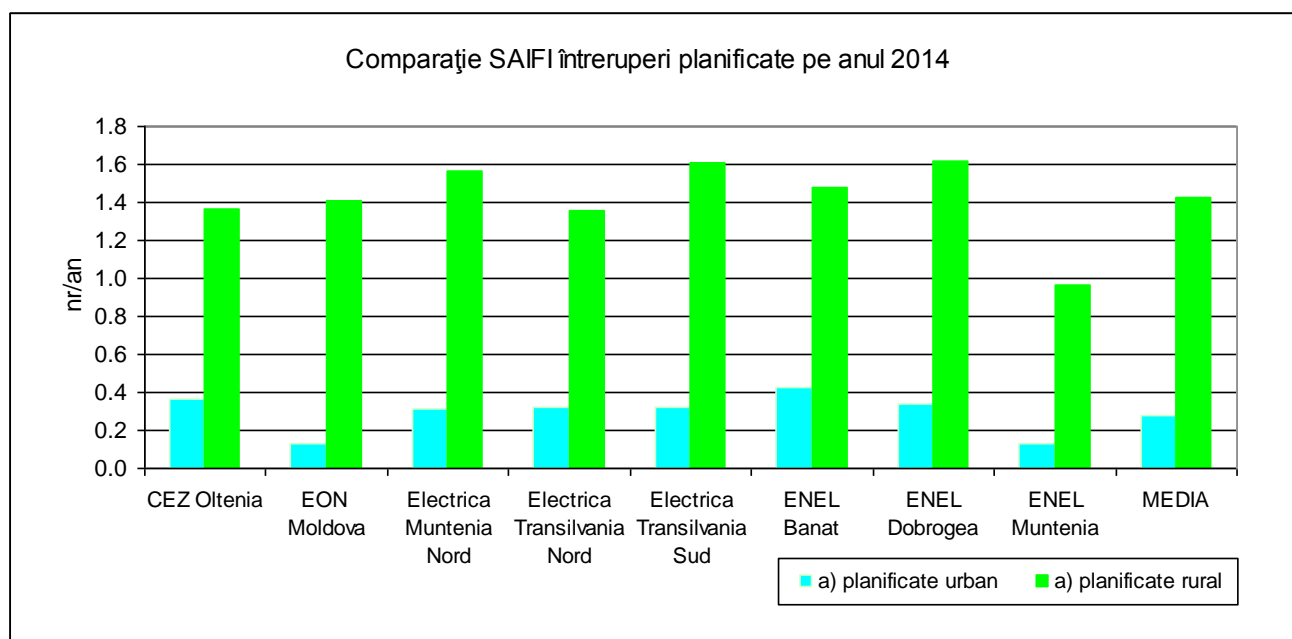
Majoritatea indicatorilor de continuitate, la nivel de OD sau valorile medii pe țară, sunt mai buni pentru mediul urban.

Astfel, indicatorii de continuitate la înaltă tensiune sunt foarte buni în ambele cazuri (urban/rural). De asemenea, la majoritatea OD și valoarea medie pe țară pentru CAIDI, adică durata medie a unei întreruperi, este comparabilă sau foarte apropiată. Astfel valoarea medie pe țară pentru CAIDI planificat, este de 309 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 282 min/întrerupere în mediul rural. Valoarea medie pe țară pentru CAIDI neplanificat este de 62 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 96 min/întrerupere în mediul rural.

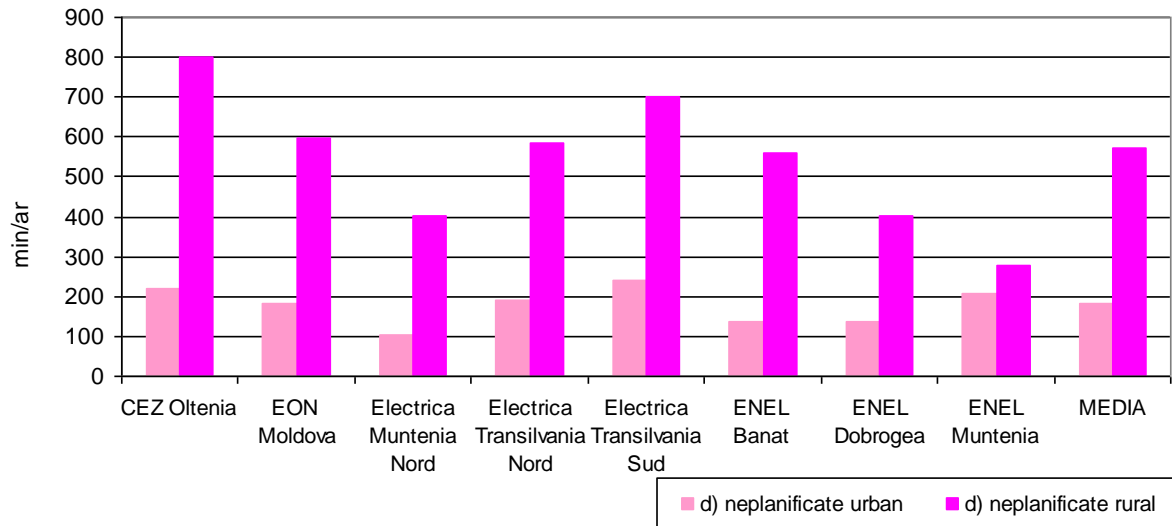
De exemplu, la nivel mediu pe țară, SAIDI pentru întreruperile planificate este de 86 min/an în mediul urban, respectiv de 403 min/an în mediul rural, iar SAIDI pentru întreruperile neplanificate este de 184 min/an în mediul urban, respectiv de 574 min/an în mediul rural. Se constată faptul că pentru mediul rural se înregistrează, în general, valori de trei pînă 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

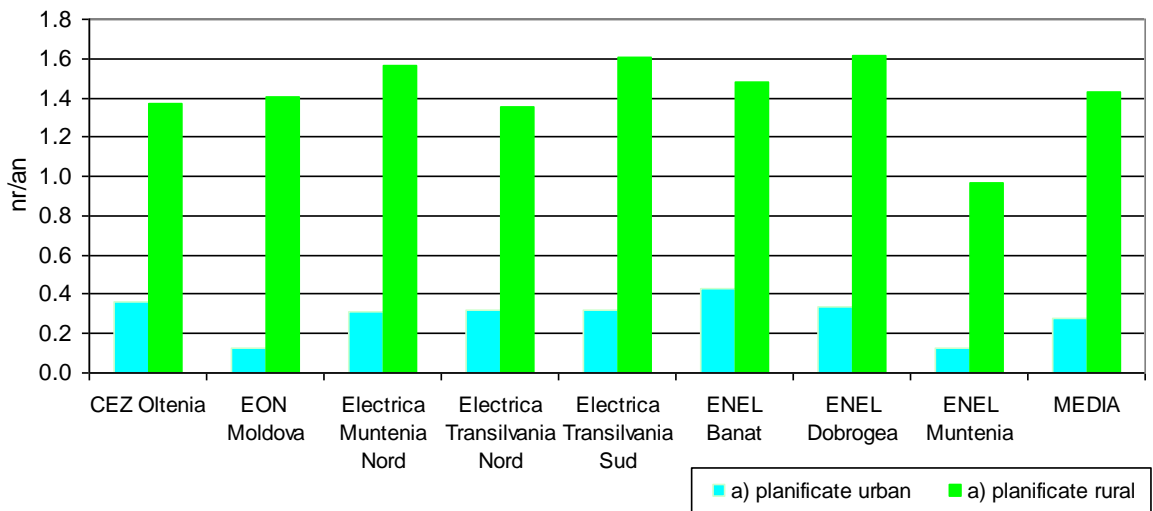
Indicator continuitate	Locul	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	Date medii
SAIDI a planificat	urban	93	33	92	215	91	91	69	22	86
SAIDI a planificat	rural	380	411	528	411	407	356	354	224	403
SAIDI d neplanificat	urban	219	184	105	189	242	139	139	209	183
SAIDI d neplanificat	rural	801	598	404	586	701	559	401	280	574



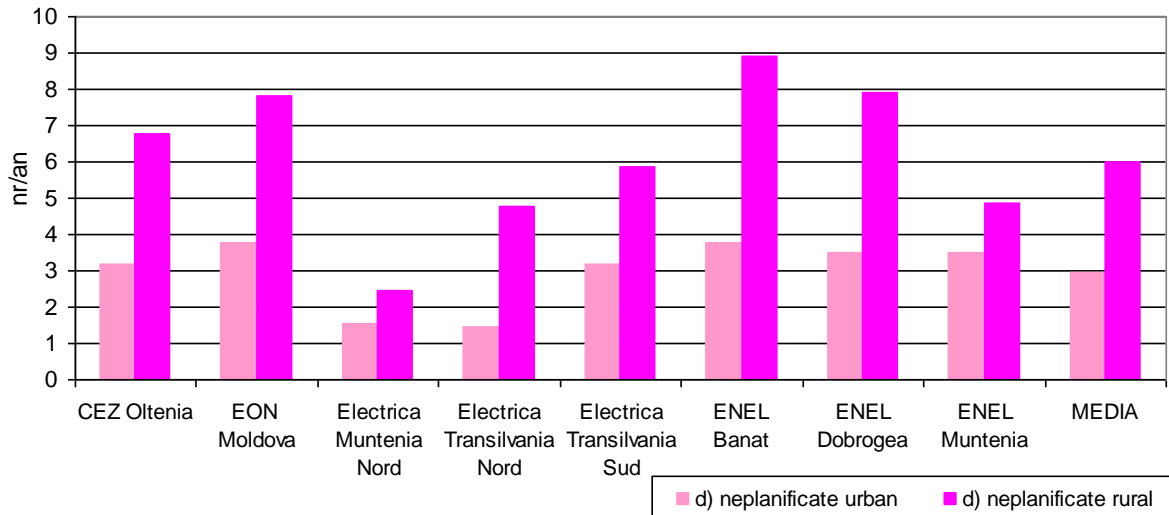
Comparație SAIDI întreruperi neplanificate pe anul 2014



Comparație SAIFI întreruperi planificate pe anul 2014



Comparație SAIFI întreruperi neplanificate pe anul 2014



## 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.

Din analiza datelor furnizate de OD, se constată că, în anul 2014, SAIDI pentru întreruperile din motive de forță majoră (cazul b) a avut valoarea zero la Electrica Transilvania Nord, valori până la 139 min/an la ENEL Banat, Enel Dobrogea, Enel Muntenia, E.ON Moldova, Electrica Transilvania Sud și Electrica Muntenia Nord și valori mari la CEZ Oltenia (295 min/an), respectiv o valoare medie pe țară de circa 106 min/an.

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi planificate, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,32 întreruperi/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 0,98 întreruperi/an pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 0,8 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 2,05 întreruperi/an pentru Electrica Muntenia Nord, valoarea maximă de 5,98 întreruperi/an pentru E.ON Moldova, respectiv o valoare medie pe țară de 4,35 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 de mai jos 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]	0.92	0.83	0.98	0.79	0.84	0.83	0.89	0.32	0.8
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	5.18	5.98	2.05	2.97	4.25	5.77	5.43	3.83	4.35
SAIFI total [intr/an]	6.1	6.81	3.03	3.76	5.09	6.6	6.32	4.15	5.15

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi planificate, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 68 min/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 327 min/an pentru

Electrica Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 230 min/an (circa 40 - 150 min/an în țările europene avansate).

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi neplanificate, au valori cuprinse între 225 min/an pentru Enel Muntenia și 540 min/an pentru CEZ Oltenia, respectiv o valoare medie pe țară de 361 min/an, adică 6 ore și 1 minut (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 performanța OD privind intreruperile neplanificate pentru continuitatea în alimentare. În anul 2014 performanțele maxime de ansamblu au fost stabilite de Enel Muntenia, urmat de Enel Dobrogea, Electrica Muntenia Nord.

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	Enel Muntenia	Enel Dobrogea	Electrica Muntenia Nord	Enel Banat	Electrica Transilvania Nord	E.ON Moldova	electrica Transilvania Sud	CEZ Oltenia	DATE MEDII
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	69	193	327	193	304	239	217	251	230
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	<b>225</b>	<b>253</b>	<b>266</b>	<b>301</b>	<b>370</b>	<b>410</b>	<b>426</b>	<b>540</b>	<b>361</b>
SAIDI total [min/an]	294	446	459	494	674	649	643	791	591

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi planificate, sunt foarte apropiate, variind între 211 min/întrerupere pentru Enel Muntenia și 384 min/întrerupere pentru Electrica Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 288 min/întrerupere. Se constată că, prin măsurile de planificare luate, Enel Muntenia înregistrează timpul minim la o întrerupere.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi neplanificate variaza între 47 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și 130 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 83 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 2013 cu cei din 2014.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 1 întrerupere/an în anul 2013 la 0,8 întreruperi/an în anul 2014. De asemenea, SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 4,75 întreruperi/an în anul 2013 la 4,35 întreruperi/an în anul 2014.

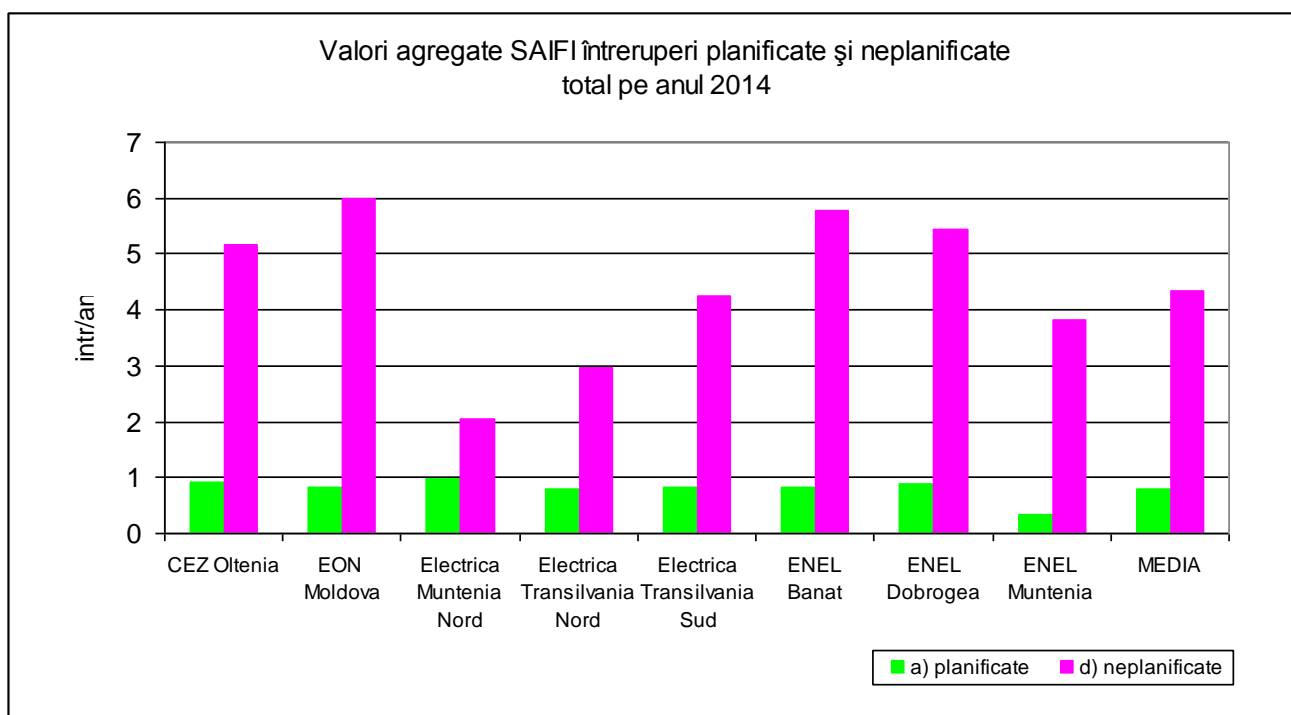
SAIDI planificat a scăzut ca valoare medie pe țară, de la 270 min/an în anul 2013 la 230 min/an în anul 2014. Se menționează că întreruperile planificate, anunțate în prealabil, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.

SAIDI neplanificat s-a redus la majoritatea OD în anul 2014 cu excepția Enel Banat și Enel Dobrogea. Astfel, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia (- 67 min/an), la E.ON Moldova, (- 91 min/an), la Electrica Muntenia Nord, (- 196 min/an), la Electrica Transilvania Nord (-91 min/an), Electrica Transilvania Sud(- 42 min/an), Enel Muntenia, (- 15 min/an), dar a crescut la Enel Banat (+ 48min/an), Enel Dobrogea (+ 10 min/an). Ca urmare, valoarea medie pe țară a scăzut, de la 427 min/an (7 ore și 7 minute) în anul 2013, la 361 min/an (6 ore și 1 minut) în anul 2014, o scădere de 66 minute/an.

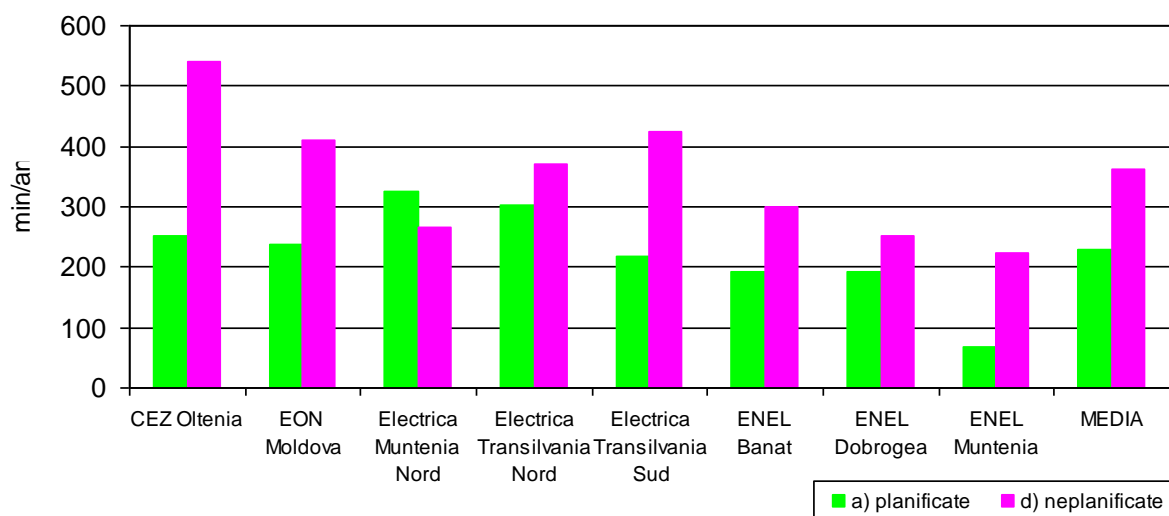
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2014. Se observă un progres general. Astfel, SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 1,6 întreruperi/an în 2008, la 0,8 întreruperi/an în 2014, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008, la 4,4 întreruperi/an în 2014.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 386 min/an în 2008, la 230 min/an în 2014.

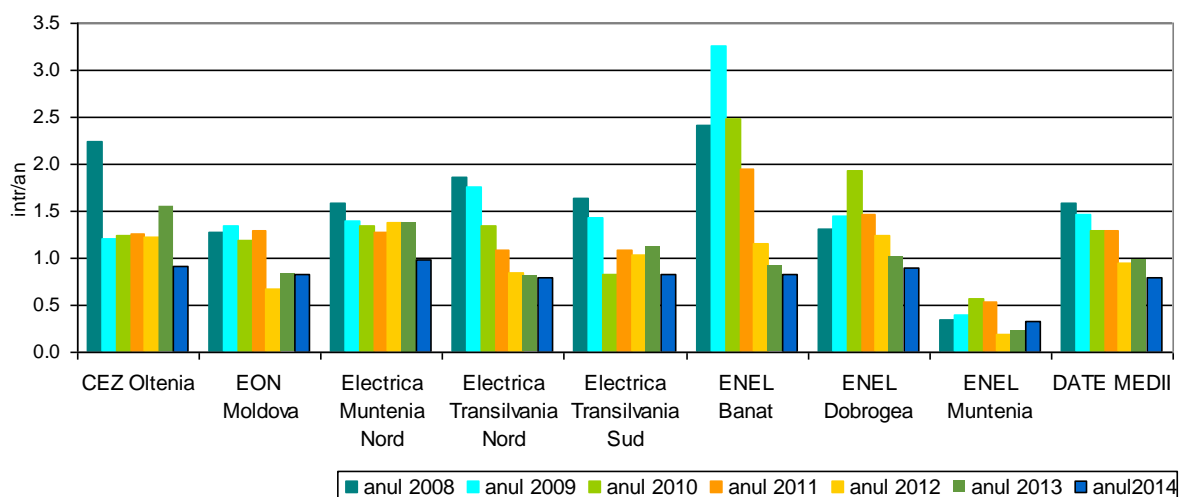
La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia (-183 min/an), E.ON Moldova (- 671 min/an), Electrica Muntenia Nord (-157 min/an), Electrica Transilvania Nord (- 305 min/an), Electrica Transilvania Sud (-25 min/an), Enel Banat (- 353 min/an), Enel Dobrogea (-373 min/an), Enel Muntenia (- 125 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 639 min/an (10 ore și 39 minute) în 2008, la 361 min/an (6 ore și 1 minut) în 2014, înregistrând o reducere de 278 min/an (4 ore și 38 minute). Se observă că E.ON Moldova a progresat cel mai mult (- 671 min/an), urmat de Enel Banat (-350 min/an), Enel Dobrogea (-370 min/an) și Electrica Transilvania Nord (-305 min/an).



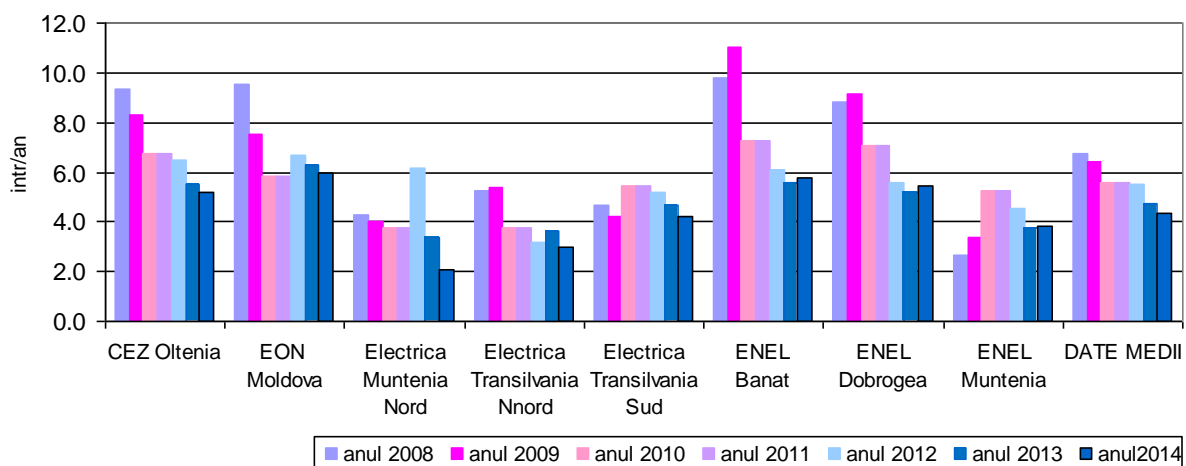
Valori agregate SAIDI, întreruperi planificate și neplanificate total pe anul 2014

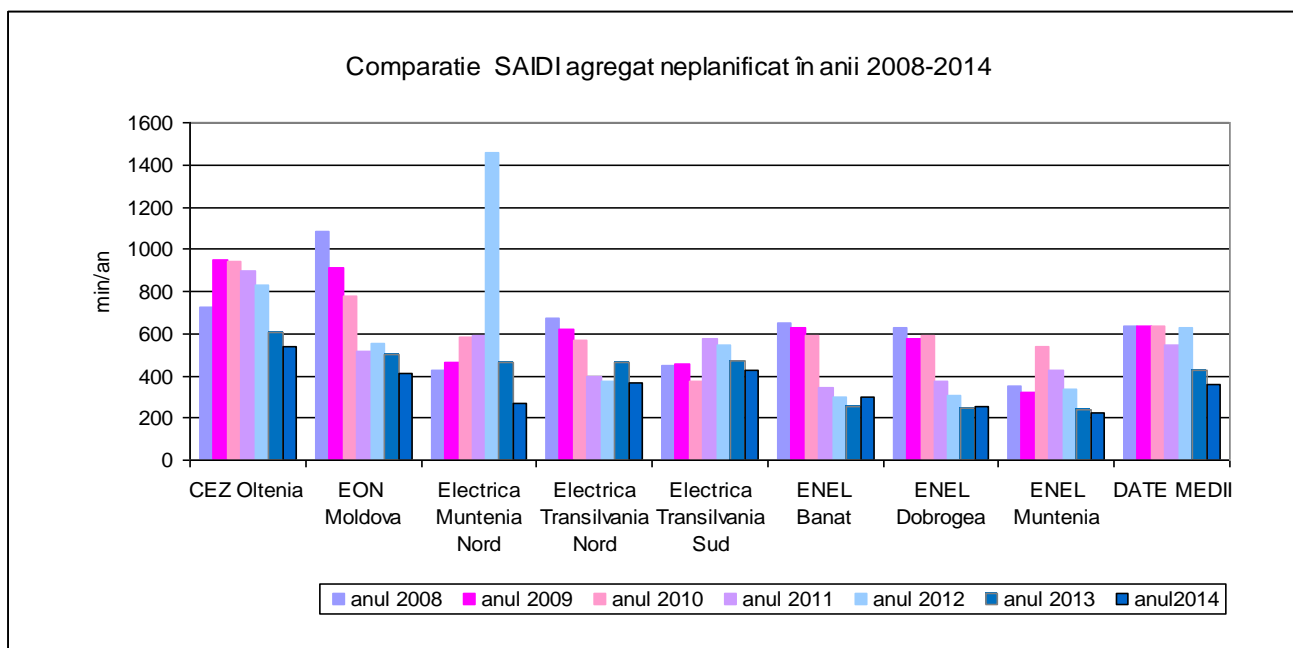
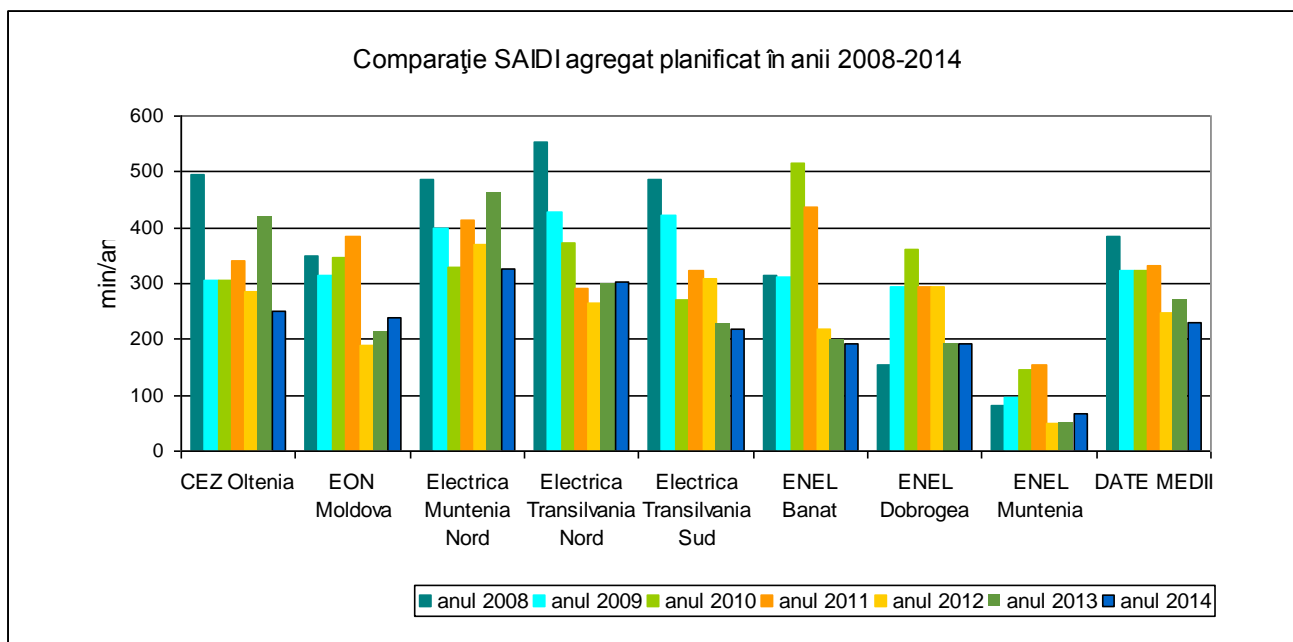


Comparație SAIFI agregat planificat în anii 2008-2014



Comparație SAIFI agregat neplanificat în anii 2008-2014





### 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 intrerupere – 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:

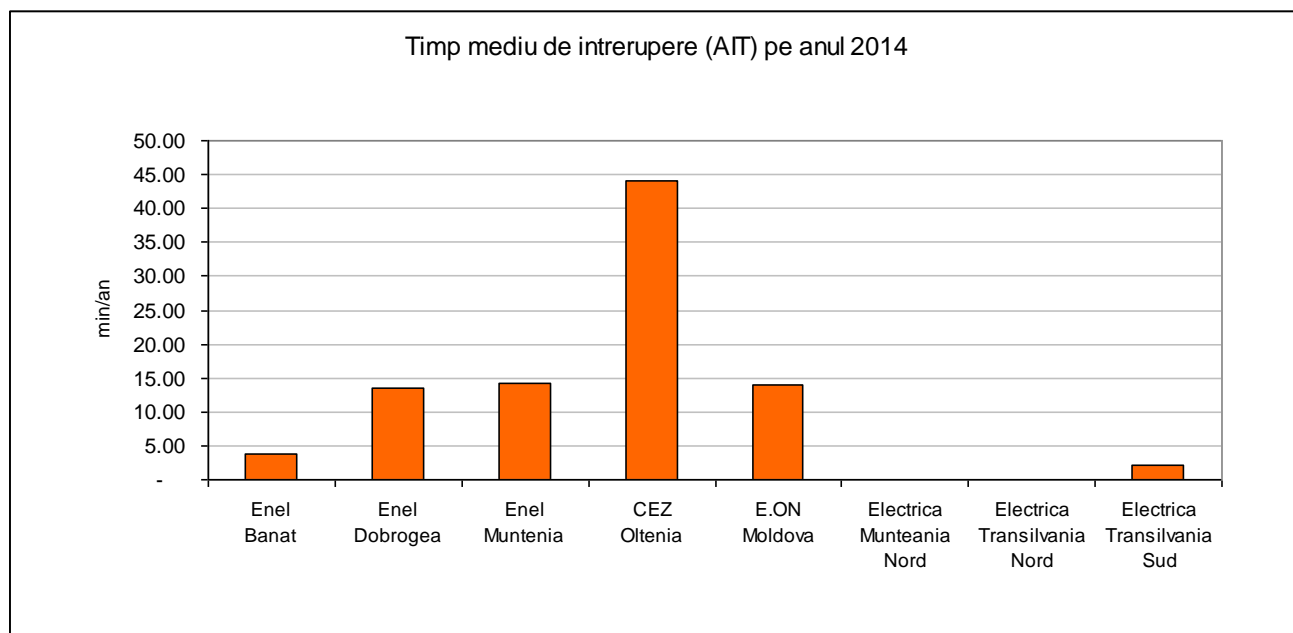
ENS (Energy Not Supplied) – energia nelivrată, definită ca energia totală nelivrată utilizatorilor alimentați (deserviți) de OD, din cauza întreruperilor la IT;

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

$8760 \times 60 = 525600$  minute, durata standard a unui an.

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]	28.02	91.00	177	148.94	116.7	0	0	22.41
AIT [min/an]	3.71	13.56	14.17	44.02	14.01	0	0	2.19



După cum se observă din diagrama de mai jos, valoarea AIT a variat între 3,71 min/an pentru Enel Banat și 44,02 min/an pentru CEZ Oltenia, cu o valoare medie pe țară de 11,46 min/an. Electrica Muntenia Nord și Electrica Transilvania Sud 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. Costurile legate de monitorizare revin utilizatorului, dacă parametrii de calitate sunt în limitele admisibile (reclamațiile nu se confirmă) sau calitatea energiei electrice este scăzută din cauza utilizatorului, respectiv OD, în caz contrar, costurile monitorizării revin OD.

Toate OD sunt dotate cu analizoare de calitate a energiei electrice fixe și mobile/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 (uneori se separă zone/insule de consum alimentate din Republica Moldova). De menționat că numai OTS și E.ON Moldova au o asemenea dotare. Suplimentar, E.ON Moldova are analizoare mobile, tot de clasă A, pentru rezolvarea reclamațiilor primite de la utilizatori.

Se precizează că flickerul (pâlpâire, licărire, tremur) este impresia de instabilitate a senzației vizuale indusă de un stimul luminos a cărui luminanță sau distribuție spectrală fluctuează în timp [SR CEI 60050 (161)]. Flickerul este efectul de disconfort vizual pentru ochiul uman, produs de lămpile electrice cu incandescență (prin variația fluxului luminos sau a distribuției spectrale), în timp ce fenomenul electromagnetic care îl produce/ generează este definit/ referit ca fluctuații de tensiune.

Din toate înregistrările CEZ Oltenia rezultă că principala problemă este depășirea limitelor normate de flicker pe termen lung în marea parte a stațiilor de medie tensiune analizate. De exemplu, s-au înregistrat depășiri în stațiile din zona Turnu Severin (Aeroport, Șantierul naval), Târgu Jiu (Motru, Lupoiaia, IUM, Jiț, Godinesti, Cauciuc), Craiova (Almăj, Craiova Est, Prefabricate, Strehaia), Râmnicu Vâlcea (Căzănești, Ladesti, Marcea, Valcea-Nord, Brezoi, Horezu), Slatina (Slatina-Nord, Corabia, Scornicești, Caracal Sud), Pitesti (FMPEP, Pitesti Nord, Arges Sud, Campulung, Electro-Arges, Mozoceni, Rucăr, Topoloveni), Alexandria (Preajba, Hârlești, Rosiori), Alexandria (Preajba, Hârlești) cu duratele cele mari înregistrare ale fenomenului de flicker la stațiile în zona Craiova la stațiile Prefabricate (32 săptămâni) și Strehaia (40 săptămâni), și zona Slatina la stațiile Slatina Nord (28 săptămâni), Corabia (30 săptămâni) și Scornicești (34 săptămâni).

Din înregistrările E.ON Moldova s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în o mare parte din stațiile cu analizoare de calitatea energiei, astfel: stația Bacovia (2 săptămâni), Bârlad (16 săptămâni), Huși (18 săptămâni), Sărata (4 săptămâni), Tricotaj (2 săptămâni), Botoșani (9 săptămâni).

La Electrica Muntenia Nord s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în o mare parte din stațiile cu analizoare de calitatea energiei instalate, astfel: stația Buzău Sud (21 săptămâni), Găești (31 săptămâni), Hipodrom (2 săptămâni), Tecuci (8 săptămâni), Focșani Nord (3 săptămâni).

La Electrica Transilvania Nord s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în stațiile Mihai Viteazu (3 săptămâni), Jucu (1 săptămâna), Viișoara (3 săptămâni), Beius (3 săptămâni), Seini (3 săptămâni).

La ENEL Banat depășirea limitelor normate de flicker a fost înregistrată în multe stații monitorizate din care amintim: stația Buziaș ( 8 săptămâni), Deta (28 săptămâni), stația Satchinez (3 săptămâni)

Similar, la ENEL Dobrogea s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în stațiile monitorizate Băneasa (3 săptămâni), Mircea Vodă (11 săptămâni), Slobozia Nord (28 săptămâni)

La ENEL Muntenia s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de flicker în stațiile Cotroceni (6 săptămâni), Crângași (1 săptămână)

Din totalitatea înregistrărilor se constată că perturbația/fenomenul de flicker se întâlnește în toată țara.

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 prezentăm câteva cazuri de depășire a limitelor normate ale armonicilor în cazul stațiilor Baneasa și Mircea Voda aparținând ENEL Dobrogea: depășirea pe toată durata analizată a limitei normate a armoniciei de gr. 2 (cu maxima de 105%), și depășiri în 2-3 săptămâni ale armonicilor de gr. 5 (cu maxima de 11,9%) și 7 (cu maxima de 8,6%) în cazul stației Băneasa.

În cazul Electrica Muntenia Nord au fost depășite valorile normate ale factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Băicoi (1 săptămână), Buzau Sud (2 săptămâni), Găești (2 săptămâni), Hipodrom (2 săptămâni), Tecuci (8 săptămâni), Focșani (2 săptămâni).

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.

Analizările 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 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 la art. 24 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

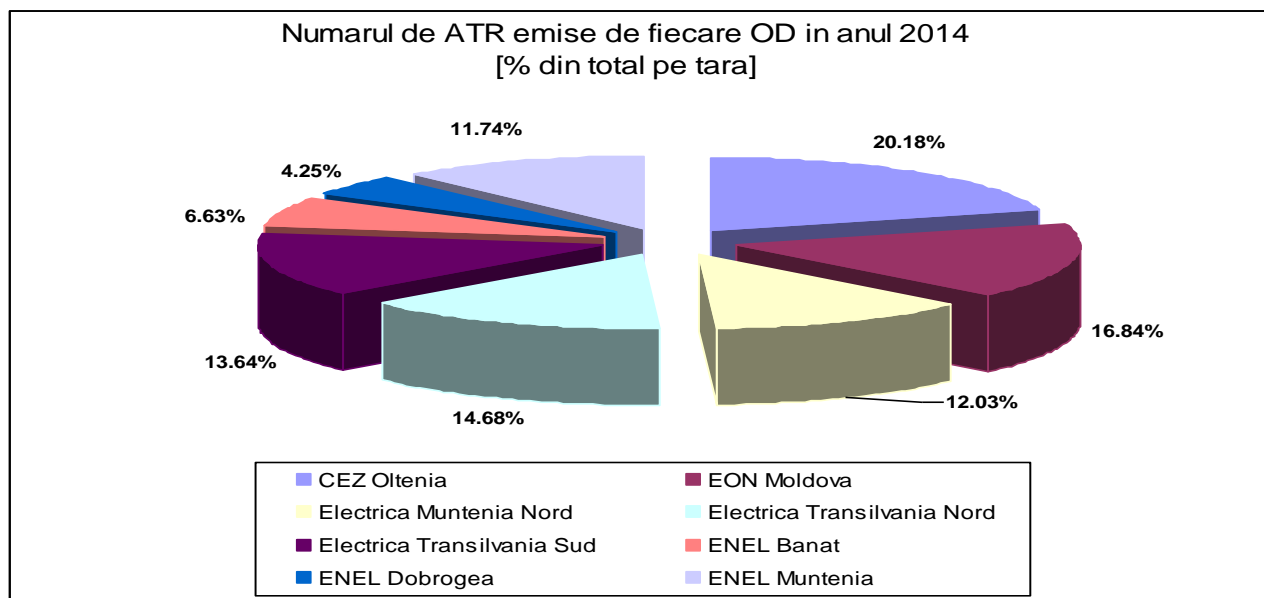
### II.4.1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de cereri de avize tehnice de racordare (ATR) la rețeaua electrică de interes public în anul 2014 a fost de 360.578 (comparativ cu 417.430 în anul 2013). ATR nu s-au putut emite (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 3.532 solicitări, respectiv 0,98% 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, de exemplu s-a emis certificatul de urbanism, dar ulterior nu s-a eliberat PUZ, etc.) a fost de 16.496, respectiv 4,6 % din totalul solicitărilor, în scădere față de anii anteriori ( 5% din total în anul 2013, 6,6 % din total în anul 2012, 14 % din total în anul 2011).

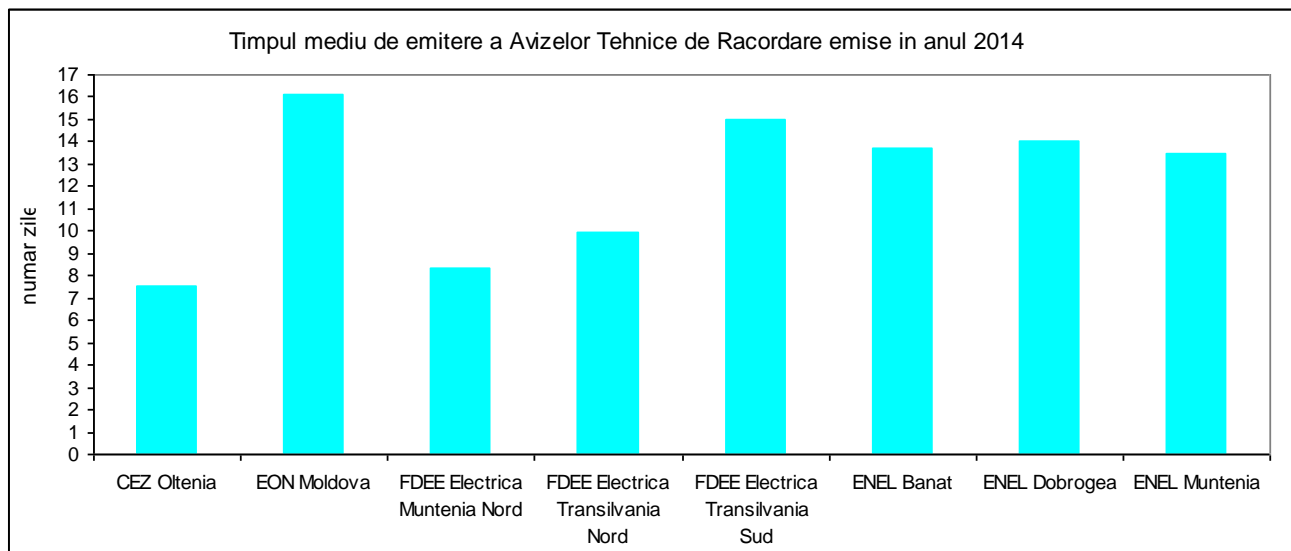
Numărul total de ATR emise în anul 2014 a fost de 357.046, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 5

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
Număr	72055	60131	42968	52399	48692	23685	15187	41929	357046
Procent din nr. total (%)	20.18	16.84	12.03	14.68	13.64	6.63	4.25	11.74	100
Timpul mediu de emitere a ATR [zile]	7.56	16.11	8.34	9.96	15.00	13.75	14.00	13.5	12.28



Numărul minim de ATR emise s-a înregistrat la ENEL Dobrogea (15.187), iar numărul maxim de ATR s-a înregistrat la CEZ Oltenia (72.055). Avizele tehnice de racordare (ATR) s-au emis într-un timp mediu de 12,28 zile calculat la nivelul întregii țări. Timpul mediu de emitere a ATR a avut o valoare minimă de 7,56 zile la CEZ Oltenia, deși a emis cel mai mare număr de ATR, respectiv o valoare maximă de 16,11 zile pentru E.ON Moldova, respectând termenul din Standard, de 30 de zile calendaristice.



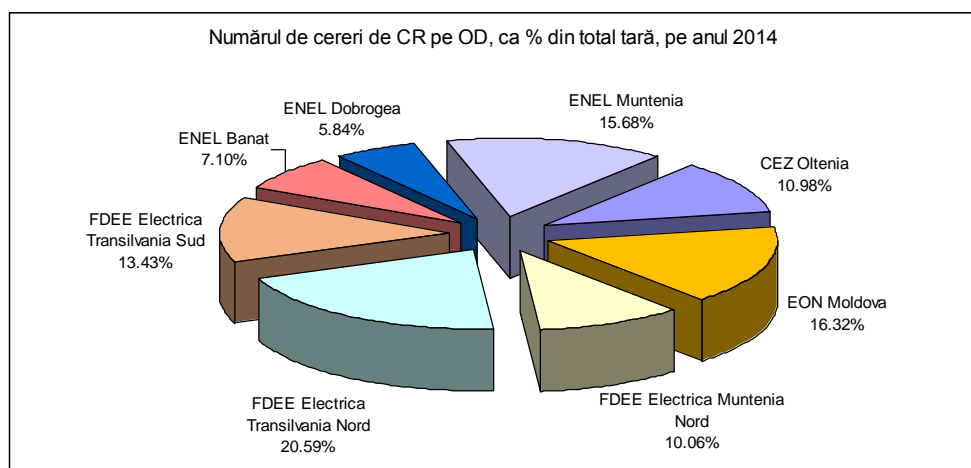
#### II.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de cereri de contracte de racordare în anul 2014 a fost de 104.483. Situația este prezentată în Tabelul nr. 6, pe tipuri de consumatori și OD.

Tabelul nr. 6

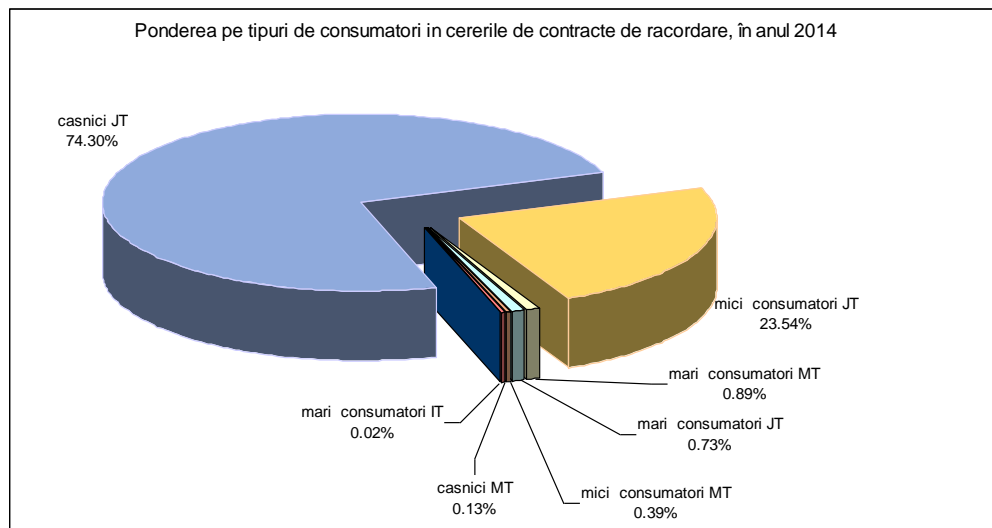
OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE ȚARĂ
casnici JT	8682	13496	8024	14803	10055	5116	4656	12915	77747
mici consu-matori JT	2162	3274	2263	6403	3717	2204	1350	3313	24686
mari consu-matori JT	92	77	40	94	85	28	19	49	484
casnici MT	14	6	7	8	4	3	3	5	50
mici consu-matori MT	64	127	75	93	51	16	27	19	472
mari consu-matori MT	145	70	100	109	114	53	48	81	720
mari consu-matori IT	2	3	1	0	3	0	0		9
TOTAL	11476	17053	10510	21510	14029	7420	6103	16382	104483
Procent (%)	10,98	16,32	10,06	20,59	13,43	7,1	5,84	15,68	100

Procentul minim de cereri de contracte de racordare, pe toate tipurile de consumatori, este de 5,84% din numărul total de cereri, pentru Enel Dobrogea, iar procentul maxim este de 20,59% din total, pentru Electrica Transilvania Nord.



În diagrama de mai jos se prezintă ponderea procentuală pe categorii 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: circa 74,41 %;
- mici consumatori de JT: circa 23,63 %;
- alții (pondere neglijabilă): 1,96%.



Repartizarea procentuală a numărului de cereri de contracte de racordare pe principalele tipuri de consumatori și OD este prezentată în Tabelul nr. 7

Tabelul nr. 7

Tip Consumator	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
casnici JT	75.65	79.14	76.35	68.82	71.67	68.95	76.29	78.84	74.41
mici consumatori JT	18.84	19.2	21.53	29.77	26.50	29.7	22.12	20.22	23.63
mari consumatori JT	0.80	0.45	0.38	0.44	0.61	0.38	0.31	0.30	0.46
mici consumatori MT	0.56	0.74	0.71	0.43	0.36	0.22	0.44	0.12	0.45
mari consumatori MT	1.26	0.41	0.95	0.51	0.81	0.71	0.79	0.49	0.69

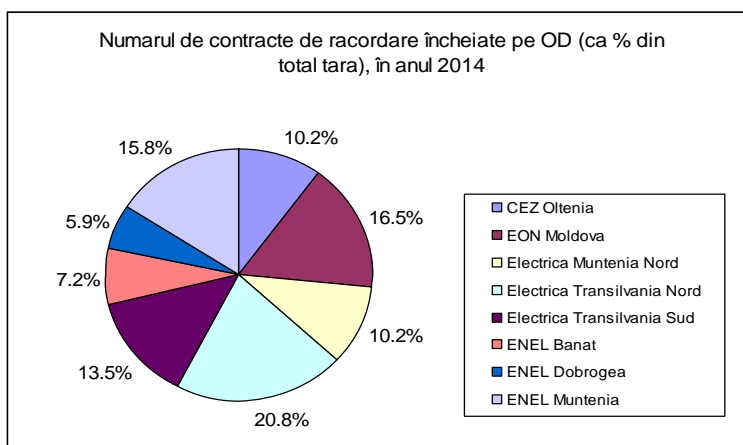
Ponderea cererilor de contracte de racordare pentru consumatorii casnici și micii consumatori de JT în cadrul OD este redată în diagrama de mai jos. Se observă că aceste categorii reprezintă împreună între 97% și 99 % din cererile pentru întocmirea contractelor de racordare din fiecare OD, respectiv la nivel de țară.

Numărul total de contracte de racordare încheiate a fost de 103.521 (sub 0.1% din cereri nu au fost finalizate).

Numărul de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 1119, respectiv 1,08 % din totalul solicitărilor.

Timpul mediu de emitere a contractelor de racordare a fost de 2,7 zile, variind între 1 zi, pentru Enel Banat, respectiv 5 zile, pentru FDEE Electrica Transilvania Nord. Se menționează că termenul standard de transmitere

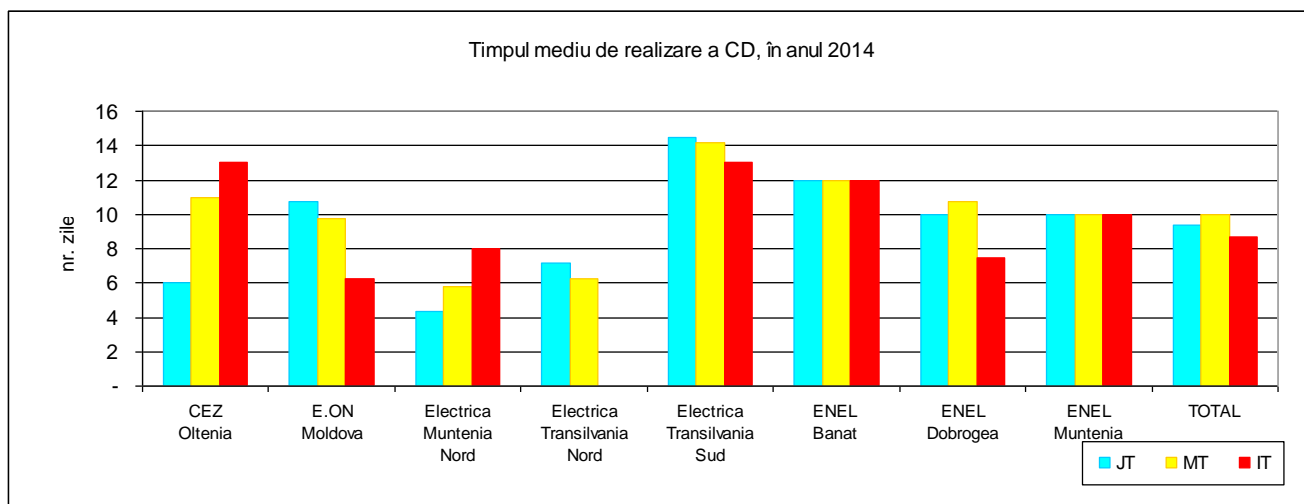
a ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la data înregistrării cererii (însoțită de documentația completă). Timpul mediu de emiteră a contractelor de racordare s-a încadrat în termenul legal pentru toți OD.



### II.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție în anul 2014 a fost de 96.256.

Timpul mediu pe țară de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 9,34 zile la JT, 9,96 zile la MT și 8,72 zile la IT, comparativ cu 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. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare a fost de 4612, majoritatea la JT. În general, numărul total de reclamații aferente unui OD a fost destul de ridicat, mai ales la Enel Muntenia (2897) și ENEL Dobrogea (881). Timpul mediu de răspuns la reclamații a fost de 12 de zile, semnificativ numai la JT. La MT timpul mediu de răspuns a fost de 8,33 zile, la IT, la nivel de OD, în general nu au fost reclamații sau numărul a fost foarte redus. Toți OD au respectat termenul legal de 30 zile calendaristice pentru răspunsul la reclamații.

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

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.

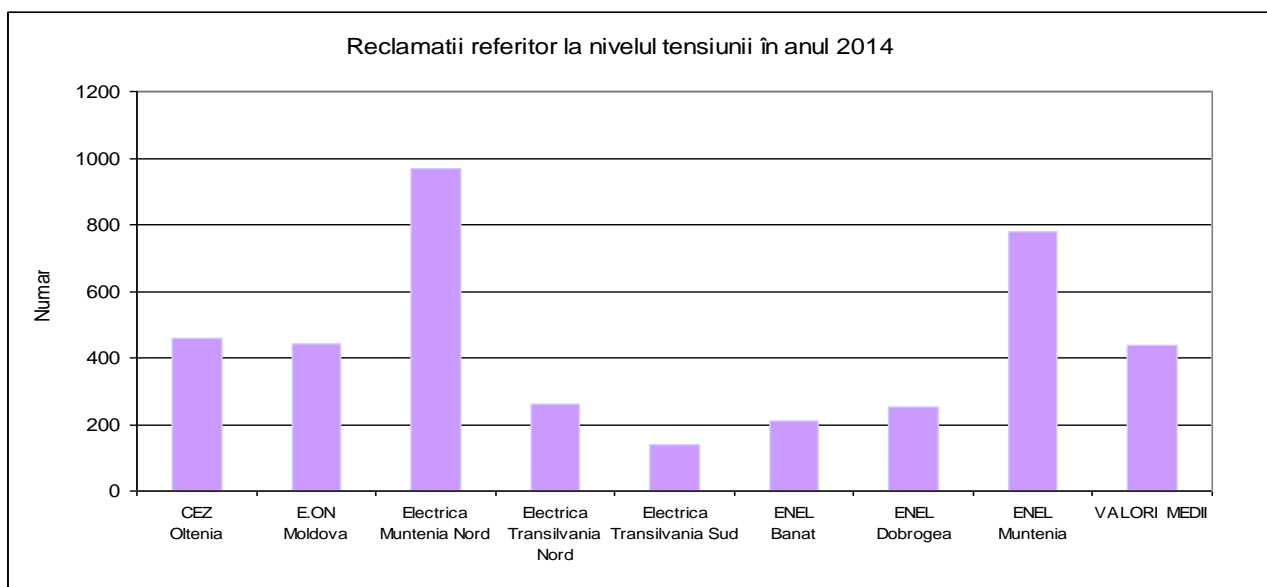
Aceste diferențe de timp sunt necesare, deoarece nivelul (mărimea, modulul) tensiunii se poate măsura mai ușor, chiar dacă deseori este necesar un timp de minimum o săptămână pentru a surprinde valoarea de maxim sau de minim a tensiunii. Ceilalți parametri trebuie urmăriți un timp mai îndelungat și presupun utilizarea unor aparate complexe. Se menționează că toți OD s-au dotat cu aparate mobile pentru efectuarea de măsurători privitoare la calitatea energiei electrice.

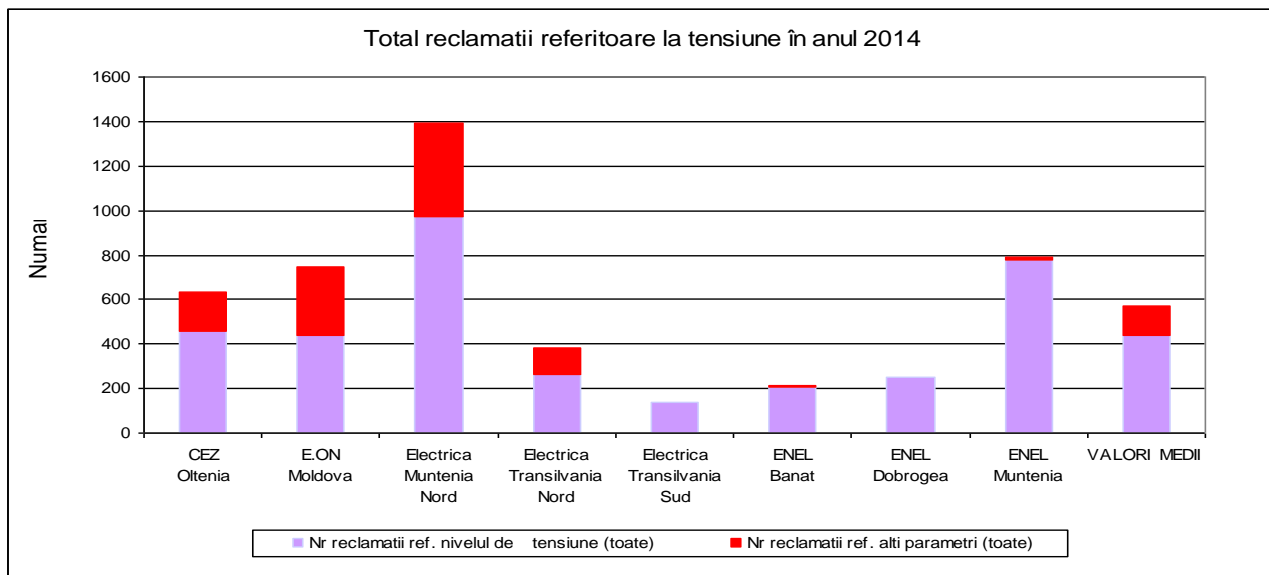
Numărul de reclamații referitoare la nivelul tensiunii, pentru toți consumatorii, a fost de 3508. Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Electrica Transilvania Sud (137), iar numărul maxim la Electrica Muntenia Nord (970). Valoarea medie pe țară este de 439.

Numărul de reclamații referitoare la alți parametri ai tensiunii a fost mai redus, de 841 la nivelul întregii țări. La Electrica Transilvania Sud și ENEL Dobrogea nu s-au înregistrat reclamații referitoare la alți parametri ai tensiunii. Numărul maxim a fost înregistrat la E.ON Moldova (493), iar valoarea medie pe țară este de 105. Aceste date sunt prezentate în tabelul nr. 8 și diagramele de mai jos:

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 TARA
Nr de reclamatii referitoare la nivelul de tensiune (toti cons.)	458	441	970	261	137	210	251	780	<b>3508</b>
Numarul de reclamatii referitoare la alti parametri ai tensiunii (toti cons.)	174	493	154	7	0	9	0	4	<b>841</b>

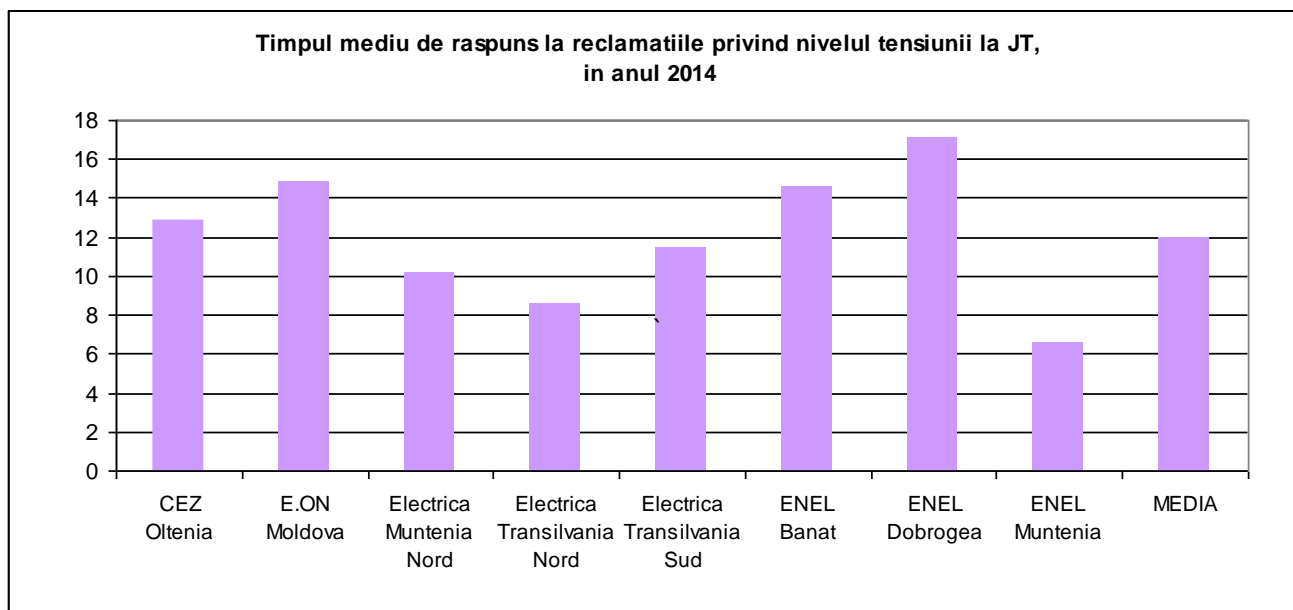




Timpul mediu de răspuns (în zile) la nivel de țară este prezentat în tabelul nr. 9. Din punct de vedere statistic, numai datele pentru reclamațiile privind **nivelul tensiunii de la JT sunt relevante** și se pretează la comparații, fiind un număr semnificativ de cazuri. Pentru celelalte situații, numărul de cazuri este uneori foarte mic (de exemplu 2 – 10) sau chiar zero (la Electrica Transilvania Sud).

Tabelul nr. 9

OD	CEZ Oltenia	EON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	MEDIA
T. mediu de rezolvare pentru reclamatii referitor la nivelul de tensiune (JT)	12.84	14.85	10.13	8.56	11.40	14.55	17.13	6.60	12.01



Din datele prezentate mai sus se observă că valorile medii ale timpului de răspuns, pentru reclamațiile privind nivelul tensiunii (la JT) s-au încadrat în majoritatea cazurilor în termenul legal de răspuns, de 15 zile. Excepție face Enel Dobrogea cu cca. 17, termen ce depășește termenul legal de răspuns. Valoarea medie a timpului de răspuns la nivelul țării, de 12 zile, se încadrează în termenul legal. **Situația trebuie remediată la Enel Dobrogea.** Timpul mediu de răspuns la reclamațiile privind alți parametri ai tensiunii, la nivel de OD, a respectat termenul legal de 30 zile calendaristice (deși 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

#### 1. CAPACITĂȚI ENERGETICE

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

- 15 producători și clienți finali de energie electrică, respectiv societățile Alpha Wind S.R.L., CAS Regenerabile S.R.L., Complexul Energetic Oltenia S.A., Complexul Energetic Hunedoara S.A., S.P.E.E.H. Hidroelectrică S.A., Land Power S.R.L., Electrocentrale București S.A., Elcomex EOL S.A., OMV Petrom S.A., Ovidiu Development S.R.L., Tomis Team S.R.L., Târgușor Wind Farm S.R.L., Ventus Renew Romania S.R.L., Ialomița Power S.R.L. și Crucea Wind Farm S.A.;
- 2 producători, respectiv societățile S.N. Nuclearelectrică S.A. și S.N.G.N. RomGaz S.A.;
- 8 operatori de distribuție, 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 Târgoviște 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., Exclusiv Agrolin S.R.L., Flavus Investiții S.R.L.

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 – Liniile electrice de transport

Nr. Crt.	U constr. [kV]	Total [km traseu]
1	750	150,79
2	400	4706,83
3	220	3859,38
4	110	38

Nota: În anumite cazuri, LEA cu tensiuni nominale de 750 kV și 400 kV funcționează la tensiuni inferioare.

Tabelul nr. 2 – Stații electrice de transport

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

#### 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
Înainte de 1960	-	-	-	-
1960-1979	7,18	2871,29	3220,89	-
1980-1999	30,82	448,03	1005,62	150,79
2000-2015	-	540,06	480,32	-

Din totalul LEA, 69,6% au o durată de funcționare cuprinsă peste 35 ani, 18,7% au o durată de funcționare cuprinsă între 15 ani și 34 ani, iar cca. 11,7% au o durată de funcționare sub 15 ani. 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

	Perioada PIF/Tensiune (kV)	110	220	400	750
Grad de utilizare (%)	1960-1979	99,06	89,88	89,48	-
	1980-1999	46,09	52,09	60,98	58,3
	2000-2015	-	23,6	25,6	-

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
Inainte de 1960	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1960-1979	7	22	1	12	3	-	1	47	1	8	-	-
1980-1999	1	8	-	14	2	2	-	7	18	2	-	2
2000-2014	1	3	-	-	2	-	-	27	11	17	2	-

Din totalul puterii instalate a transformatoarelor/autotransformatoarelor, 34,7% au o durată de funcționare de peste 35 ani, 24,9% au o durată de funcționare între 34 ani și 15 ani, iar 40,4% au o durată de funcționare sub 15 ani.

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

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	70,83	99,5	-	100	100	100	-	100	93,75	100	-	100
2000-2014	16,65	26,39	-	-	31,25	-	-	27,16	23,48	34,31	45,83	-

### 3. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHNOLGIZATE / NOI ÎN ANUL 2014

Tabel nr. 7 - Situația liniilor electrice retnologizate/noi

Nivel tensiune superioară	Lungime linii electrice (km)	Lungime linii electrice retnologizate (km)	Lungime linii electrice nou realizate (km)
750 kV	155,20	-	-
400 kV	4.706,80	-	-
220 kV	3.859,40	-	-
110 kV	40,42	-	-

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

Nivel tensiune superioară	Număr stații	Nr. stații electrice re tehnolo-gizate	Nr. stații electrice nou realizate	Observații
750 kV	1	-	-	
400 kV	38	1	-	St. re tehn: Tulcea Vest et. 1
220 kV	42	1	-	St. re tehn: Barboși

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

- în anul 2010, stația Gura Ialomiței, stația Lacu Sărat - etapa 1 și stația Gadalin;
- 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.

#### 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 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Majoră	RK	80	57
	RC	9	46
Minoră	-	83	87
Total		72	79

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

	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Stații	74	89
LEA	72	67
Transformatoare/Autotransformatoare	65	77
Clădiri	62	52
Total	72	78

În anul 2014, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 79%, cel mai mare procent fiind cel aferent mentenanței minore, respectiv 87%. Lucrările din programul de mentenanță s-au realizat preponderent în partea a doua a anului (semestrul II).

Programul de mentenanță majoră (RK și RC) s-a realizat în proporție de 50%, având în vedere că majoritatea proiectelor din acest program au fost demarate la începutul anului 2014 (proceduri de achiziție desfășurate pe perioade lungi). Și la această categorie lucrările de mentenanță s-au desfășurat preponderent în semestrul II al anului.

#### 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)	2013		2014	
	brut	net	brut	net
Cărbune	17.393	14.949	18.132	15.828
Hidrocarburi	9.092	8.662	7.756	7.193
Nucleară	11.618	10.674	11.676	10.740
Hidro	15.104	14.877	18.950	18.646
Eoliană	4.721	4.597	6.201	6.138
Biomasă	319	316	514	506
Fotovoltaică	413	410	1.634	1.616
Geotermală	-	-	-	-
Total	58.660	54.485	64.863	60.667

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

Tip centrală	Putere instalată		Putere disponibilă	
	[MW]		[MW]	
	2013	2014	2013	2014
Cărbune	6615	6555	5450	5718
Hidrocarburi	5464	5547	4600	4538
Nucleară	1413	1413	1413	1413
Hidro	6648	6709	6316	6368
Eoliană	2605	2953	2600	2944
Biomasă	96	100	96	99
Fotovoltaică	860	1223	851	1176
Geotermală	0.05	0.05	0.05	0.05
Total	23703	24500	23703	22256

În Tabelul nr. 13 este prezentată evoluția producției și consumului de energie electrică în anul 2014 comparativ cu anul 2013. Se constată o ușoară creștere a valorilor aferente anului 2014 față de cele aferente anului precedent.

Tabelul nr. 13 Producția și consumul de energie electrică pentru 2014

	Producție brută (GWh)		Consum brut (GWh)		Consum net (GWh)	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Luna	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Ianuarie	5452	5876	5442	5337	4994	4885
Februarie	4902	5163	4832	4890	4446	4632
Martie	5177	5362	5084	4951	4664	4581
Aprilie	4606	5034	4559	4594	4213	4247
Mai	4239	5041	4267	4492	4017	4142
Iunie	4335	4918	4278	4311	4000	3992
Iulie	4620	5346	4483	4667	4186	4310
August	4502	5385	4455	4508	4136	4164
Septembrie	4450	5134	4222	4450	3905	4152
Octombrie	5207	5833	4828	4989	4446	4639
Noiembrie	5366	5678	4880	5142	4416	4635
Decembrie	5802	6090	5315	5409	4880	4911
Total an	58658	64860	56645	57740	52303	53290

Tabelul nr. 14. Puneri în funcțiune grupuri noi

Nr.crt	Denumire centrală	Tip centrală	Pi (MW)	Data PIF
1	Egger (Egger Energia)	CET	14,56	06.01.2014
2	Ciuperceni (GPSB Solaris 48)	CEF	44,8	25.01.2014
3	Brazi (Dalkia) TA4	CET	2,1	5.02.2015
4	Posada (Elsid) TH1, 2	CHE	4,44, respectiv 2,3	5.03.2014
5	Podari (Management Buildings Company)	CEF	9,9	21.03.2014
6	Amurco (Amurco Bacau) TG4	CET	6,75	14.04.2014
7	Amurco (Amurco Bacau) TG3	CET	6,75	17.04.2014
8	Miercurea Sibiului (XPV)	CEF	23,09	19.06.2014
9	Cerna (Energia Verde Ventuno)	CEE	17,5	26.06.2015
10	Nalbant (ENEX)	CEE	13,75	31.07.2014
11	Crucea Nord (Crucea Wind Farm)	CEE	108	2.08.2014
12	Făcăeni (Ialomita Power)	CEE	132	26.09.2014
13	Hoghiz (Vis Solaris 2011)	CEF	15,6	20.10.2014
14	Mireasa 1 (Mireasa Energies)	CEE	50	5.12.2014
15	Racovița (Hidroelectrică)	CHE	15,75	16.12.2014
16	Harman 1 (Clue Solar)	CEF	7,317	24.12.2014

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

Din informațiile prezentate în Tabelul nr. 14 se constată că ponderea cea mai mare o prezintă puterea instalată în CEE în cuantum de 321,25 MW, urmată de CEF cu puterea instalată de 100,7 MW și CET cu puterea instalată de 30,16 MW.

În anul 2014 nu au fost înregistrate retrageri definitive din exploatare pe grupuri.

## 6. PRINCIPALELE EVENIMENTE ACCIDENTALE ÎN REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT

În data de 27.01.2014, la ora 16:22, în stația 400/110 kV Brașov, ca urmare a unui defect intern apărut la celula LEA 110 kV TFS circuitul 1, au rămas fără tensiune barele 1A și 2 – 110 kV Brașov, fiind afectați consumatorii din localitățile: Brașov (parțial), Codlea, Tohan și Râșnov. Bara 1B – 110 kV Brașov a rămas în funcțiune cu consumul aferent. Consumul întrerupt a fost de 50 MW, realimentat în intervalul orar 16:40 ÷ 16:56.

În data de 22.11.2014, la ora 21:15, ca urmare a unui cutremur în zona Vrancea, cu magnitudinea de 5,7 grade pe scara Richter, în SEN s-au produs mai multe incidente, astfel:

- în zona Galați au declanșat mai multe echipamente în stația 400/110 kV Smârdan. Simultan au declanșat mai multe echipamente în rețeaua de 110 kV (Electrică Distribuție Muntenia Nord) și grupuri la producătorii din zonă. Au rămas fără tensiune Combinatul Siderurgic Galați – Arcelor Mittal, parțial și județul Galați, parțial. Consumul întrerupt a fost de 74,2 MW, realimentarea efectuându-se etapizat într-un interval de 6 ÷ 97 minute.

- în zona Brăila au declanșat echipamente în rețeaua de 110 kV (Electrică Distribuție Muntenia Nord). Consumul întrerupt a fost de 1 MW, realimentarea realizându-se după 49 minute.

- în zona Tulcea au declanșat mai multe echipamente în stația 110/20 kV Tulcea Vest. Simultan au declanșat mai multe grupuri la producătorii din zonă. Consumul întrerupt a fost de 12 MW, realimentarea efectuându-se după 30 minute.

În cursul anului 2014 s-au înregistrat evenimente constând în sustragerea de elemente de susținere/ancorare ale stâlpilor, ceea ce a condus la căderea a 8 stâlpi și indisponibilizarea LEA 400

kV Roșiori – Oradea Sud (stâlpii 240, 241) și LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest (stâlpii 54, 55, 57, 58, 59, 60).

În cursul anului 2014, condițiile meteorologice nefavorabile au condus la căderea a 15 stâlpi și indisponibilizarea următoarelor linii:

- LEA 220 kV București Sud – Ghizdaru circuitul 1 – derivație Mostiștea și LEA 220 kV București Sud – Ghizdaru circuitul 2; cauza a fost vântul puternic care a afectat stâlpii 110÷121; refacerea LEA s-a realizat în intervalul 25.06.2014 – 24.12.2014;
- LEA 400 kV Bradu – Brașov; cauza a constat în depuneri de chiciură și a fost afectat stâlpul 211; refacerea LEA s-a realizat în intervalul 01.12.2014 – 31.03.2015;
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței; cauza a fost viscolul și au fost afectați stâlpii 414 și 415; refacerea LEA s-a realizat în intervalul 29.12.2014 – 22.01.2015.

## 7. PLANUL DE DEZVOLTARE A REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

Planul de dezvoltare a RET în perioada 2014 - 2023 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;
- re tehnologizarea 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. 3200 MW instalați în CEE în Dobrogea și Moldova, 750 MW în Banat și aprox. 250 MW în alte zone (ex.: Buzău, sudul Munteniei). În cazul în care se vor instala puteri mai mari în zonele menționate, 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

Nr. Crt.	Tip	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.706,2	6,3	2.712,6
2	MT (35/20/10/6kV)	10.284,7	2.362,0	12.646,6
3	JT (0,4 kV)	12.552,6	3.664,3	16.216,9
4	Branșamente	10.452,9	981,5	11.434,4

##### A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. Stații	Trafo IT/MT, (fara TSI)		TSI <sup>1)</sup>		TCN <sup>2)</sup>	
	Număr	S total [kVA]	Număr	S total [kVA]	Număr	S total [kVA]
125	236	4.268.100	207	73.991	11	3.010

1) Transformator servicii interne 2) Transformator creare neutru

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

Categoria de instalații	Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]
PT	7.836	7.673	2.081,67
PA	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)	2.712,6	înainte de 1960	501,5	înainte de 1960	-	18,49%
			1960-1979	1.494,6	1960-1979	1,8	55,16%
			1980-1999	686,3	1980-1999	4,1	25,45%
			2000-2015	23,8	2000-2015	0,5	0,90%
3	MT	12.646,64	înainte de 1960	1.500,5	înainte de 1960	241,3	13,77%
			1960-1979	7.617,8	1960-1979	1.149,9	69,33%
			1980-1999	1.038,0	1980-1999	558,7	12,63%
			2000-2015	128,3	2000-2015	412,0	4,27%
5	JT	27.651,32	înainte de 1960	3.076,8	înainte de 1960	503,5	12,95%
			1960-1979	12.523,5	1960-1979	2.540,2	54,48%
			1980-1999	2.476,0	1980-1999	1.153,8	13,13%
			2000-2015	4.929,2	2000-2015	448	19,45%

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	7.836	înainte de 1960	476	6,07%
		1960-1979	4581	58,46%
		1980-1999	1744	22,26%
		2000-2015	1035	13,21%
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 2014:

### C1. Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție re tehnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.706	6	-	-	-	-
MT	10.285	2.362	64,96	6,01	14,82	20,01
JT (exclusiv bransamente)	16.217	4.646	47,20	0,80	-	-

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

Capacitate energetică	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	96 IT/MT și 29 MT/MT	7	-
Posturi de transformare	7.836	119	7
Puncte de alimentare	16	-	1

În anul 2014 re tehnologizările s-a realizat într-un procent foarte scăzut, sub 1,5 % pentru toate categoriile de instalații.

## D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

### D.1. Realizarea programului de mentenanță:

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	57	102
	MT	53	78
	JT	144	107
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	96	162
	MT	260	90
	JT	82	93

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

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	54	45
		MT	52	93
		JT	196	115
	LES	IT	-	-
		MT	42	55
		JT	76	86
	Posturi de transformare	MT/JT	81	86
	Puncte de alimentare	MT	-	-
	Stații de transformare	IT/MT	58	117
	Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	51
MT			324	95
JT			117	467
LES		IT	91	131
		MT	-	-
		JT	49	40
Posturi de transformare		MT/JT	56	55
Puncte de alimentare		MT	2	15
Stații de transformare		IT/MT	103	168

## E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

În data de 6.05.2014, în stația electrică Muzicescu s-a produs un incendiu la circuitele secundare aferente celulei LES III și altor celule, cu extindere și degajare de fum intens. Numărul clienților afectați a fost de 13.523, cu puterea întreruptă de 9,7MW pe o durată de 50 minute.

În data de 11.05.2014 s-a produs defectarea unui TT 110 kV la LEA 110 Hășdat și TR1 aferent stației Hunedoara Oraș. Numărul clienților afectați a fost de 3.087, cu puterea întreruptă de 2,3 MW, pe o durată de 7 minute.

În data de 15.05.2015 în stația Orțișoara s-a produs o defecțiune la TT din gestiunea unui producător (CEF) ce a condus la rețezarea conductoarelor la LEA 20kV Mailat – stâlpii 376 și 377. Numărul clienților afectați a fost de 1.981, cu puterea întreruptă de 0,45 MW, pe o durată de 43 minute.

În data de 30.05.2015, în stația Ghelar s-a produs defectarea echipamentului primar (SB) la TR2. Numărul clienților afectați a fost de 1.965, cu puterea totală întreruptă de 0,5 MW, pe o durată de 46 minute.

În data de 8.06.2015 s-a produs defectarea unei cutii terminale (CTI) la TR2 din stația Călan, ce a condus la întreruperea alimentării la un număr de 7.701 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,8 MW, pe o durată de 38 minute.

În data de 16.06.2015 s-a produs defectarea IO 20 kV și TC 20 kV (3 faze) în celula LEA 20 kV Batiz din stația Simeria. Numărul clienților afectați a fost de 8.567, cu puterea totală întreruptă de 5 MW, pe o durată de 24 minute.

În data de 5.09.2015 s-a produs o conturare de izolatori și defectarea cutiei terminale în celula TCN din stația Satchinez. Numărul clienților afectați a fost 3.796, cu o putere totală întreruptă de 7,5 MW pe o durată de 8 minute.

În data de 8.09.2014, s-a produs evenimentul de neselectivitate protecției la TR2 din stația Hunedoara Oraș, cu afectarea unui număr de 3.515 clienți și puterea totală întreruptă de 3,5 MW, pe o durată de 9 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:

Nr. Crt.	Tip	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.673,50	33,10	2.706,60
2	MT (35/20/10/6kV)	9.327,84	1.668,44	10.996,28
3	JT (0,4 kV)	8.302,81	2.398,74	10.701,55
4	Bransamente	11.087,23	1.823,59	12.910,82

##### A.2. Stații electrice de transformare:

Nr.	Trafo IT/MT, (fără TSI)		TSI		TCN	
	Număr	S total [kVA]	Număr	S total [kVA]	Număr	S total [kVA]
215	349	4.426.900	214	92.770	18	2.880

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

Categoria de instalații	Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]
PT	5.893	5.998	2.177
PA	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)	2.706,6	înainte de 1960	0	înainte de 1960	0	-
			1960-1979	2.148,5	1960-1979	24,07	80,27%
			1980-1999	508	1980-1999	0	18,77%
			2000-2015	17	2000-2015	9,03	0,96%
3	MT	10.996,28	înainte de 1960	402,18	înainte de 1960	59,04	4,19%
			1960-1979	5.796,59	1960-1979	789	59,89%
			1980-1999	2.216,94	1980-1999	532,1	25%
			2000-2015	923,03	2000-2015	277,86	10,92%
5	JT	10.701,55	înainte de 1960	595,72	înainte de 1960	58,43	6,11%
			1960-1979	5.379,96	1960-1979	980,05	59,43%
			1980-1999	1.320,12	1980-1999	1.181,4	23,38%
			2000-2015	1.007,01	2000-2015	178,86	11,08%

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

Tip	Număr	PIF	Număr	Total
Stații transformare	120 IT/MT și 95 MT/MT	înainte de 1960	2	0,93%
		1960-1979	140	65,12%
		1980-1999	61	28,37%
		2000-2015	12	5,58%
Posturi de transformare	5.893	înainte de 1960	203	3,44%
		1960-1979	2.867	48,65%
		1980-1999	1.587	26,93%
		2000-2015	1.236	20,98%
Puncte de alimentare	35	înainte de 1960	-	-
		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 (95,9%). Circa 89 % din liniile de MT și JT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000. Se constată un număr redus de stații electrice de transformare realizate în ultimii 15 ani (12 stații de transformare, reprezentând 5,58%).

## C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHNOLGIZATE/NOI ÎN ANUL 2014:

### C1. Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție re tehnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.673,5	33,1	39	0	0	0
MT	9.327,84	1.668,44	26,23	0	2,9	30,21
JT(exclusiv brașamente)	8.302,81	2.398,74	137,42	2,12	0	0

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

Capacitate energetică	Număr	Capacități energetice re tehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi (buc.)
Stații transformare	215	3	0
Puncte de alimentare	-	1	0
Posturi transformare	5.998	38	31

## D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

### D.1. Realizarea programului de mentenanță:

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	103	113
	MT	70	112
	JT	69	122
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	72	166
	MT	90	160
	JT	81	27

D2. Realizarea programului de mentenanță pe categorii de lucrări:

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	108	55
		MT	91	80
		JT	69	130
	LES	IT	123	49
		MT	51	174
		JT	68	102
	Posturi de transformare	MT/JT	65	127
	Puncte de alimentare	MT	21	11
Stații de transformare	IT/MT	102	124	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	52	55
		MT	88	181
		JT	88	175
	LES	IT	64	49
		MT	-	-
		JT	66	5
	Posturi de transformare	MT/JT	134	65
	Puncte de alimentare	MT	227	14
Stații de transformare	IT/MT	73	184	

E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

În data de 7.01.2014 a avut loc acțiunea de tăiere a conductorului de protecție cu fibra optică a LEA 110 kV Medgidia Sud, cu plecare din stația Mircea Vodă, ca urmare a intervenției unor persoane neautorizate. Acesta a căzut pe conductoarele active. Numărul clienților afectați a fost de 871, cu puterea totală întreruptă de 0,5 MW, pe o durată de 4 minute.

În data de 5.05.2014 a avut loc incidentul de refuz de declanșare a IO-MT la defect pe cablul de 10 kV în stația Tăbăcărie. Numărul de clienți afectați a fost de 2.840, cu puterea totală întreruptă de 4 MW, pe o durată de 12 minute.

În data de 5.09.2014 a avut loc o conturnare a izolației pe partea de MT a stației Centru. Numărul clienților afectați a fost de 18.326, cu o putere totală întreruptă de 8 MW, pe o durată de 12 minute și de 3.544, cu o putere totală întreruptă de 2 MW, pe o durată de 315 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:

Nr. Crt.	Tip	LEA [km traseu]	LES [km traseu]	TOTAL [km traseu]
1	IT 110 kV	922,3	229	1.151,3
2	MT (35/20/10/6kV)	2.721,7	8.633,5	11.355,2
3	JT 0,4kV	8.475,9	14.190,3	22.666,2
4	Branșamente	5.688,9	5.420,8	11.109,7

## A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. Stații	Trafo IT/MT, MT/MT (fără TSI)		TSI		TCN	
	Număr	S total [kVA]	Număr	S total [kVA]	Număr	S total [kVA]
66	162	4.566.200	128	27.535	82	13.120

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

Categoria de instalații	Număr	Trafo MT/JT	
		Număr	S total [MVA]
PT	7.751	7.598	3.420,85
PA	191	261	137,816

## 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	123,87	înainte de 1960	4,5	11,15%
			1960-1979	621,27	1960-1979	101,4	62,77%
			1980-1999	172,98	1980-1999	57,06	19,98%
			2000-2015	4,19	2000-2015	65,95	6,09%
3	MT	11.355,2	înainte de 1960	-	înainte de 1960	48	0,42%
			1960-1979	927	1960-1979	2.336	28,74%
			1980-1999	1.182	1980-1999	4.591	50,84%
			2000-2015	613	2000-2015	1.658	20%
5	JT	22.666,2	înainte de 1960	-	înainte de 1960	33	0,15%
			1960-1979	1.700	1960-1979	6.270	35,16%
			1980-1999	3.132	1980-1999	6.104	40,75%
			2000-2015	3.644	2000-2015	1.783	23,94%

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 20%, 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 transformare	66 IT/MT	înainte de 1960	7	10,6%
		1960-1979	38	57,58%
		1980-1999	14	21,21%
		2000-2015	7	10,61%
Posturi de transformare	7751	înainte de 1960	75	0,97%
		1960-1979	2.108	27,2%
		1980-1999	2.805	36,19%
		2000-2015	2.763	35,64%
Puncte de alimentare	191	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	11	5,76%
		1980-1999	136	71,2%
		2000-2015	44	23,04%

C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI ÎN ANUL 2014:

C1. Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	922,3	229	60	-	-	12,2
MT	2721,7	8633,5	77	10	2	20
JT(exclusiv branșamente)	8475,9	14190,3	101	49		2

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

Capacitate energetică	Număr total (buc.)	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	66	5	-
Puncte de alimentare	191	2	-
Posturi de transformare	7751	100	40

D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

D.1. Realizare program mentenanță:

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	66	64
	MT	71	104
	JT	159	99
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	90	131
	MT	166	142
	JT	10	9

D2. Realizare program mentenanță pe categorii de lucrări:

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	22	84
		MT	38	65
		JT	154	87
	LES	IT	163	86
		MT	77	114
		JT	162	106
	Posturi de transformare	MT/JT	37	48
Puncte de alimentare	MT	164	202	
Stații de transformare	IT/MT	33	42	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	8	6
		MT	208	189
		JT	61	271
	LES	IT	73	25

	MT	196	137
	JT	7	6
Posturi de transformare	MT/JT	38	66
Puncte de alimentare	MT	601	133
Stații de transformare	IT/MT	93	159

#### E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

În data de 3.01.2014 s-a constatat un raport de transformare eronat al TC aferente TR1 și TR2 din stația Militari. Numărul de clienți afectați a fost de 24.851, cu puterea totală întreruptă de 25 MW, pe o durată de 1-18 minute (eșalonat).

În data de 26.01.2014 s-a produs defectarea releului diferențial la TR1, stația Vulcan. Numărul clienților afectați a fost de 9.503, cu puterea totală întreruptă de 4 MW și durata întreruperii de 3 minute.

În data de 4.02.2014 s-a produs ruperea conductoarelor pe LEA 20 kV Crețesti. Numărul clienților afectați a fost de 2.696, cu puterea totală întreruptă de 0,8 MW, pe o durată de 1043 minute.

În data de 5.02.2014 s-au produs ruperi ale conductoarelor pe LEA 20 kV Pompe. Numărul clienților afectați a fost de 1.036, cu puterea totală întreruptă de 0,3 MW, pe o durată de 104 minute.

În data de 17.02.2014 s-a produs o lovitură mecanică asupra cablului subteran 110 kV Filaret-Grozăvești. Numărul clienților afectați a fost de 70.344, cu puterea totală întreruptă de 80 MW, pe o durată de 26 minute.

În data de 23.02.2014 s-a produs reanclanșarea mecanică repetată a IO MT la un defect extern și explozia întrerupătorului, cu afectarea mai multor echipamente în stația Obor. Numărul clienților afectați a fost de 34.353, cu puterea totală întreruptă de 19 MW, pe durata de 1-697 minute (eșalonat).

În data de 30.03.2014 a avut loc conturnarea izolației aferente separatorului de bară MT, cu degajare de fum la TR 3 și TR 5 în stația București Nord. Numărul de clienți afectați a fost de 82.187, cu puterea totală întreruptă de 19 MW, pe o durată de 1-91 minute (eșalonat).

În data de 25.05.2014 a avut loc defectarea unui releu intermediar la TR 2 în stația Crângași. Numărul de clienți afectați a fost de 44.017, cu puterea totală întreruptă de 12 MW, pe o durată de 15 minute.

În data de 8.09.2014 a avut loc defectarea unui releu de timp aferent RTN la TR 4 în stația Drumul Taberei. Numărul de clienți afectați a fost de 26.967, cu puterea totală întreruptă de 4,5 MW, pe o durată de 4 minute.

În data de 12.10.2014 s-au efectuat reglaje la LEA 110 KV Arcuda și s-au produs declanșări multiple din stația Chitila. Numărul clienților afectați a fost de 58.081, cu puterea totală întreruptă de 90,8 MW, pe durata de 1-38 minute (eșalonat).

În data de 12.11.2014 a avut loc o defecțiune a unui releu maximal la TR7 în stația Obor, cu afectarea a 19.764 clienți și puterea totală întreruptă de 17 MW, pe o durată de 30 minute.

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

#### A. CAPACITĂȚI ENERGETICE

CEZ Distribuție deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

##### A.1. Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT 110 kV	5.414	25	5.439
2	MT (35/20/10/6kV)	19.277	2.213	21.490
3	JT 0,4kV	23.009	4.786	27.795
4	Branșamente	20.228	10.408	30.636

##### A.2. Stații electrice de transformatoare:

Nr. stații 110 kV- MT și MT/MT	Trafo IT/MT, (fără TSI)		TSI		TCN	
	Număr	S total (MVA)	Număr	S total (MVA)	Număr	S total (MVA)
143	271	6.035	112	31	163	50
60	108	272	-	-	-	-

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

Categoria de instalații	Număr	S total [MVA]
PT	10.828	2.859
PA	72	65

#### 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	-
			1960-1979	3232	1960-1979	14	59,68%
			1980-1999	1604	1980-1999	0	29,49%
			2000-2015	578	2000-2015	11	10,83%
3	MT	21490	înainte de 1960	259	înainte de 1960	16	1,28%
			1960-1979	14313	1960-1979	1007	71,29%
			1980-1999	3248	1980-1999	665	18,21%
			2000-2015	1457	2000-2015	525	9,22%
5	JT	27795	înainte de 1960	347	înainte de 1960	66	1,49%
			1960-1979	11088	1960-1979	2225	47,90%
			1980-1999	7208	1980-1999	2051	33,31%
			2000-2015	4366	2000-2015	444	17,31%

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

Capacitatea energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații de	143	înainte de 1960	3	2,1%

transformare 110kV		1960-1979	97	67,83%
		1980-1999	42	29,37%
		2000-2015	1	0,7%
Posturi de transformare	10.284	înainte de 1960	158	1,54%
		1960-1979	5.626	54,71%
		1980-1999	2.216	21,55%
		2000-2015	2.284	22,21%
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	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție rethnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	5.414	25	0	0	0	0
MT	19.277	2.213	80,8	0	0,7	29,15
JT (fără branșamente)	23.009	4.786	76,85	0	17,9	13,05

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

Capacitatea energetică	Număr	Capacități energetice rethnologizate (buc.)	Capacități energetice noi (buc.)
Stații transformare	143	5	0
Puncte de alimentare	82	0	0
Posturi transformare	10.284	62	22

### D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

#### D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	96,33	101,63
	MT	96,99	101,30
	JT	100,33	109,32
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	111,73	105,14
	MT	100,68	110,05
	JT	97,69	110,79

#### D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	101,32	119,96
		MT	97,71	108,42
		JT	105,24	107,91
	LES	IT	96,77	95,97
		MT	95,65	84,43
		JT	96,54	122,91
	Posturi de transformare	MT/JT	96,35	94,25
Puncte de alimentare	MT	-	-	
Stații de transformare	IT/MT	95,17	98,49	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	98,52	83,37
		MT	91,78	99,28

		JT	93,91	112,58
		IT	-	-
	LES	MT	18,16	5,30
		JT	115,45	116,17
	Posturi de transformare	MT/JT	105,35	111,70
	Puncte de alimentare	MT	-	-
	Stații de transformare	IT/MT	112,87	106,33

#### E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

Principalele cauze ale incidentelor majore pe anul 2014 au fost: fenomenul de "freezing" din perioada 25-26.01.2014, care a provocat înclinarea /căderea copacilor pe rețelele electrice, condițiile meteo deosebite (furtună, descărcări atmosferice, alunecări de teren, viituri) care au generat căderea copacilor pe rețelele electrice și deteriorarea izolației pe liniile MT, precum și acțiuni ale tertilor care au generat ruperea stâlpilor.

În perioada 25-26.01.2014 apariția fenomenului de freezing a provocat înclinarea și căderea copacilor pe rețelele electrice, provocând:

- un defect cu declanșare la T2 în stația 400/110/20 kV Drăgănești Olt. Numărul de clienți întrerupți a fost de 26.169, cu puterea totală întreruptă de 4 MW, pe o durată de 6 minute;
- spargerea unui izolator pe stâlpul 1 din derivația Stoicărești și spargerea de izolatori la stâlpii 140 și 147 pe derivația Tufeni, pe LEA 20kV Drăgănești – Irigații ALH. Numărul de clienți întrerupți a fost de 5.789, puterea totală întreruptă de 0,9 MW pe o durată de 34,13 ore;
- afectarea LEA 20kV Valea Danului – Cepari, prin aplecarea copacilor. S-a produs întreruperea alimentării cu energie electrică a 7978 consumatori, puterea totală întreruptă fiind de 0,9 MW, pe o durată de 51,09 ore;
- retezarea unui izolator ISNS la stâlpul 126 din derivația Cremenari pe LEA 20kV Marcea-Galicea, ceea ce a condus la întreruperea a unui număr de 5.691 clienți cu puterea totală întreruptă de 0,2 MW, pe o durată de 23,75 ore;
- ruperea a 13 stâlpi pe LEA 20kV Bradu-Recea, cu afectarea unui număr de 1.285 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,7 MW, pe o durată de 3,67 ore;
- ruperea conductoarelor pe LEA 20kV Aref – Tratate Cerbureni, cu afectarea unui număr de 7.694 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,3 MW, pe o durată de 10,92 ore.

În data de 9.02.2014, din cauza viscolului s-a produs ruperea a 8 stâlpi pe bucla Oporelu, între stâlpii 46-55 din linia LEA 20kV Slatina Nord – Otesti. Numărul de clienți afectați a fost de 3.741, cu puterea totală întreruptă de 1 MW, pe o durată de 3,65 ore.

În data de 19.02.2014, din cauza unui izolator compozit ieșit din suport și a conductorului căzut pe consolă la stâlpul 70 pe derivația SD 1151 a LEA 20kV Roșiori-Scrioastea, s-a produs întreruperea a unui număr de 7.674 clienți, puterea totală întreruptă fiind de 1,2 MW pe o durată de 3,65 ore.

În data de 24.06.2014 s-a produs ruperea a 8 stâlpi pe LEA 20kV Leu-Robănești, derivația Lăcrița Mare, cu afectarea unui număr de 4.033 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,6 MW, pe o durată de 23,55 ore.

În data de 25.06.2014 s-a produs căderea unui copac între stâlpii 58 și 59 pe LEA 20kV Drăgășani-Pesceana, derivația Olteanca, cu conductoare în scurtcircuit între stâlpii 11-12. Incidentul a condus la întreruperea unui număr de 6.257 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,7 MW, pe o durată de 25,35 ore.

În data de 4.07.2014 s-a produs blocarea unui releu EPAM100 în celula 20 kV PT5 Exercițiu, în stația Pitești Vest, cu afectarea a unui număr de 29.892 clienți, cu puterea totală întreruptă de 8,8 MW pe o durată de 0,27 ore.

În data de 20.07.2014, în condiții meteorologice deosebite, s-a produs căderea unui copac în axul racordului 20 kV Zlăpia, LEA 20 kV Poiana Lacului-Vedea, cu afectarea unui număr de 5.235 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,3 MW pe o durată de 16,29 ore. Același tip de incident s-a produs pe LEA 20 kV Valea Danului-Cepari, cu afectarea unui număr de 8.035 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,1 MW pe o durată de 10,92 ore.

În data de 22.07.2014, datorită unei probleme la șirul de cleme al circuitului de curent, faza T, în celula 20 kV T3 Craiovița, au fost afectați un număr de 32.771 clienți, cu puterea totală întreruptă de 9,5 MW, pe o durată de 0,17 ore.

În data de 25.07.2014 s-a produs accidentul de rupere de către un utilaj a stâlpilor 109-113 pe LEA 20 kV Leu-Dioști, care a condus la întreruperea unui număr de 4.216 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,7 MW, pe o durată de 15,97 ore.

În data de 26.07.2014 s-a produs ruperea cordonului la stâlpul 13 pe LEA 20 kV Cărbunești-Novaci, care a condus la întreruperea unui număr de 8.498 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,1 MW, pe o durată de 2,92 ore.

În data de 29.07.2014 din cauza unor inundații s-au produs incidentele:

- pe LEA 20 kV Scornicești-Bărăști s-a produs întreruperea unui număr de 3.980 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,5 MW, pe o durată de 17,53 ore.
- pe LEA 20 kV Horezu-Costești, din cauza unui copac căzut între stâlpii 58-59 și a ruperii stâlpului 65, au fost afectați un număr de 9.191 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,4 MW, pe o durată de 3,47 ore.
- pe LEA 20 kV Aref – Tratare Cerbureni, s-a produs incidentul potrivit căruia stâlpul 46 din derivația Berindești a fost luat de ape, cu afectarea unui număr de 7.748 clienți cu puterea totală întreruptă de 1,6 MW, pe o durată de 15,07 ore.
- pe LEA 20 kV PA Petrișor – stația Olănești s-a produs ruperea a 3 stâlpi pe derivația 20 kV Muereasca și derivația 20 kV Frăsinei, cu afectarea a unui număr de 6.932 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,4 MW, pe o durată de 7,45 ore.
- pe LEA 20 kV Parâng – Sadu 2B Novaci s-a produs incidentul potrivit căruia SP-PTA Crasna Vale a fost luat de apă, cu stâlpul 401 rupt, stâlpul 402 aplecat și PA Novaci inundat, cu afectarea unui număr de 1.935 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,4 MW pe o durată de 34,53 ore.

În data de 24.08.2014, pe LEA 110 kV Bradu-Costești s-a produs un incident trecător, în condiții de furtună cu descărcări atmosferice, cu afectarea a unui număr de 28.641 clienți cu puterea totală întreruptă de 9 MW pe o durată de 0,1 ore.

În data de 3.09.2014 pe LEA 20 kV Turnu Măgurele–Olteanca s-a produs incidentul de spargere ISNS la stâlpul 329, cu întreruperea unui număr de 7.787 clienți, cu puterea totală întreruptă de 1,3 MW, pe o durată de 19,77 ore.

În data de 15.09.2014 s-au produs alunecări de teren și viituri, cu afectarea LEA 20 kV Topleț-Dobova, cu întreruperea unui număr de 1.644 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,2 MW, pe o durată de 48,24 ore.

În data de 10.12.2014, din cauza alunecărilor de teren s-a produs ruperea stâlpilor 416-419 pe LEA 20 kV Drăgășani-Pesceana, cu întreruperea unui număr de 5.724 clienți, cu puterea totală întreruptă de 0,6 MW, pe o durată de 20,82 ore.

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

#### A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

##### A.1. Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT 110 kV	2.688,46	2,7	2.691,11
2	MT (35/20/10/6kV)	14.238,5	3.476,85	17.715,35
3	JT 0,4kV	24.585,37	7.955,65	32.541,02
4	Bransamente	22.269,17	3.987,56	26.256,74

##### A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. stații	Trafo IT/MT, (fără TSI)		TSI		TCN	
	Număr	S total (kVA)	Număr	S total (kVA)	Număr	S total (kVA)
133	235	4.031.000	168	60.118	81	82.100

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

Categoria de instalații	Număr	S total [MVA]
PT	10.902	2.976,24
PA	111	30,3

#### 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 (110kV)	2691	înainte de 1960	42	înainte de 1960	-	1,56%
			1960-1979	1.667	1960-1979	-	61,95%
			1980-1999	967	1980-1999	-	35,93%
			2000-2015	12	2000-2015	3	0,56%
3	MT	17716	înainte de 1960	154	înainte de 1960	-	0,87%
			1960-1979	10.590	1960-1979	1.120	66,10%
			1980-1999	2.833	1980-1999	1.330	23,50%
			2000-2015	662	2000-2015	1.027	9,53%
5	JT	32542	înainte de 1960	189	înainte de 1960	166	1,09%
			1960-1979	13.090	1960-1979	3.235	50,17%
			1980-1999	8.247	1980-1999	3.669	36,62%
			2000-2015	3.060	2000-2015	886	12,13%

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

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații de transformare 110kV	133	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	53	39,85%
		1980-1999	74	55,64%
		2000-2015	6	4,51%
Posturi de transformare	10902	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	3.601	33,03%
		1980-1999	5.326	48,85%
		2000-2015	1.975	18,12%
Puncte de alimentare	111	înainte de 1960	-	-
		1960-1979	81	72,98%
		1980-1999	27	24,32%
		2000-2015	3	2,7%

## C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI

### C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.688,5	2,7	2,8	-	-	-
MT	14.238,5	3.476,9	52,0	9,6	3,8	24,1
JT	24.585,5	7.955,7	441,5	0,9	56,9	21,4

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

Capacitate energetică	Număr	Capacități energetice rețehnologizate* (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare	133	250	-
Puncte de alimentare	10.902	278	44
Posturi transformare	111	-	3

\* 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 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	93	104
	MT	58	94
	JT	86	75
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	67	119
	MT	78	84
	JT	78	60

### D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	87	140
		MT	53	76
		JT	69	70
	LES	IT	-	-
		MT	27	801
		JT	92	40
	Posturi de transformare	MT/JT	69	82
Puncte de alimentare	MT	140	44	
Stații de transformare	IT/MT	96	101	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	11	102
		MT	17	25
		JT	23	10
	LES	IT	-	-
		MT	-	-
		JT	22	15
	Posturi de transformare	MT/JT	54	30
Puncte de alimentare	MT	-	-	
Stații de transformare	IT/MT	179	109	

În cadrul programului de mentenanță minoră (revizii tehnice) preponderente sunt lucrările de revizii în stațiile de transformare. Din totalul realizărilor din anul 2013, reviziile tehnice la stațiile electrice reprezintă cca. 87 % , iar în anul 2014 reprezintă cca. 90%.

Procentul de realizare a planului de mentenanță majoră aferent LES MT în cuantum de 801 % se datorează efectuării de lucrări suplimentare necesare ca urmare a unor evenimente neprevăzute, ceea ce a suplimentat valoarea inițială a planului.

#### E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

În data de 29.04.2014 s-a produs un incident cauzat de uzura tehnică și defectarea transformatorului 100 kVA, 20/0,4 kV în PT 5 Cotnari, din LEA 20 kV Tg. Frumos-Hodora, jud. Iași. Incidentul a afectat 20.537 clienți și a avut durata de 216 minute.

În data de 17.07.2014 s-a produs un incident de conturnare a unui izolator din celula 20 kV Trafo 2 din stația 110/20 kV Roman Laminor, jud. Neamț. Incidentul a afectat un număr de 33.862 clienți și a avut o durată de 352 minute.

În data de 18.03.2014, a avut loc un incident de rupere conductoare pe două faze pe bucla 20 kV dintre LEA 20 kV Tg. Neamț – Războieni și LEA 20 kV Tg. Neamț – Timișești/stâlpul 2 și stâlpul 3. Acest incident a afectat un număr de 13.248 clienți și a avut o durată de 352 minute.

În data de 29.11.2014 s-a produs un incident de defectare circuite la panoul de protecții 110 kV trafo 2 din stația 110/20 kV Frasin, jud. Suceava. Acest incident a afectat un număr de 13.810 clienți și a avut o durată de 40 minute.

În data de 2.07.2014 s-a produs un incident de scădere a presiunii în dispozitivul de acționare MOP din celula 110 kV trafo 2 din stația 110/20/6 kV Onești, jud. Buzău. Acest incident a afectat un număr de 25.366 clienți și a avut o durată de 32 minute.

### III.2.6. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE APARTINÂND FDEE ELECTRICA DISTRIBUȚIE MUNTENIA NORD S.A.

#### A. CAPACITĂȚI ENERGETICE:

##### A.1. Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	TOTAL (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.148,44	15,15	2.163,59
2	MT (35/20/10/6 kV)	12.587,1	3.622,214	16.209,31
3	JT 0,4 kV	19.992,115	6.255,858	26.247,97
4	Branșamente	23.719,701	2.112,476	25.832,18

##### A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. stații	Trafo IT/MT, MT/MT (fără TSI)		TSI		TCN	
	Număr	S total (MVA)	Număr	S total (MVA)	Număr	S total (MVA)
IT/MT	124	261	22	13,22	235	141,24
MT/MT	92	120	-	-	-	-

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

Categoria de instalații	Trafo MT/MT, MT/JT	
	Număr	S total (MVA)
PT	9.808	3.097,845
PA	227	-

#### 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 (110kV)	2163,59	înainte de 1960	217,17	înainte de 1960	-	10,04%
			1960-1979	1.618,99	1960-1979	8,89	75,24%

			1980-1999	305,12	1980-1999	-	14,10%
			2000-2015	7,16	2000-2015	6,26	0,62%
3	MT	16209,31	înainte de 1960	1.129,302	înainte de 1960	110,377	7,65%
			1960-1979	7.876,148	1960-1979	2.024,648	61,08%
			1980-1999	3.319,599	1980-1999	953,448	26,36%
			2000-2015	262,051	2000-2015	533,741	4,91%
5	JT	26247,97	înainte de 1960	411,676	înainte de 1960	128,876	2,06%
			1960-1979	10.393,135	1960-1979	3.252,524	51,99%
			1980-1999	5.961,542	1980-1999	1.866,788	29,82%
			2000-2015	3.224,116	2000-2015	1.009,316	16,13%

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

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații transformare IT/MT	124	înainte de 1960	4	3,23%
		1960-1979	88	70,97%
		1980-1999	27	21,77%
		2000-2015	5	4,03%
Stații transformare MT/MT	92	înainte de 1960	7	7,6%
		1960-1979	55	59,78%
		1980-1999	28	30,44%
		2000-2015	2	2,18%
PT	9808	înainte de 1960	202	2,06%
		1960-1979	5098	51,98%
		1980-1999	2926	29,83%
		2000-2015	1582	16,13%
PA	227	înainte de 1960	1	0,44%
		1960-1979	91	40,09%
		1980-1999	16	7,05%
		2000-2015	119	52,42%

## C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI 2010-2014:

### C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.148,44	15,15	105,144*		10,43	1,6
MT	12.587,1	3.622,214	123,30	58,53	96,10	131,69
JT	19.992,115	6.255,858	667,45	40,29	424,90	66,26

\* Lungimea de 105,144 km, din care 42,144 km reprezintă înlocuire de conductor și izolație, iar 63km reprezintă înlocuire de izolație

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

Capacitate energetică	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații transformare IT/MT	124	18	2
Stații transformare MT/MT	92	-	-
Puncte de alimentare	227	29	36
Posturi transformare	9808	286	385

## D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

### D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	59,37	123,38
	MT	69,38	124,89
	JT	46,72	117,49
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	423,41	62,59
	MT	449,69	64,47
	JT	316,41	82,80

### D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	101,70	112,68
		MT	101,81	102,84
		JT	95,85	70,41
	LES	IT	0	0
		MT	90,83	118,23
		JT	100,01	110,33
	Posturi de transformare	MT/JT	97,70	95,05
	Puncte de alimentare	MT	273,36	25,75
	Stații de transformare	IT/MT	100,80	72,28
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	89,99	8,52
		MT	109,50	661,46
		JT	86,10	258,05
	LES	IT	0	0
		MT	91,80	3.107,00
		JT	80,08	106,72
	Posturi de transformare	MT/JT	56,57	384,58
	Puncte de alimentare	MT	65,35	283,58
	Stații de transformare	IT/MT	89,24	276,02

Procentele de realizare a planului de mentenanță minoră aferent LEA și LES MT, precum și cele aferente posturilor de transformare, punctelor de alimentare și stațiilor de transformare se datorează efectuării de lucrări suplimentare necesare ca urmare a unor evenimente neprevăzute.

## E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

În cursul anului 2014 rețelele electrice din cadrul FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord au fost afectate de fenomene meteo deosebite în 3 perioade: 25-31.01.2014, 1-5.12.2014, 27-31.12.2014. Aceste fenomene meteorologice deosebite au afectat linii electrice de IT, MT și JT, parțial sau în totalitate.

În perioada 25-31.01.2014 a fost afectate:

- LEA 110 kV Urlați-Mizil (izolatoare deteriorate)
- LEA 20 kV Comarnic (5 stâlpi ruși), Paltinu, Pompe, Trăisteni, Cheia, Sol, Maneciu, Izvoru Rece, Mislea, Brebu, Runcu, Pitigaia, Mizil, Chitorani, Valeni, Copaceni, Doftana (conductoare rupte și copaci căzuți pe linii)
- LEA 20 kV Pucheni, Dobrești, Pucioasa, Mina Sotanga, Colibași, Drăgăești 2, Tătărani (conductoare rupte și crengi pe linie)
- LEA 20 kV Liești-Ivești-Cudalbi (conductoare și izolatoare rupte), Tecuci-Ciorăști (13 stâlpi de beton ruși), derivația Țepu (5 stâlpi de beton ruși), Tecuci-Balastiera Movileni (3 stâlpi de beton ruși), Tecuci-UIL Cosmești (6 stâlpi de beton ruși), Tecuci-Ghidigeni (14 stâlpi de beton ruși și conductoare rupte)

- LEA 20 kV Rușețu, Vintilă Vodă, Chiojdu (3 stâlpi din lemn ruți), Bozioru, Păltineni, Gura Teghii, Complex Caragele, Frasinu, Glodeanu Sărat, Năieni, Scortoasa, Vadu Sorești (toate cu conductoare rupte și copaci căzuți pe linie);
- LEA 20 kV Movilița, Vinificație, Domnești, Precistanu, Măicănești, Andreiașu, Petrol 1 și 2, Stupina, Vest-Gugești, Gura Caliței, Ciorăști (stâlp 65 ax rupt), Tuburi (stâlp 3 rupt), Siret (stâlp rupt), Siloz Suraia (stâlp rupt), Vadu Roșca 2 (izolator rupt), toate afectate de chiciură și galopaj conductoare;
- pe partea de joasă tensiune, cu excepția SDEE Brăila, au fost numeroase deranjamente în instalațiile de joasă tensiune și la bransamentele electrice de alimentare a consumatorilor, majoritatea fiind provocate de ruperea conductoarelor.

În perioada 01-05.12.2014 au fost afectate, după cum urmează:

- în perioada 02.12.2014 ora 10:45 ÷ 03.12.2014, ora 11:10, LEA 110 kV Breaza – Comarnic-Valea Largă și LEA 110 kV Câmpina - Comarnic –Valea Largă, cu rămânerea fără tensiune a stației Comarnic și preluarea acesteia pe partea de medie tensiune (conductor rupt, faza T între stâlpii 201-202);
- în perioada 02.12.2014 ora 6:33 ÷ 07.12.2014 ora 15:21, LEA 110 kV Moroieni – Dobrești - Lespezi, cu rămânerea fără tensiune a stației Lespezi și preluarea acesteia pe partea de medie tensiune (conductoare rupte de copaci căzuți în linie între stâlpii 10-12, 15-16 și 17-18, cu deteriorarea izolației);
  - declanșări ale LEA 110 kV Valea Largă –Moroieni circuitele 1 și 2;
  - pe partea de medie tensiune avariile au fost provocate de ruperi de conductoare și ruperi de izolatoare datorită viscolului, stratului gros de zăpadă, gheții și chiciurei, precum și copacilor și crengilor căzute pe linii;
  - la SDEE Târgoviste au fost afectate 21 linii de 20 kV, total sau parțial, derivații ale acestora, precum și 73 posturi de transformare;
  - la SDEE Ploiești au fost afectate 16 linii de 20 kV, total sau parțial, derivații ale acestora, precum și 314 posturi de transformare;
  - la SDEE Buzău au fost afectate 5 linii de 20 kV, total sau parțial, derivații ale acestora, precum și 26 posturi de transformare;
  - pe partea de joasă tensiune, cu excepția SDEE Brăila, au fost numeroase deranjamente în instalațiile de joasă tensiune și la bransamentele electrice de alimentare a consumatorilor, majoritatea datorându-se ruperii conductoarelor și izolatoarelor.

În perioada 27 ÷ 31.12.2014, datorită fenomenelor meteorologice deosebite, au fost afectate:

- LEA 110 kV Lacu Sărat –Însurăței (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 16:15)
- LEA 110 kV Lacu Sărat –Gropeni (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 16:57)
- LEA 110 kV Lacu Sărat –CTE 1 (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 17:37);
- LEA 110 kV Lacu Sărat –CTE 2 (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 11:15);
- LEA 110 kV Lacu Sărat –CCH 1 (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 06.01.2015);
- LEA 110 kV Lacu Sărat –CCH 2 (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 30.12.2014 ora 17:01);
- LEA 110 kV Tătăranu –Vulturul (29.12.2014 orele 10:45 ÷ 14:15);
- LEA 110 kV Lacu Sărat –Urleasca (29.12.2014 orele 10:50 ÷ 15:28);
- LEA 110 kV Tudor Vladimirescu – Pechea, cu rămânerea fără tensiune a stației Pechea apoi preluarea barei de 20 kV a acestei stații pe alte surse MT ( în perioada 29.12.2014 ora 12:50 ÷ 30.12.2014 ora 17:03);
- LEA 110 kV Gura Ialomiței – Cuza Vodă (29.12.2014 ora 10:03 ÷ 02.01.2015, ora 16:31);
- LEA 110 kV Drăgăești –Pătroaia (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 30.12.2014 ora 16:30) după efectuarea de defrișări de vegetație;
- LEA 110 kV CET Brazi –Tâncăbești (29.12.2014 orele 10:03 ÷ 30.12.2014 orele 2:37) – înlocuit izolator rupt la stâlpul 75;
- la SDEE Brăila au fost afectate 44 linii de MT (total sau parțial), respectiv 211 posturi de transformare din 77 localități cu circa 35.000 utilizatori;

- la SDEE Târgoviște au fost afectate 10 linii de MT (total sau parțial), respectiv 171 posturi de transformare cu circa 13495 de utilizatori;
- la SDEE Galați au fost afectate 11 linii de MT (total sau parțial), respectiv 115 posturi de transformare cu circa 8500 de utilizatori;
- la SDEE Buzău au fost afectate 6 linii de MT (total sau parțial), respectiv 105 posturi de transformare cu circa 9345 de utilizatori;
- la SDEE Focșani au fost afectate 3 linii de MT (parțial), respectiv 7 posturi de transformare cu circa 900 de utilizatori;
- la SDEE Ploiești au fost afectate 2 linii MT (parțial), respectiv 4 posturi de transformare, cu circa 460 de utilizatori;
- pe partea de JT s-au produs deranjamente în instalațiile de joasă tensiune și la brășamentele electrice de alimentare a clienților, majoritatea fiind determinate de ruperea conductoarelor și izolatoarelor.

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

#### A. CAPACITATI ENERGETICE:

##### A.1. Linii electrice de distribuție:

Nr. Crt.	Tip	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	TOTAL (km traseu)
1	IT (110 kV)	3.175	29	3.204
2	MT (35/20/10/6 kV)	10.214	3.274	13.487
3	JT 0,4 kV	14.642	5.652	20.294
4	Brașamente	16.460	1.765	18.225

##### A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. stații	Trafo IT/MT, (fără TSI)		TSI		TCN	
	Număr	S total (MVA)	Număr	S total (MVA)	Număr	S total (MVA)
103	213	4.018	172	122	75	60

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

Categoria de instalații	Trafo MT/MT, MT/JT	
	Număr	S total (MVA)
PT	8.378	2.499
PA	178	26

#### 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)	3.204	înainte de 1960	448	înainte de 1960	-	13,98%
			1960-1979	1.962	1960-1979	8	61,49%
			1980-1999	765	1980-1999	-	23,88%
			2000-2015	-	2000-2015	21	0,66%
3	MT	13.487	înainte de 1960	3.741	înainte de 1960	731	33,16%
			1960-1979	4.304	1960-1979	1.105	40,11%
			1980-1999	1.479	1980-1999	873	17,44%
			2000-2015	690	2000-2015	564	9,30%

5	JT	20.294	înainte de 1960	2.355	înainte de 1960	996	16,51%
			1960-1979	7.162	1960-1979	2.217	46,22%
			1980-1999	2.936	1980-1999	904	18,92%
			2000-2015	2.189	2000-2015	1.534	18,35%

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

Capacitate energetică	Număr	PIF	Număr	Total
Stații Transformare	103	înainte de 1960	10	9,71%
		1960-1979	64	62,14%
		1980-1999	18	17,47%
		2000-2015	11	10,68%
Posturi de Transformare	8.378	înainte de 1960	884	10,55%
		1960-1979	3.327	39,71%
		1980-1999	1.938	23,13%
		2000-2015	2.229	26,61%
Puncte de alimentare	178	înainte de 1960	13	7,3%
		1960-1979	55	30,9%
		1980-1999	47	26,4%
		2000-2015	63	35,4%

## C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI:

### C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	3.175	29	146	-	-	2
MT	10.214	3.274	276	82	149	339
JT	14.642	5.652	880	79	300	502

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

Capacitate energetică	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi (buc.)
Stații transformare	103	8	5
Posturi transformare	8.378	797	1.046
Puncte de alimentare	178	29	45

## D. PROGRAMUL DE MENTENANȚĂ

### D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	100	100
	MT	100	100
	JT	100	100
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	100	100
	MT	100	100
	JT	100	100

### D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	100	100
		MT	100	100
		JT	100	100

	LES	IT	100	100
		MT	100	100
		JT	100	100
	Posturi de transformare	MT/JT	100	100
	Puncte de alimentare	MT	100	100
	Stații de transformare	IT/MT	100	100
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	100	100
		MT	100	100
		JT	100	100
	LES	IT	100	100
		MT	100	100
		JT	100	100
	Posturi de transformare	MT/JT	100	100
	Puncte de alimentare	MT	100	100
	Stații de transformare	IT/MT	100	100

#### E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

În data de 23.01.2014, în stația 110/20/6 kV Făgăraș a declanșat întrerupătorul de 20 kV Trafo 1 110/20 kV, prin protecție maximală de curent temporizată datorită unui refuz de acționare a protecției maxime de curent temporizate a LES 20 kV Făgăraș - PT 70 Făgăraș, fiind depistat defect releul de curent de tip RC 2 de pe faza T din cadrul acestei protecții. Au fost întrerupți un număr de 21.985 clienți, puterea totală întreruptă fiind de 12 MW, pe o durată de 38 minute.

În data de 27.01.2014, în stația 400/110 kV Brașov ( stație din gestiunea CN Transelectrica) a declanșat Trafo 1 400/110 kV prin protecție diferențială de bară și au rămas fără tensiune secția de bară 1 A și bara 2-110 kV, respectiv stațiile Bartolomeu 110/20/6 kV, FS Râșnov 110/20 kV, Tohan 110/20/6 kV, Codlea 110/20 kV, TFS 110/6 kV. Cauza a fost un defect la SB 1A 110 kV din celula 10 kV TFS 1. Au fost întrerupți 51063 clienți, puterea totală întreruptă a fost de 49 MW, timp de 29 minute.

În data de 22.03.2014, în stația 110/20 kV Prejmer a declanșat întrerupătorul 110 kV Trafo 1 110/20 kV, la presiune scăzută MOP. Cauza a fost un defect la dispozitivul de acționare a întrerupătorului de tip MOP din celula 110 kV Trafo 1 110/20 kV. Au fost întrerupți 7939 clienți, puterea totală întreruptă fiind de 3,2 MW timp de 45 minute.

În data de 09.04.2014, în stația 110/20/6 kV Târgu Mureș, s-a produs un defect la TC 20 kV faza R din celula 20 kV Trafo 2 110/20 kV, acesta prezentând izolație străpunsă și CTI 20 kV deteriorată pe fazele R și T în celula 20 kV TSI 1 20/0,4 kV. Au fost întrerupți 8030 de clienți, puterea totală întreruptă fiind de 5,5 MW timp de 34 minute.

În data de 11.06.2014, în stația 110/20 kV Miercurea Ciuc, a declanșat LEA 110 kV Olt 1, prin protecție maximală de curent rapidă. În celula 110 kV Trafo 1 110/20 kV a explodat TC 110 kV, faza T, o schija spărgând și radiatorul la Trafo 1 110/20 kV, provocând scurgere de ulei și un început de incendiu. Au fost întrerupți 8328 clienți, puterea totală întreruptă a fost de 4,2 MW timp de 29 minute.

În data de 17.06.2014, în stația 110/20 kV Sebeș, a declanșat prin protecție de distanță LEA 110 kV MDF circuitul 1. A rămas fără tensiune stația 110/20 kV MDF (utilizator Kronospan). A fost întreruptă o putere de 23 MW timp de 11 minute.

În data de 27.07.2014 s-a produs un defect trecător pe LEA 110 kV Iernut – Târnăveni 2. În stația 110/20 kV Târnăveni, întrerupătorul 110 kV din celula 110 kV Iernut circuitul 2 a refuzat declanșarea (din cauza uzurii pronunțate și defectării CSA-MOP IO 110 kV), inițiindu-se schema DRRI. Au fost întrerupți 22483 clienți, cu puterea totală întreruptă de 5 MW timp de 14 minute.

În data de 15.10.2014 s-a produs deteriorarea izolatoarelor de la broșele inferioare ale IO 20 kV din celula 20 kV PT 84 din stația 110/20 kV Mediaș din cauza unui defect ascuns și s-a produs declanșarea prin protecție maximală de curent a CT 20 kV și rămânerea fără tensiune a barei 2, 20 kV, fiind întreruptă o putere de 4 MW timp de 21 minute, respectiv 0,6 MW timp de 6 minute. Numărul de clienți afectați a fost de 13600.

În data de 19.10.2014 s-a produs deteriorarea CTI 20 kV din celula 20 kV Irigații aferentă stației 110/20 kV Câmpul Frumos și amorsarea unui arc electric trifazat între elementele aflate sub tensiune din celula 20 kV Irigații și confecția metalică a acesteia, ca urmare a degajărilor de gaze produse în urma defectării cutiei terminale de interior. Numărul de clienți nealimentați a fost de 1976. Puterea totală întreruptă a fost de 3,7 MW timp de 39 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	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.178,5	25,98	2.204,48
2	MT (35/20/10/6 kV)	11.684,25	3.432,37	15.116,62
3	JT (0,4 kV)	20.295,68	5.007,30	25.302,98
4	Branșamente	17.884,81	6.634,73	24.519,54

##### A.2. Stații electrice de transformare:

Nr. stații	Trafo IT/MT, MT/MT (fără TSI)		TSI		TCN	
	Număr	S total (kVA)	Număr	S total (kVA)	Număr	S total (kVA)
92	177	3.704,30	185	113.050	29	18.270
29	19	54.399	4	133	0	0

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

Categoria de instalații	Trafo MT/JT, MT/MT	
	Număr	S total (MVA)
PT	8.338	2,396
PA	100	0,161

#### 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)	2.204,48	înainte de 1960	124,049	înainte de 1960	0,00	5,63%
			1960-1979	1.380,73	1960-1979	8,67	63,04%
			1980-1999	512,27	1980-1999	0,00	23,24%
			2000-2015	161,46	2000-2015	16,93	8,09%
3	MT	15.116,621	înainte de 1960	411,95	înainte de 1960	89,96	3,32%
			1960-1979	8.747,93	1960-1979	1.877,95	70,29%
			1980-1999	1.689,78	1980-1999	919,83	17,26%

			2000-2015	834,65	2000-2015	544,56	9,12%
5	JT	25.302,967	înainte de 1960	601,62	înainte de 1960	172,82	3,06%
			1960-1979	12.379,49	1960-1979	2.689,79	59,56%
			1980-1999	4.372,87	1980-1999	1.209,66	22,06%
			2000-2015	2.941,53	2000-2015	935,22	15,32%

### 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	80	66,12%
		1980-1999	25	20,66%
		2000-2015	9	7,44%
PT	8.338	înainte de 1960	227	2,72%
		1960-1979	4.057	48,66%
		1980-1999	2.664	31,95%
		2000-2015	1.390	16,67%
PA	100	înainte de 1960	2	2%
		1960-1979	41	41%
		1980-1999	45	45%
		2000-2015	12	12%

### C. CAPACITĂȚI ENERGETICE RETEHOLOGIZATE / NOI:

#### C.1 Linii electrice de distribuție:

Nivel tensiune	Lungime (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție rețehnologizate (km traseu)		Lungime linii electrice de distribuție noi (km traseu)	
	LEA	LES	LEA	LES	LEA	LES
IT	2.178,5	25,98	56,60	0,00	0,00	1,05
MT	9.971,58	3.095,76	367,27	189,51	71,21	86,91
JT	18.104,68	4.593,04	858,68	127,86	61,95	47,43

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

Capacitate energetică	Număr	Capacități energetice rețehnologizate (buc.)	Capacități energetice noi (buc.)
Stații transformare	121	24	2
Puncte de alimentare	100	21	3
Posturi transformare	8338	503	92

### D. PROGRAM DE MENTENANȚĂ

#### D.1. Realizarea programului de mentenanță

Program mentenanță	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	IT	53	50
	MT	106	113
	JT	104	110
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	IT	63	89
	MT	87	93
	JT	159	94

#### D.2. Realizare program mentenanță pe categorii de instalații

Program mentenanță	Categorie de instalații	Nivel tensiune	Realizare program în anul 2013 (%)	Realizare program în anul 2014 (%)
Mentenanță majoră (reparații curente și reparații capitale)	LEA	IT	102	110
		MT	86	86
		JT	93	99
	LES	IT	-	-
		MT	96	96
		JT	100	100
	Posturi de transformare	MT/JT	79	99
	Puncte de alimentare	MT	75	75
Stații de transformare	IT/MT	108	106	
Mentenanță minoră (revizii tehnice)	LEA	IT	61	111
		MT	65	85
		JT	15	15
	LES	IT	-	-
		MT	58	30
		JT	34	34
	Posturi de transformare	MT/JT	23	25
	Puncte de alimentare	MT	97	99
Stații de transformare	IT/MT	90	109	

#### E. INCIDENTE DEOSEBITE ÎN ANUL 2014

În data de 13.02.2014 a avut loc un incident de defectare, provocat de persoane necunoscute (încercare de furt cablu) pe LEA 20 kV Baciș – Fodora (declanșare RAR în stația Baciș și defect între S-7-163 și S-7-409 și al doilea defect după recloser Borșa). Puterea întreruptă a fost de 0,85 MW pe o durată de 34 minute.

În data de 10.07.2014 s-a produs un incident provocat de condițiile meteorologice deosebite, furtună cu descărcări atmosferice, ce a condus la ruperi de conductoare și puneri la pământ multiple în rețeaua de MT și declanșare eronată a trafo 3 de 6,3 MVA 20/6 kV în stația 110/20/6 kV Prundu-Bârgăului. Puterea totală întreruptă a fost de 3,2 MW pe o durată de 15 minute.

În data de 14.05.2014 a avut loc un incident provocat de defectarea modulului de monitorizare a temperaturii uleiului tip IMT-03U cu acționarea protecției de defect intern. Puterea totală întreruptă a fost de 1,5 MW pe o durată de 6 minute.

În data de 22.07.2014 s-a produs un eveniment de declanșare trafo 1 25 MVA prin protecția PMB 20 kV (casetă PMB aprinsă, refuz de declanșare pe distribuitorul 20 kV ITA). Puterea totală întreruptă a fost de 5,5 MW pe o durată de 12 minute.

În data de 11.11.2014 s-a produs declanșarea T1 40 MVA prin protecție homopolară de curent, în stația 110/20 kV Bta Vest (Viișoara) (incident la izolatorul suportului de bare, faza T, în celula 20 kV T1). Puterea totală întreruptă a fost de 11 MW pe o durată de 36 minute.

## 6. CONCLUZII

Referitor la serviciul de transport și la serviciile de sistem, cei mai importanți indicatori de performanță îi reprezintă indicatorii legați de continuitatea serviciului. Astfel, la nivelul anului 2014 continuitatea serviciului este reprezentată prin indicatori în creștere față de anul 2013, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților de 82,51 MWh, respectiv a unui timp mediu de întrerupere de 0,82 min/an.

În ceea ce privește indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice aceștia au evidențiat încadrarea parametrilor în limitele normate admise, cu excepția unui singur punct de monitorizare, unde factorul total de distorsiune armonică nu respectă valorile impuse de Standard, și a trei puncte de monitorizare, unde factorul de nesimetrie de secvență inversă nu respectă valorile impuse, rezultatele fiind în curs de investigare.

În anul 2014, operatorul de transport și de sistem a înregistrat reducerea la 15 de zile, la limita termenului legal de răspuns, de 15 zile, pentru reclamațiile privind nivelul tensiunii.

Referitor la serviciul de distribuție a energiei electrice, în anul 2014 s-au înregistrat 9.134.949 de 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 9.051.415 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.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, pentru întreruperile neplanificate, sunt relativ apropiate pentru toți OD, cu valori cuprinse între 105min/an și 243 min/an, cu o valoare minimă de 105 min/an la Electrica Muntenia Nord și o valoare maximă de 243 min/an la Electrica Transilvania Sud. Valoarea medie pe țară a fost de 184 min/an.

Valorile agregate pentru SAIDI rural, pentru întreruperile neplanificate, variază de la o valoare minimă de 280 min/an, pentru Enel Muntenia, la o valoare maximă de 801 min/an pentru CEZ Oltenia, prezentând o valoare medie pe țară de 574 min/an.

În tabelul de mai jos se prezintă SAIDI agregat de întreruperi neplanificate, pentru toate categoriile de utilizatori și ambele medii (rural și urban), respectiv OD, în ordinea performanței pentru continuitatea în alimentare. În anul 2014 valorile SAIDI sunt cuprinse între 225 min/an pentru Enel Muntenia și 540 min/an pentru CEZ Oltenia, prezentând o valoare medie pe țară de 361 min/an, adică 6 ore și 1 minut (circa 20 - 250 min/an în țările avansate).

OD	Enel Muntenia	Enel Dobrogea	Electrica Muntenia Nord	Enel Banat	Electrica Transilvania Nord	E.ON Moldova	Electrica Transilvania Sud	CEZ Oltenia	MEDIA
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	225	253	266	301	370	410	426	540	361

În cadrul analizei s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2014. Se observă un progres general. Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 1,6 întreruperi/an în 2008 la 0,8 intreruperi/an in 2014, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008 la 4,4 întreruperi/an în 2014. SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 386 min/an în 2008, la 230 min/an în 2014. SAIDI

neplanificat s-a redus la toți OD astfel: la CEZ Oltenia ( -183 min/an), E.ON Moldova ( - 671 min/an), Electrica Muntenia Nord (-157 min/an), Electrica Transilvania Nord ( - 305 min/an), Electrica Transilvania Sud (-25 min/an), Enel Banat ( - 353 min/an), Enel Dobrogea ( - 373 min/an), Enel Muntenia ( - 125 min/an). Pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut semnificativ, de la 639 min/an (10 ore și 39 minute) în 2008, la 361 min/an (6 ore și 1 minut) în 2014 ( - 278 min/an), ceea ce reprezintă o creștere a performanțelor în perioada 2008 – 2014, de când se monitorizează indicatorii de continuitate. Din experiența altor țări mai avansate, se poate afirma că monitorizarea continuității a avut un rol important în acest sens. Prin toate măsurile luate de OD, se urmărește în primul rând reducerea SAIDI pentru întreruperile neplanificate, deoarece acestea afectează cel mai mult utilizatorii.

În anul 2008 a început monitorizarea continuității în alimentare și a calității energiei electrice (urmărind principalii parametri tehnici de calitate). Astfel, OD au monitorizat calitatea energiei electrice dintr-un număr semnificativ de stații, cu ajutorul analizoarelor fixe de calitate a energiei electrice, aparate complexe, care cuprind softuri specializate pentru analiza calității energiei electrice.

Un aspect foarte interesant, inedit, care rezultă din determinările Enel este existența unui nivel (reduc) de interarmonici. Factorul total de distorsiune interarmonică, valoare medie, este sub 1%. Deocamdată standardul european, adoptat și în România ca standard român, SR EN 50160, nu stabilește limitele admisibile pentru acest fenomen. Deoarece experiența internațională privind acest fenomen este redusă, se recomandă continuarea investigațiilor.

Un alt aspect, care se întâlnește în toată țara, într-un număr ridicat de stații monitorizate, este fenomenul de flicker. Pentru limitarea acestui fenomen nedorit, în special la racordarea noilor utilizatori, potențial perturbatori, 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, pentru limitarea perturbațiilor determinate de regimul deformant, respectiv nesimetric al utilizatorilor, se vor utiliza norma tehnică energetică pentru limitarea regimului deformant în rețelele electrice de transport și de distribuție, respectiv ”Norma tehnică energetică privind limitarea regimului deformant în rețelele electrice de transport și de distribuție”, respectiv ”Norma tehnică energetică privind limitarea regimului nesimetric în rețelele electrice de transport și de distribuție”, documente aflate în procedură de aprobare.

Analiza indicatorilor de calitate a 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 , serviciilor de sistem și serviciului de distribuție a energiei electrice.

Referitor la valorile medii ale timpului de răspuns, pentru reclamațiile privind nivelul tensiunii (la JT) OD s-au încadrat în majoritatea cazurilor în termenul legal de răspuns de 15 zile, cu excepția Enel Dobrogea cu cca. 17 zile, termen ce depășește termenul legal de răspuns. Situația trebuie remediată la

Enel Dobrogea. Se recomandă acestui OD să se doteze cu un număr mai mare de analizoare portabile performante și personal specializat, pentru a rezolva, în timp util, toate reclamațiile.

Referitor la starea rețelei aparținând operatorului de transport, deși liniile și stațiile electrice care alcătuiesc rețeaua au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1970, starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător prin programul de mentenanță preventivă, re tehnologizari și modernizari, la care se adăugă noi dezvoltări cu aportul utilizatorilor RET, în special pentru racordarea centralelor electrice eoliene.

Lucrările de reabilitare, modernizare/re tehnologizare/dezvoltare efectuate au constat atât în înlocuirea unor ansambluri funcționale sau componente uzate fizic, cu altele având un nivel superior de fiabilitate, cât și în adoptarea unor soluții tehnice de ultimă generație și stabilirea în consecință a unor scheme optime, simplificate pentru stațiile electrice.

Referitor la starea rețelelor aparținând operatorilor de distribuție concesionari, se constată că instalațiile în funcțiune au durata de exploatare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani. Se recomandă OD aplicarea unui program corespunzător de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor existente. În general, în anul 2014 programul de mentenanță a fost realizat în mare parte, înregistrând creșteri atât față de valorile planificate, cât și față de cele realizate în anul 2013. Valorile planificate ale programelor de mentenanță au avut depășiri la Electrica Muntenia Nord, CEZ Distribuție și ENEL Muntenia, datorate multiplelor incidente cauzate de evenimente neprevăzute.