

**RAPORT  
PRIVIND REALIZAREA  
INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIILE DE  
TRANSPORT, DE SISTEM ȘI DE  
DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE  
2013**

**ANRE**

**RAPORT**  
**PRIVIND REALIZAREA**  
**INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIILE DE**  
**TRANSPORT, DE SISTEM ȘI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE**  
**2013**

## **INTRODUCERE**

Calitatea energiei electrice vehiculată în rețelele electrice de transport și de distribuție reprezintă un indicator tehnico-economic aferent rețelelor electrice și contribuie la îmbunătățirea eficienței economice 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 și în “Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”, aprobat prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 28/2007, denumite în continuare Standard. 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.

Pentru a verifica veridicitatea raportărilor, inclusiv corectitudinea sistemelor de colectare a informațiilor de către operatorii de distribuție, din anul 2015, ANRE intenționează să solicite auditări de terță parte.

Prezentul raport se bazează pe datele și informațiile transmise de operatorii de rețea .

## **SECȚIUNEA I. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIILE DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM ALE ENERGIEI ELECTRICE – 2013**

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.

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

Indicatorii generali cuprind informații referitoare atât la serviciul de transport al energiei electrice, cât și la serviciul de sistem.

Indicatorii anuali de performanță pentru *serviciul de transport al energiei electrice* se referă la gestionarea și exploatarea RET, respectiv:

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

Pentru anul 2013 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**

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

**PERIOADA: 01.01.2013 – 06.06.2013**

Secțiunea	Elementele care formeaza sectiunea	Puterea admisibila pentru schema cu N elemente în funcțiune (MW)	Puterea medie admisibila pentru schema reala de funcționare (MW)
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.Măgurele L 220 kV Urechești - Tg.Jiu Nord	3080	3068
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.Măgurele	2230	2151
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	1220	1164

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	180	180
4	L 400 kV Mukacevo - Roşiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut L 220 kV Alba Iulia - Cluj Floreşti L 220 kV Stejaru - Gheorgheni	1060	998
5	L 400 kV Braşov - Gutinaş L 400 kV Smârdan - Gutinaş L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboşi - Focşani Vest	760	739
6	L 400 kV Smârdan - Gutinaş L 400 kV Bucureşti Sud - G.Ialomitei L 400 kV Bucureşti Sud - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focşani Vest - Barboşi	1930	1888

**PERIOADA: 07.06.2013 – 27.11.2013**

Secţiunea	Elementele care formeaza sectiunea	Puterea admisibila pentru schema cu N elemente în funcţiune (MW)	Puterea medie admisibila pentru schema reala de functionare (MW)
1	L 400 kV Urecheşti - Domneşti L 400 kV Slatina - Bucureşti Sud L 400 kV Porţile de Fier - Djerdap L 400 kV Ţânţăreni - Sibiu Sud L 400 kV Ţânţăreni - Kozlodui (d. c.) L 400 kV Ţânţăreni - Bradu L 220 kV Porţile de Fier - Reşiţa(d.c.) L 220 kV Craiova Nord - Tr.Măgurele L 220 kV Urecheşti - Tg.Jiu Nord	2920	2820
2	L 400 kV Sibiu Sud - Braşov L 400 kV Ţânţăreni - Bradu L 400 kV Urecheşti - Domneşti L 400 kV Slatina - Bucureşti Sud L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Iernut - Ungheni 1,2 L 220 kV Craiova Nord - Tr.Măgurele	2220	2139
3 Est->Vest	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	1350	1334
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	900	868
4	L 400 kV Mukacevo - Roşiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut L 220 kV Alba Iulia - Cluj Floreşti L 220 kV Stejaru - Gheorgheni	910	847
5	L 400 kV Braşov - Gutinaş L 400 kV Smârdan - Gutinaş	780	708

	L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboși - Focșani Vest		
6	L 400 kV Smârdan - Gutinaș L 400 kV București S - G.Ialomitei L 400 kV București S - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focșani Vest - Barboși	2170	2119

**PERIOADA: 28.11.2013 – 31.12.2013**

<b>Secțiunea</b>	<b>Elementele care formeaza sectiunea</b>	<b>Puterea admisibila pentru schema cu N elemente în functiune (MW)</b>	<b>Puterea medie admisibila pentru schema reala de functionare (MW)</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.Măgurele L 220 kV Urechești - Tg.Jiu Nord	2870	2531
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.Măgurele	2240	2187
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	1500	1336
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	310	282
4	L 400 kV Mukacevo - Roșiori L 400 kV Sibiu Sud - Iernut L 220 kV Alba Iulia - Cluj Florești L 220 kV Stejaru - Gheorgheni	990	799
5	L 400 kV Brașov - Gutinaș L 400 kV Smârdan - Gutinaș L 220 kV Gheorgheni - Stejaru L 220 kV Barboși - Focșani Vest	850	752
6	L 400 kV Smârdan - Gutinaș L 400 kV București S - G.Ialomitei L 400 kV București S - Pelicanu L 400 kV Rahman - Dobrudja L 220 kV Focșani Vest - Barboși	2270	1834

- b. *Energia electrică transportată (GWh) și coeficientul procentual al pierderilor de energie în rețeaua electrică de transport în anul 2013 sunt prezentate în Tabelul nr. 2.*

**Tabelul nr. 2**

Energie electrică:		u.m.	Total anul 2013
	Primită(brută) în RET	GWh	40.899
	Livrată(netă) din RET	GWh	39.868
	Coeficient de pierderi <sup>1</sup>	%	2,52

<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 2009-2013.

**Tabelul nr. 3**

Anul	2009	2010	2011	2012	2013
Energie primită în RET (GWh)	38 950	41 449	43 554	43 628	40 899
Energie livrată din RET (GWh)	37 957	40 332	42 473	42 610	39 868
Coeficient pierderi (%)	2,55	2,69	2,48	2,33	2,52

Din datele consemnate se constată că, după un trend crescător înregistrat în perioada 2009-2012, în anul de analiză cantitatea de energie electrică primită/livrată în/din RET a scăzut. Coeficientul de pierderi a înregistrat o creștere semnificativă față de anul anterior, anul 2012 fiind al treilea an consecutiv din perioada menționată în care valoarea acestui indicator a scăzut.

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:

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

unde notațiile reprezintă:

n – numărul total de evenimente;

L<sub>i</sub> – lungimea (km) liniei indisponibile la evenimentul i;

S<sub>i</sub> – puterea aparentă nominală (MVA) a transformatorului/ autotransformatorului indisponibil la evenimentul i;

D<sub>i</sub> – durata (timpul în ore) de indisponibilitate la evenimentul i;

L<sub>t</sub> – lungimea totală a liniilor (km);

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

Pentru anul 2013 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 10% din timpul mediu total de întrerupere în cazul LEA și 2% în cazul în cazul transformatoarelor.

**Tabelul nr. 4**

2013		Totală	Neprogramată (Accidentală)	Programată
LEA	INDLIN (ore în anul 2013)	114.52	11.44	103.08
Trafo/AT	INDTRA (ore în anul 2013)	171.58	3.28	168.31

În tabelul nr. 5 este prezentată situația indicatorilor *INDLIN* și *INDTRA* în perioada 2009-2013, 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	2009	2010	2011	2012	2013
Total					
INDLIN (ore/an)	372,84	270,00	205,27	203,30	114,52
INDTRA (ore/an)	386,08	628,81	252,06	190,35	171,58
Neprogramat					
INDLIN (ore/an)	4,79	2,89	14,98	24,62	11,44
INDTRA (ore/an)	90,39	80,56	44,11	9,00	3,28
Programat					
INDLIN (ore/an)	368,05	267,15	190,29	178,58	103,08
INDTRA (ore/an)	295,69	548,25	207,95	181,35	168,31

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 prestat* sunt:

- a. *Ajutorul de avarie solicitat/acordat* în anul 2013 este prezentat în Tabelul nr. 6

**Tabelul nr. 6**

Ajutor de avarie	Durata (ore)	Cantitate (MWh)
Solicitat	88	9200
Acordat	51	7400

O comparație cu indicatorul similar aferent anilor 2009-2012 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	2,43
ACE valoare maximă	MWh/h	407
ACE valoare minimă	MWh/h	-178
Deviația standard	MWh/h	15,55

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 2013 a fost de **10.171,70 MWh**.
- b. *Costul anual al congestiilor de rețea*, care în anul 2013 a fost de **3.050.820 lei**.

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

Indicatorii de calitate privind calitatea 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 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 consumatorilor 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.

Indicatorul de calitate privind *energia electrică nelivrată ENS* a avut în anul 2013 următoarele valori:

**Tabelul nr. 8**

Nr. crt.	Indicator	Cauza întreruperii	Cantitate (MWh)
1	ENS	a. întreruperi planificate	<b>0</b>
2	ENS	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	<b>0</b>
3	ENS	c. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	<b>0</b>
4	ENS	d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	<b>30,89</b>



Energia Nelivrată – **ENS** (Energy Not Supplied) este definită ca fiind energia nelivrată consumatorilor, 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 consumatorilor la întreruperea i.

Indicatorul de calitate privind *timpul mediu de întrerupere AIT* a avut în anul 2013 următoarele valori:

**Tabelul nr. 9**

Nr.	Indicator	Cauza întreruperii	min/an
1	AIT	a. întreruperi planificate	<b>0</b>
2	AIT	b. întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	<b>0</b>
3	AIT	c. întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	<b>0</b>
4	AIT	d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	<b>0,35</b>

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:

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

ENS - energia nelivrată consumatorilor (MWh)

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

Se constată faptul că, la nivelul anului 2013, continuitatea serviciului este reprezentată prin indicatori foarte buni, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților, respectiv a unui timp mediu de întrerupere de valori mici. Comparativ cu anii precedenți, valorile aferente anului 2013 ale celor doi indicatori sunt cele mai mici, așa cum este prezentat și în Tabelul nr. 10, unde sunt sintetizate valorile indicatorilor de calitate privind continuitatea serviciului în perioada 2009-2013.

**Tabelul nr. 10**

	2009	2010	2011	2012	2013
<b>ENS (MWh)</b>					
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	0,933	30,32	0

d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	69,3	267,9	98,804	107,12	30,89
<b>AIT (min/an)</b>					
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	0,01	0,34	0
d. întreruperi neplanificate exclusiv întreruperile de la punctele b și c (datorate OTS)	0,81	3,1	1,06	1,19	0,35

### 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 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 procente de timp din săptămână, lună și an în care frecvența s-a încadrat în domeniile normate.

Pe toată perioada anului 2013 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

**Tabelul nr. 11**

Parametrul	Unitate măsură	Valoare
Frecvența medie	Hz	50.000
Frecvența maximă	Hz	50.146
Frecvența minimă	Hz	49.858
Abaterea medie pătratică a timpului sincron	secunde	-9.894

Din punct de vedere a respectării limitelor normate de variație, în anul 2013 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% saptamana	% din timp	Încadrare 90% saptamana
		da/nu		da/nu		da/nu		da/nu
coeficient cumulativ	100	da	100	da	100	da	99,97	da

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

- 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 28 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 99% 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 încadrare de în limite	Respectă norma
kV		kV	min	%	da/nu
400 kV	Bacău Sud	380kV - 420kV	192	99.963	da
	Brad		7280	98.615	da
	Brașov		870	99.834	da
	Brazi Vest		490	99.907	da
	București Sud		622	99.882	da
	Cernavodă		5	99.999	da
	Cluj Est		1	99.999	da
	Domnești		4576	99.129	da
	Gădălin		5	99.999	da
	Gura Ialomiței		13	99.998	da
	Gutinaș		41	99.992	da
	Iernut		22	99.996	da
	Medgidia Sud		1	99.999	da
	Mintia		216	99.959	da
	Nădab		6	99.999	da
	Oradea		4876	99.072	da
	Pelicanu		197	99.963	da
	Porțile de Fier		234	99.955	da
	Rahman		45	99.991	da
	Roman Nord		26	99.995	da
	Roșiori		402	99.924	da

	Sibiu Sud		8	99.998	da
	Slatina		4	99.999	da
	Smârdan		22	99.996	da
	Stupina		1025	99.805	da
	Suceava		235	99.955	da
	Tânțăreni		12	99.998	da
	Tulcea Vest		320	99.939	da
220 kV	Arad	198-242 kV	561	99.893	da
	Barboși		499	99.905	da
	Baru Mare		2421	99.539	da
	Brad		2616	99.502	da
	Brazi Vest		2882	99.452	da
	București Sud		394	99.925	da
	Cetate		1167	99.778	da
	Dumbrava		180	99.966	da
	Focșani Vest		555	99.894	da
	Fundeni B1		1065	99.797	da
	Fundeni B2		3018	99.426	da
	Gheorgheni		3882	99.261	da
	Ghizdaru		1302	99.752	da
	Gutinaș		227	99.957	da
	Hășdat		324	99.938	da
	Iernut		3	99.999	da
	Lacu Sărat		472	99.910	da
	Lotru		64	99.988	da
	Mintia		232	99.956	da
	Mostiștea		5388	98.975	da
	Munteni Vest		1	99.999	da
	Pitești Sud		303	99.942	da
	Porțile de Fier		736	99.860	da
	Râureni		2	99.999	da
	Reșița		1293	99.754	da
	Roșiori		2	99.999	da
	Sibiu Sud		951	99.819	da
	Slatina		1	99.999	da
	Stâlp		1582	99.699	da
	Stejaru		1	99.999	da
	Suceava		12	99.998	da
	Târgoviște A		2017	99.616	da
	Târgoviște B		576	99.890	da
	Târgu Jiu Nord		36	99.993	da
	Teleajen		8787	98.328	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 conectare la RET a centralelor electrice eoliene/fotovoltaice și la interfața RET/RED. În anul 2013 a crescut observabilitatea în ceea ce privește monitorizarea curbei de tensiune, prin introducerea în sistemul de monitorizare a două centrale electrice fotovoltaice (Frăsinet 1 și Frăsinet 2) racordate în RET și a două centrale electrice eoliene racordate în RET (Târgușor 119,6 MW și Nicolae Bălcescu-Târgușor 59,8 MW)

Indicatorii de calitate aferenți anului 2013, referitori la calitatea curbelor de tensiune sunt prezentați în Tabelul nr. 14 și Tabelul nr. 15.

**Tabelul nr. 14**

Locația	% timp	Factorul total de nesimetrie negativă respectă norma da/nu	Factorul total de distorsiune armonică respectă norma da/nu
Alba Iulia 110kV AT1	100	da	da
Brașov 110kV T1	100	da	da
Dârste 110kV T2	99.02	da	da
Fântânele 110kV AT1	99.93	da	da
Gheorgheni 110kV AT1	97.36	da	da
Iaz 220 kV AT2	99.79	da	da
Iernut 110kV AT1	100	da	da
Oțelărie 220kV T1	99.99	da	da
Pelicanu 110kV LEA CSC1	98.29	da	da
Pelicanu 400kV T1	100	da	da
Pelicanu 110kV T2	100	da	da
Reșița 220kV LEA Oțelărie	99.95	da	da
Roman Nord 400 kV AT	100	da	da
Slatina 110 kV AT3	100	da	nu
Slatina 110 kV AT4	100	da	da
Slatina 220 kV SRA1	100	da	da
Slatina 220 kV SRA2	100	da	da
Tulcea Vest 400kV T1	100	da	da
Ungheni 110 kV AT1	99.99	da	da
Târgoviște 220 kV Cuptoare 1	100	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	32 din 35 raportate	35 din 35 raportate
Iaz 220 kV AT2	24 din 24 raportate	24 din 24 raportate
Iernut 110kV AT1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Oțelărie 220kV T1	27 din 27 raportate	27 din 27 raportate
Pelicanu 110kV LEA CSC1	50 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Pelicanu 400kV T1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate

Pelicanu 110kV T2	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Reșița 220kV LEA Oțelărie	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Roman Nord 400 kV AT	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Slatina 110 kV AT3	53 din 53 raportate	0 din 53 raportate
Slatina 110 kV AT4	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Slatina 220 kV SRA1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Slatina 220 kV SRA2	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Tulcea Vest 400kV T1	53 din 53 raportate	53 din 53 raportate
Târgoviște 220 kV Cuptoare1	36 din 36 raportate	36 din 36 raportate
Ungheni 110 kV AT1	53 din 53 raportate	53 din 53 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 AT3 din stația Slatina, la tensiunea de 110 kV. Pentru acest punct de monitorizare factorul total de distorsiune armonică nu respectă valorile impuse de Standard, rezultatele fiind în curs de investigare prin verificarea atât a echipamentelor de măsurare și înregistrare (analizorul), 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 2013 sunt cele prezentate în Tabelul nr. 16.

**Tabelul nr. 16**

Locația	Neîncadrare în Factorului de nesimetrie de secvență inversă $\leq 1\%$ pe un interval de timp $\geq 95\%$			Neîncadrare în Factorului de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pe un interval de timp $\geq 95\%$		
	număr de săptămâni	durata de abatere	săptămânile de abatere	număr de săptămâni	durata de abatere	săptămânile de abatere
Gheorgheni 110kV AT1	3		24.02-03.03 14.04-21.04 01.06-08.06	0	0	0
Pelicanu 110kV LEA CSC1	3		01.12-08.12 08.12-15.12 15.12-22.12	0	0	0

#### 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 2013, sunt prezentați în Tabelul nr. 17.

**Tabelul nr. 17**

Nr. crt.	Indicator	2013
1.	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare	28,5 zile
2.	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de racordare	-
3.	Numărul de racorduri realizate	-
4.	Numărul de avize tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite	57 / 20 / 38
5.	Numărul de cereri de contracte de racordare	-
6.	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare	23,5 zile
7.	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate	0
8.	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport	150
9.	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport	3 - 4 zile
10.	Numărul de reclamații referitoare la racordare	0
11.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	0
12.	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	0
13.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	25 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	0
16.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	25 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 2009 – 2013.

**Tabelul nr. 18**

Nr. crt.	Indicator	2009	2010	2011	2012	2013
1.	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare	27,5 zile	24,7 zile	28,5 zile	28,5 zile	28,5 zile
2.	Numărul de solicitări la care nu s-a emis aviz de	3	0	16	16	-

	racordare					
3.	Numărul de racorduri realizate	3	1	1	1	-
4.	Numărul de avize tehnice de racordare emise noi/actualizate/prelungite	27	57	77/1/55	77 / 1 / 55	57 / 20 / 38
5.	Numărul de cereri de contracte de racordare	3	11	11	11	-
6.	Timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare	25 zile	23,5 zile	23,5 zile	23,5 zile	23,5 zile
7.	Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate	0	0	0	0	0
8.	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport	7	8	70	30	150
9.	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport	15 zile	15 zile	11 zile	3 - 4 zile	3 - 4 zile
10.	Numărul de reclamații referitoare la racordare	1	0	0	0	0
11.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la racordare	8 zile	0	0	0	0
12.	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune	0	0	0	0	0
13.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la nivelul de tensiune	0	0	0	0	25 zile
14.	Numărul de reclamații referitoare la nivelul de tensiune care nu s-au putut rezolva	-	0	0	0	0
15.	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune	1	9	1	0	0
16.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor referitoare la calitatea curbei de tensiune	-	5 zile	5 zile	0	25 zile
17.	Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune care nu s-au putut rezolva	1	0	0	0	0
18.	Numărul de reclamații referitoare la facturare sau încălzire	2	4	5	0	0
19.	Numărul de reclamații nefondate referitoare la facturare sau încălzire	2	4	5	0	0
20.	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor justificate (îndreptățite) referitoare la facturare sau încălzire	-	-	5 zile	0	9 zile
21.	Numărul de reclamații scrise pe alte teme	4	3	0	0	0
22.	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile scrise justificate (îndreptățite)	-	2 zile	0	0	5 zile

Din datele ilustrate în tabelele anterioare rezultă că atât timpul mediu de emitere a avizelor tehnice de racordare, cât și timpul mediu de emitere a ofertelor de contracte de racordare a rămas constant în ultimii trei ani. De asemenea, se constată că deși numărul de cereri de contractare a serviciului de transport a crescut de cinci ori față de cel din anul 2012, timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport s-a menținut tot la cca. 3-4 zile. Timpul mediu de răspuns la reclamații privind nivelul de tensiune a fost de 25 de zile și a depășit timpul mediu stabilit prin *Standard*, respectiv termenul de 15 zile. Din acest punct de vedere



situația **trebuie remediată**. Timpii medii de răspuns la reclamații referitori la calitatea curbei de tensiune, 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– 2013**

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 (întă 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.

### **1. DATE GENERALE**

Utilizatorii rețelei 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 SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA (denumit în continuare Electrica Muntenia Nord), SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA (denumit în continuare Electrica Transilvania Nord), SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA (denumit în continuare Electrica Transilvania Sud), SC CEZ Distribuție SA (denumit în continuare CEZ Oltenia), SC E.ON Moldova Distribuție SA (denumit în continuare E.ON Moldova), SC Enel Distribuție Banat SA (denumit în continuare Enel Banat), SC Enel Distribuție Dobrogea SA (denumit în continuare Enel Dobrogea) și SC Enel Distribuție Muntenia SA (denumit în continuare Enel Muntenia).

Totodată, mai există o serie de consumatori, care nu sunt racordați la nici unul din cei opt OD: consumatorii racordați la OD mici sau racordați direct la barele unor producători. Există cca. 42 de OD mici (peste 1 MW), titulari de licență. Cel mai mare OD cu licență este S.C. OMV Petrom S.A., care alimentează 2062 de utilizatori

de joasă și medie tensiune. De asemenea, sunt peste o sută de OD mici, fără licență (maximum 1 MW). Numărul total al utilizatorilor racordați la OD mici, respectiv direct la barele unor producători, este foarte mic, neglijabil în comparație cu ceilalți utilizatori, 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.

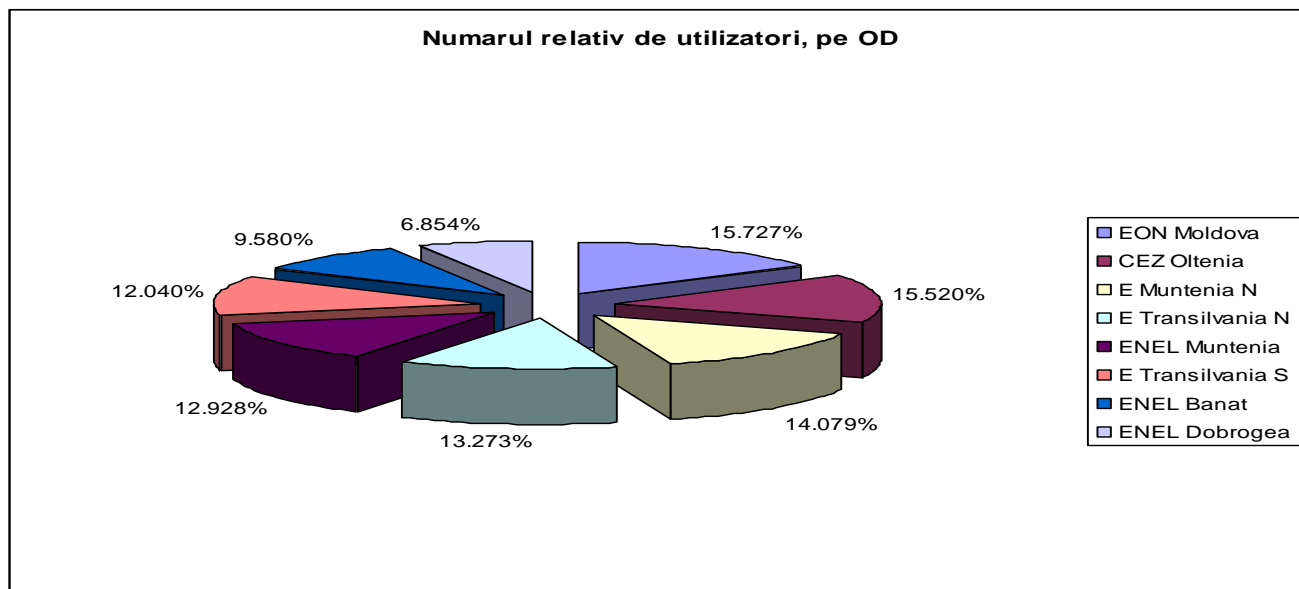
În anul 2013, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție titulari de licență cu contract de concesiune a fost de **9.051.415** (comparativ cu 8.968.523 în anul 2012, 8.900.070 în anul 2011, respectiv 8.850.070 în anul 2010). Numărul de utilizatori încadrați în cele 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. 1.1).

**Tabelul nr. 1.1.**

Mediul	Tensiune nominala	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
urban	IT	39	20	18	16	22	16	19	13	163
urban	MT	1167	807	800	1970	1369	836	736	962	8647
urban	JT	628909	646915	584145	653671	648079	531993	350575	903206	4947493
rural	IT	44	29	14	17	15	29	16	5	169
rural	MT	2154	1380	2409	1545	958	966	792	1264	11468
rural	JT	772431	774329	686946	544201	439370	333248	268222	264728	4083475
<b>TOTAL</b>		<b>1404744</b>	<b>1423480</b>	<b>1274332</b>	<b>1201420</b>	<b>1089813</b>	<b>867088</b>	<b>620360</b>	<b>1170178</b>	<b>9051415</b>

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 0,16 - 0,3 % la nivel de OD, respectiv 0,23 % la nivel de țară. Cel mai mare număr total de utilizatori în mediul urban îl are Enel Muntenia (904.181), iar cel mai mare număr total de utilizatori în mediul rural îl are E.ON Moldova (775.738). Cel mai mic număr total de utilizatori în mediul urban îl are Enel Dobrogea (351.330), iar cel mai mic număr total de utilizatori în mediul rural îl are Enel Muntenia (265.997).

E.ON Moldova are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv **1.423.480** (15,727 %), urmat de CEZ Oltenia, cu **1.404.744** de utilizatori (15,520 %), iar Enel Dobrogea are cel mai mic număr total de utilizatori, respectiv **620.360** (6,854 %). Se observă că numărul total de utilizatori diferă de la simplu la dublu. Numărul total de utilizatori din mediul urban este de **4.956.303** (54,76 %), iar numărul total de utilizatori din mediul rural este de **4.095.112** (45,24 %).



## 2. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTARE A UTILIZATORILOR ÎN ANUL 2013

### 1. Introducere

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice reglementează calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice distribuite 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 realizează înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată (de peste 3 minute).

Pentru fiecare întrerupere, OD va înregistra cel puțin:

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

Cu privire la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- întreruperi planificate;
- 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 drată 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. Se calculează împărțind numărul total de utilizatori întrerupți, la numărul total de utilizatori deserviți:

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

- c. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – Indicele Durata Medie a Întreruperilor în Rețea (Sistem) pentru un utilizator, reprezintă timpul mediu de întrerupere a utilizatorilor la nivel de OD (o medie ponderată). A doua formulă de calcul se aplică în cazul în care reconectarea utilizatorilor se realizează treptat, în mai multe etape. Indicatorul se calculează împărțind durata cumulată a întreruperilor lungi la numărul total de utilizatori alimentați (deserviți) de OD:

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

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

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

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

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

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

- n – numărul total de întreruperi lungi;
- ki – numărul de etape de reconectare, corespunzător întreruperii i;
- Ni – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la întreruperea i;
- Nij – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la etapa j a întreruperii i;
- Pi – puterea electrică totală întreruptă (indiferent de tensiune) la întreruperea i, pentru incidentele de la IT;

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

Dij – durata (timpul) de întrerupere a utilizatorilor (din momentul dispariției tensiunii până la reconectare) pentru etapa j a întreruperii i;

Nt – 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, ușor de 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 continuitatea 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.

## 2. Indicatori de continuitate pentru mediul urban

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

Valorile agregate pe toate tensiunile (tensiunile nominale ale utilizatorilor) pentru SAIFI urban, întreruperi planificate (cazul a), variază de la o valoare minimă de 0,11 întreruperi/an pentru Enel Muntenia, la o valoare maximă de 0,8 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 0,4 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI urban, întreruperi neplanificate (cazul d) sunt relativ omogene, cu o valoare minimă de 1,6 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Nord, o valoare maximă de 4,4 întreruperi/an pentru E.ON Moldova, respectiv o valoare medie pe țară de 3,2 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, pentru întreruperile planificate (cazul a), variază relativ mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 18 min/an pentru Enel Muntenia, valoarea maximă de 261 min/an

pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 101 min/an. Se menționează că **întreruperile planificate, anunțate cu minimum 24 de ore înainte, conform Standardului, afectează (mult) mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.**

Valorile agregate pentru SAIDI urban, pentru întreruperile neplanificate (cazul d), sunt de circa 100-290 min/an, cu o valoare minimă de 107 min/an la Enel Dobrogea și de 109 min/an la Enel Banat și cu o valoare maximă de 283 min/an la Electrica Transilvania Sud. Valoarea medie pe țară este de 205 min/an.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi planificate, variază mult, între 123 min/întrerupere la Electrica Transilvania Sud și 759 min/întrerupere la Electrica Muntenia Nord, și are o valoare medie pe țară de 282 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi neplanificate, variază între 30-130 min/întrerupere, cu valori minime de 31 min/întrerupere la Enel Banat, respectiv de 33 min/întrerupere la Enel Dobrogea și cu valoarea maximă de 129 min/întrerupere la Electrica Transilvania Nord, rezultând o valoare medie pe țară de 65 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 și de dorit ca valoarea CAIDI pentru întreruperile planificate să fie mai mare, deoarece aceste întreruperi, care se pot controla, sunt mai rare, 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 (SAIDI este 0,6 min/an la întreruperile planificate, respectiv 5,1 min/an pentru întreruperile neplanificate, în medie pe țară). 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 2012 cu cei din 2013.

Astfel, se constată faptul că indicatorii de continuitate pentru întreruperile planificate au avut valori medii pe țară practic identice. SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, a fost de 0,4 întreruperi/an (0,39 într. /an în 2012, respectiv 0,36 într. /an în 2013), iar SAIDI planificat de 101 min/an.

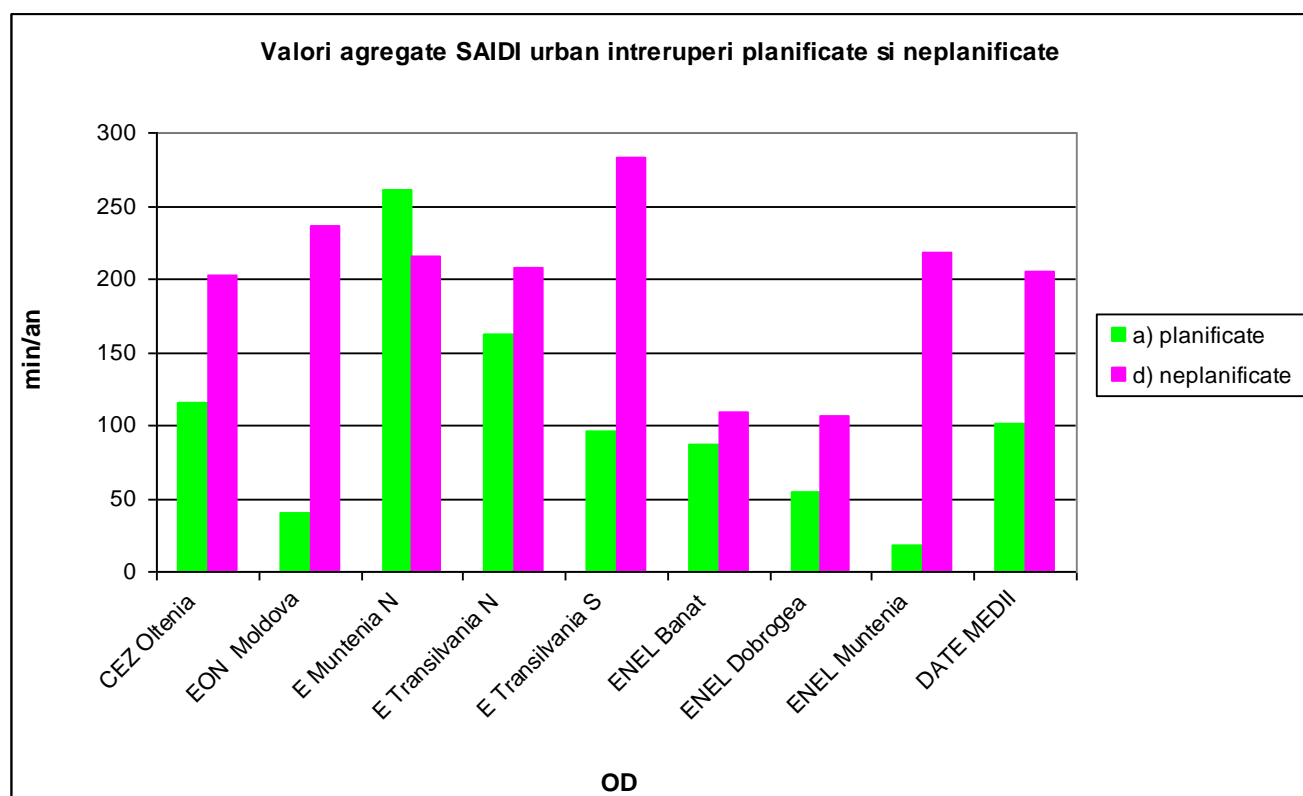
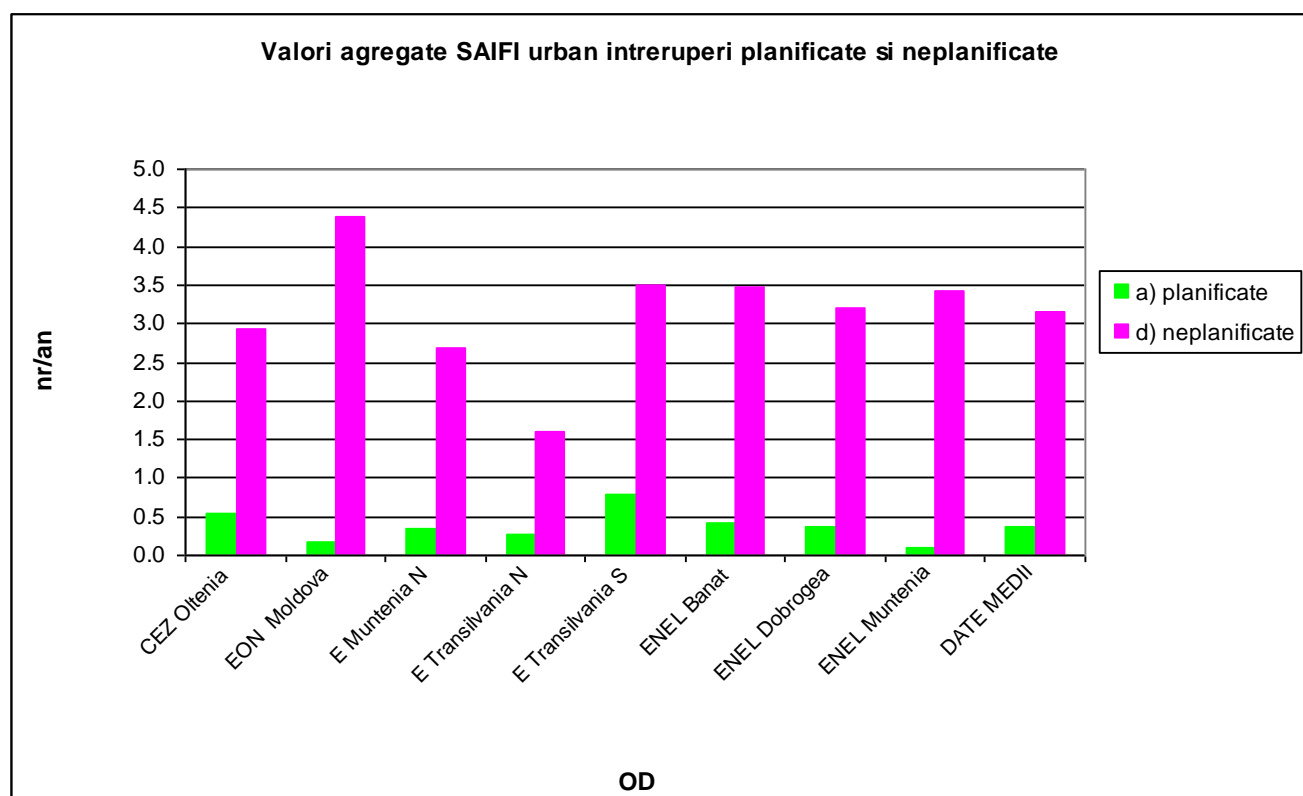
Se mai constată faptul că indicatorii de continuitate pentru întreruperile neplanificate au avut valori medii pe țară mai mici, adică a crescut calitatea serviciului de distribuție. SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 3,9 întreruperi/an în anul 2012 la 3,2 întreruperi/an în anul 2013. La nivel de OD, SAIDI a crescut la Electrica Transilvania Nord ( + 17 min/an), dar s-a redus la CEZ Oltenia ( - 96 min/an), E.ON Moldova ( - 2 min/an), Electrica Muntenia Nord ( - 173 min/an), Electrica Transilvania Sud ( - 31 min/an), Enel Banat ( - 39 min/an), Enel Dobrogea ( - 37 min/an), Enel Muntenia ( - 127 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 271 min/an în anul 2012 la 205 min/an în anul 2013.

De asemenea, s-au efectuat comparații ai principalilor indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2013, de când s-au introdus 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.

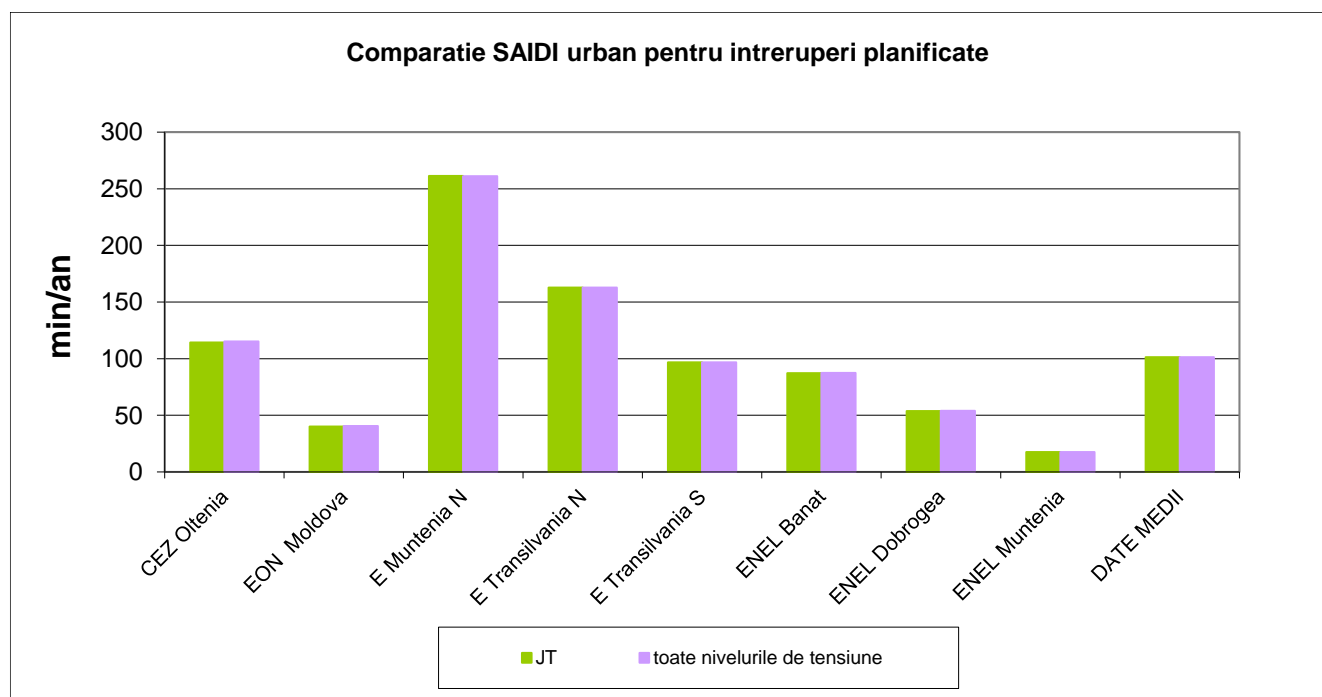
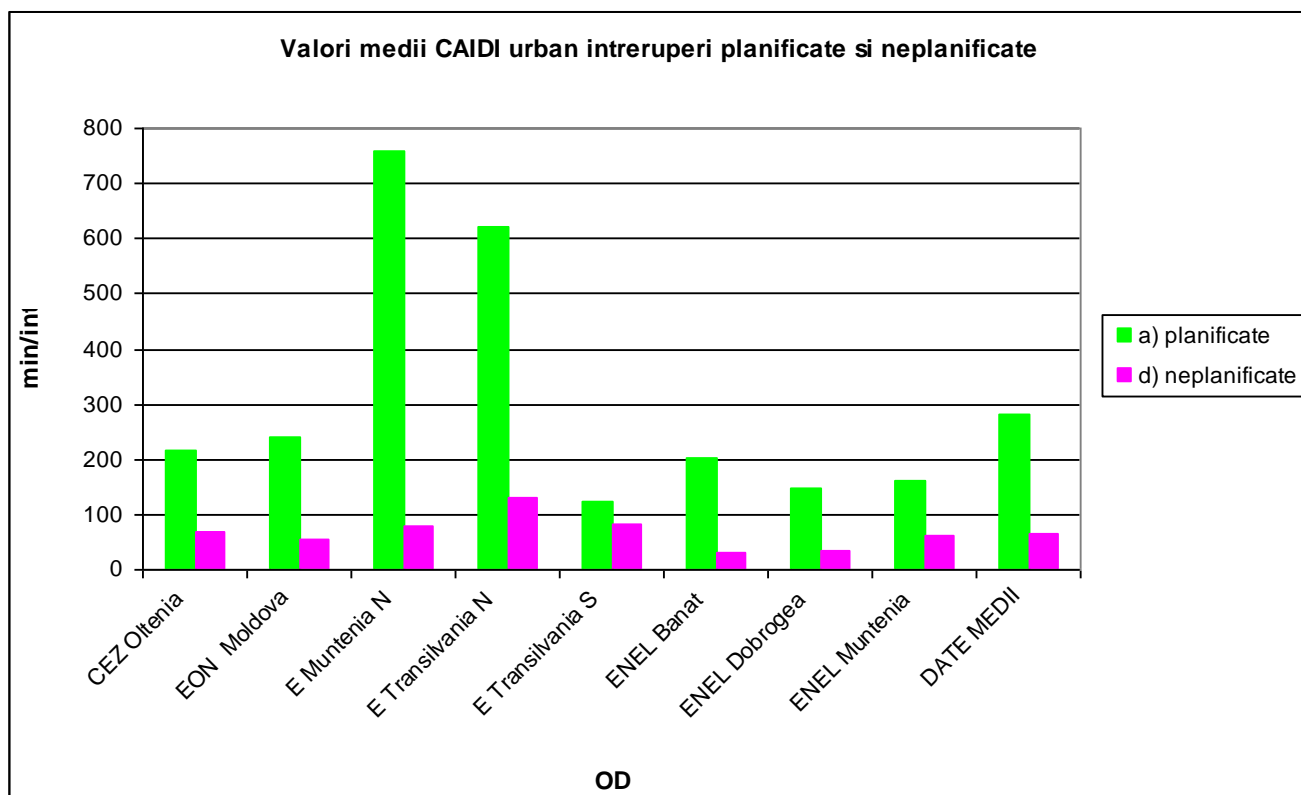
Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 0,9 întreruperi/an în 2008, la 0,4 întreruperi/an în 2013, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 4,2 întreruperi/an în 2008, la 3,2 întreruperi/an în 2013.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 190 min/an în 2008, la 101 min/an în 2013.

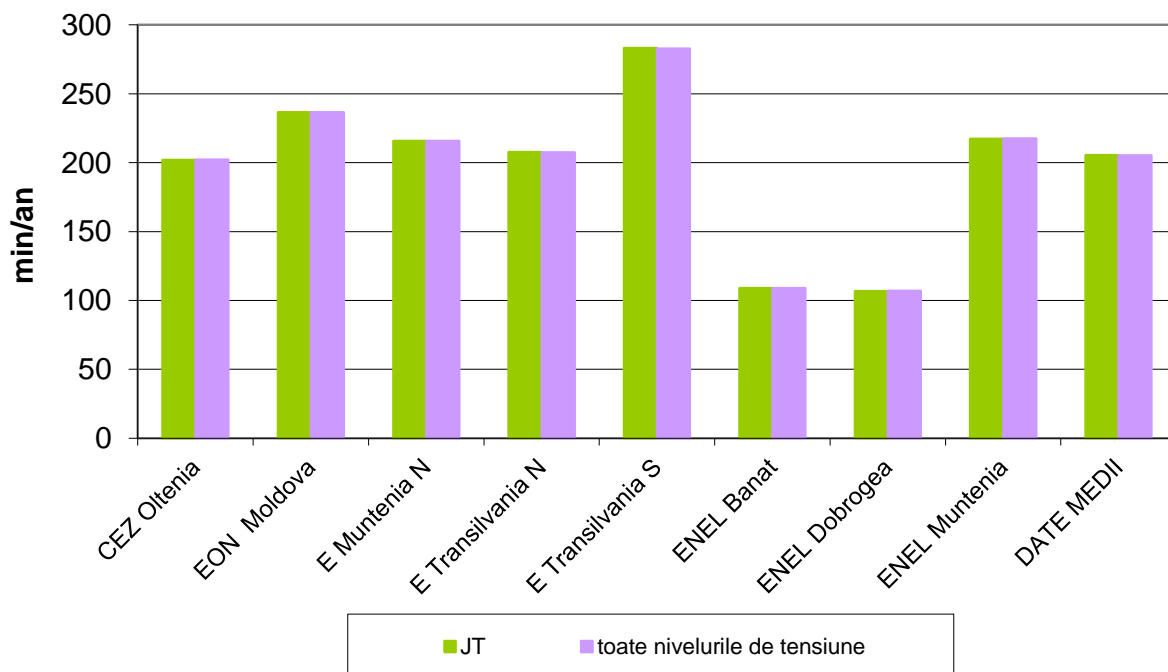
La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia ( - 112 min/an), E.ON Moldova ( - 172 min/an), Electrica Transilvania Nord ( - 63 min/an), Electrica Transilvania Sud ( - 21 min/an), Enel Banat ( - 226 min/an), Enel Dobrogea ( - 160 min/an), Enel Muntenia ( - 155 min/an), dar a crescut la Electrica Muntenia Nord ( + 23 min/an) . Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 314 min/an în 2008, la 205 min/an în 2013 ( - 109 min/an).



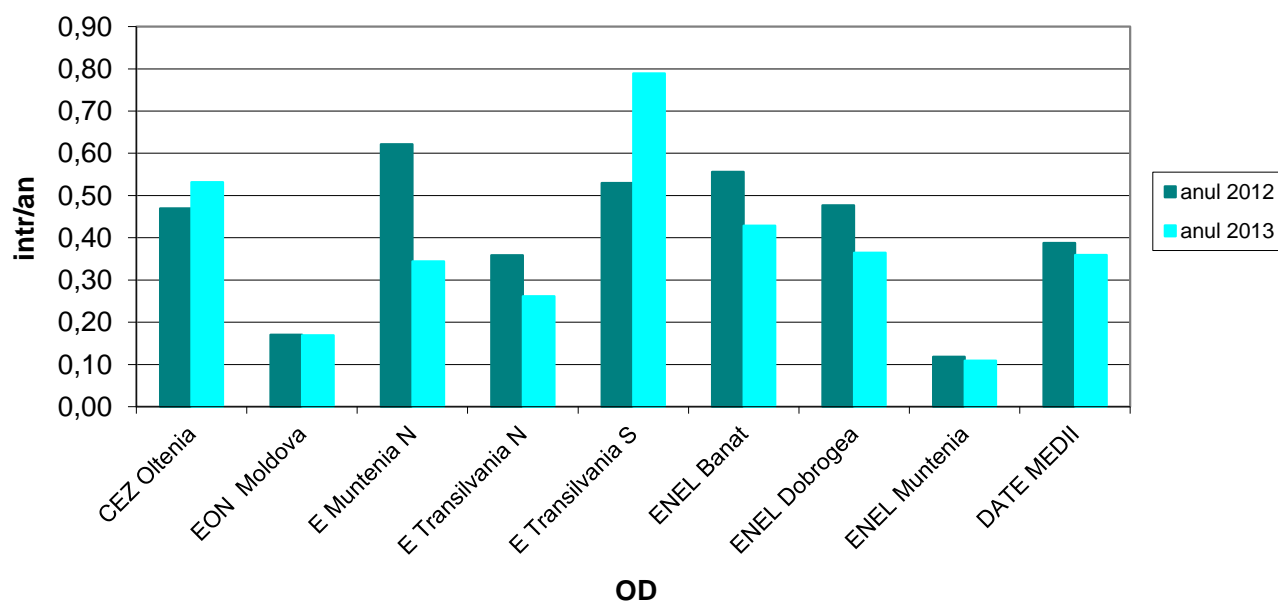




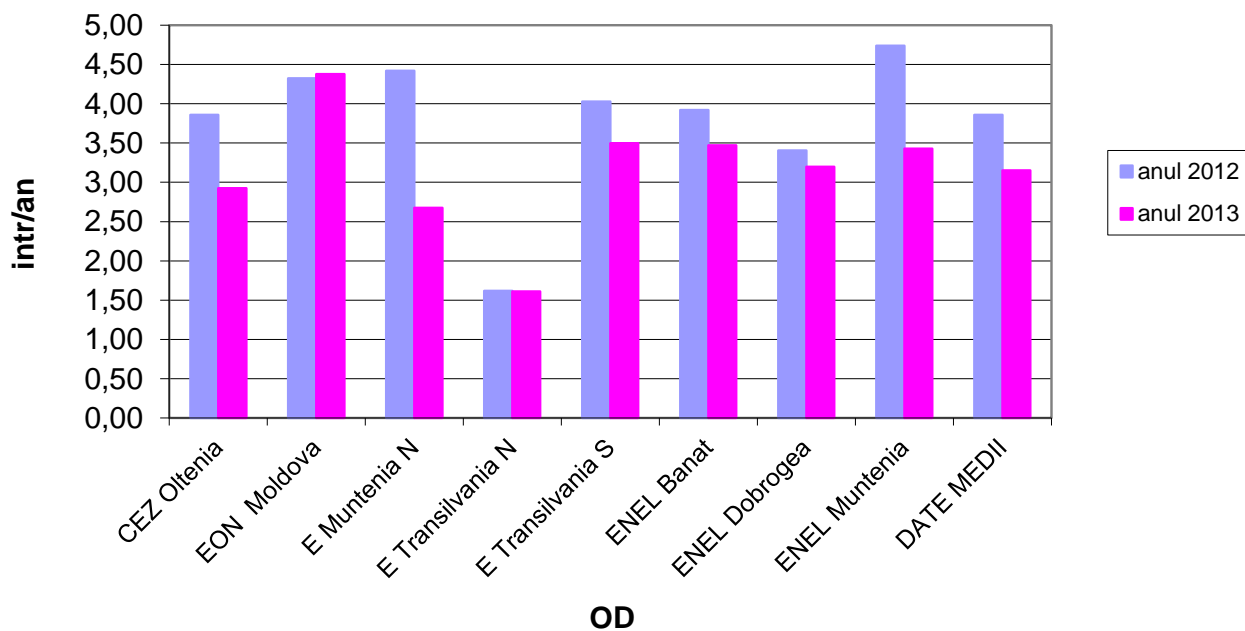
**Comparatie SAIDI urban pentru intreruperi neplanificate**



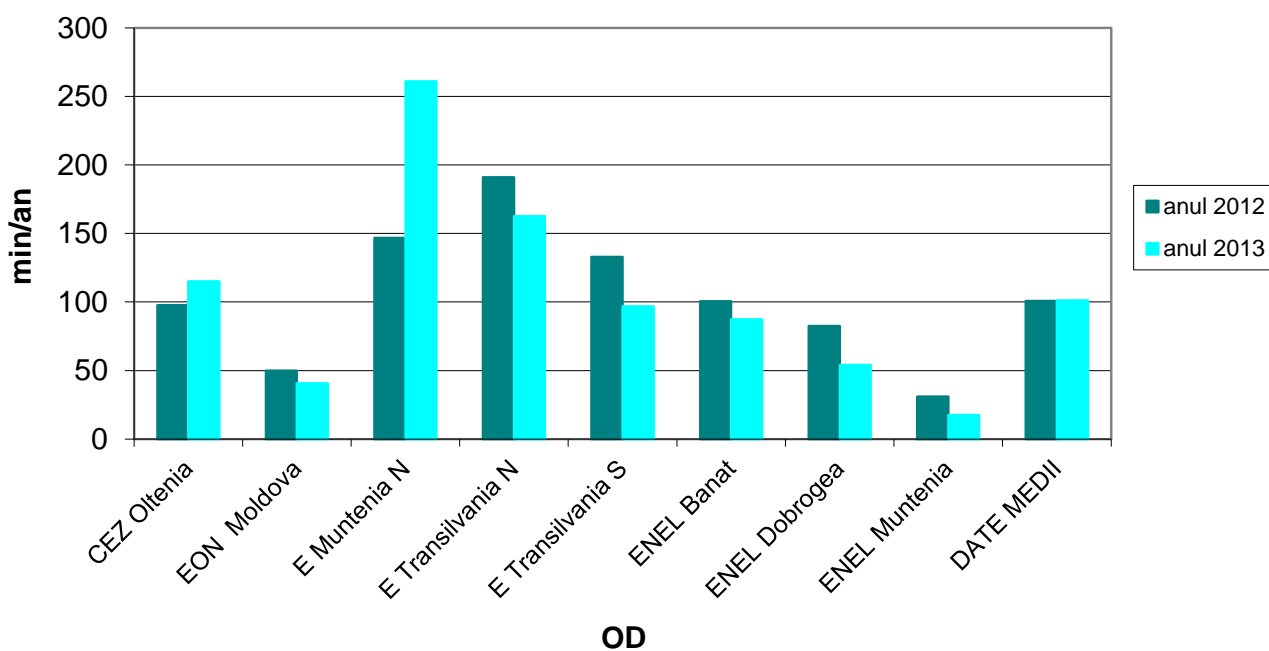
**Evoluție SAIFI urban planificat**



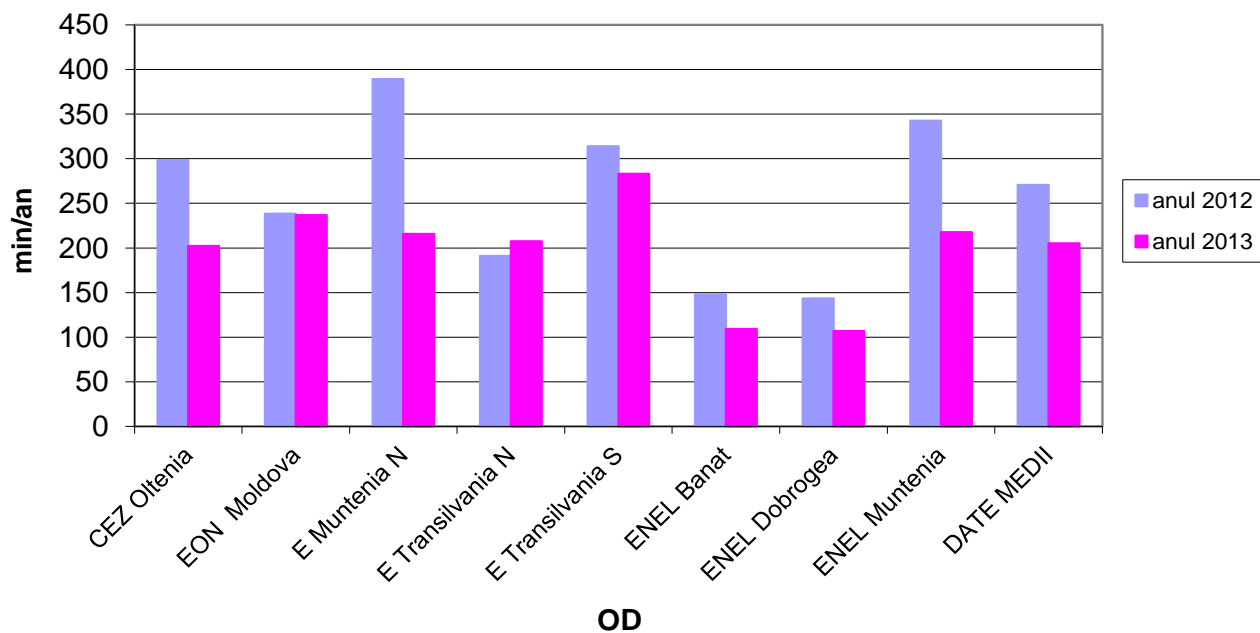
### Evoluție SAIFI urban neplanificat



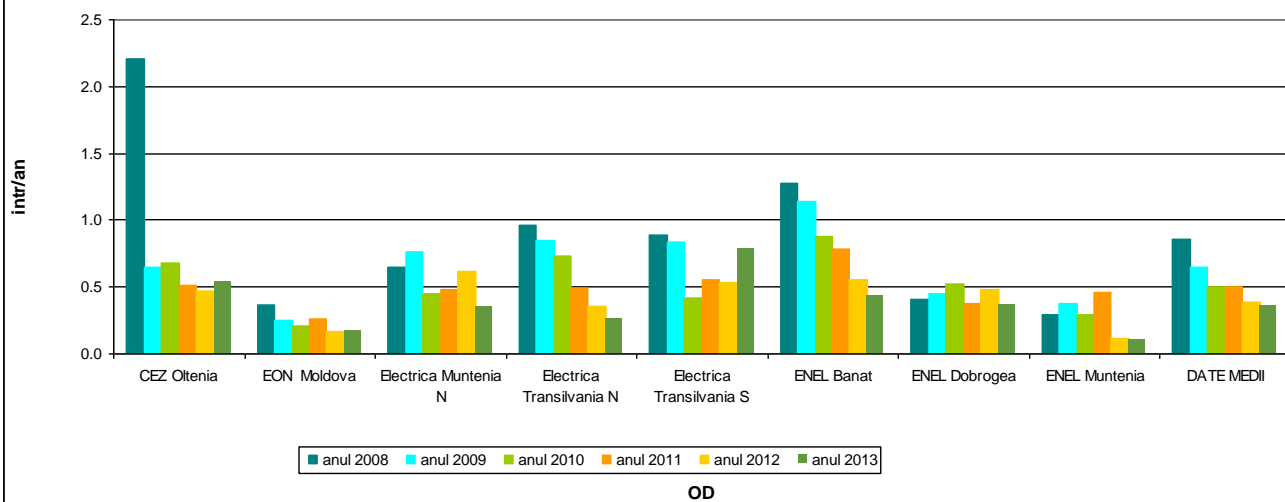
### Evoluție SAIDI urban planificat

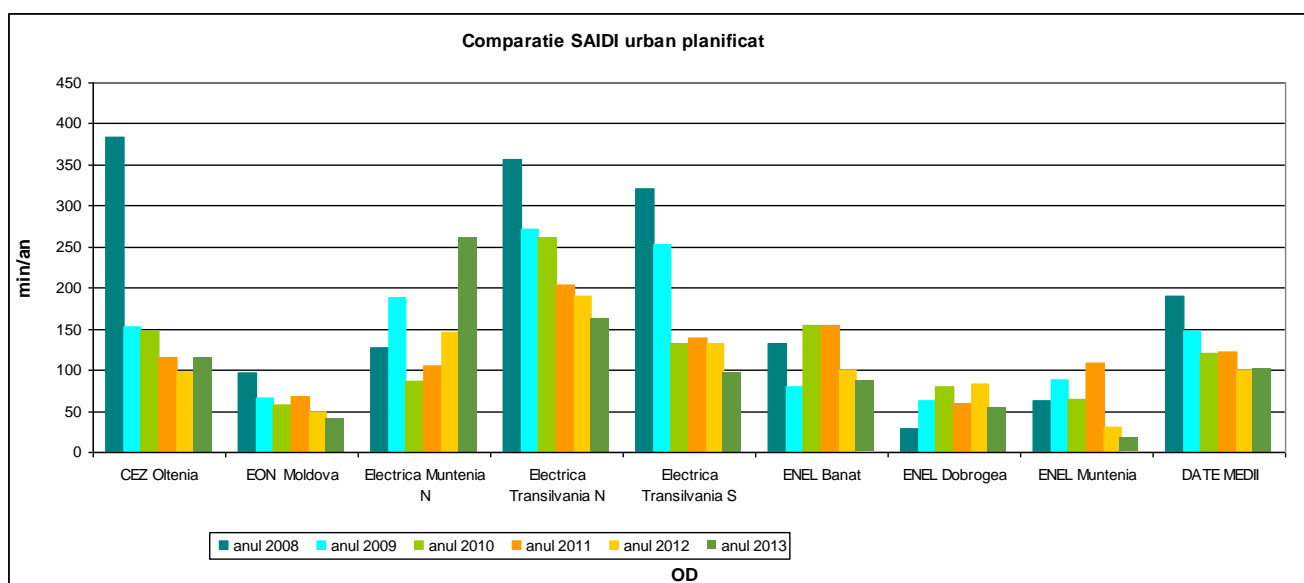
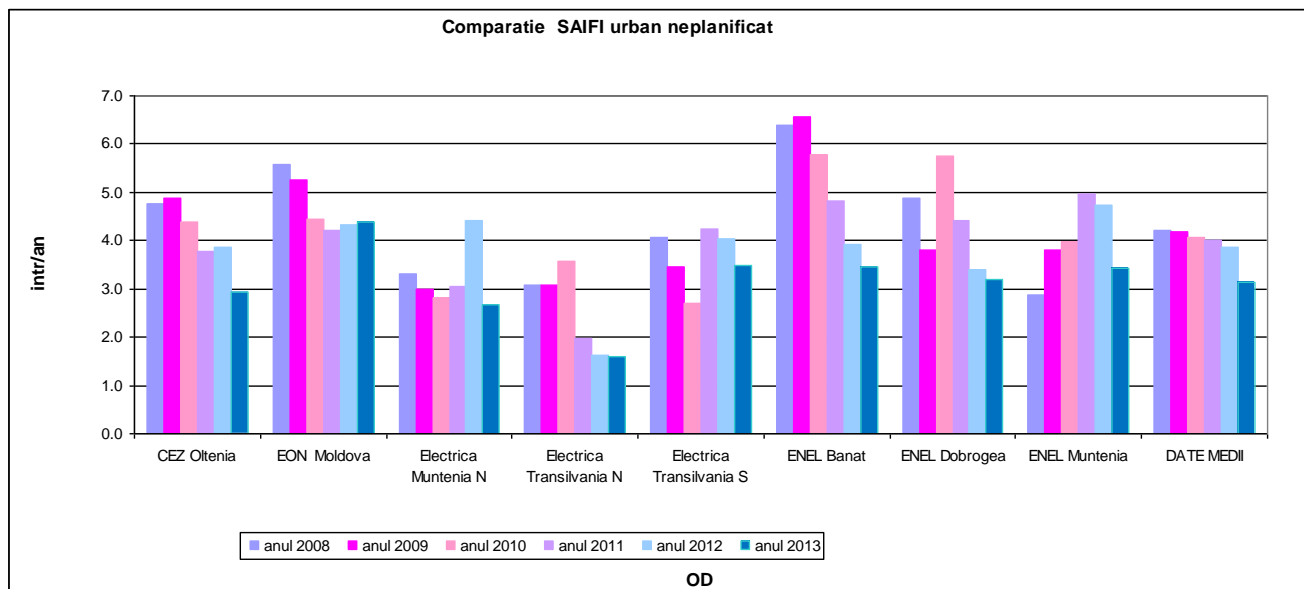


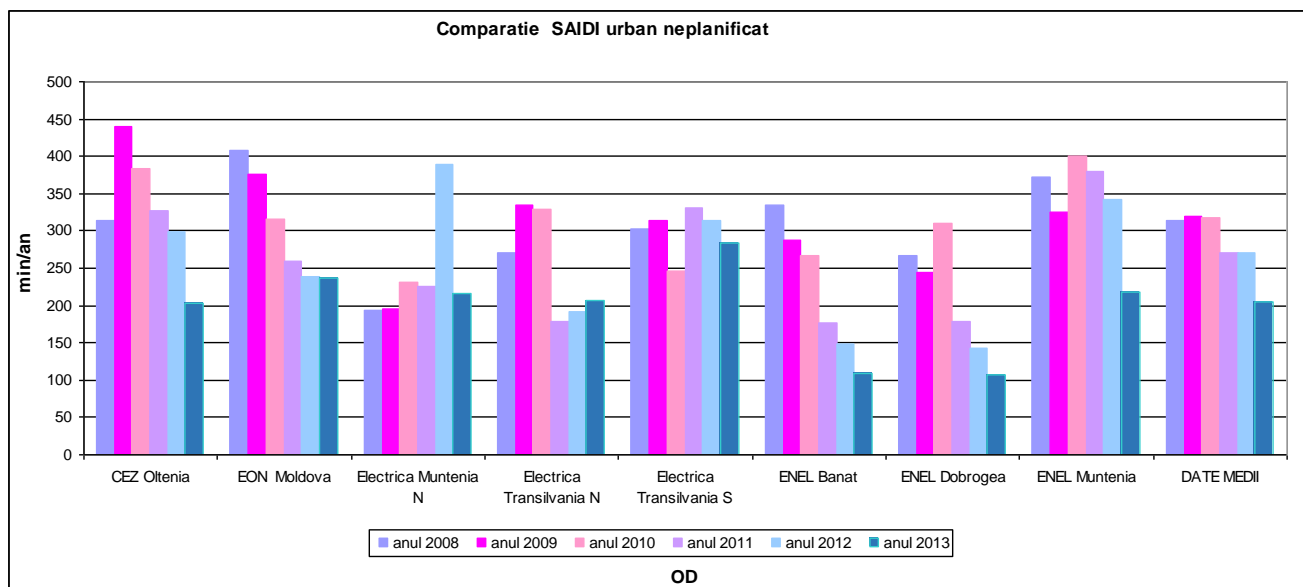
### Evoluție SAIDI urban neplanificat



### Comparatie SAIFI urban planificat







### 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 zero la Enel Banat, Electrica Muntenia Nord, Electrica Transilvania Nord, Electrica Transilvania Sud, dar valori de ordinul a 70 min/an la Enel Dobrogea, Enel Muntenia, CEZ Oltenia și valori mari la E.ON Moldova (414 min/an), respectiv o valoare medie pe țară de circa 77 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 0,6 întreruperi/an pentru Enel Muntenia la o valoare maximă de 2,4 întreruperi/an pentru CEZ Oltenia și o valoare medie pe țară de 1,7 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 4,0 întreruperi pe an pentru Electrica Muntenia N la o valoare maximă de 9,0 întreruperi pe an pentru Enel Banat și o valoare medie pe țară de 6,7 întreruperi pe an.

Valorile agregate/de ansamblu pentru SAIDI rural, pentru întreruperile planificate, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 154 min/an pentru Enel Muntenia, respectiv o valoare maximă de 666 min/an pentru CEZ Oltenia și valoarea medie pe țară de 472 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 317 min/an, pentru Enel Muntenia, respectiv o valoare maximă de 936 min/an pentru CEZ Oltenia și o valoare medie pe țară de 694 min/an. Se menționează și valorile pentru Enel Dobrogea, 421 min/an, pentru Enel Banat, 483 min/an și Electrica Muntenia N, de 669 min/an, sub valoarea medie pe țară.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi planificate, sunt omogene, cu o valoare minimă de 202 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și o valoare maximă de 320 min/întrerupere pentru Electrica Transilvania N, respectiv o valoare medie pe țară de 270 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi neplanificate, variază de la o valoare minimă de 54 min/întrerupere pentru Enel Banat și pentru Enel Dobrogea, o valoare maximă de 167 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 104 min/întrerupere.

De asemenea, s-a constatat, ca și în mediul urban, că marii consumatori alimentați la înaltă tensiune practic nu au suferit întreruperi (SAIDI este 0 pentru întreruperile planificate și 6,2 min/an, în medie pe țară, pentru întreruperile neplanificate). Indicatorii la înaltă tensiune se pot neglija la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

Se mai observă, ca și în mediul urban, că valorile indicatorilor de continuitate de la JT au valori foarte apropiate de valorile agregate (indiferent de tensiunea nominală a utilizatorilor), datorită ponderii foarte mari a utilizatorilor de JT. Diferențele sunt foarte mici, de maximum 1,6 % la nivel de OD, respectiv sub 0,3% la nivel de țară.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2012 cu cei din 2013. Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat a crescut nesemnificativ ca valoare medie pe țară, de la 1,6 întreruperi/an în anul 2012 la 1,7 întreruperi/an în anul 2013. De asemenea, se mai constată faptul că SAIFI neplanificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 7,5 întreruperi/an în anul 2012 la 6,7 întreruperi/an în anul 2013.

SAIDI planificat a crescut ca valoare medie pe țară, de la 422 min/an în anul 2012 la 472 min/an în anul 2013.

SAIDI neplanificat s-a redus semnificativ la majoritatea OD. Astfel, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia ( - 303 min/an), E.ON Moldova ( - 95 min/an), Electrica Muntenia Nord ( - 1788 min/an, cu mențiunea că în anul 2012 la acest OD au fost evenimente deosebite), Electrica Transilvania Sud ( - 157 min/an), Enel Banat ( - 64 min/an), Enel Dobrogea ( - 94 min/an), Enel Muntenia ( - 6 min/an), dar a crescut la Electrica Transilvania Nord ( + 189 min/an). Ca urmare, valoarea medie pe țară a scăzut de la 1063 min/an în anul 2012 la 694 min/an în anul 2013, cu 369 min/an.

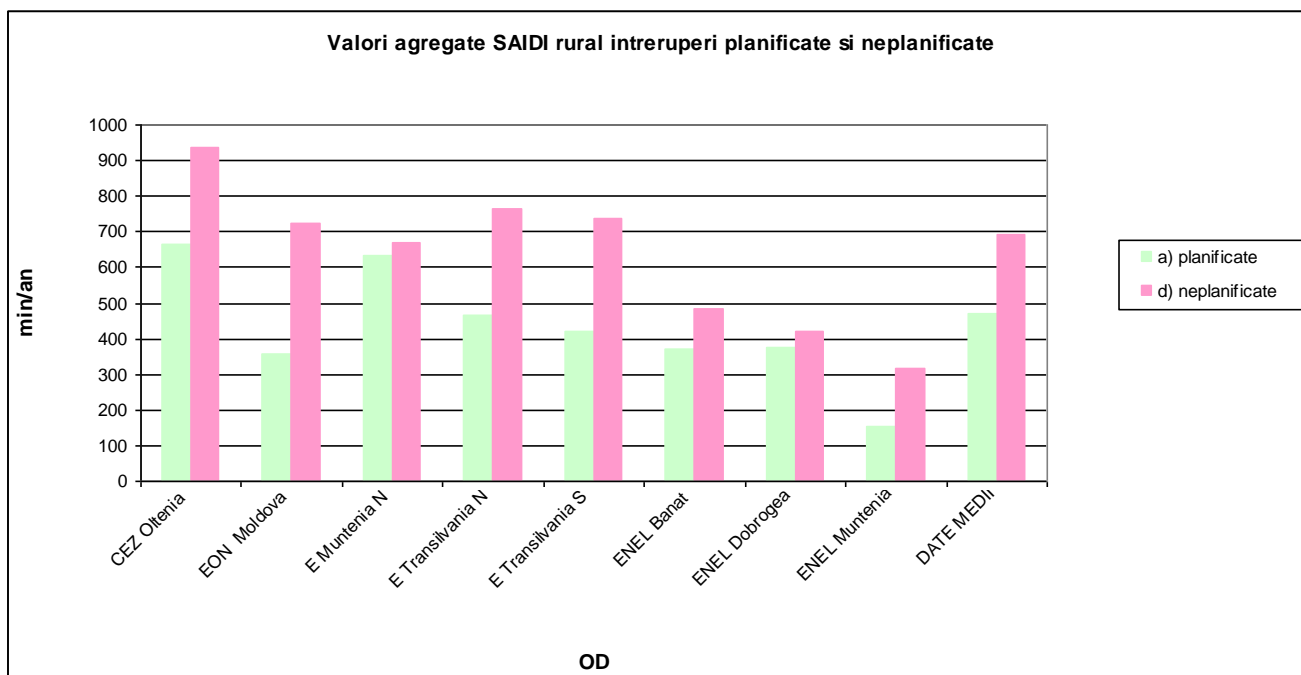
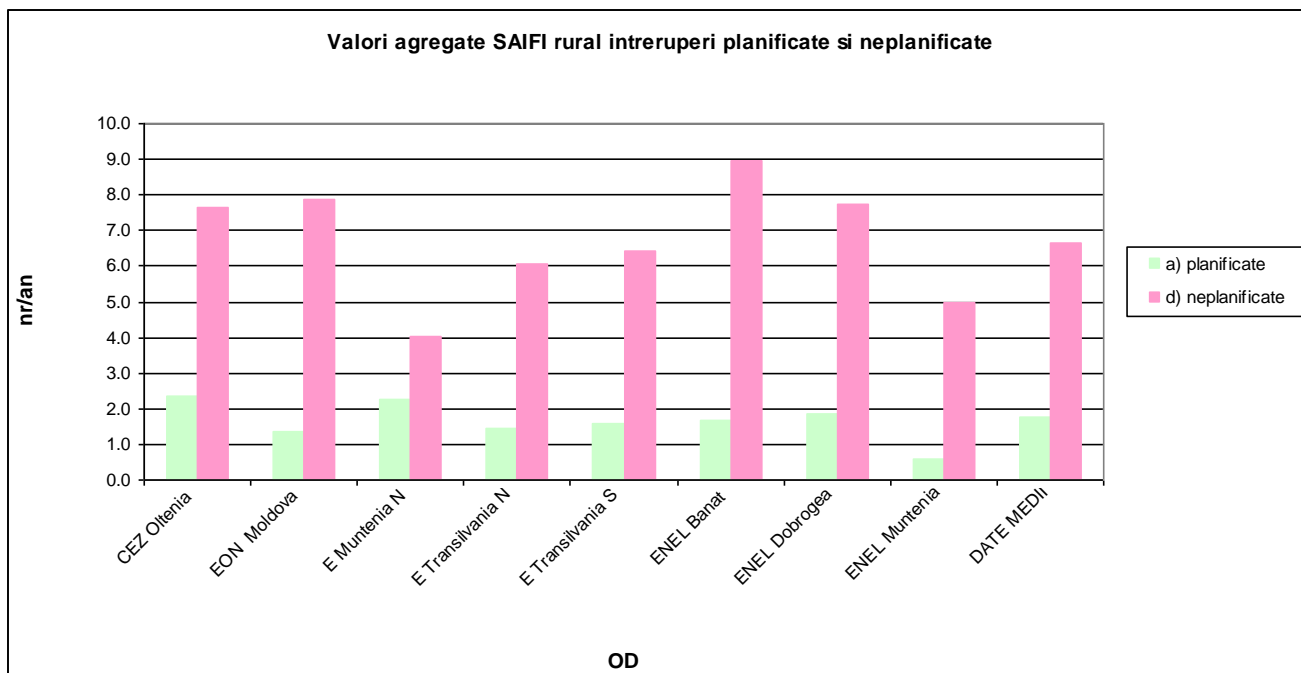
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2013. Se observă un progres general.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 2,5 întreruperi/an în 2008, la 1,7 întreruperi/an în 2013, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 9,8 întreruperi/an în 2008, la 6,7 întreruperi/an în 2013.

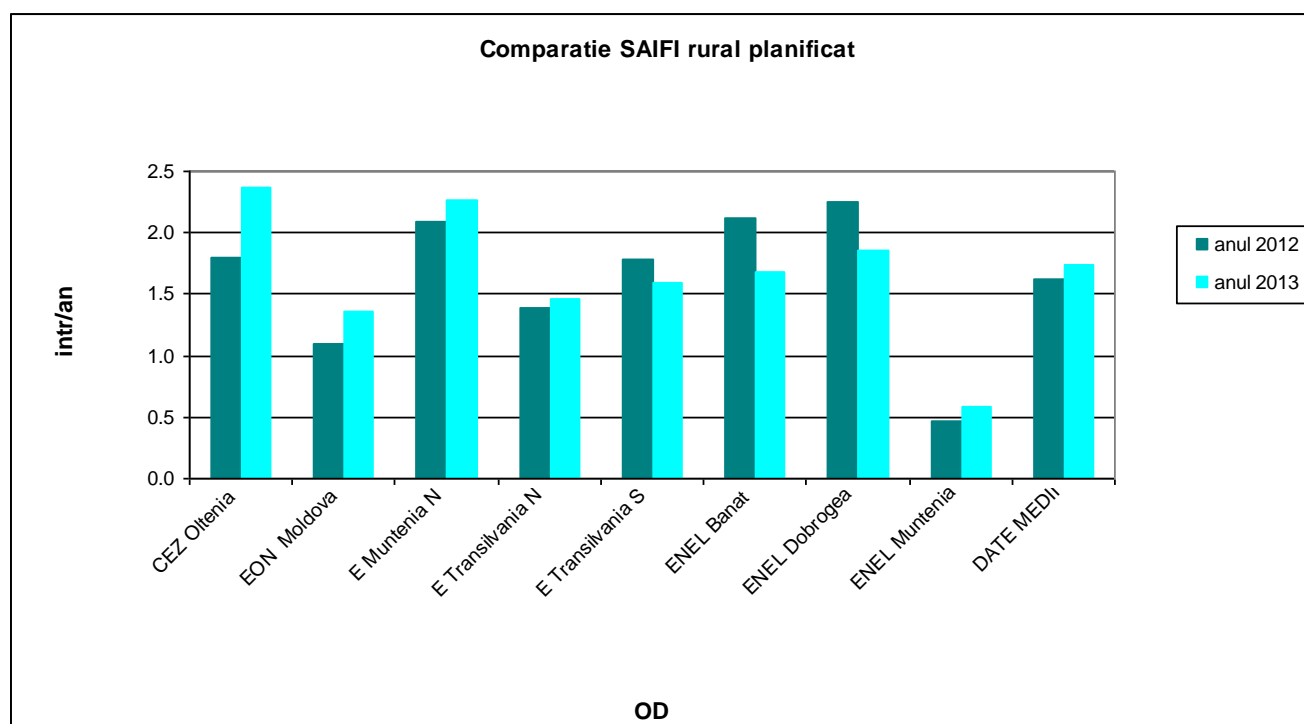
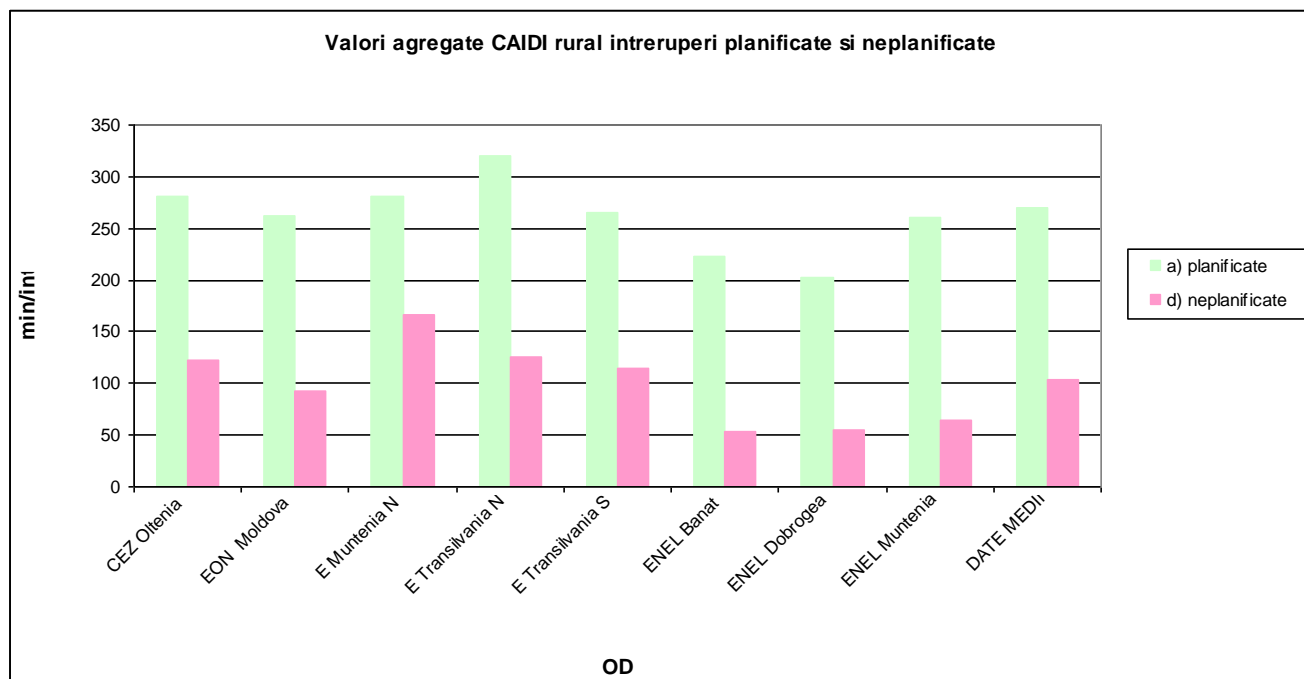
SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 626 min/an în 2008, la 472 min/an în 2013.

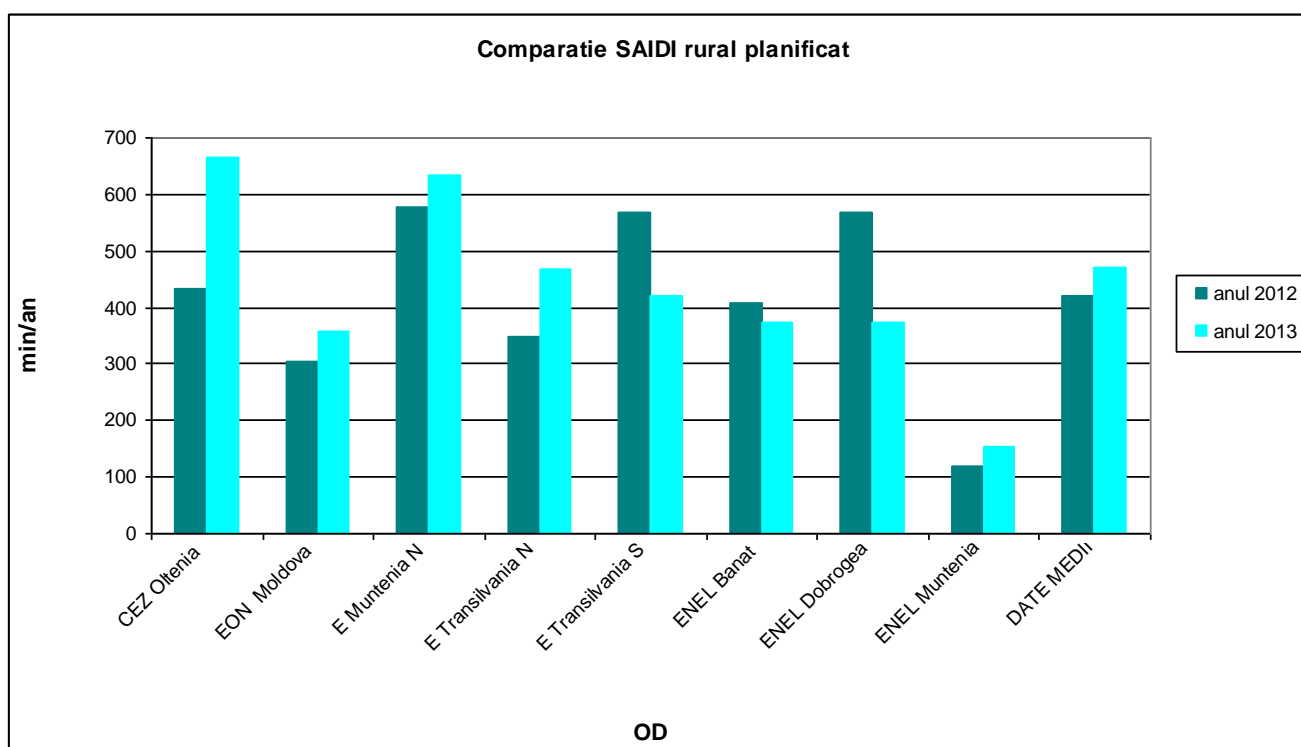
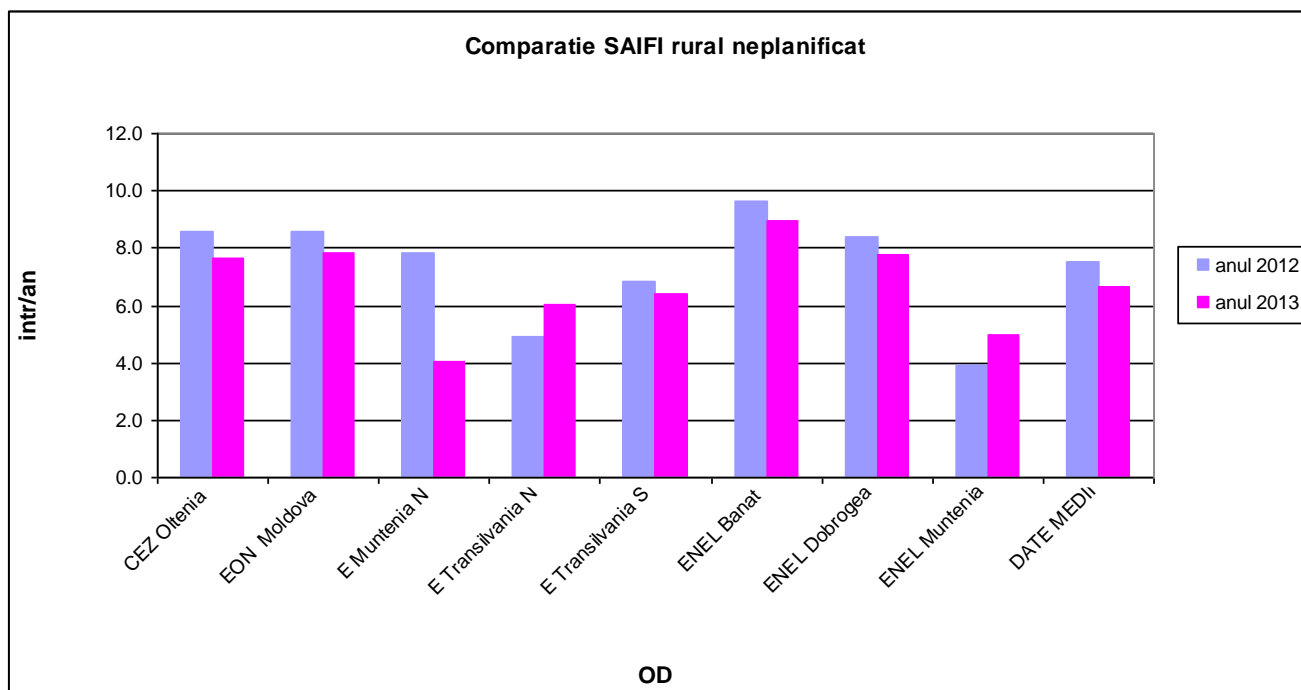
La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia ( - 93 min/an), E.ON Moldova ( - 889 min/an), Electrica Transilvania Nord ( - 360 min/an), Enel Banat ( - 729 min/an), Enel Dobrogea ( - 642 min/an), dar a crescut la Electrica Muntenia Nord ( + 32 min/an), Electrica Transilvania Sud ( + 69 min/an), Enel Muntenia ( + 103 min/an, dar cu mențiunea că este cea mai bună performanță, comparativ cu celelalte OD, în anul 2013). Ca

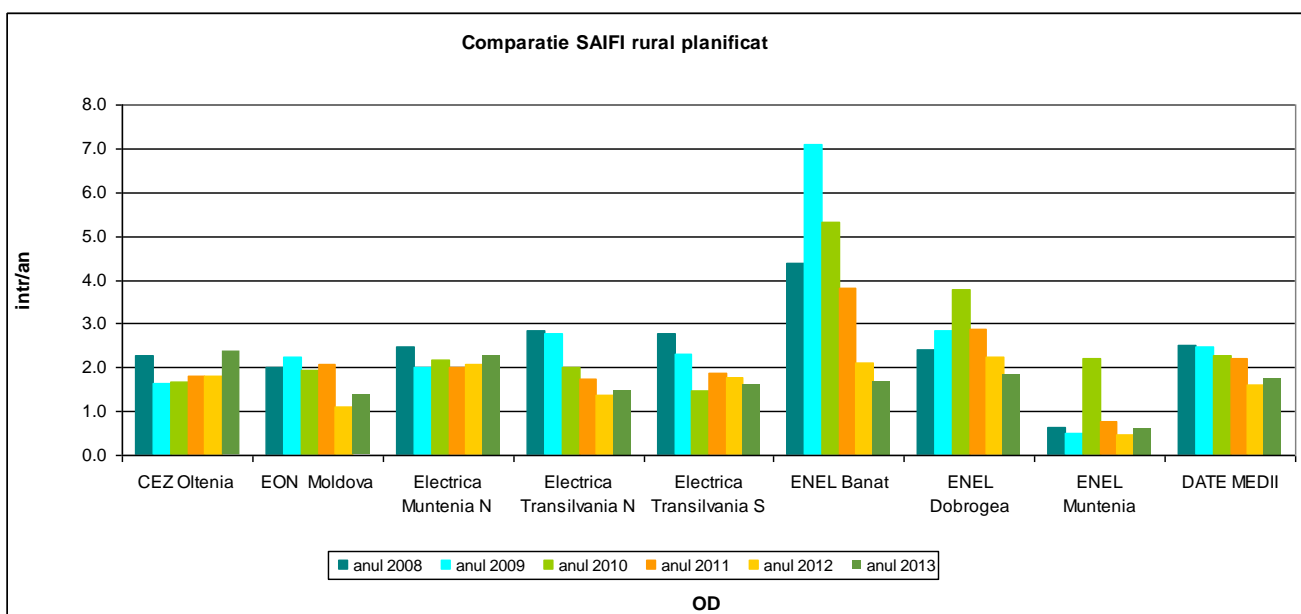
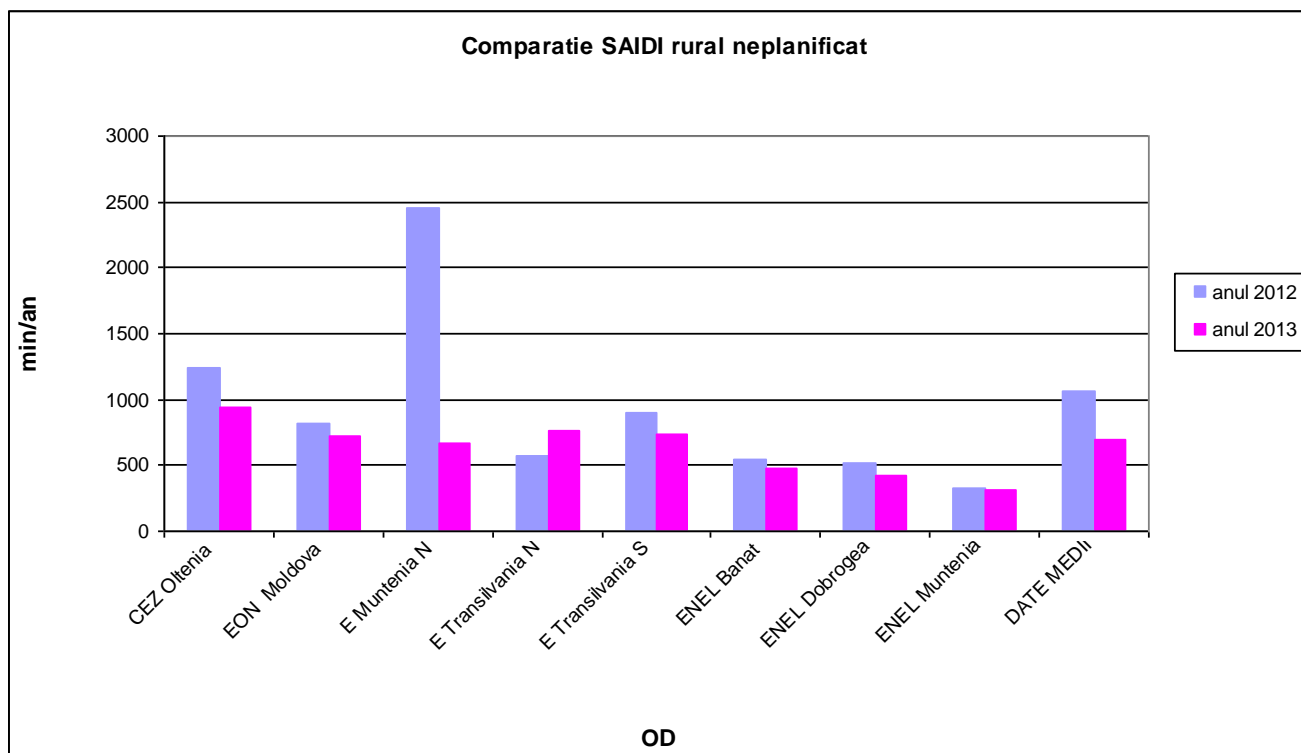
urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 1039 min/an în 2008, la 694min/an în 2013 ( - 345 min/an).

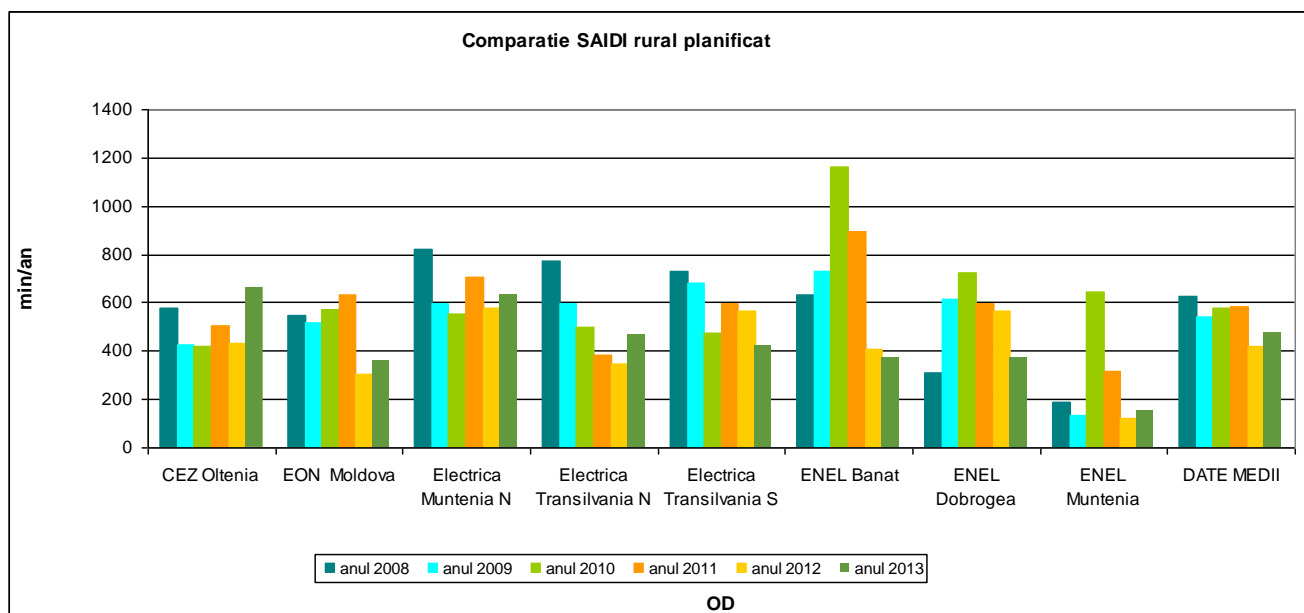
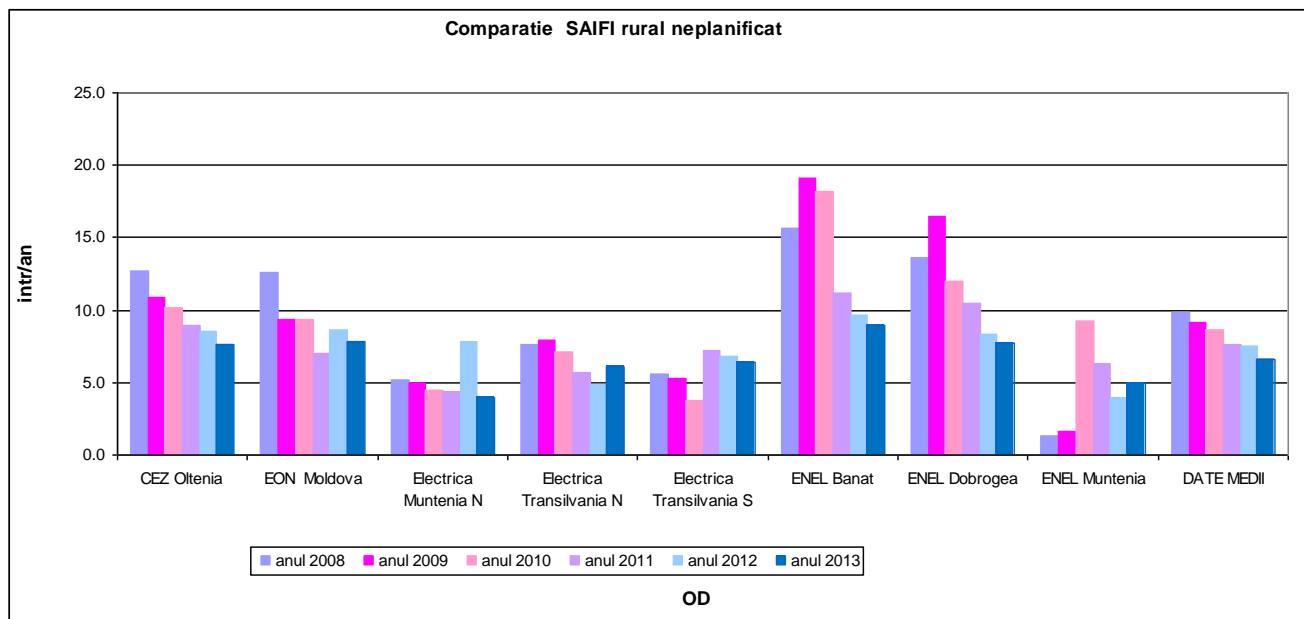


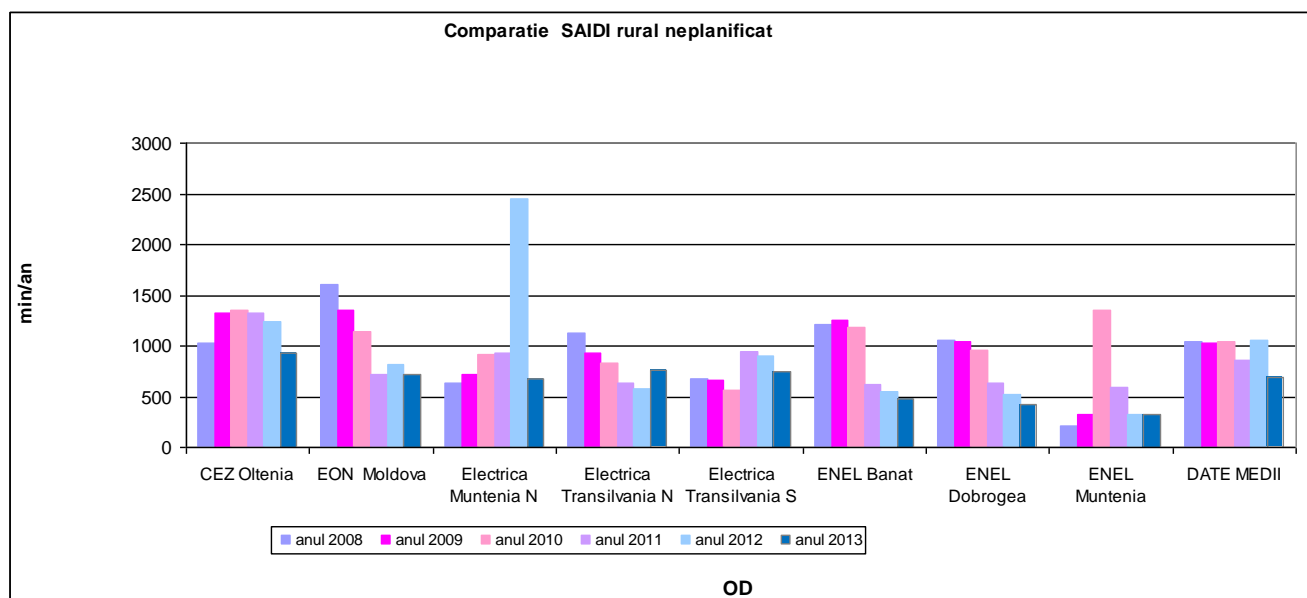












#### 4. Comparație între indicatorii de continuitate pentru mediul urban și rural

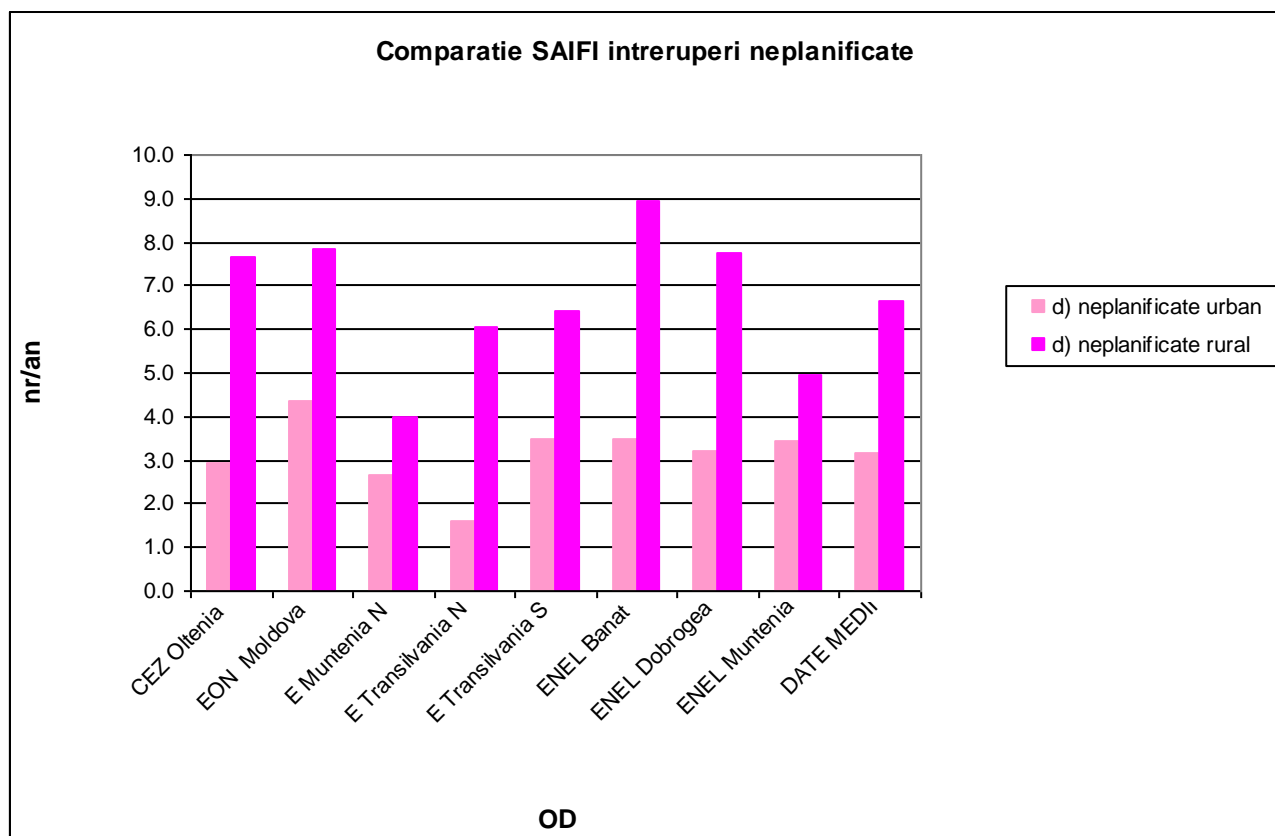
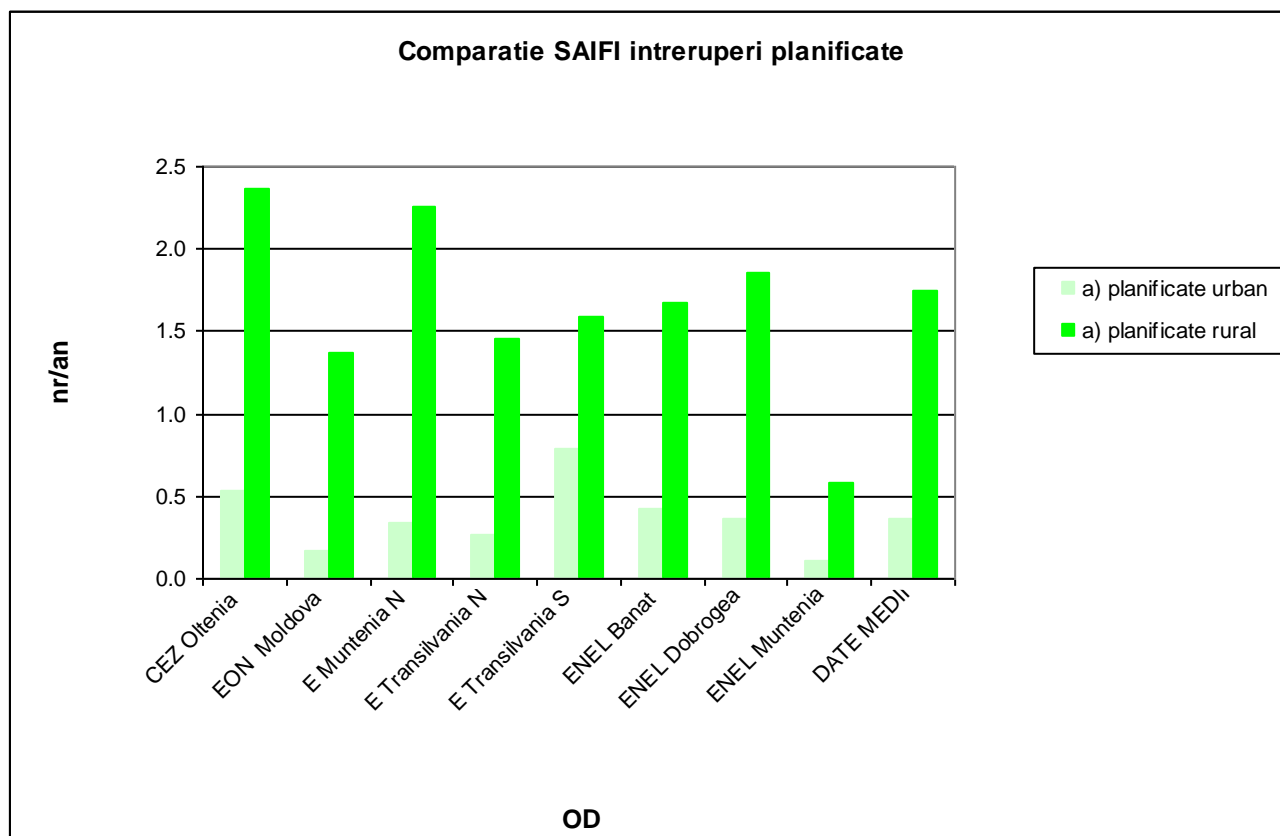
Așa cum rezultă din analiza indicatorilor, continuitatea este mai bună în mediul urban comparativ cu mediul rural. Diferențele sunt determinate de caracteristicile rețelelor de alimentare rurale (alimentare radială prin linii aeriene de joasă sau de medie tensiune, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa 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).

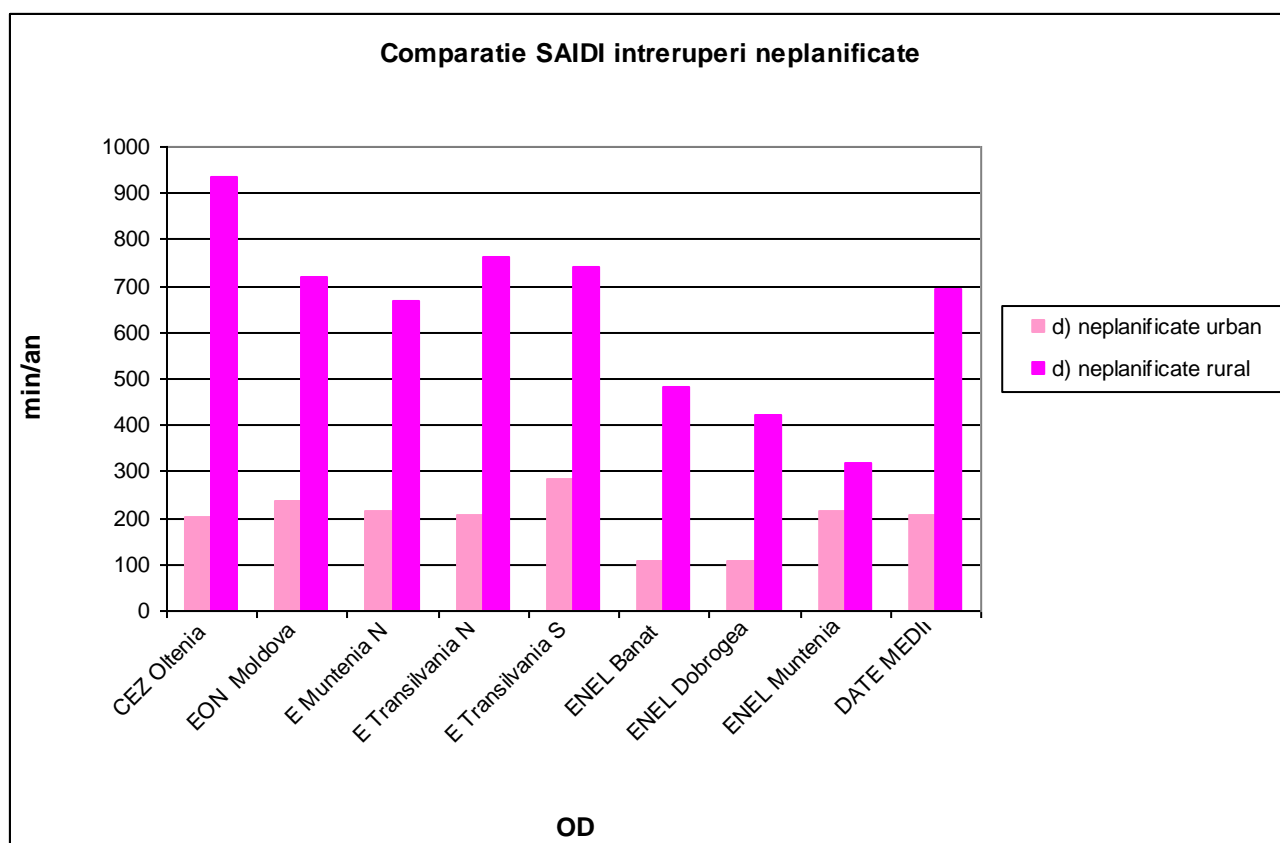
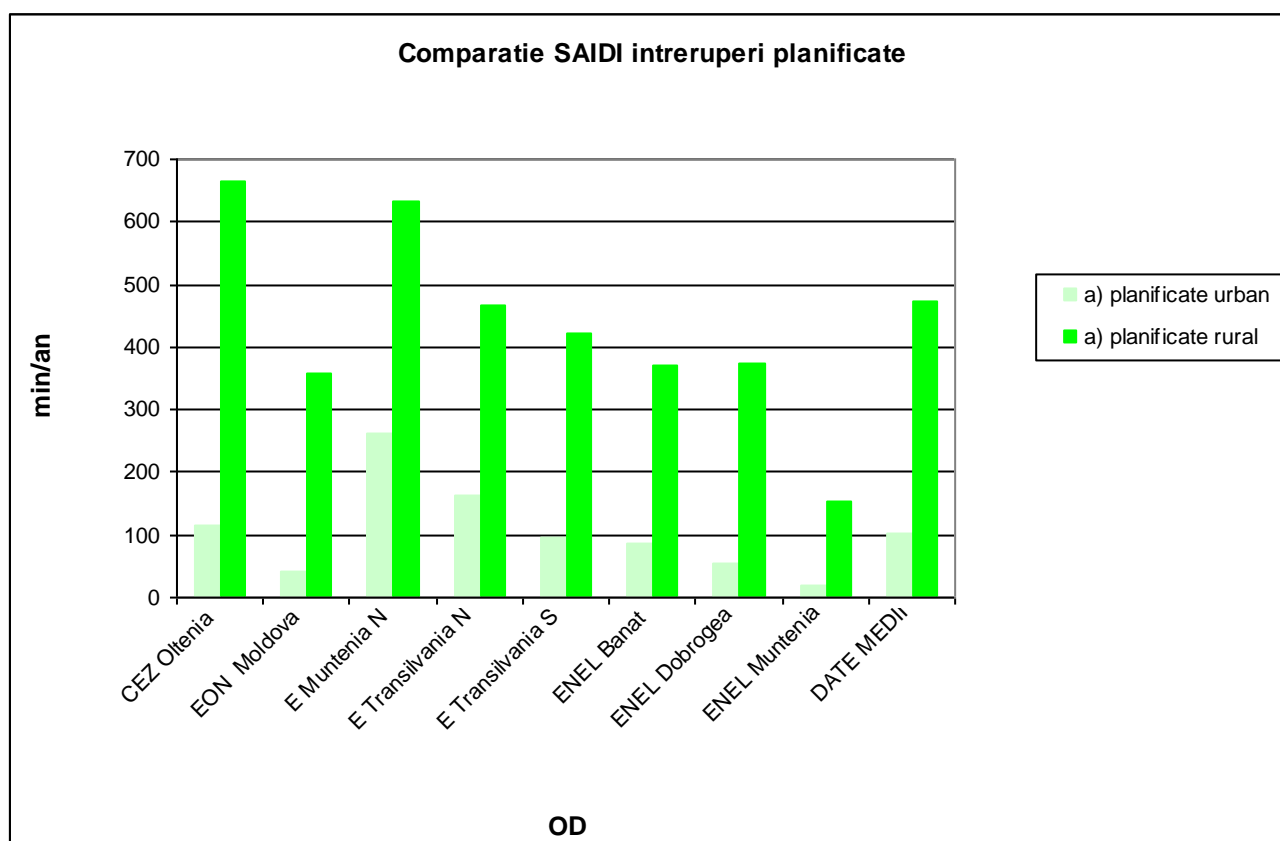
Majoritatea indicatorilor de continuitate, la nivel de OD sau valorile medii pe țară, sunt mai buni pentru mediul urban, cu câteva excepții.

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 282 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 270 min/întrerupere în mediul rural. Valoarea medie pe țară pentru CAIDI neplanificat este de 65 min/întrerupere în mediul urban, respectiv de 104 min/întrerupere în mediul rural.

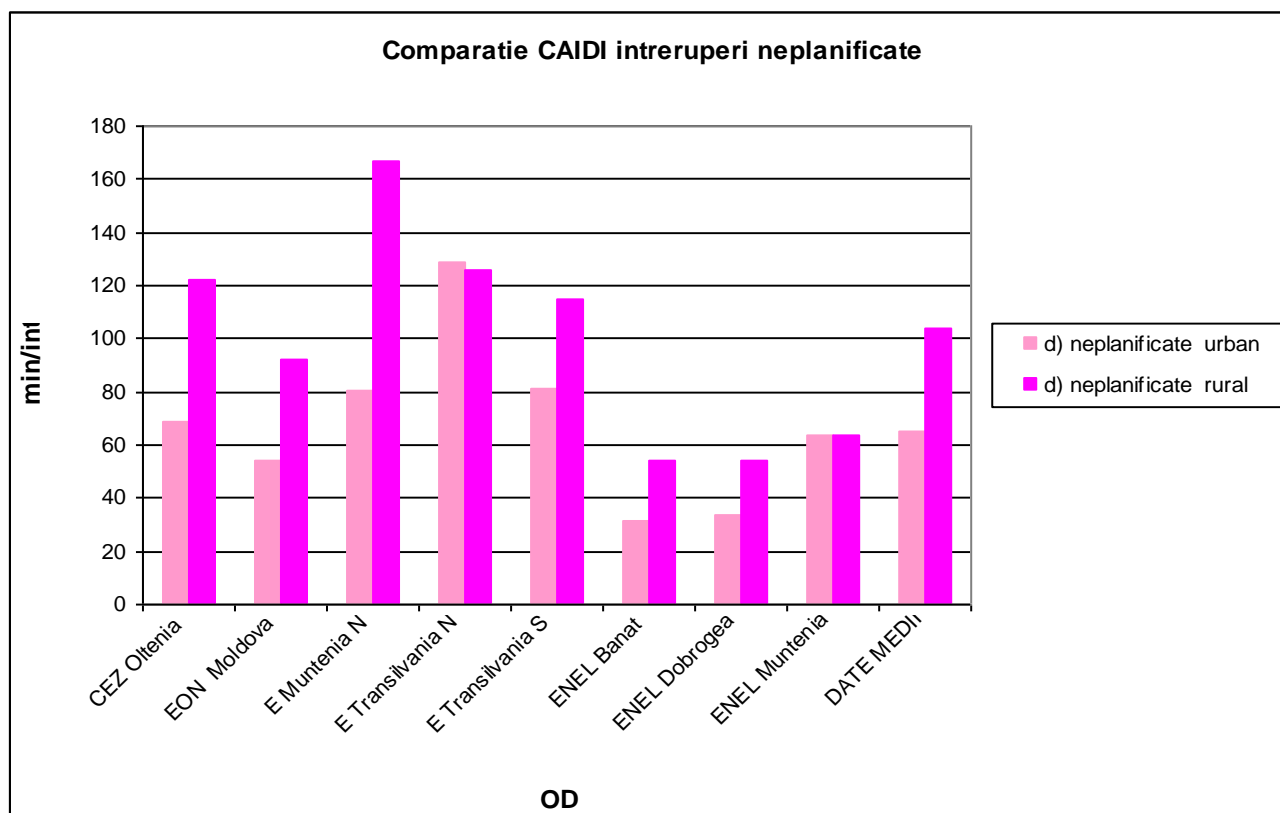
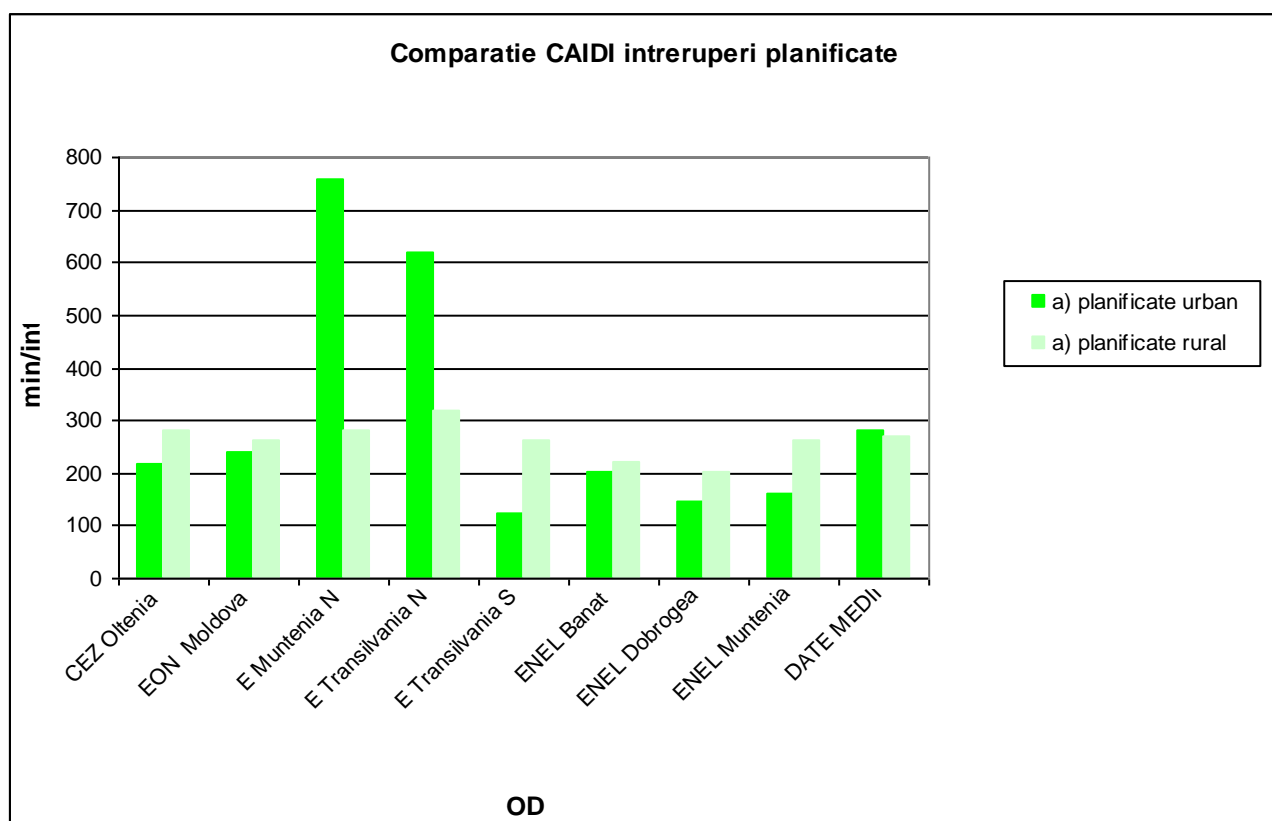
De exemplu, la nivel mediu pe țară, SAIDI pentru întreruperile planificate este de 101 min/an în mediul urban, respectiv de 472 min/an în mediul rural, iar SAIDI pentru întreruperile neplanificate este de 205 min/an în mediul urban, respectiv de 694 min/an în mediul rural. Se constată faptul că pentru mediul rural se înregistrează, în general, valori de trei până la șapte ori mai mari decât pentru mediul urban. Tabelul și diagramele de mai jos sunt elocvente în acest sens.

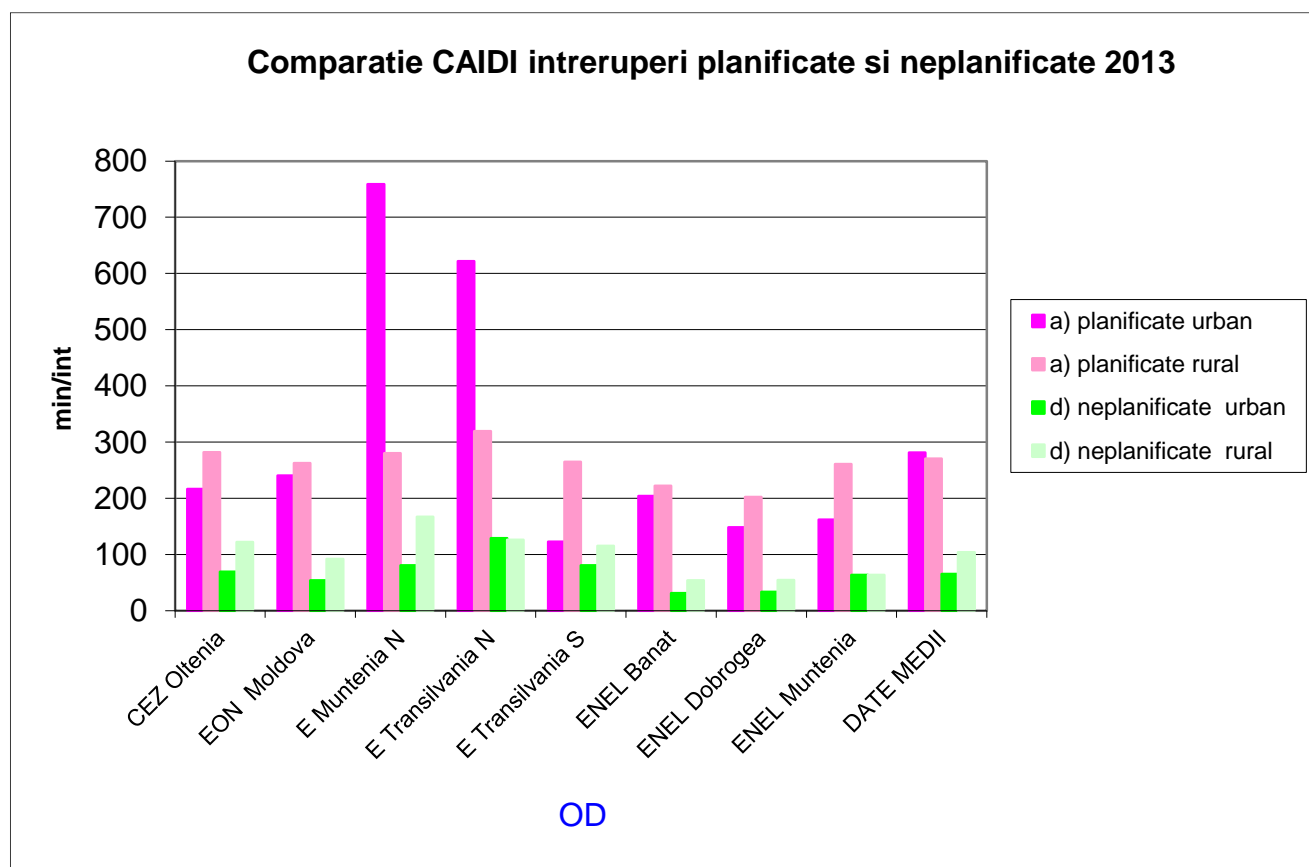
Indicatorul de continuitate	Locul	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	Date medii România
SAIDI a planificat	urban	115	41	261	163	97	87	54	18	<b>101</b>
SAIDI a planificat	rural	666	358	634	467	421	372	374	154	<b>472</b>
SAIDI d neplanificat	urban	202	237	216	207	283	109	107	218	<b>205</b>
SAIDI d neplanificat	rural	936	722	669	764	739	483	421	317	<b>694</b>











## 5. Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

Valorile agregate ale indicatorilor de continuitate, adică de ansamblu, 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 2013, SAIDI pentru întreruperile din motive de forță majoră (cazul b) a avut valoarea zero la Enel Banat, Electrica Muntenia Nord, Electrica Transilvania Nord, Electrica Transilvania Sud, valori de ordinul a 32 min/an la Enel Dobrogea, Enel Muntenia, CEZ Oltenia și valori mari la E.ON Moldova (237 min/an), respectiv o valoare medie pe țară de circa 48 min/an.

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi planificate, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,2 întreruperi/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 1,5 întreruperi/an pentru CEZ Oltenia, respectiv o valoare medie pe țară de 1,0 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 3,4 întreruperi/an pentru Electrica Muntenia Nord, valoarea maximă de 6,3 întreruperi/an pentru E.ON Moldova, respectiv o valoare medie pe țară de 4,8 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, adică de peste 3 minute** (în acord cu norma europeană SR EN 50160).

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

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	DATE MEDII
SAIFI intreruperi planificate (a) [intr/an]	1.54	0.8	1.4	0.8	1.1	0.9	1.0	0.2	1.0
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	5.54	6.3	3.4	3.6	4.7	5.6	5.2	3.8	4.8
SAIFI total [intr/an]	7.1	7.1	4.8	4.4	5.8	6.5	6.2	4.0	5.8

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi planificate, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 49 min/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 463 min/an pentru Electrica Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 270 min/an (circa 40 - 150 min/an în țările avansate).

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi neplanificate, au valori cuprinse între 240 min/an pentru Enel Muntenia, 243 min/an pentru Enel Dobrogea, 253 min/an pentru Enel Banat și 607 min/an pentru CEZ Oltenia, respectiv o valoare medie pe țară de 427 min/an, adică 7 ore și 7 minute (circa 20 - 250 min/an în țările 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 de mai jos se prezintă, practic, **OD, în ordinea de performanță pentru continuitatea în alimentare. În anul 2013 performanțele maxime de ansamblu au fost stabilite de Enel Muntenia (240**

**min/an), urmat de Enel Dobrogea (243 min/an), Enel Banat (253 min/an), Electrica Transilvania Nord (460 min/an), Electrica Muntenia Nord (461 min/an), Electrica Transilvania Sud (467 min/an).**

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

OD	Enel Muntenia	Enel Dobrogea	Enel Banat	Electrica Transilvania N	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania S	E.ON Moldova	CEZ Oltenia	DATE MEDII
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	49	193	197	301	463	228	214	419	270
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	240	243	253	460	461	467	501	607	427
SAIDI total [min/an]	289	436	450	761	924	695	715	1026	697

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi planificate, sunt foarte apropiate, variind între 191 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și 373 min/întrerupere pentru Electrica Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 273 min/întrerupere. Se constată că, prin măsurile de planificare luate, Enel Dobrogea are timpul minim la o întrerupere.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi neplanificate variază între 45 min/întrerupere pentru Enel Banat, 47 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea, 64 min/întrerupere pentru Enel Muntenia și 136 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, cu o valoare medie pe țară de 90 min/întrerupere. Se constată că, prin măsurile luate, operatorii de distribuție Enel au 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 2012 cu cei din 2013.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat a rămas practic constant ca valoare medie pe țară, de 0,9 întreruperi/an în anul 2012, respectiv de 1,0 întreruperi/an în anul 2013. De asemenea, se mai constată faptul că SAIFI neplanificat s-a redus ca valoare medie pe țară, de la 5,5 întreruperi/an în anul 2012 la 4,8 întreruperi/an în anul 2013.

SAIDI planificat a crescut ușor ca valoare medie pe țară, de la 246 min/an în anul 2012 la 270 min/an în anul 2013. Se menționează că întreruperile planificate, anunțate din timp, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.

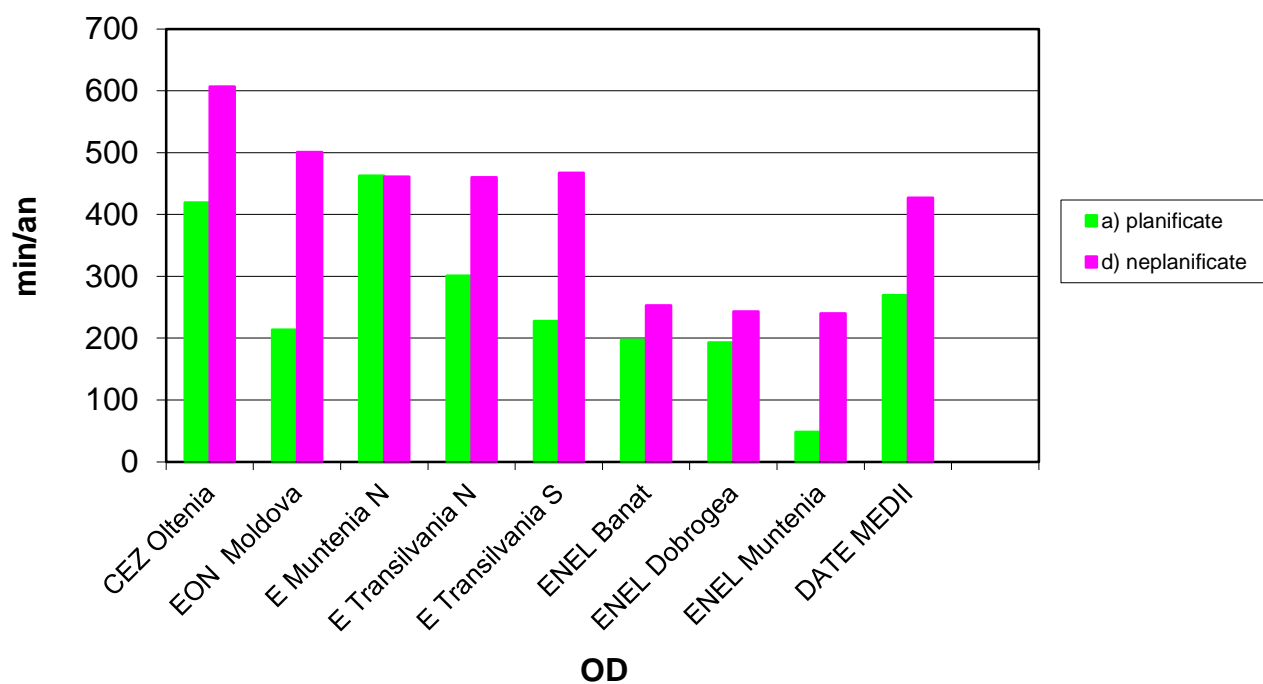
SAIDI neplanificat s-a redus la majoritatea OD în anul 2013. Astfel, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia, (- 221 min/an), la E.ON Moldova, (- 52 min/an), la Electrica Muntenia Nord, (- 996 min/an), la Electrica Transilvania Sud, (- 81 min/an), la Enel Banat, (- 48 min/an), la Enel Dobrogea, (- 61 min/an), la Enel Muntenia, (- 98 min/an), dar a crescut la Electrica Transilvania Nord (+ 87 min/an). Ca urmare, valoarea medie pe țară a scăzut mult, de la 630 min/an (10 ore și 30 minute) în anul 2012, la 427 min/an (7 ore și 7 minute) în anul 2013, o scădere de 203 minute/an.

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2013. 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 1,0 întreruperi/an în 2013, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008, la 4,8 întreruperi/an în 2013.

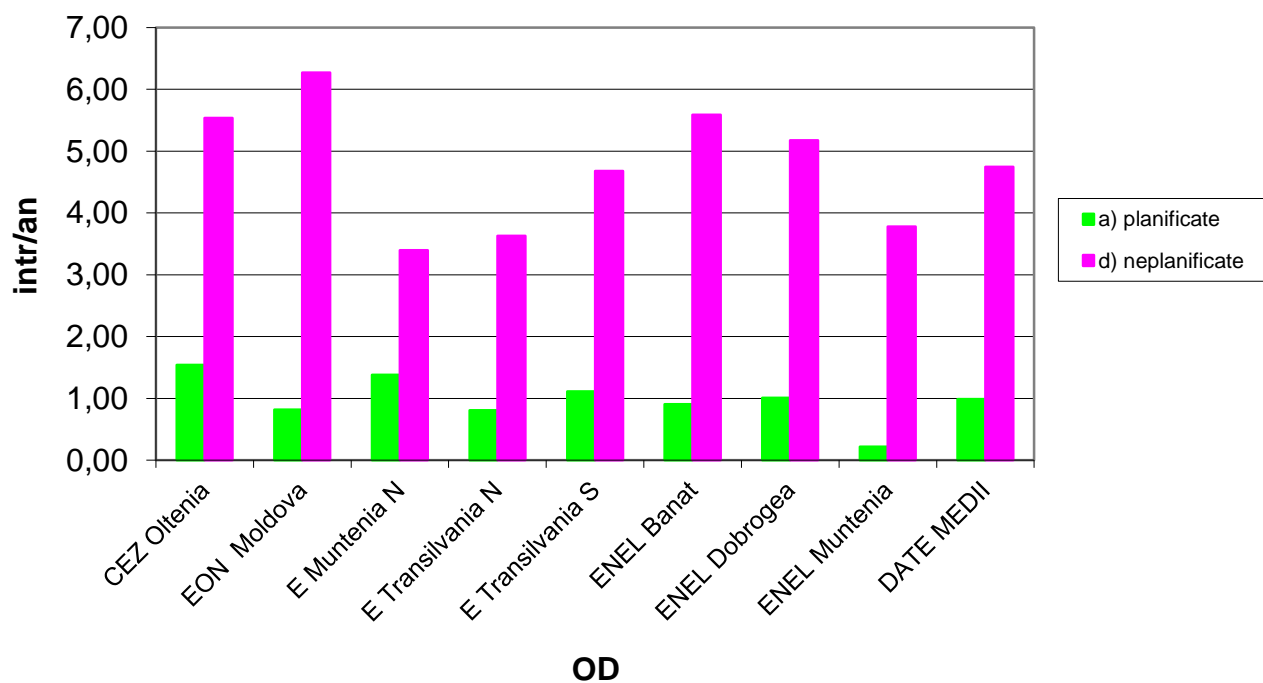
SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 385 min/an în 2008, la 270 min/an în 2013.

La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia ( -115 min/an), E.ON Moldova ( - 580 min/an), Electrica Transilvania Nord ( - 214 min/an), Enel Banat ( - 400 min/an), Enel Dobrogea ( - 382 min/an), Enel Muntenia ( - 109 min/an) dar a crescut puțin la Electrica Muntenia Nord ( + 38 min/an), Electrica Transilvania Sud ( + 17 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut de la 638 min/an (10 ore și 38 minute) în 2008, la **427min/an (7 ore și 7 minute) în 2013 ( - 211 min/an)**. Este cea mai bună performanță de când se fac înregistrări (din anul 2008 încoace) și, probabil, cea mai bună performanță în general. Se observă că E.ON Moldova a progresat cel mai mult ( - 580 min/an), urmat de Enel (circa - 400 min/an).

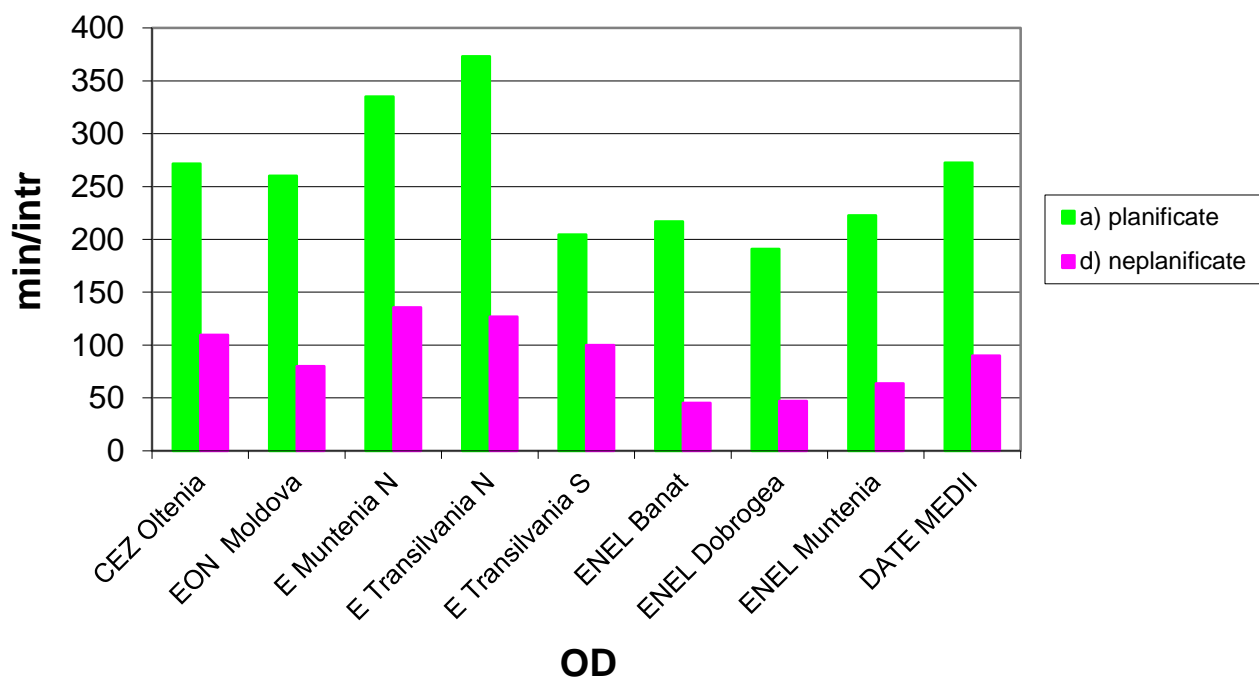
**Valori agregate SAIDI , intreruperi planificate si neplanificate total**



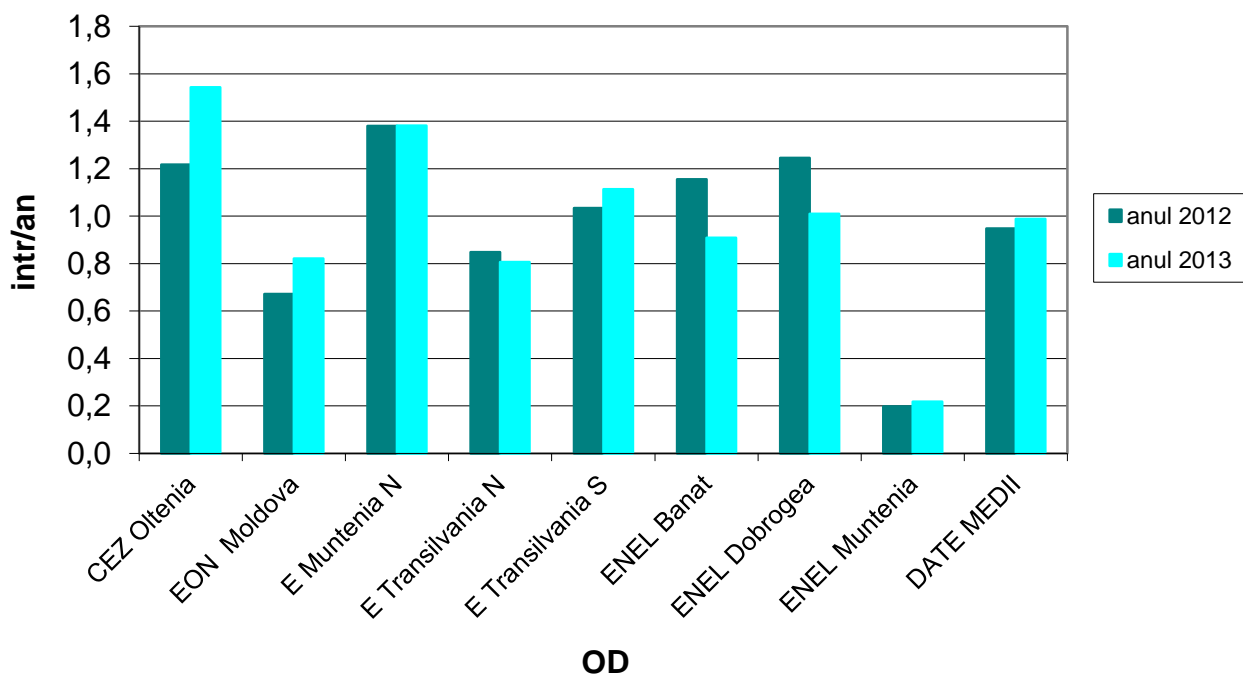
**Valori agregate SAIFI intreruperi planificate si neplanificate total**



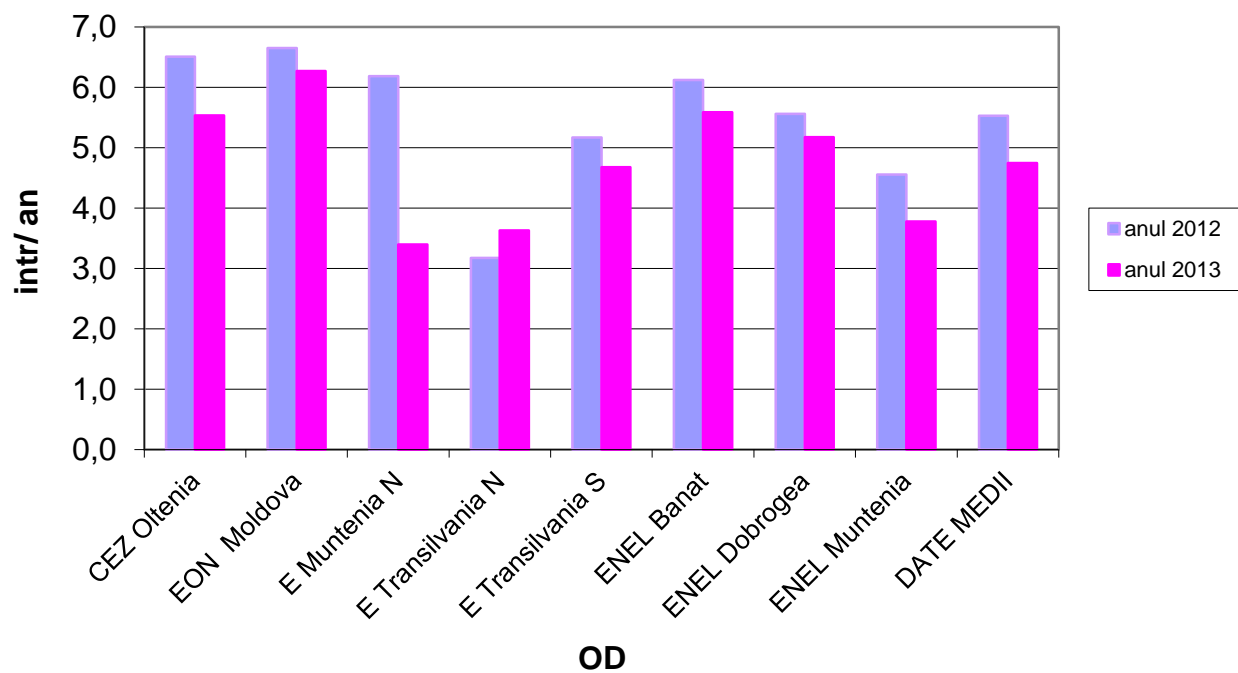
**Valori agregate CAIDI, intreruperi planificate si neplanificate total**



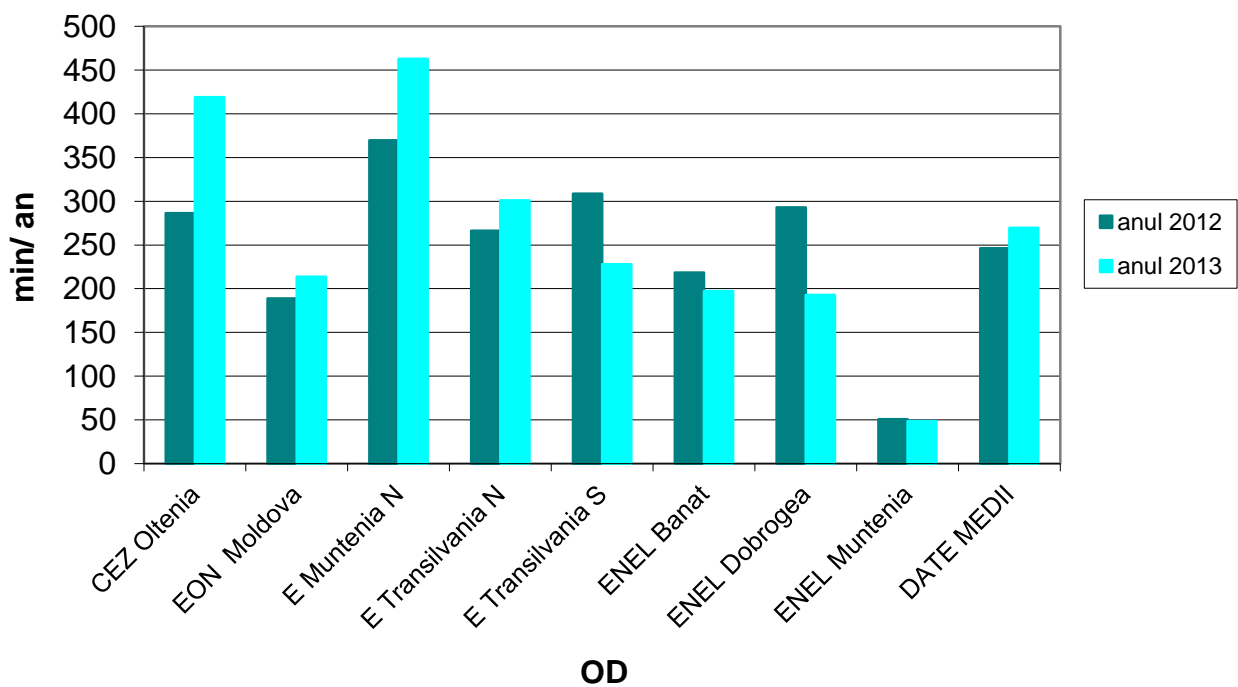
**Comparatie SAIFI agregat planificat**



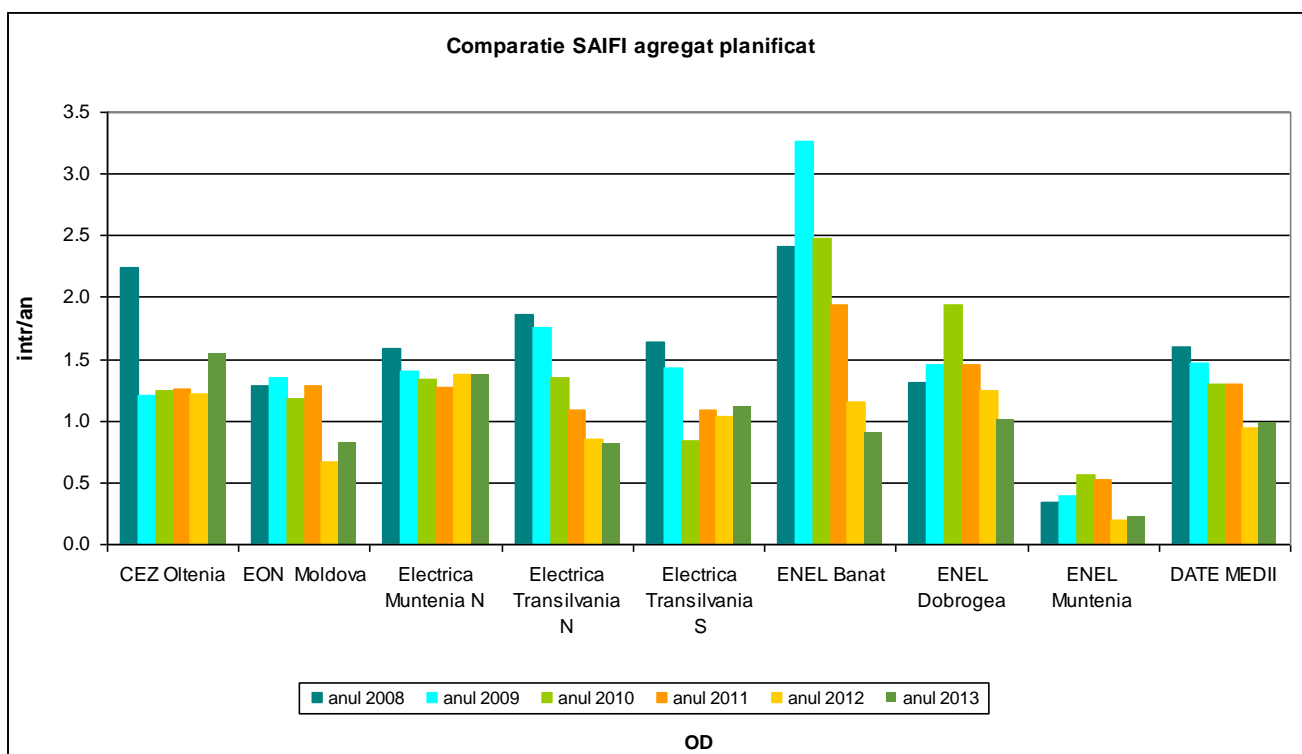
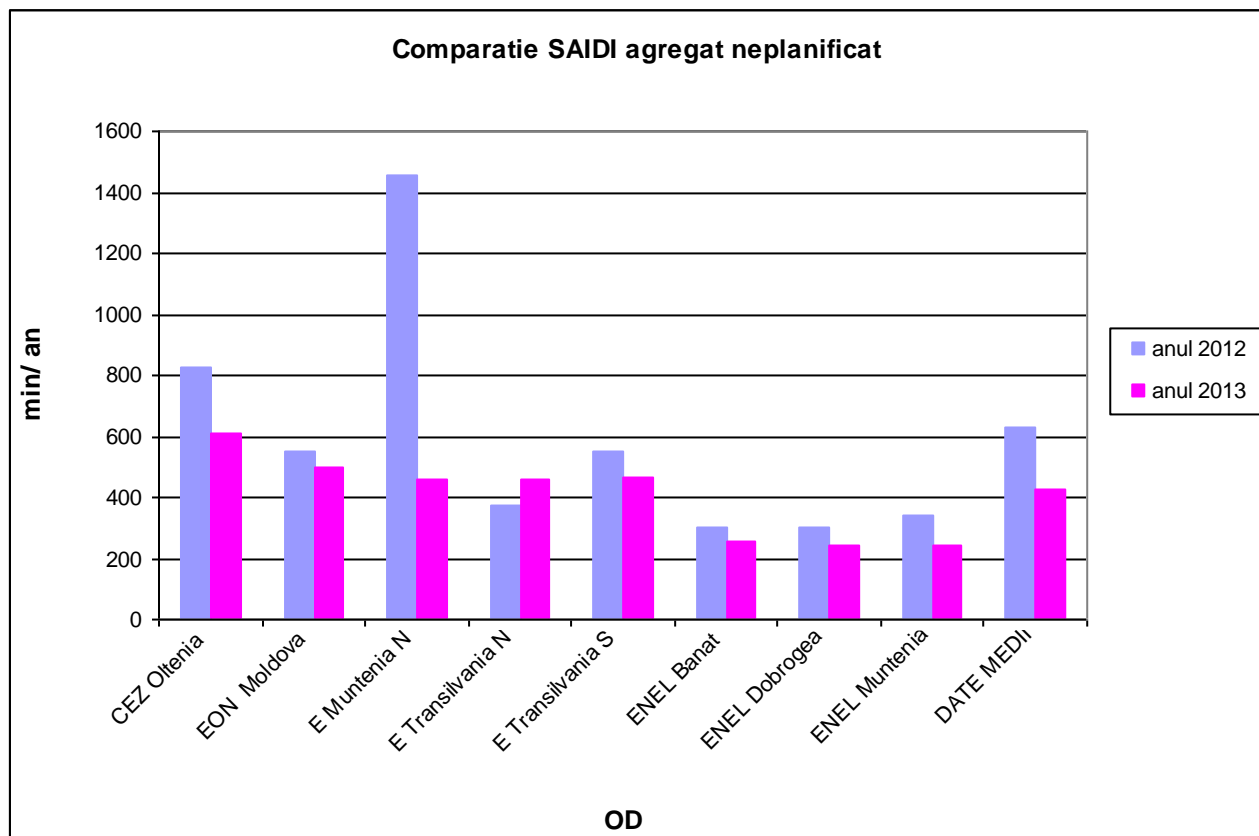
**Comparatie SAIFI agregat neplanificat**

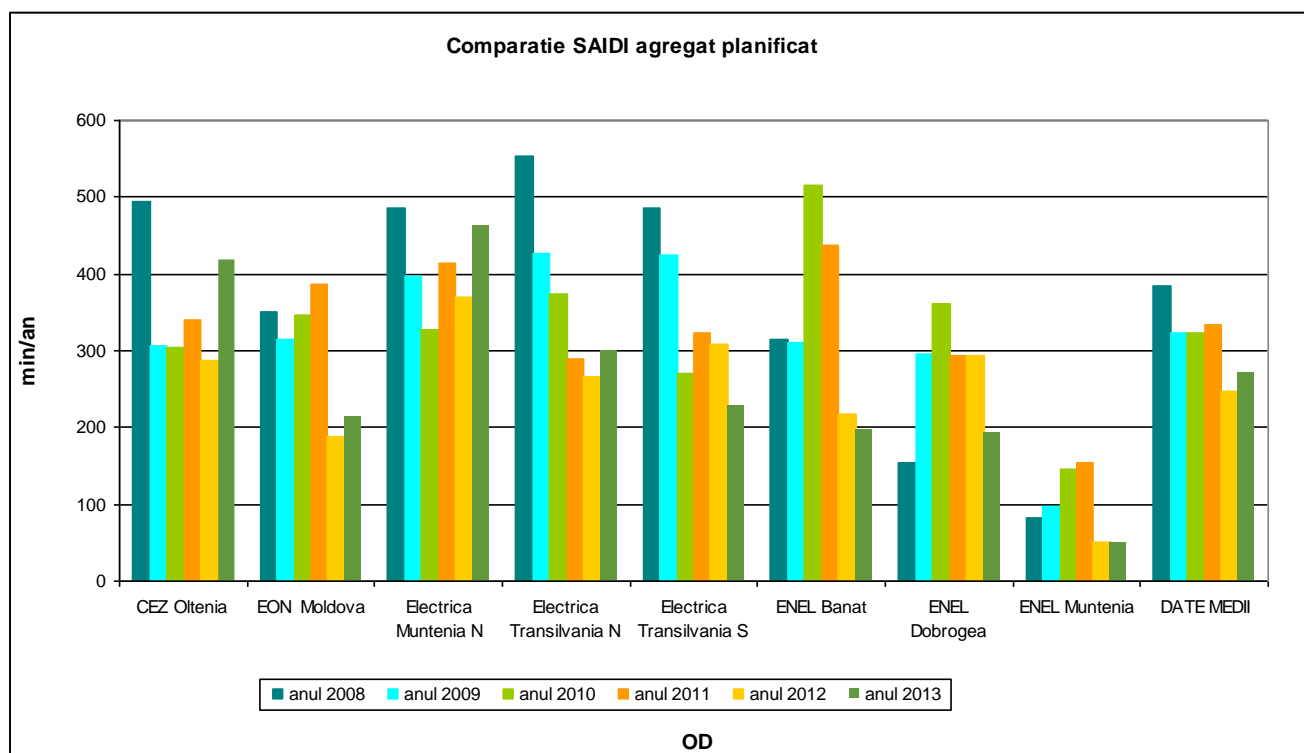
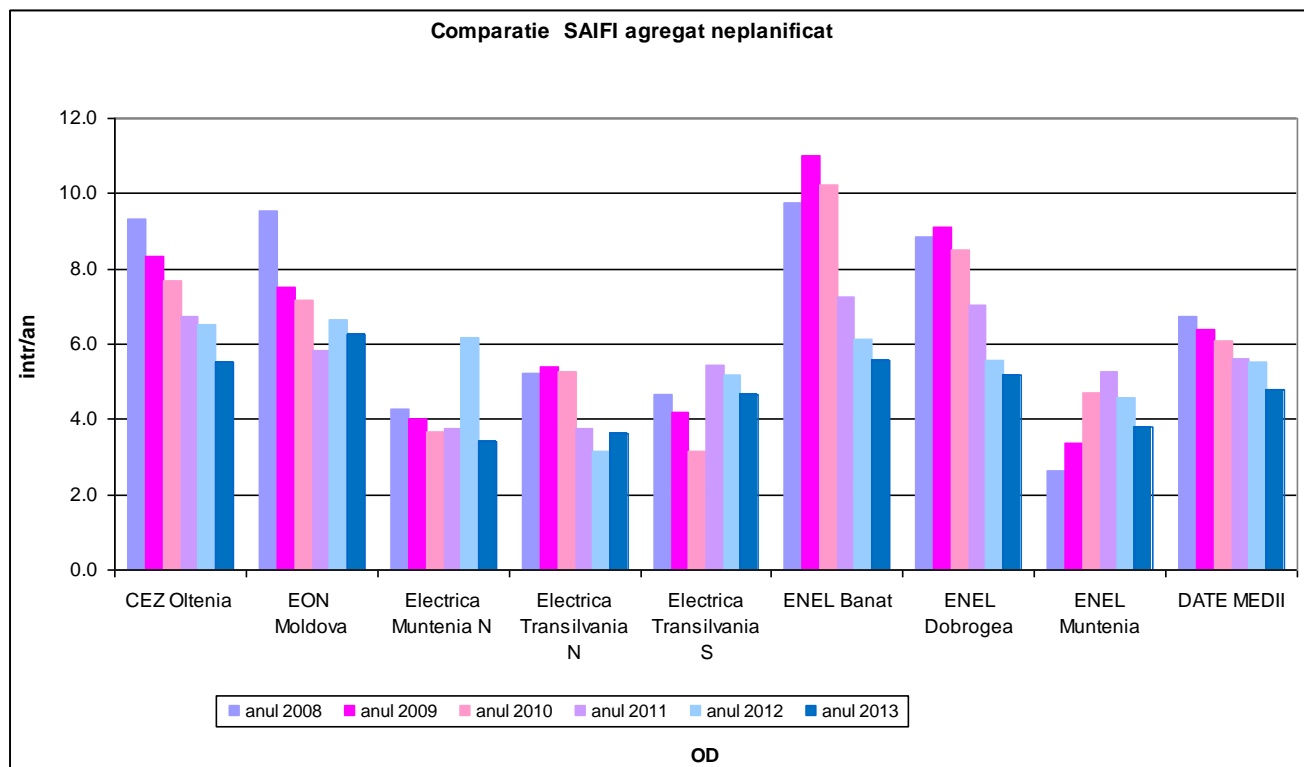


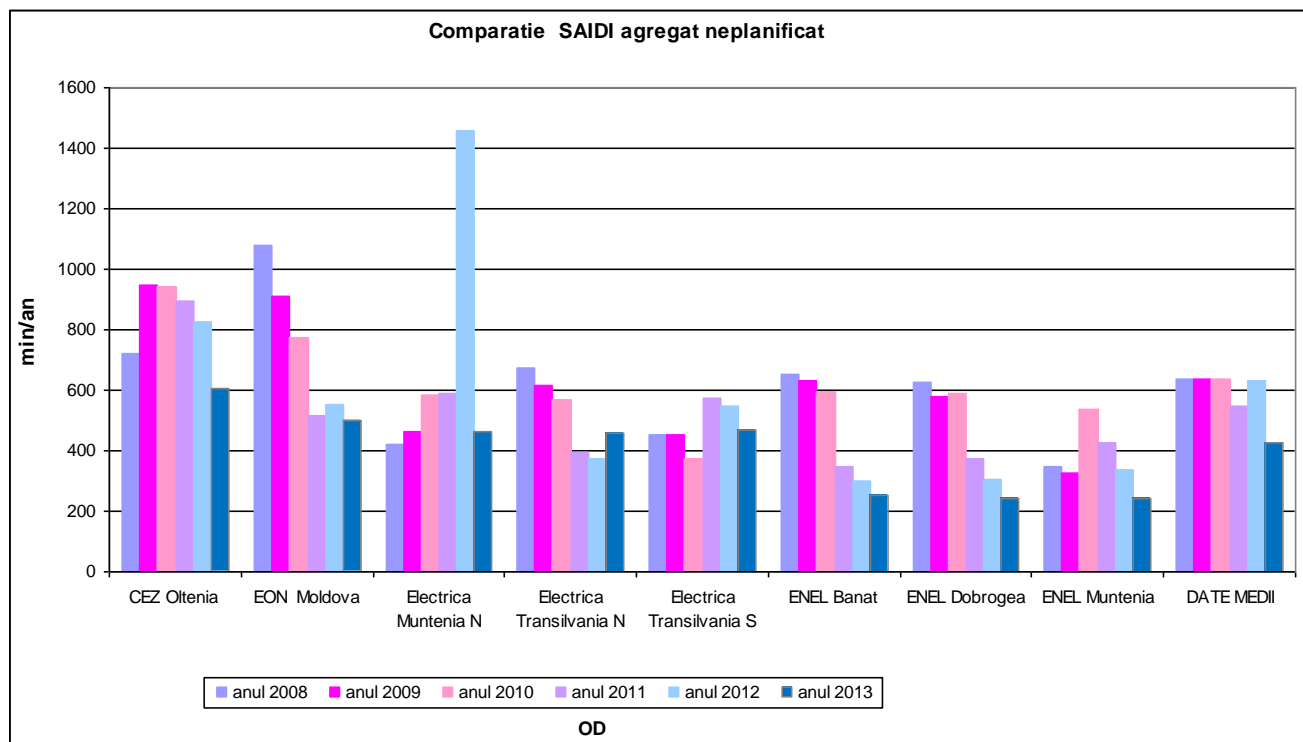
**Comparatie SAIDI agregat planificat**











## 6. Indicatorul AIT la IT

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

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

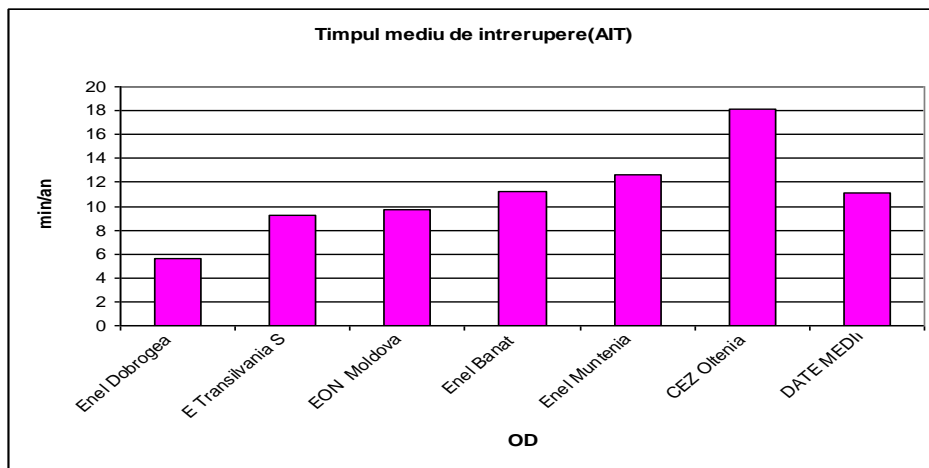
unde:

ENS (Energy Not Supplied) – Energia Nelivrată, definită ca energia totală nelivrată consumatorilor 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.

După cum se vede din diagrama de mai jos, valoarea AIT a variat între 5,6 min/an pentru Enel Dobrogea și 18 min/an pentru CEZ Oltenia, cu o valoare medie pe țară de 11,06 min/an. Se constată că incidentele la înaltă tensiune au o influență minimă asupra consumatorilor.



#### 4. CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea continuității și calității 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 (power system analyzers) adecvate (aparate complexe, care cuprind în principal calculatoare specializate pentru această funcție). 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 se doteze 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.

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 are peste 200 de aparate/analizoare fixe de clasă A, montate în toate stațiile de medie tensiune (minimum 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 Transelectrica 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.

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

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.

Astfel, din toate înregistrările CEZ Oltenia rezultă că principala problemă este depășirea limitelor normate de flicker pe termen lung în multe stații de medie tensiune. De exemplu, s-au înregistrat depășiri în stațiile din zona Turnu Severin (Aeroport, Șantierul naval), Târgu Jiu (Motru, Lupoiaia, IUM, Jilț, Cauciuc, etc), Craiova (Almăj, Craiova E, Craiovița), Râmnicu Vâlcea (Căzănești, Marcea, Horezu), Slatina, Alexandria (Preajba, Hârlești). La Electrica Transilvania Nord s-au înregistrat depășiri în stațiile Baia Mare, Beiuș, Seini, iar cele mai mari valori/depășiri au fost la Jucu și Dej ( de până la 3,45 sau 345 %). Cele mai mari valori din România s-au înregistrat în Moldova (determinate de E.ON Moldova), la stațiile Bacău, Bârlad și Huși.

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).

Un aspect nedorit, care rezultă din toate înregistrările Enel este existența unui nivel (redus) de interarmonici. Factorul total de distorsiune interarmonică este sub 1% (valoarea maximă înregistrată a fost de 0,96 % în stația Mociur 20 kV– Enel Banat). 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 va fi „Norma tehnică energetică pentru limitarea fluctuațiilor de tensiune, inclusiv a efectului de flicker, în rețelele electrice de transport și de distribuție”.

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.

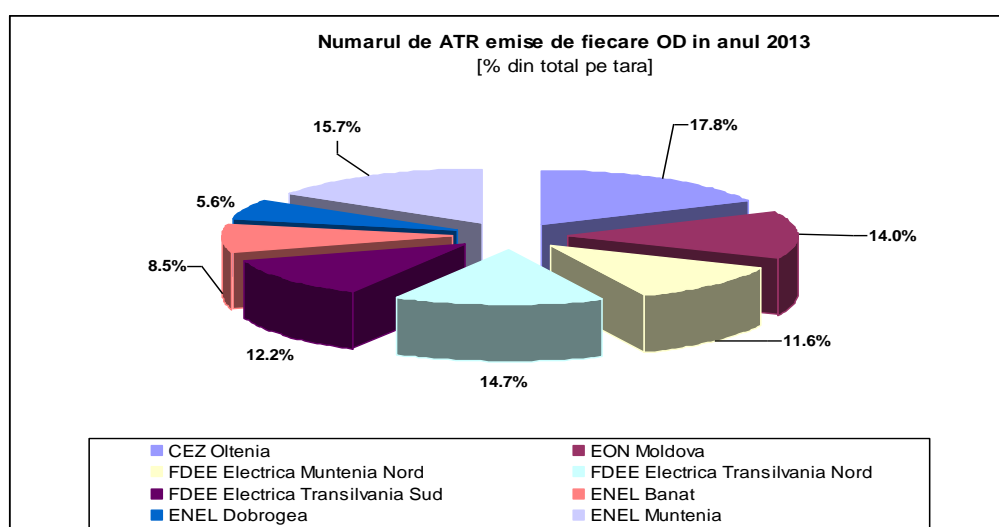
## 5. CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE

### 1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de cereri de avize tehnice de racordare (ATR) la rețeaua electrică de interes public în anul 2013 a fost de 417.430 (comparativ cu 375.758 în anul 2012). ATR nu s-au putut emite (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 4.290 solicitări, respectiv 1,03 % 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, de exemplu s-a emis certificatul de urbanism, dar ulterior nu s-a eliberat PUZ, etc.) a fost de 20.870, respectiv 5 % din totalul solicitărilor ( 6,6 % din total în anul 2012, 14 % din total în anul 2011).

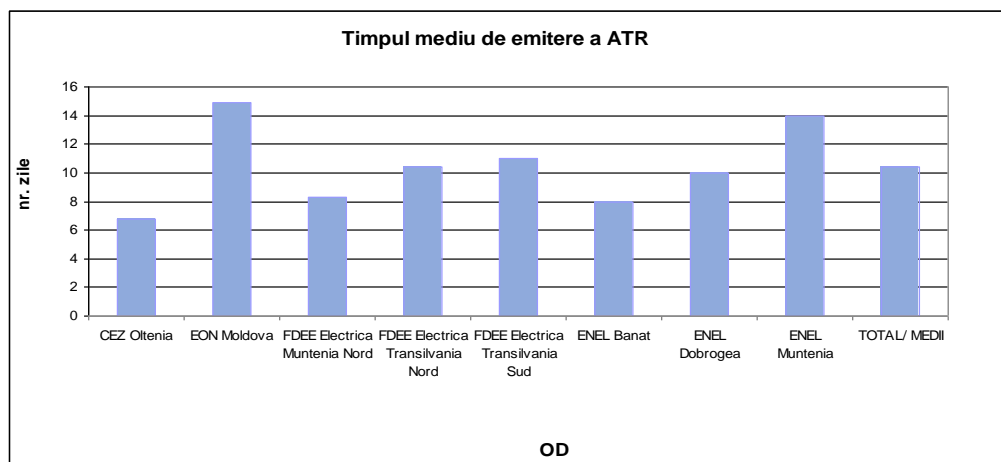
Numărul total de ATR emise în anul 2013 a fost de 413.140, cu următoarea repartizare pe OD:

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia Nord	Electrica Transilvania Nord	Electrica Transilvania Sud	Enel Banat	Enel Dobrogea	Enel Muntenia	TOTAL
Număr	73.406	57.788	47.927	60.603	50.247	35.118	23.200	64.851	413.140
Procent	17,77	13,98	11,60	14,67	12,16	8,50	5,62	15,70	100
Timpul mediu de emiterie a ATR [zile]	6,8	14,9	8,3	10,4	11,0	8,0	10,0	13,96	10,4



Numărul minim de ATR emise s-a înregistrat la Enel Dobrogea (23.200), iar numărul maxim de ATR s-a înregistrat la CEZ Oltenia (73.406). Avizele tehnice de racordare (ATR) s-au emis într-un timp mediu pe țară de

10,42 zile. Timpul mediu de emitere a ATR a avut o valoare minimă de 6,8 zile la CEZ Oltenia, deși a emis cel mai mare număr de ATR, respectiv o valoare maximă de 14,9 zile pentru E.ON Moldova, respectând termenul din Standard, de 30 de zile calendaristice.

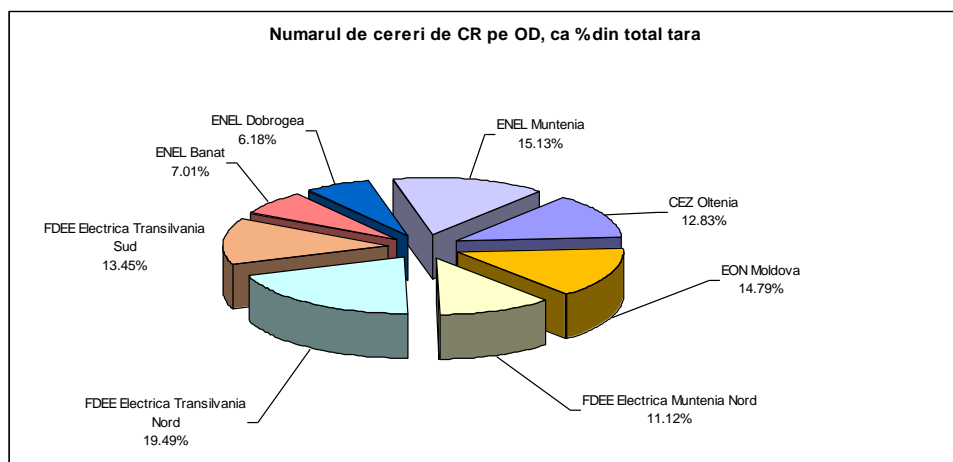


## 2. Contracte de racordare

Numărul total de cereri de contracte de racordare în anul 2013 a fost de 108.069. Situația este prezentată în tabelul de mai jos, pe tipuri de consumatori și OD.

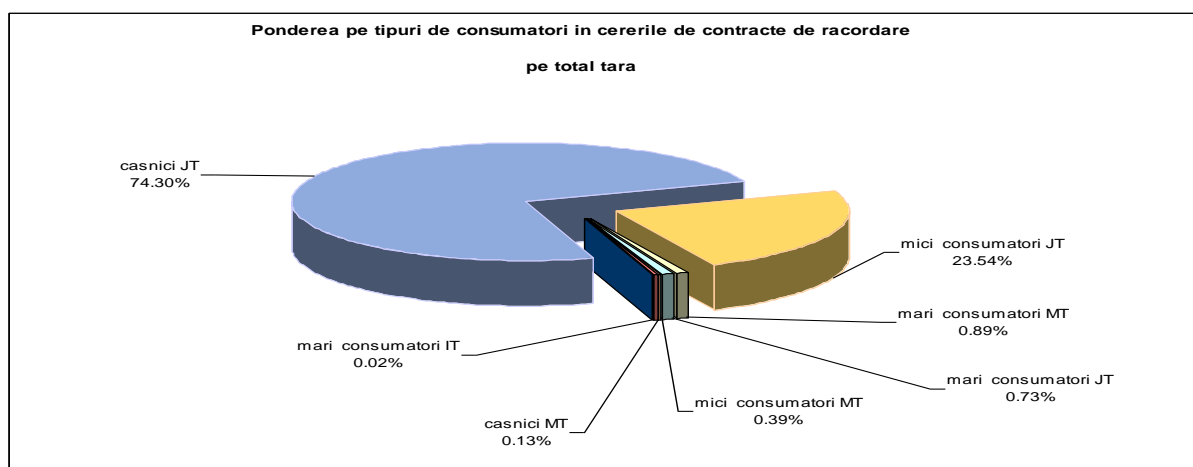
OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE ȚARĂ
casnici JT	10624	12472	8863	14529	10711	5314	5360	12423	80296
mici consumatori JT	2903	3202	2841	5945	3453	2124	1202	3765	25435
mari consumatori JT	82	49	27	411	98	33	52	38	790
casnici MT	9	92	0	6	15	9	1	9	141
mici consumatori MT	37	110	60	72	59	34	19	28	419
mari consumatori MT	209	44	225	95	193	66	47	86	965
mari consumatori IT	2	11	0	0	10	0	0	0	23
<b>TOTAL</b>	<b>13866</b>	<b>15980</b>	<b>12016</b>	<b>21058</b>	<b>14539</b>	<b>7580</b>	<b>6681</b>	<b>16349</b>	<b>108069</b>

Procentul minim de cereri de contracte de racordare, pe toate tipurile de consumatori, este de 6,18 % din numărul total de cereri, pentru Enel Dobrogea, iar procentul maxim este de 19,49 % 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 74,3 %;
- mici consumatori de JT: circa 23,5 %;
- mari consumatori de MT: circa 0,9 %;
- mari consumatori de JT: circa 0,7 %;
- alții (pondere neglijabilă): 0,6%.

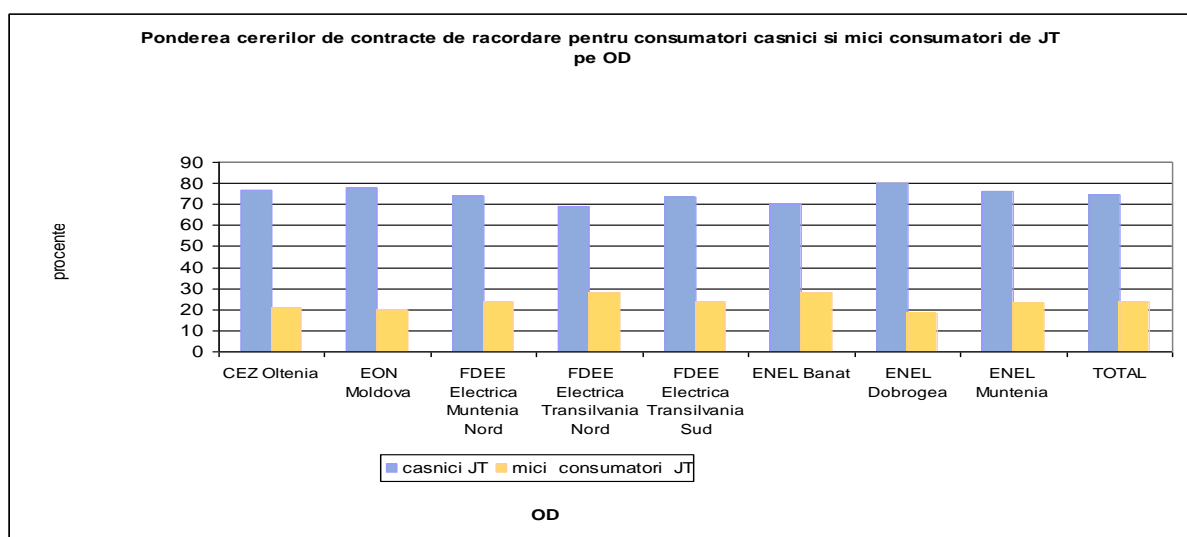


Repartizarea procentuală a numărului de cereri de contracte de racordare pe principalele tipuri de consumatori și OD este prezentată în tabelul de mai jos:



Tip Consumator	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
casnici JT	76.62	78.05	73.76	69.00	73.67	70.11	80.23	75.99	74.30
mici consumatori JT	20.94	20.04	23.64	28.23	23.75	28.02	17.99	23.03	23.54
mari consumatori JT	0.59	0.31	0.22	1.95	0.67	0.44	0.78	0.23	0.73
mici consumatori MT	0.27	0.69	0.50	0.34	0.41	0.45	0.28	0.17	0.39
mari consumatori MT	1.51	0.28	1.87	0.45	1.33	0.87	0.70	0.53	0.89

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 circa 97 - 99 % din contractele de racordare din fiecare OD, respectiv la nivel de țară.

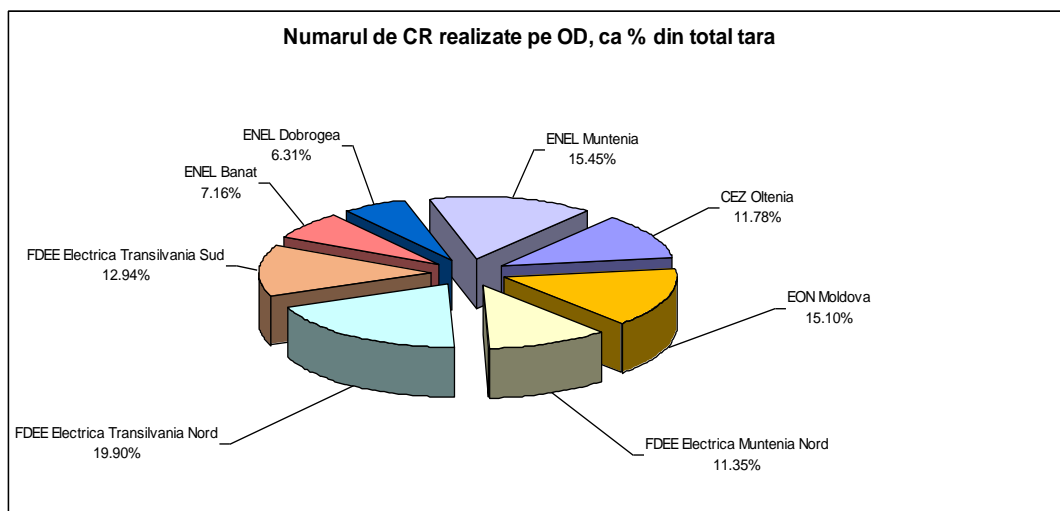


Numărul total de contracte de racordare încheiate a fost de 105.830 (circa 2 % din cereri au fost abandonate).

Numărul de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost foarte mic (125, respectiv 0,11 % din totalul solicitărilor).

Timpul mediu de emitere a contractelor de racordare a fost de 4 zile, variind între 1 zi, pentru Enel Banat și Enel Muntenia, respectiv 10 zile, pentru Enel Dobrogea. Se menționează că termenul standard de transmitere a

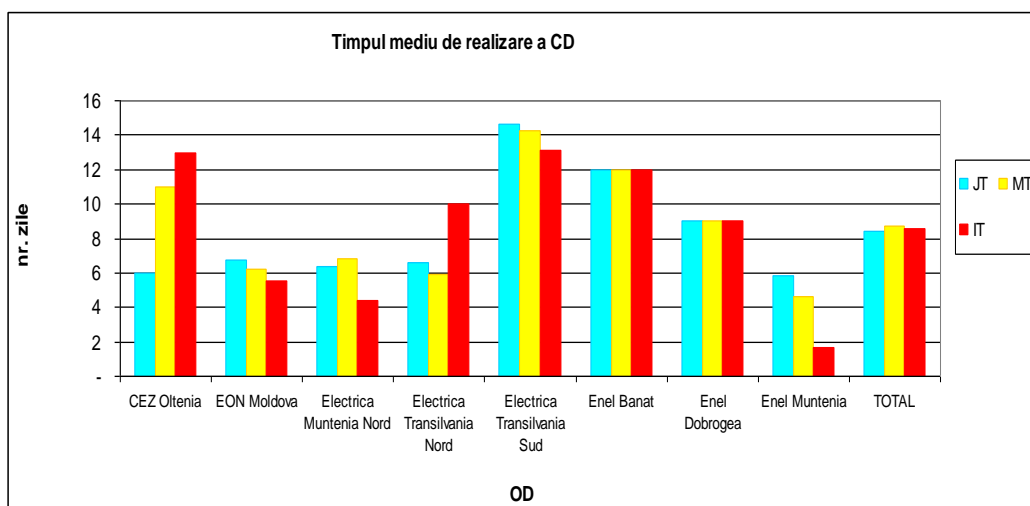
ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la înregistrarea cererii (însoțită de documentația completă), timpul mediu de emitere a contractelor de racordare încadrându-se în termenul legal pentru toți OD.



### 3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție în anul 2013 a fost de 48.660.

Timpul mediu pe țară de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 8,4 zile la JT, 8,8 zile la MT și 8,6 zile la IT, comparativ cu termenul din Standard de maximum 15 zile lucrătoare de la înregistrarea cererii (însoțită de documentația completă). După cum se vede din diagrama de mai jos, toți OD au respectat Standardul.



#### 4. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare, majoritatea la JT, fost de 5402. În general, numărul total de reclamații aferente unui OD a fost redus (sub 100), cu excepția Enel Banat (500) Enel Dobrogea (1079) și Enel Muntenia (3657). Timpul mediu de răspuns la reclamații, semnificativ numai la JT, a fost de 14,2 de zile. La MT și la IT, la nivel de OD, în general nu au fost reclamații sau numărul a fost foarte redus. Toți OD au respectat, cu o excepție, termenul legal de 30 zile calendaristice. Face excepție Enel Muntenia, cu timpul mediu de răspuns de 43,2 de zile la MT. Situația trebuie remediată.

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:

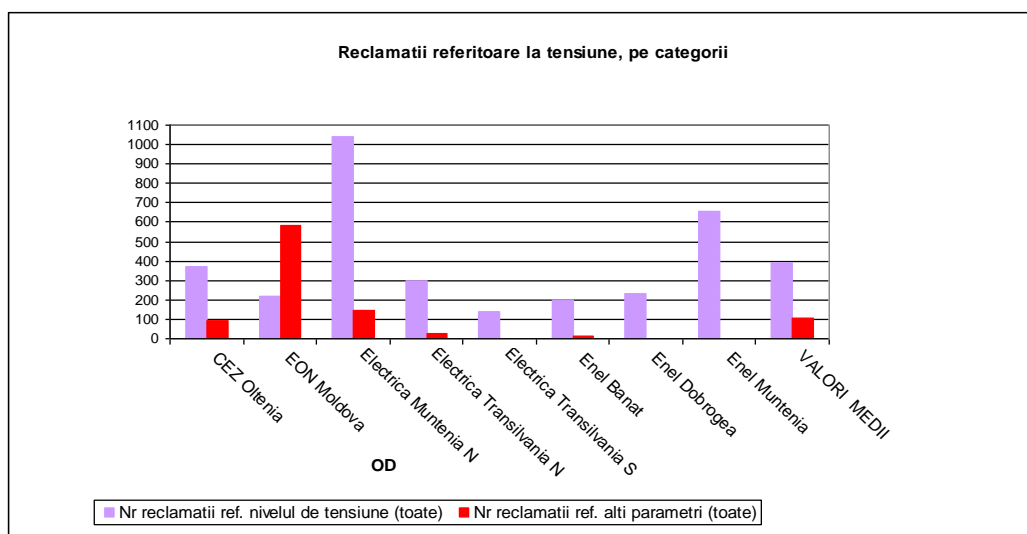
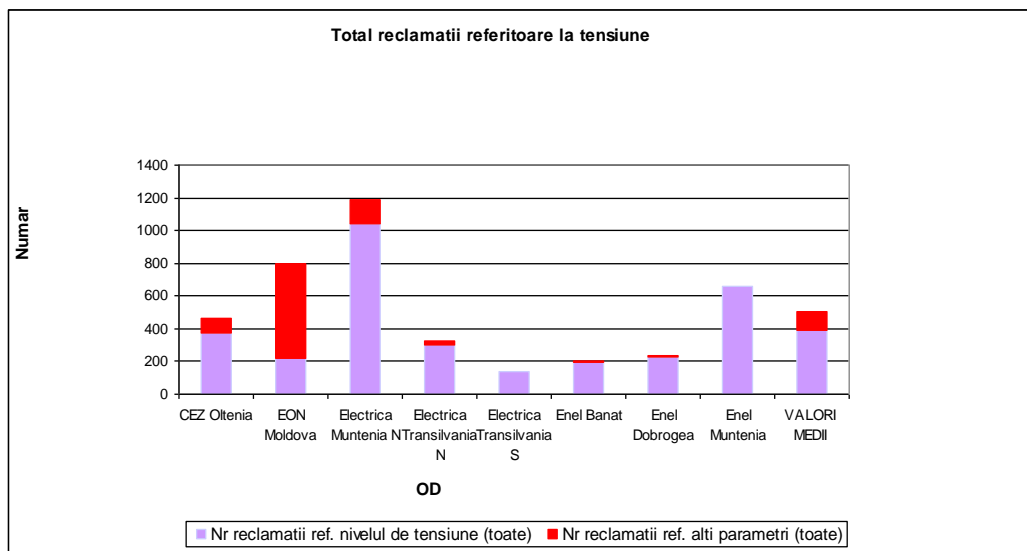
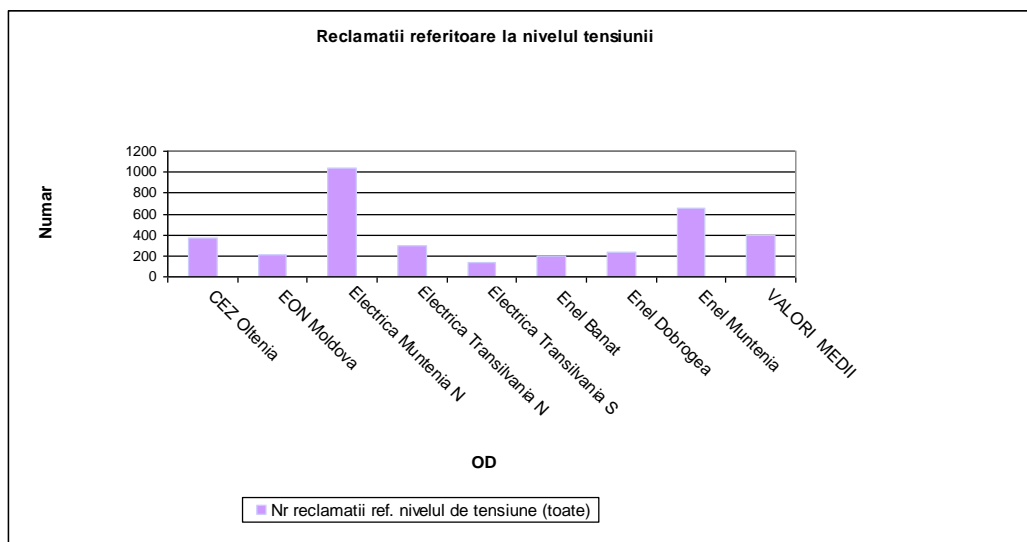
- nivelul tensiunii, pentru care termenul legal de răspuns este de 15 zile calendaristice;
- alți parametri ai tensiunii, pentru care termenul legal de răspuns este de 30 zile calendaristice.

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.

Numărul de reclamații referitor la nivelul tensiunii, pentru toți consumatorii, a fost de 3149. Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Electrica Transilvania Sud (137), iar numărul maxim la Electrica Muntenia Nord (1042). Valoarea medie pe țară este de 394.

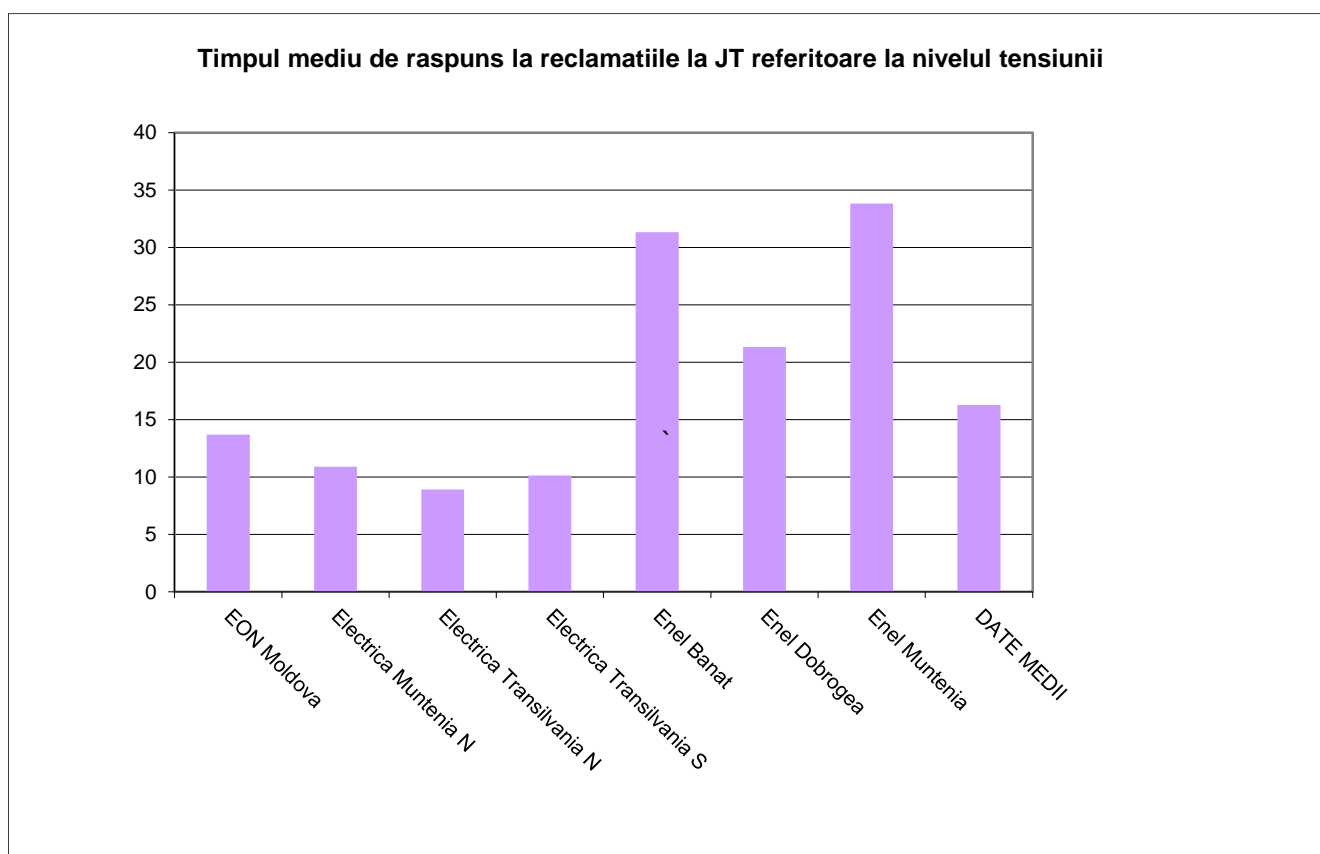
Numărul de reclamații referitor la alți parametri ai tensiunii a fost mai redus, de 863 la nivelul întregii țări. Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Electrica Transilvania Sud (0), numărul maxim la E.ON Moldova (585), iar valoarea medie pe țară este de 108. Aceste date sunt prezentate în tabelul și diagramele de mai jos:

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
Nr de reclamatii referitor la nivelul de tensiune (toti cons.)	372	216	1042	298	137	197	231	656	<b>3149</b>
Numarul de reclamatii referitor la alti parametri ai tensiunii (toti cons.)	93	585	145	26	0	10	2	2	<b>863</b>



Timpul mediu de răspuns (în zile) la nivel de țară este prezentat în tabelul de mai jos. 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).

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilva- nia N	Electrica Transilva- nia S	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
T. mediu de rezolvare pentru reclamatii referitor la nivelul de tensiune (JT)	12,2	13,7	10,9	8,9	10,1	31,3	21,3	33,8	16,3



Din datele de 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 fac Enel Banat cu 31,3 zile, Enel Dobrogea, cu 21,3 zile și Enel Muntenia, cu 33,8 zile. Ca urmare, și valoarea

medie a timpului de răspuns pentru România, de 16,3 zile, depășește termenul legal de răspuns, de 15 zile.

**Situația trebuie remediată.** De exemplu, se recomandă acestor OD să se doteze cu un număr mai mare de analizoare portabile performante și personal, pentru a rezolva, în timp util, toate reclamațiile.

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.

## 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 2013, continuitatea serviciului este reprezentată prin indicatori având valorile cele mai mici din ultimii cinci ani, cu evidențierea unei cantități de energie electrică nelivrată clienților, din vina operatorului de transport și de sistem, de 30,89 MWh, respectiv a unui timp mediu de întrerupere de 0,35 min/an.

În ceea ce privește indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice aceștia au evitențiat 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, rezultatele fiind în curs de investigare.

În anul 2013, operatorul de transport și de sistem a înregistrat depășiri ale termenului legal de răspuns, de 15 zile, pentru reclamațiile privind nivelul tensiunii. Operatorul de transport și de sistem **trebuie să ia măsuri pentru remedierea situației**.

Referitor la **serviciul de distribuție a energiei electrice**, în anul 2013 s-au înregistrat **9.051.415** 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 8.968.523 în anul 2012, 8.900.070 în anul 2011, 8.850.070 în anul 2010).

În anul 2008 a început monitorizarea continuității în alimentare și a calității energiei electrice (urmărind principalii parametri tehnici de calitate). Astfel, OD au monitorizat automat calitatea energiei electrice dintr-un număr semnificativ de stații, cu ajutorul unor analizoare fixe de calitate a energiei electrice (power system analyzers - aparate complexe, care cuprind în principal calculatoare specializate pentru această funcție) adecvate (v. anexa). Cea mai extinsă dotare privind monitorizarea calității energiei electrice o are E.ON Moldova, care are peste 200 de aparate/analizoare fixe de clasă A, montate în toate stațiile de medie tensiune (minimum un aparat în fiecare stație), pe toate conexiunile cu alți operatori, pe liniile de interconexiune internaționale și pe insulele de consum. De menționat că numai Transelectrica și E.ON Moldova au o asemenea dotare. Un aspect foarte interesant, inedit, dar nedorit, care rezultă din determinările Enel este existența unui nivel (redus) de interarmonici. Factorul total de distorsiune interarmonică 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, este fenomenul de flicker. Se precizează că flickerul (pâlpăire, licărire, tremur) este impresia de instabilitate a senzației vizuale indusă de un stimul luminos a cărui luminanță sau distribuție spectrală fluctuează în timp. 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 perturbator care îl generează este definit ca fluctuații de tensiune. Pentru limitarea acestor perturbații, în special la racordarea noilor utilizatori, potențial perturbatori, un instrument util va fi „Norma tehnică energetică pentru limitarea fluctuațiilor de tensiune, inclusiv a efectului de flicker, în rețelele electrice de transport și de distribuție”, în curs de aprobare.

Suplimentar, OD sunt dotate cu analizoare mobile/ portabile, pentru a rezolva, în timp util, reclamațiile referitoare la calitatea energiei electrice. În anul 2013, la unele OD (Enel Banat, Enel Dobrogea și Enel Muntenia), s-au înregistrat depășiri ale termenului legal de răspuns, de 15 zile, pentru reclamațiile privind nivelul tensiunii (la JT). Situația **trebuie remediată**.

Referitor la continuitatea în alimentare a utilizatorilor, **principalul indicator de performanță, de ordin superior, este SAIDI, pentru întreruperi neplanificate, în principal din cauza OD**, fără întreruperile provocate de forța majoră, respectiv de utilizatori.

Valorile pentru SAIDI urban, pentru întreruperile neplanificate, sunt relativ apropiate, de circa 100-290 min/an, cu o valoare minimă de 107 min/an la Enel Dobrogea, 109 min/an la Enel Banat și maximum 283 min/an la Electrica Transilvania Sud și o valoare medie pe țară de 205 min/an. Valorile agregate pentru SAIDI rural, pentru întreruperile neplanificate, variază de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 317 min/an, pentru Enel Muntenia, respectiv o valoare maximă de 936 min/an pentru CEZ Oltenia și o valoare medie pe țară de 694 min/an. În tabelul de mai jos se prezintă SAIDI agregat/ de ansamblu, pentru toate categoriile de utilizatori și ambele medii (rural și urban), respectiv operatorii de distribuție, **în ordinea de performanță pentru continuitatea în alimentare**. Valorile SAIDI sunt cuprinse între 240 min/an pentru Enel Muntenia și 607 min/an pentru CEZ Oltenia, respectiv o valoare medie pe țară de 427 min/an, adică **7 ore și 7 minute** (circa 20 - 250 min/an în țările avansate). **În anul 2013 performanțele maxime de ansamblu au fost stabilite de Enel Muntenia (240 min/an), urmat de Enel Dobrogea (243 min/an), Enel Banat (253 min/an), Electrica Transilvania Nord (460 min/an), Electrica Muntenia Nord (461 min/an), Electrica Transilvania Sud (467 min/an).**

OD	Enel Muntenia	Enel Dobrogea	Enel Banat	Electrica Transilvania N	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania S	E.ON Moldova	CEZ Oltenia	DATE MEDII
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	<b>240</b>	<b>243</b>	<b>253</b>	<b>460</b>	<b>461</b>	<b>467</b>	<b>501</b>	<b>607</b>	<b>427</b>

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din perioada 2008 – 2013. 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 1,0 întreruperi/an în 2013, iar SAIFI neplanificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 6,7 întreruperi/an în 2008, la 4,8 întreruperi/an în 2013.

SAIDI planificat, ca valoare medie pe țară, s-a redus de la 385 min/an în 2008, la 270 min/an în 2013.

La nivel de OD, SAIDI neplanificat s-a redus la CEZ Oltenia ( - 115 min/an), E.ON Moldova ( - 580 min/an), Electrica Transilvania Nord ( - 214 min/an), Enel Banat ( - 400 min/an), Enel Dobrogea ( - 382 min/an), Enel Muntenia ( - 109 min/an) dar a crescut puțin la Electrica Muntenia Nord ( + 38 min/an), Electrica Transilvania Sud ( + 17 min/an). Ca urmare, pe ansamblul țării, SAIDI neplanificat a scăzut semnificativ, de la



638 min/an (10 ore și 38 minute) în 2008, la **427 min/an (7 ore și 7 minute) în 2013** ( - 211 min/an), **cel mai bun rezultat din perioada 2008 – 2013, de când se monitorizează indicatorii de continuitate** și, probabil, în general. Din experiența altor țări mai avansate, se poate afirma că însăși 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 deranjează mai mult.

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.

Pentru anul 2015 ANRE urmărește revizuirea Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, respectiv a Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, în sensul îmbunătățirii indicatorilor de performanță generali și ulterior (2016) va introduce un mecanism de stimulare/penalizare tarifară a operatorilor de rețea, care să țină seama de performanțele acestora.