

**RAPORT
PRIVIND REALIZAREA
INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE
DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE
2010**

ANRE

RAPORT
PRIVIND REALIZAREA
INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE
DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE
2010

1. INTRODUCERE

Prezentul raport cuprinde o analiză a calității serviciului de distribuție a energiei electrice prestat de cei 8 operatori de distribuție titulari de licență cu contract de concesiune (concesionari), pornind de la indicatorii de performanță definiți în “Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”, aprobat prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 28/30.08. 2007, denumit în continuare Standard. În conformitate cu prevederile Standardului, operatorii de distribuție (OD) transmit anual la ANRE valorile realizate ale indicatorilor de performanță.

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

În principiu, indicatorii de performanță asigură o cuantificare a calității serviciului de distribuție prestat de OD 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 consumator 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), alți operatori (de transport sau de distribuție) sau de consumatori.

2. DATE GENERALE

Utilizatorii rețelei de distribuție, în imensa lor majoritate consumatori, sunt racordați direct la rețelele electrice de interes public din patrimoniul celor 8 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).

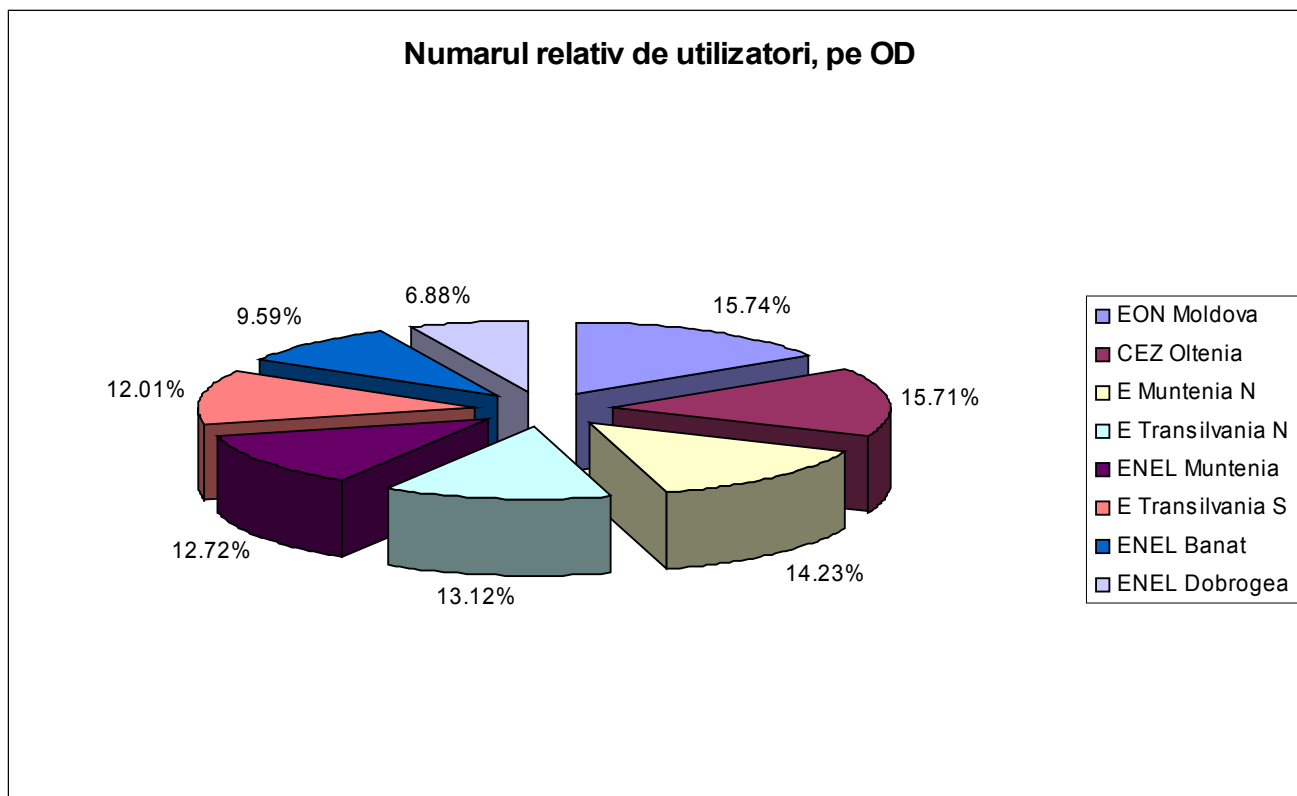
Totodată, mai există o serie de consumatori, care nu sunt racordați la nici unul din cei 8 OD: consumatorii racordați la OD mici sau direct la barele unor producători. Sunt 32 de OD mici, titulari de licență, care alimentează, fiecare, 1 – 200 de utilizatori, alții alimentează numai consumatorii industriali proprii (de ex. Saint-Gobain Glass alimentează un singur subconsumator, propriu, Air Liquide, de peste 3 MW, OLTCHIM Râmnicu Vâlcea alimentează 10 subconsumatori la 6 și 0,4 kV). Numărul total al utilizatorilor racordați la OD mici, respectiv direct la barele unor producători este foarte mic, neglijabil (estimat sub 2500), în comparație cu ceilalți utilizatori, racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor 8 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 2010, numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor 8 operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune a fost de **8.850.070** (8.769.602, în anul 2009, respectiv 8.701.905, în anul 2008). Numărul de utilizatori pe cele 6 categorii (urban IT, urban MT, urban JT, rural IT, rural MT, rural JT), la nivel de OD și total pe țară sunt prezentate în tabelul de mai jos.

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	45	24	18	9	23	38	15	12	184
urban	MT	873	881	616	2169	1236	1101	748	511	8135
urban	JT	594620	609762	608401	605870	636990	543481	342802	964580	4906506
rural	IT	38	35	14	13	13	7	3	5	128
rural	MT	1868	1421	1466	965	797	495	814	1106	8932
rural	JT	793123	780809	649082	551999	423488	303520	264307	159857	3926185
TOTAL		1390567	1392932	1259597	1161025	1062547	848642	608689	1126071	8850070

Din examinarea acestor date se constată că numărul de utilizatori la înaltă tensiune (IT), respectiv la medie tensiune (MT) este nesemnificativ față de numărul de utilizatori la joasă tensiune (JT), circa 0,2 %. Totuși, este interesant de menționat că numărul cel mai mare de utilizatori la MT și IT este la Electrica Transilvania Nord (3156), urmat de CEZ Oltenia (2824), iar numărul numărul cel mai mic de utilizatori este la Enel Dobrogea (1580). Cel mai mare număr total de utilizatori în mediul urban îl are Enel Muntenia (965103), iar cel mai mare număr total de utilizatori în mediul rural îl are CEZ Oltenia (795029). Cel mai mic număr total de utilizatori în mediul urban îl are Enel Dobrogea (343565), iar cel mai mic număr total de utilizatori în mediul rural îl are Enel Muntenia (160968).

E.ON Moldova are cel mai mare număr total de utilizatori, de **1.392.932**, urmat de CEZ Oltenia, cu **1.390.567** de utilizatori (invers față de anul 2009, când CEZ Oltenia era pe primul loc) iar Enel Dobrogea are cel mai mic număr total de utilizatori, de **608.689**. Se observă că numărul total de utilizatori diferă, practic, de la simplu la dublu. Numărul total de utilizatori din mediul urban este de **4.914.825**, iar numărul total de utilizatori din mediul rural este de **3.935.245**.



3. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTARE A UTILIZATORILOR ÎN ANUL 2010

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.

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

Standardul precizează indicatorii de performanță pentru continuitatea alimentării cu energie electrică a clienților. Pentru determinarea acestor indicatori, OD realizează înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată (de peste 3 minute).

Pentru fiecare întrerupere, OD va înregistra cel puțin:

- a. tensiunea la care s-a produs evenimentul;

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

Referitor la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- a. întreruperi planificate;
- b. întreruperi neplanificate cauzate de forța majoră (force majeure);
- c. întreruperi neplanificate cauzate de utilizatori;
- d. întreruperi neplanificate fără/exclusiv 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;
- b. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – Indicele Frecvența Medie a Întreruperilor în rețea (sistem) pentru un consumator, reprezintă numărul mediu de întreruperi suportate de consumatorii alimentați (deserviți) de OD. Se calculează împărțind numărul total de consumatori întrerupți, la numărul total de consumatori 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 consumator, reprezintă timpul mediu de întrerupere a consumatorilor la nivel de OD (o medie ponderată). A doua formulă se aplică în cazul în care reconectarea consumatorilor se face treptat, în mai multe etape, nu simultan pentru toți consumatorii. Indicatorul se calculează împărțind durata cumulată a întreruperilor lungi la numărul total de consumatori alimentați (deserviți) de OD:

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

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

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

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

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

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

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

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

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

P_i – puterea electrică totală întreruptă (indiferent de tensiune) la întreruperea i , pentru incidentele de la IT;

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

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

N_t – numărul total al utilizatorilor deserviți;

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

În aceste calcule, utilizatorii (consumatori, producători, alți operatori) sunt considerați consumatori.

Pentru calculul AIT, valorile ENS și AD trebuie exprimate în aceleași unități de măsură.

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

Indicatorii ENS și AIT se vor calcula numai la IT.

Toți OD trebuie să realizeze dotarea necesară care să le permită înregistrarea automată a tuturor incidentelor de la MT și IT care afectează utilizatorii (produc întreruperi), indiferent de tensiunea utilizatorilor.

Se menționează că Standardul de performanță nu a solicitat 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, în ultimul raport european de evaluare, din 2008, se 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, desigur cu investiții foarte importante), CAIDI ar avea aceeași valoare! De aceea, CAIDI rămâne un indicator util (**CAIDI remains an useful index**), dar nu este adecvat pentru a face comparații sau pentru a vedea tendințele (**it is not suitable for comparisons or for trend analysis**) 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 este o valoare medie a timpului de întrerupere, dar presupune înregistrarea duratei fiecărei întreruperi. SAIFI nu dă nici o indicație în acest sens.

Se menționează că este vorba de raportul european:

**4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply
CEER report**

elaborat în cursul anului 2008 și tipărit în anul 2009, la care a participat pentru prima dată și România.

2. Indicatori de continuitate pentru mediul urban

Din analiza datelor de la OD, se constată că valorile indicatorilor pentru întreruperile din motive de forță majoră (cazul b) sau din cauza utilizatorilor (cazul c) au avut în general valori relativ mici, cu excepția E.ON Moldova și Enel Muntenia. SAIDI pentru situațiile de forță majoră a fost de circa 10% în Moldova (38 min/an), respectiv în Muntenia Sud (46 min/an), în timp ce la alți OD, ca Electrica Muntenia Nord, Electrica Transilvania Nord, Electrica Transilvania Sud și Enel Banat valoarea a fost foarte mică sau zero, media pe țară fiind de 18 min/an. Pe ansamblul țării, SAIDI din motive de forță majoră (cazul b) și din cauza utilizatorilor (cazul c) au o pondere relativ mică, în medie sub 8% din timpul total de întreruperi neplanificate. Experiența europeană în domeniu confirmă faptul că indicatorii pentru forță majoră au valori semnificative numai în situații excepționale, de exemplu acum câțiva ani în țările afectate de inundații. În mod normal, indicatorii cei mai semnificativi sunt pentru **cazul a, întreruperile planificate**, respectiv **cazul d, întreruperile neplanificate, fără întreruperile determinate de forță majoră și de utilizatori**.

Valorile medii sau agregate pe toate tensiunile (tensiunile nominale ale consumatorilor) pentru SAIFI urban, întreruperi planificate, variază destul de mult, de la o valoare minimă de 0,21 întreruperi/an pentru E.ON Moldova, la o valoare maximă de 0,88 întreruperi/an pentru Enel Banat, cu o valoare medie de 0,5 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI urban, întreruperi neplanificate, (cazul d) au valori mai omogene, între 3 și 6 întreruperi/an, cu o valoare minimă de 2,7 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Sud și o valoare maximă de 5,8 întreruperi/an pentru Enel Banat, respectiv o valoare medie pe țară de 4,1 întreruperi/an.

Valorile medii sau agregate pe toate tensiunile pentru SAIDI urban, pentru întreruperile planificate, variază relativ mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 57 min/an pentru E.ON Moldova, valoarea maximă de circa 261 min/an pentru Electrica Transilvania Nord, respectiv o valoare medie pe țară de 121 min/an. Se menționează că **întreruperile planificate, anunțate cu minimum 24 de ore înainte, conform Standardului, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate**.

Valorile agregate pentru SAIDI urban, pentru întreruperile neplanificate, au valori relativ apropiate, de circa 200-400 min/an, cu o valoare minimă de 231 min/an la Electrica Muntenia Nord și maximum 401 min/an la Enel Muntenia și o valoare medie pe țară de 317 min/an.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi planificate, sunt relativ omogene, între 154 min/întrerupere la Enel Dobrogea și 355 min/întrerupere la Electrica Transilvania Nord, 315 min/întrerupere la Electrica Transilvania Sud, respectiv o medie pe țară de 241 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI urban, întreruperi neplanificate, sunt relativ omogene, de ordinul a 50-100 min/întrerupere, variind între 46 min/întrerupere la Enel Banat și 101 min/întrerupere la Enel Muntenia, respectiv o valoare medie pe țară de 78 min/întrerupere.

Așa cum s-a menționat, acest indicator nu este cel mai relevant/edificator, fiind raportul SAIDI/SAIFI. Totuși, este utilizat și CAIDI, ca indicator derivat, care are ca semnificație durata medie a unei întreruperi, o informație utilă. Este normal ca valoarea CAIDI pentru întreruperile planificate să fie mai mare, deoarece aceste

întreruperi, care se pot controla, sunt mai rare și au ca scop anumite revizii, în timp ce întreruperile neplanificate sunt practic necontrolabile.

În continuare se prezintă valorile pentru SAIDI, pe categorii relativ omogene de utilizatori, după tensiunea acestora. Continuitatea la înaltă tensiune (IT) este foarte bună. Astfel, marii consumatori alimentați la înaltă tensiune practic nu au suferit întreruperi (SAIDI este 0 la întreruperile planificate și din motive de forță majoră, respectiv 2,6 min/an, în medie pe țară, pentru întreruperile neplanificate, cazul d). Indicatorii la IT se pot neglija la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

Se mai constată că valorile indicatorilor SAIFI, SAIDI, CAIDI de la joasă tensiune au valori aproape identice cu valorile agregate (indiferent 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 0,8 %. Din acest punct de vedere, s-ar putea neglija indicatorii de la IT, respectiv MT, la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

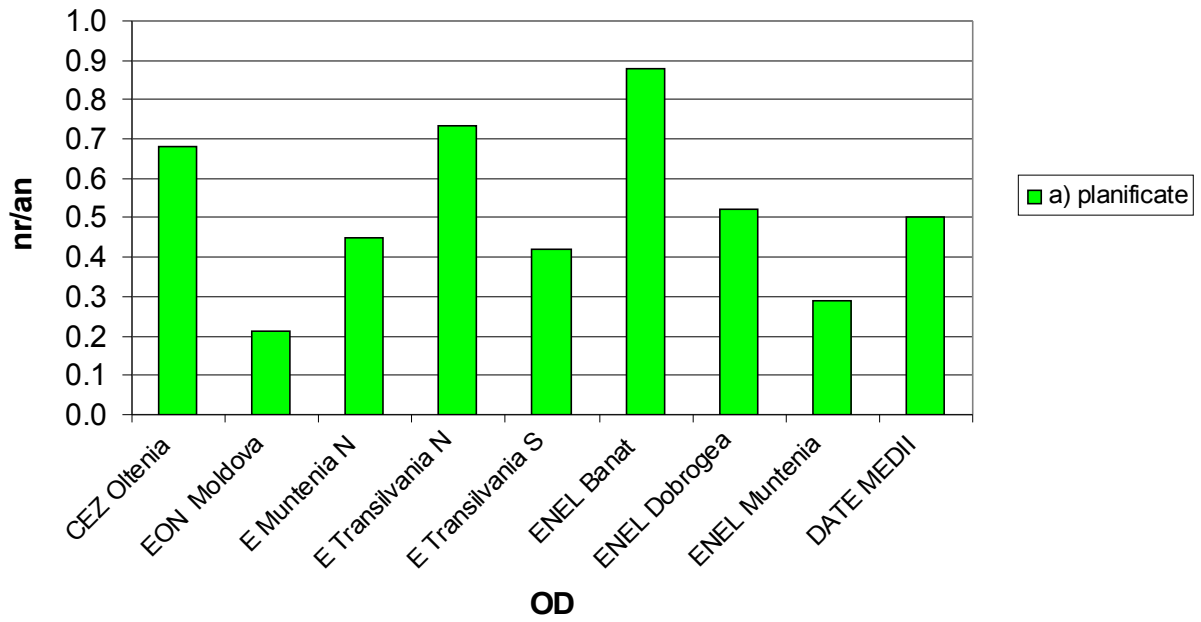
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2009 cu cei din 2010.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 0,65 întreruperi/an în anul 2009 la 0,5 întreruperi/an în anul 2010. De asemenea, se mai constată faptul că SAIFI neplanificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 4,2 întreruperi/an în anul 2009 la 4,1 întreruperi/an în anul 2010.

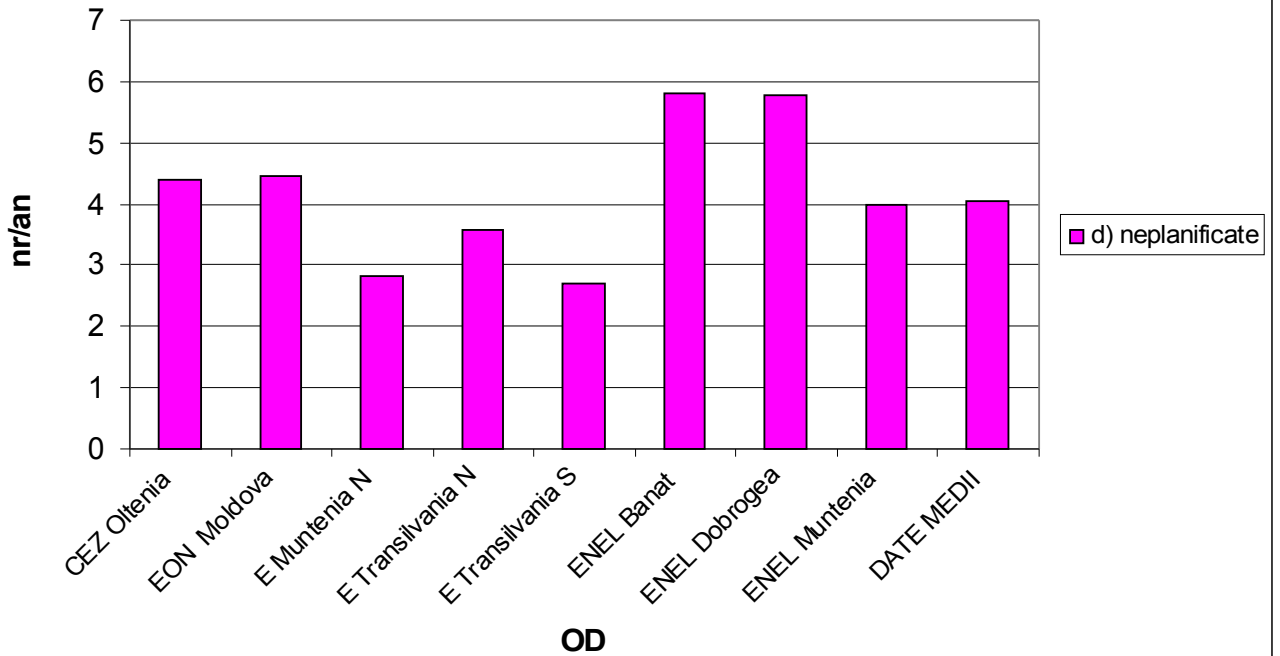
SAIDI planificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 147 min/an în anul 2009 la 121 min/an în anul 2010. SAIDI neplanificat s-a redus la majoritatea OD, dar a crescut la Enel Dobrogea, de la 244 min/an în anul 2009 la 310 min/an în anul 2010 și la Enel Muntenia, de la circa 326 min/an în anul 2009 la 401 min/an în anul 2010, iar valoarea medie pe țară s-a redus de la 319,5 min/an în anul 2009 la 317 min/an în anul 2010. Cele mai mari reduceri ale SAIDI neplanificat sunt la CEZ Oltenia (- 57 min/an), E.ON Moldova (- 61 min/an) și la Electrica Transilvania Sud (- 68 min/an).

Enel Muntenia a precizat că: *Diferențele valorice la SAIDI 2010 față de 2009 (și 2008) se justifică prin implementarea și utilizarea aplicațiilor informatice definite, cu ajutorul cărora se înregistrează detaliat întreruperile de lungă durată (cu toate informațiile necesare: tensiune, cauză, etape de reconectare, etc), astfel încât calculul indicatorilor de performanță pe anul 2010 să fie conform condițiilor impuse prin Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.* Se menționează că Enel Muntenia s-a privatizat mai târziu față de Banat și Dobrogea și ca urmare programul automat de TELECONTROL (realizat de SIEMENS Italia), care asigură multe funcții, în primul rând telecontrolul aparatelor de comutație, dar și înregistrarea automată, foarte riguroasă, a întreruperilor, s-a introdus, evident, mai târziu. Practic, se pare că valorile anterioare erau eronate.

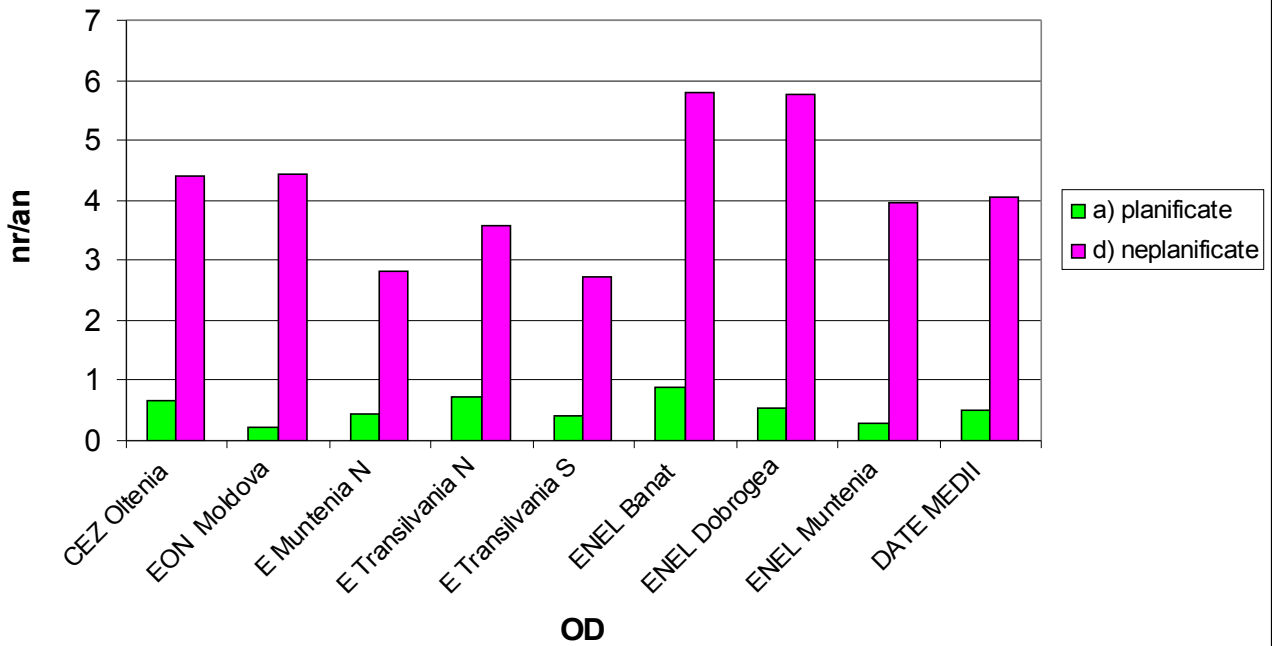
Valori agregate SAIFI urban intreruperi planificate



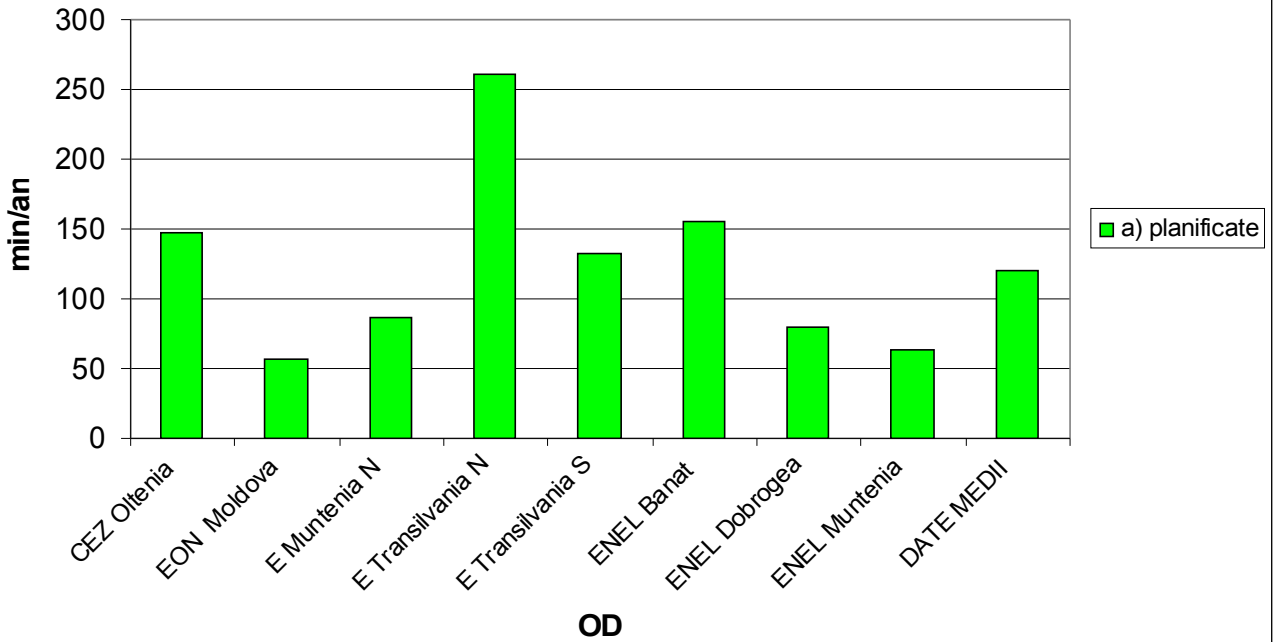
Valori agregate SAIFI urban intreruperi neplanificate



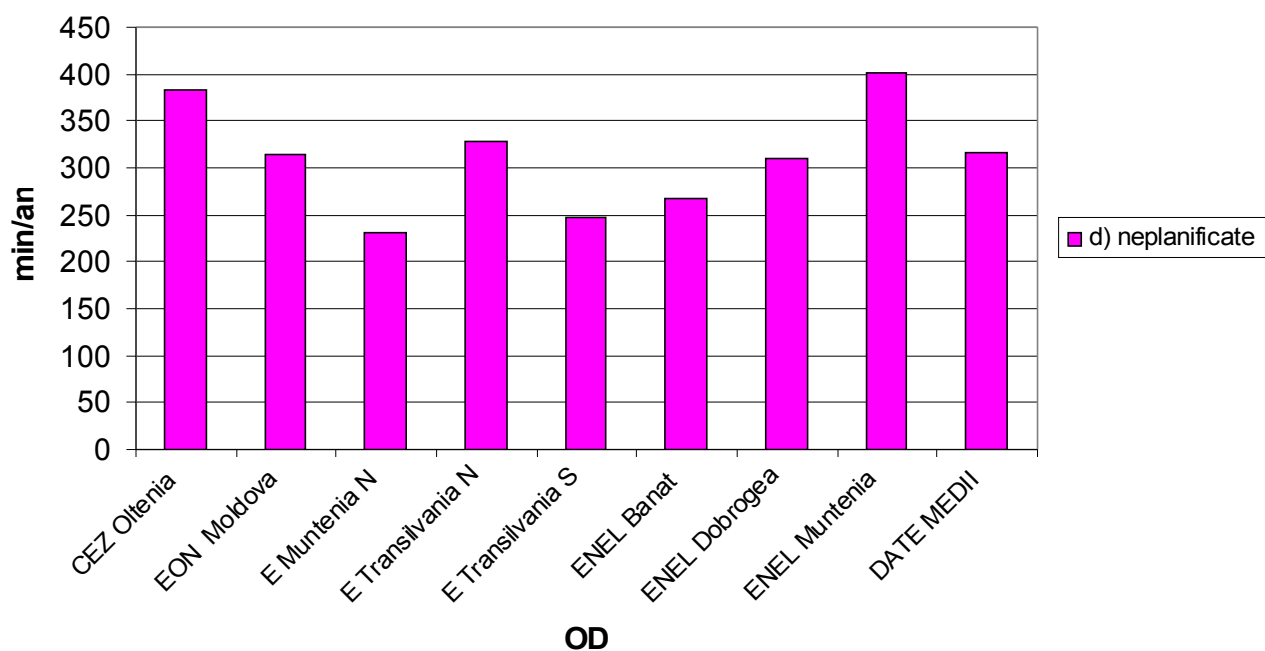
Valori agregate SAIFI urban intreruperi planificate si neplanificate



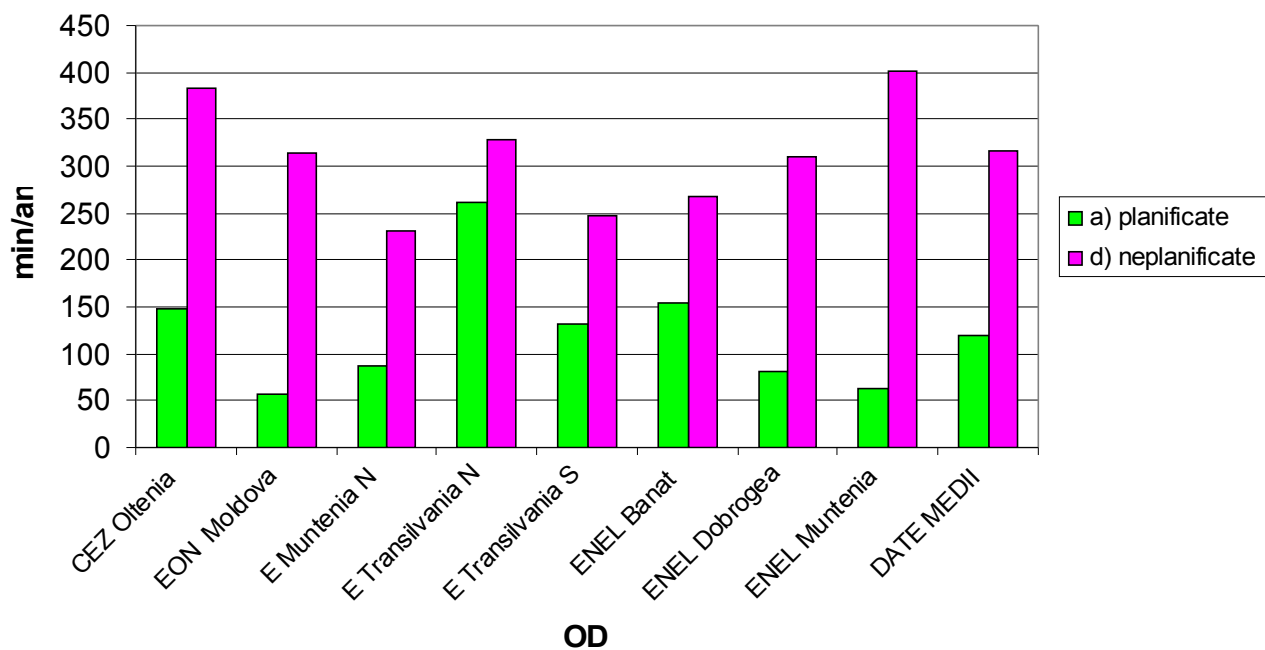
Valori agregate SAIDI urban intreruperi planificate



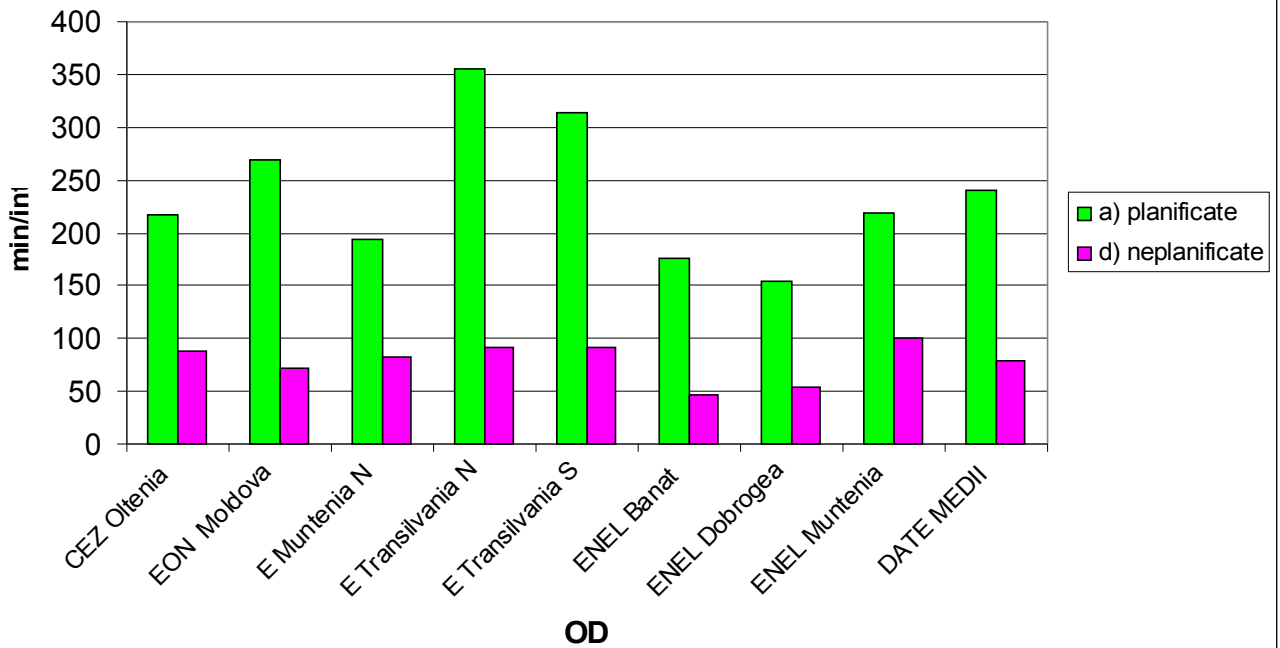
Valori agregate SAIDI urban intreruperi neplanificate



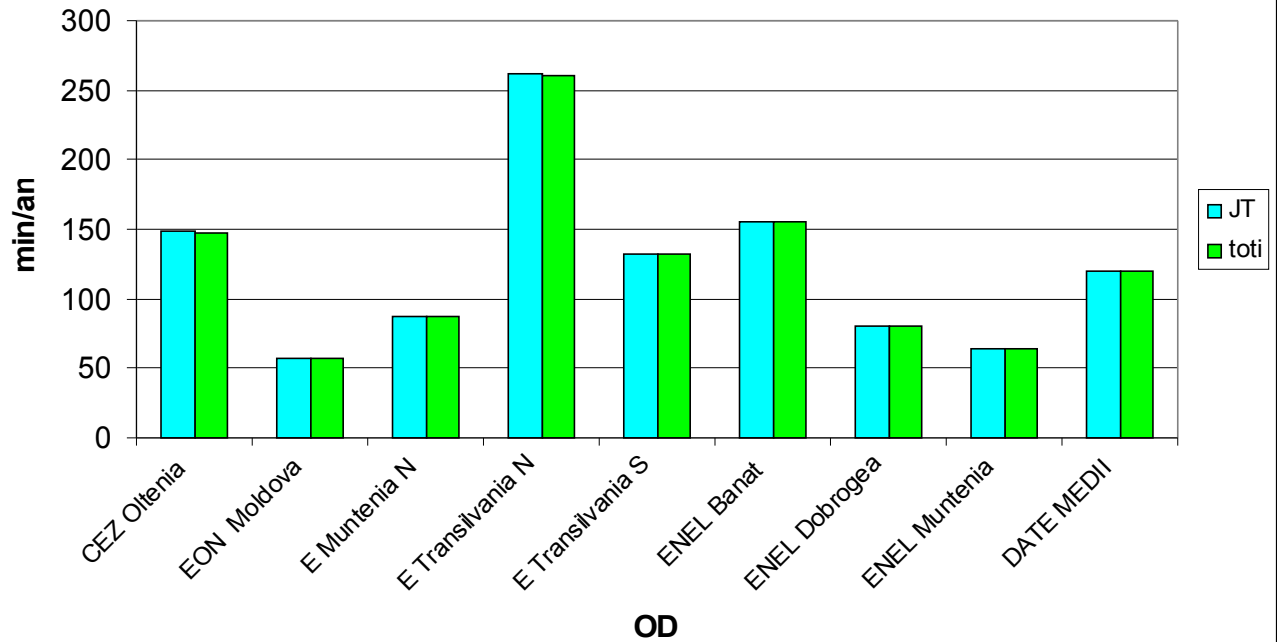
Valori agregate SAIDI urban intreruperi planificate si neplanificate



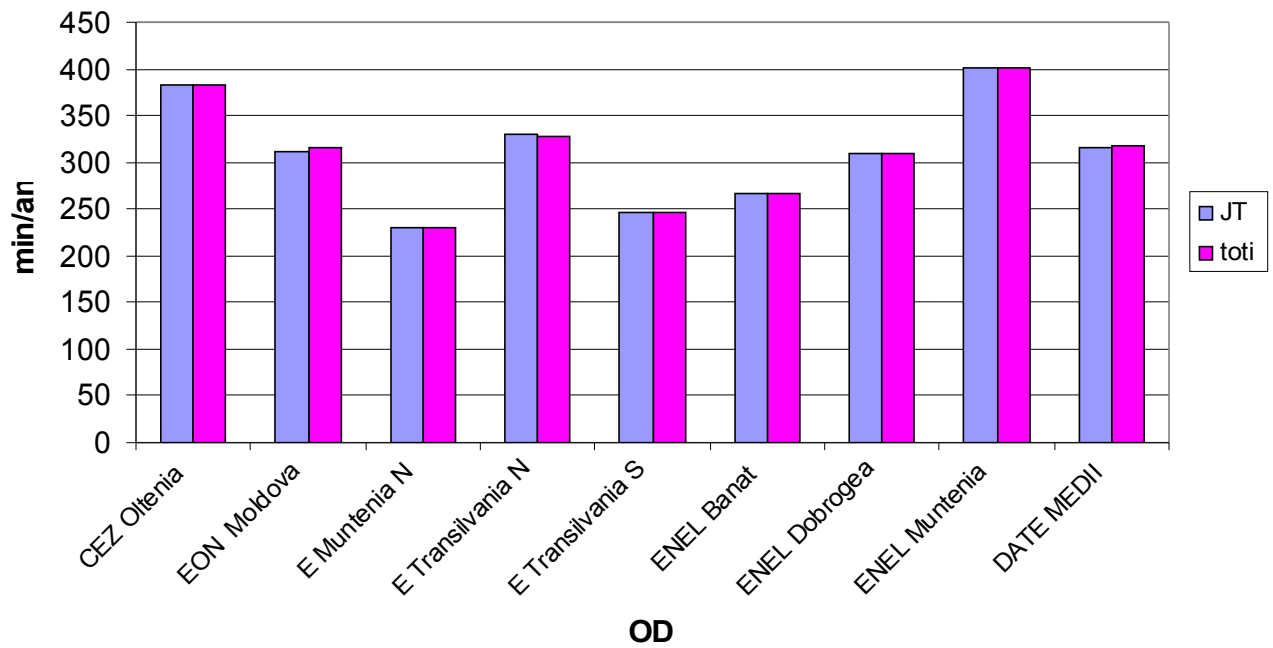
Valori agregate CAIDI urban intreruperi planificate si neplanificate



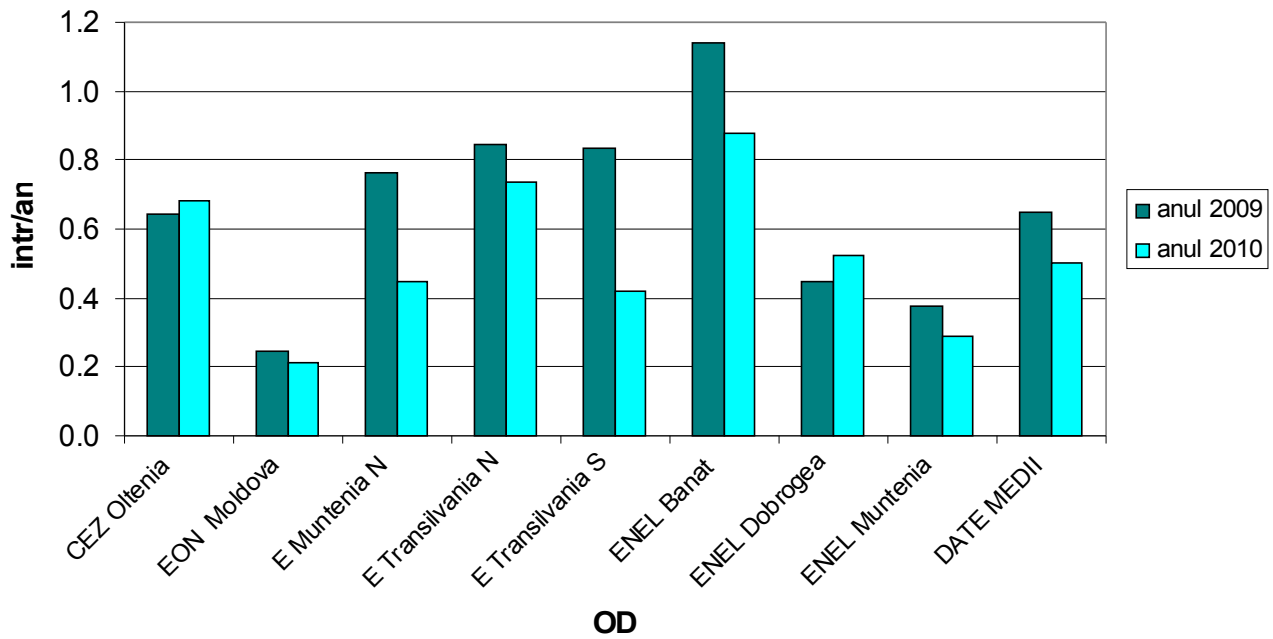
Comparatie SAIDI urban pentru intreruperi planificate



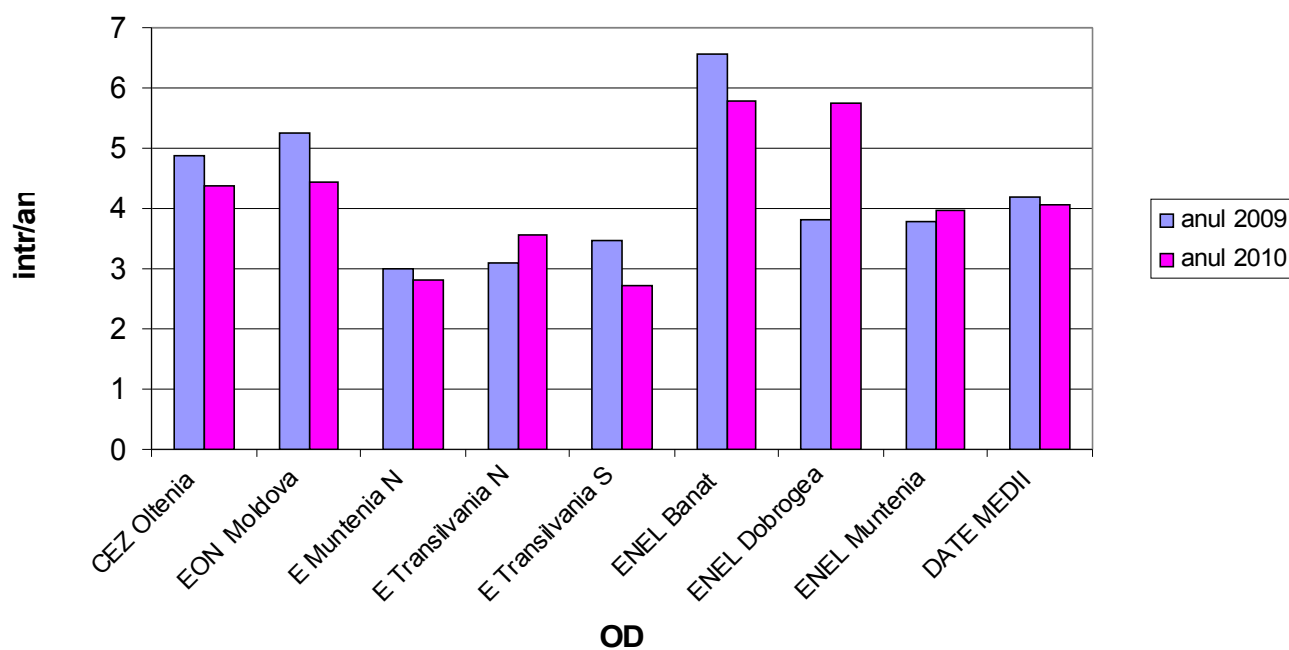
Comparatie SAIDI urban pentru intreruperi neplanificate



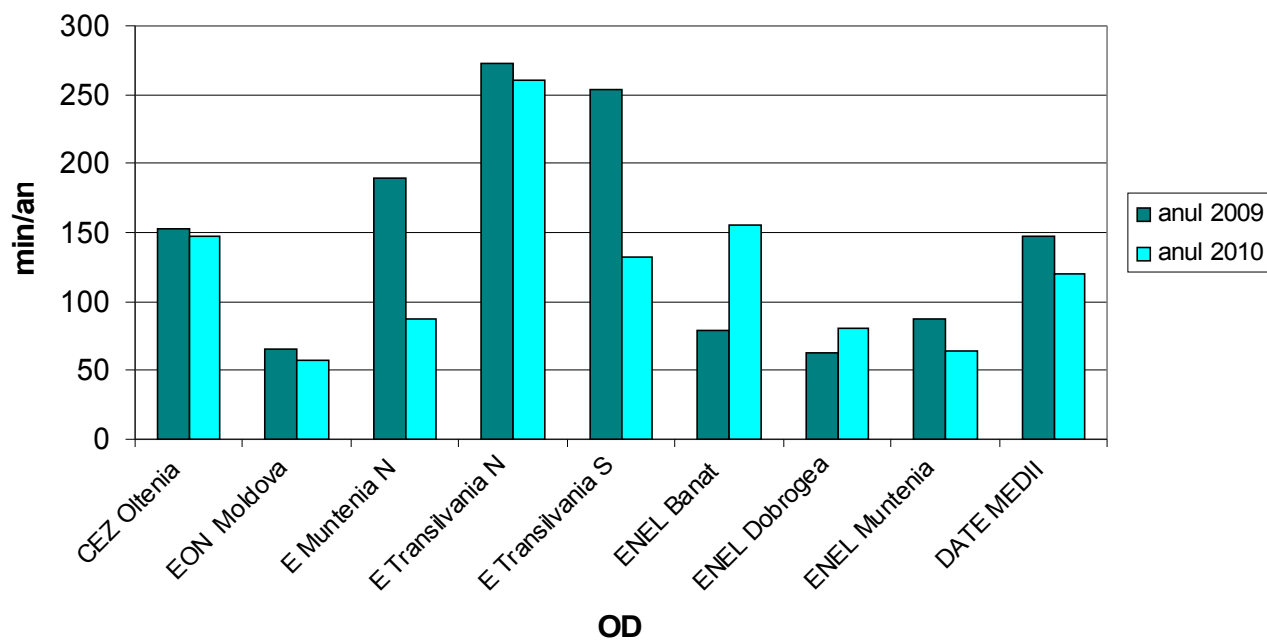
Comparatie SAIFI urban planificat

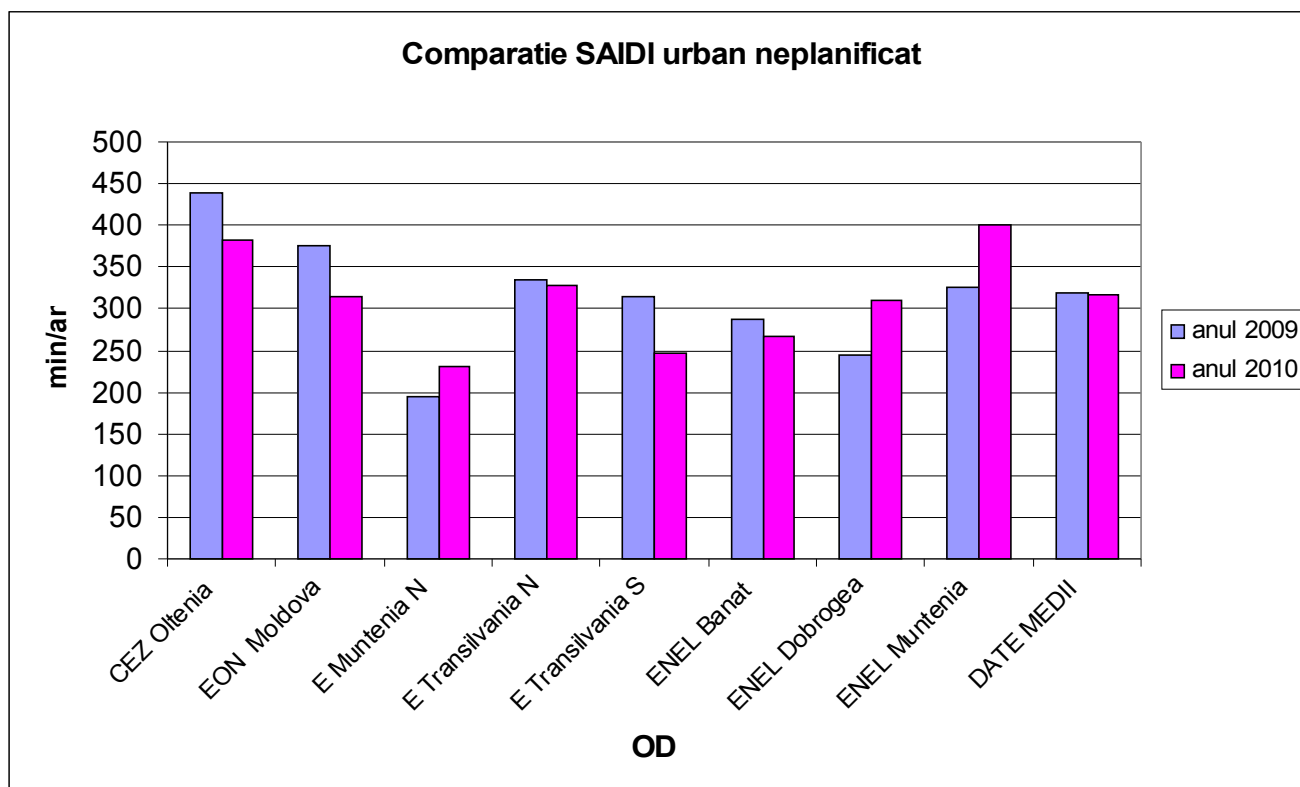


Comparatie SAIFI urban neplanificat



Comparatie SAIDI urban planificat





3. Indicatori de continuitate pentru mediul rural

Din analiza datelor de la OD, se constată că în anul 2010 valorile indicatorilor pentru întreruperile din motive de forță majoră (cazul b) au avut valori semnificative, mai mari decât în 2009. Astfel, SAIDI reprezintă 14 % din totalul întreruperilor neplanificate la nivel de țară, cu valori maxime, de circa 28 % (460 min/an), la E.ON Moldova și de 23 % la Enel Muntenia (430 min/an). Valori foarte mici s-au înregistrat la Electrica Transilvania Nord și Enel Banat (0).

SAIDI din cauza utilizatorilor (cazul c) a avut în general valori foarte mici, sub 3 % din totalul întreruperilor neplanificate la nivel de țară.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, întreruperi planificate, variază relativ mult de la un OD la altul, de la o valoare minimă de 1,5 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Sud la o valoare maximă de 5,3 întreruperi/an pentru Enel Banat și o valoare medie pe țară de 2,3 întreruperi/an.

Valorile agregate pentru SAIFI rural, pentru întreruperi neplanificate (cazul d), variază mult de la un OD la altul, de la o valoare minimă 3,8 întreruperi pe an pentru Electrica Transilvania Sud la o valoare maximă de 18,2 întreruperi pe an pentru Enel Banat și o valoare medie pe țară de 8,6 întreruperi pe an.

Valorile agregate/ de ansamblu pentru SAIDI, pentru întreruperile planificate, variază relativ mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de circa 422 min/an pentru CEZ Oltenia, respectiv valoarea maximă este de circa 1162 min/an pentru Enel Banat și valoarea medie pe țară de 577 min /an. Așa cum s-a menționat, întreruperile planificate afectează mai puțin utilizatorii.

Valorile agregate pentru SAIDI rural, pentru intreruperile neplanificate, variază relativ mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 565 min/an, pentru Electrica Transilvania Sud, respectiv valoarea maximă

este de 1358 min/an pentru CEZ Oltenia, 1356 min/an pentru Enel Muntenia și o valoare medie pe țară de 1041 min/an.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi planificate, sunt omogene, cu o valoare minimă de 192 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și o valoare maximă de 328 min/întrerupere pentru Electrica Transilvania Sud, respectiv o valoare medie pe țară de circa 253 min/întrerupere.

Valorile agregate pentru CAIDI rural, pentru întreruperi neplanificate, variază relativ mult, de la o valoare minimă de circa 65 min/întrerupere pentru Enel Banat, 79 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și o valoare maximă de circa 206 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia Nord, respectiv o valoare medie pe țară de circa 121 min/întrerupere.

De asemenea, s-a făcut o analiză a indicatorilor de continuitate pe categorii de consumatori, după tensiune.

Ca și în mediul urban, marii consumatori alimentați la înaltă tensiune practic nu au suferit întreruperi și de aceea SAIDI la înaltă tensiune nu s-a prezentat în diagrame (SAIDI este 0 pentru întreruperile planificate și 11 min/an, în medie pe țară, pentru întreruperile neplanificate). Indicatorii la înaltă tensiune se pot neglija la calculul indicatorilor agregați, la nivel de OD.

Dupa cum se constată, la SAIDI, întreruperi planificate, la JT, valoarea minimă este de 423 min/an la CEZ Oltenia, valoarea maximă este de 1162 min/an la Enel Banat, la MT valoarea minimă este de 122 min/an la CEZ Oltenia, valoarea maximă este de circa 1453 min/an la Enel Banat, dar valorile medii pe țară sunt apropiate, de 577,7 min/an la JT și 422,7 min/an la MT.

Referitor la SAIDI rural pentru întreruperi neplanificate, la JT, valoarea minimă este de 565 min/an la Electrica Transilvania Sud, valoarea maximă este de 1359 min/an la CEZ Oltenia, la MT valoarea minimă este de 434 min/an la Electrica Transilvania Sud, valoarea maximă este de 1856 min/an la Enel Banat. Valorile medii pe țară sunt foarte apropiate, de 1041,4 min/an la JT și 850 min/an la MT.

Se constată că Electrica Transilvania Sud a avut cei mai buni indicatori de continuitate pentru întreruperile neplanificate (cele mai supărătoare) din mediul rural.

Se observă, de asemenea, ca și în mediul urban, că valorile indicatorilor de continuitate de la JT au valori practic identice cu valorile agregate (indiferent de tensiunea nominală a utilizatorilor), datorită ponderii foarte mari a utilizatorilor de JT. Diferențele sunt foarte mici, sub 0,2%, în unele cazuri de 0,04%.

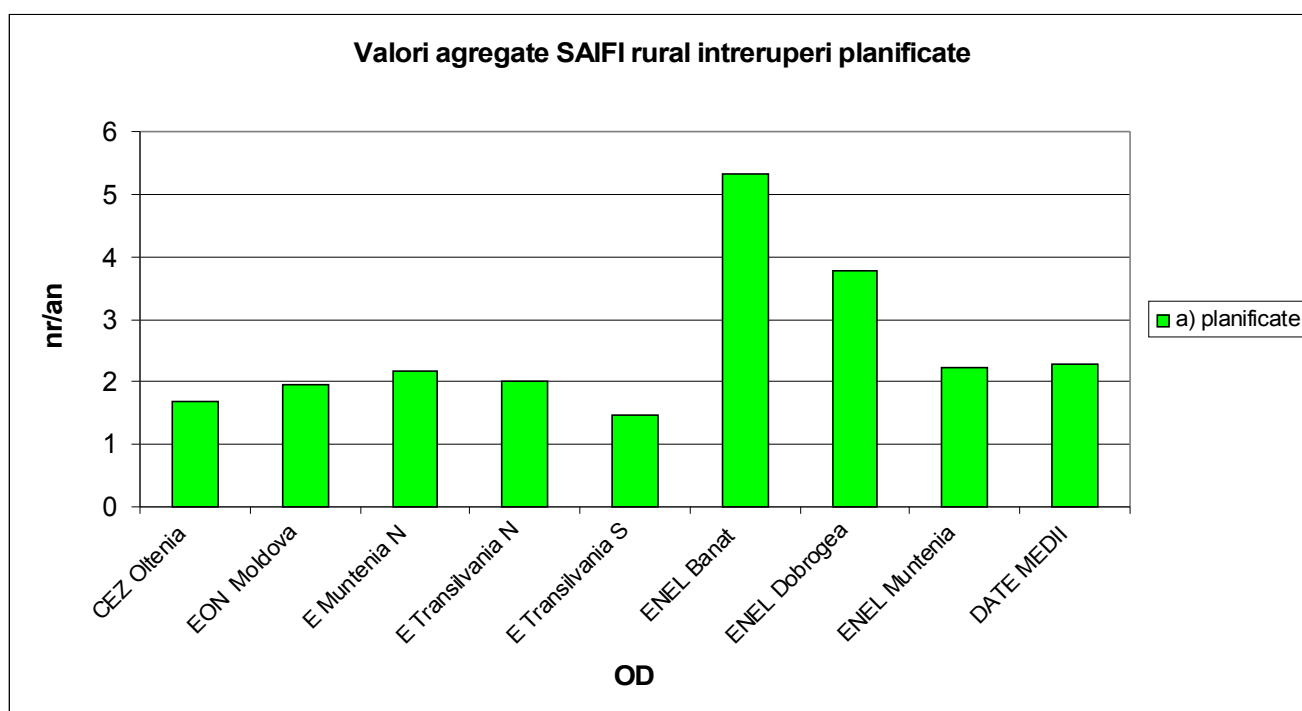
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2009 cu cei din 2010.

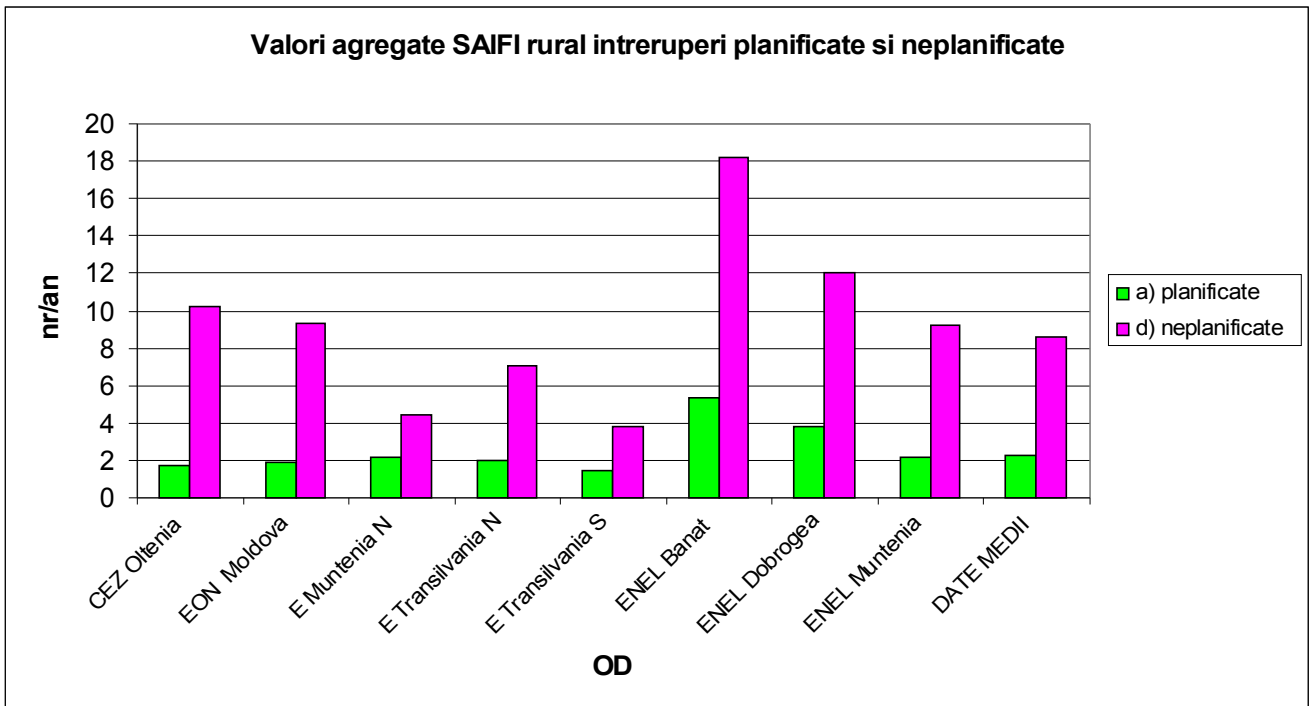
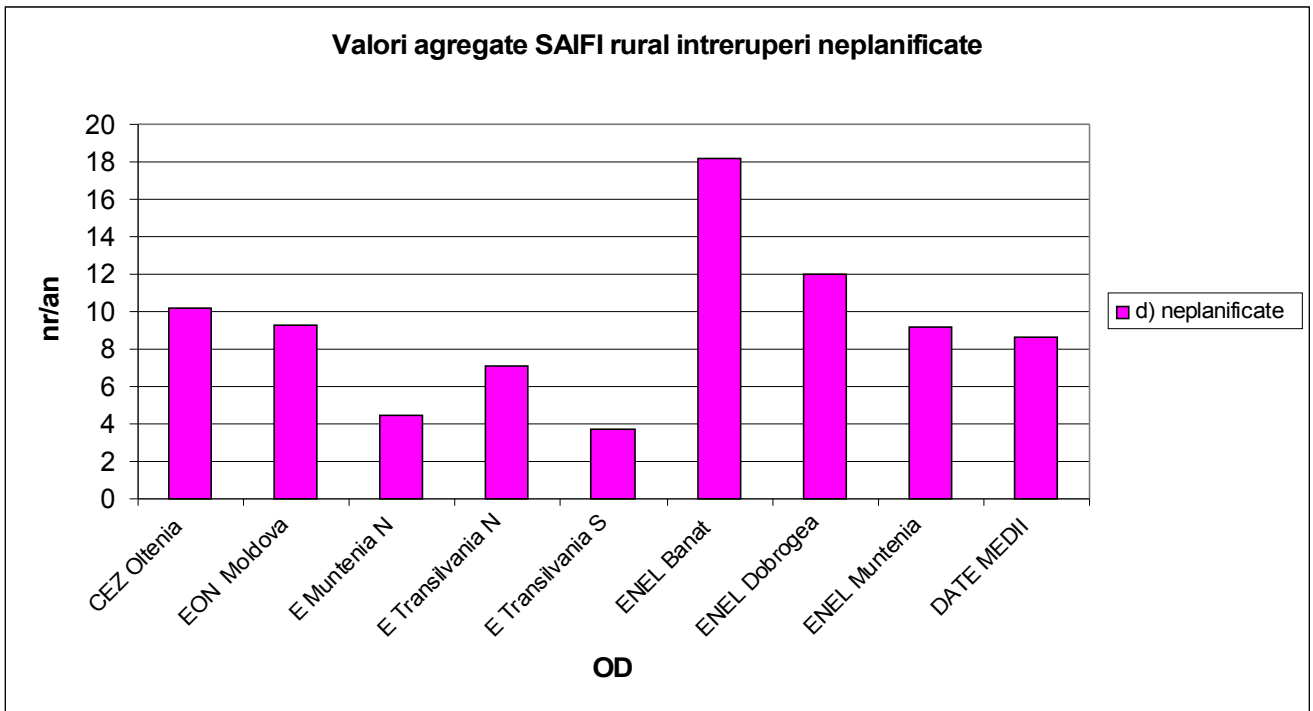
Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 2,5 întreruperi/an în anul 2009 la 2,3 întreruperi/an în anul 2010. De asemenea, se mai constată faptul că SAIFI neplanificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 9,1 întreruperi/an în anul 2009 la 8,6 întreruperi/an în anul 2010.

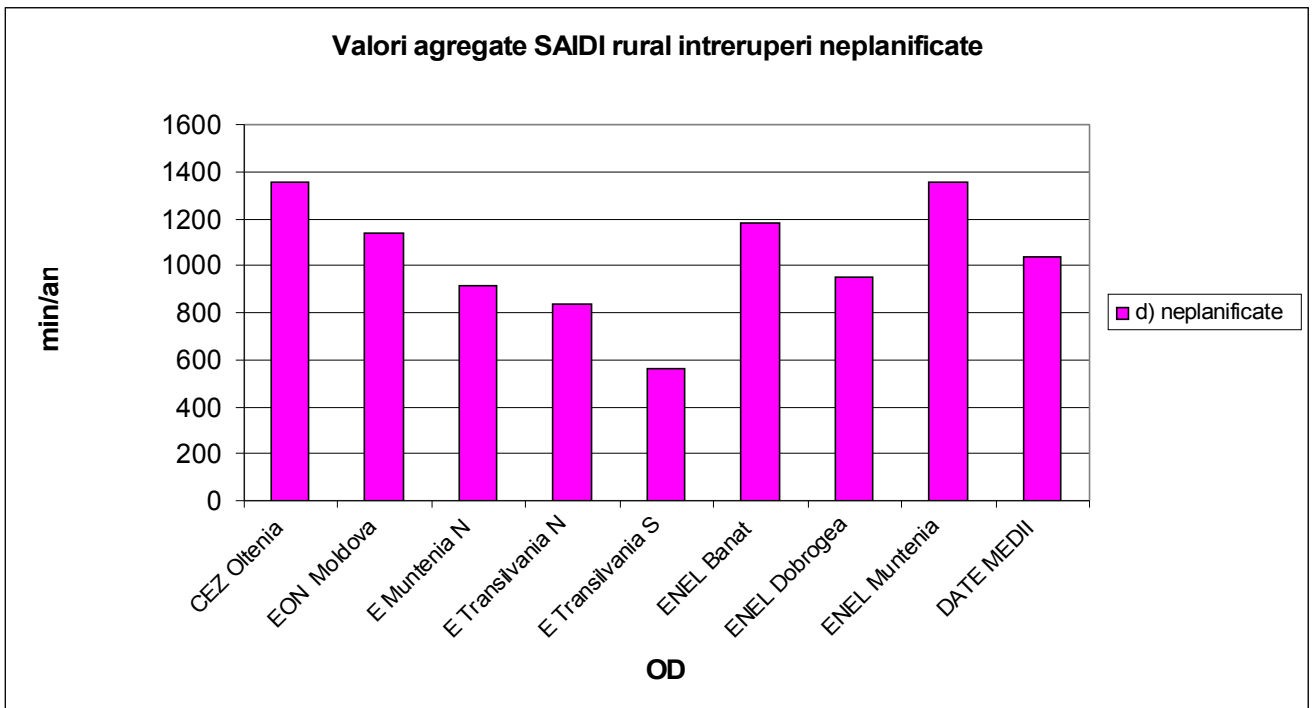
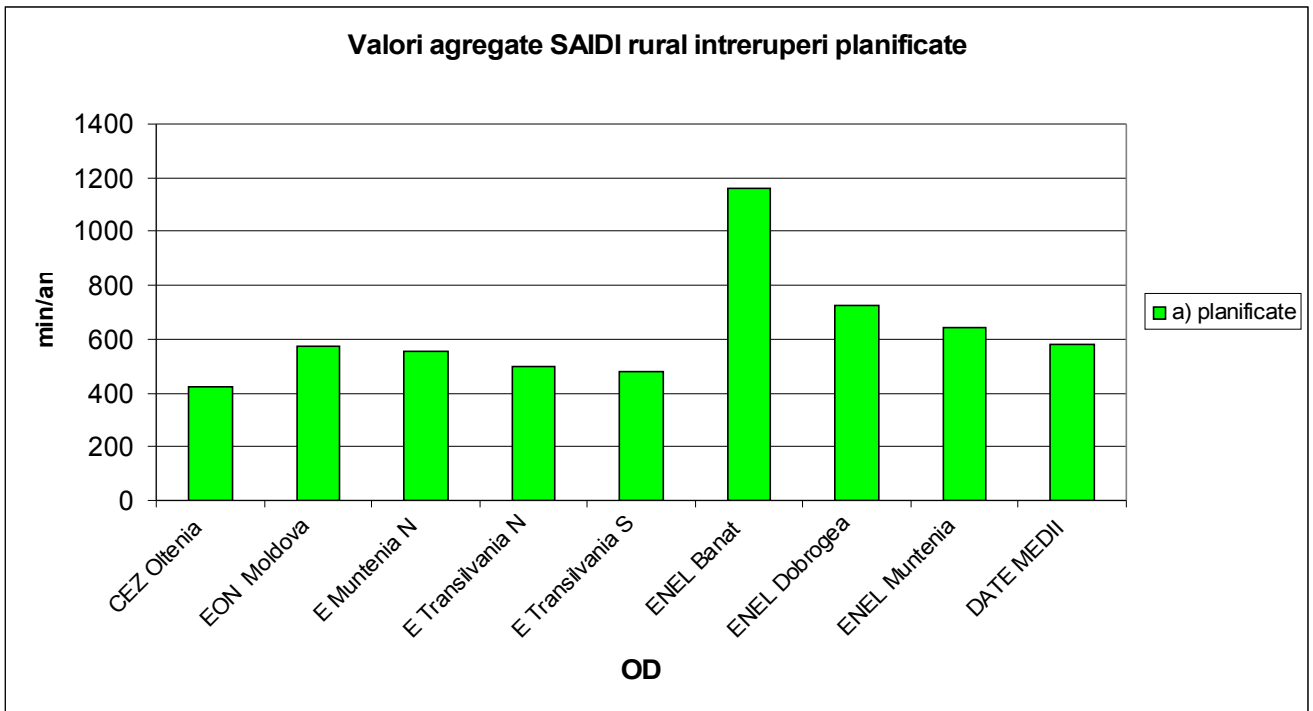
SAIDI planificat a crescut ușor la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 540 min/an în anul 2009 la 577 min/an în anul 2010, dar este preferabil să se facă lucrări planificate, cu caracter preventiv.

SAIDI neplanificat s-a redus la majoritatea OD, în medie cu circa 100 min/an la Electrica Transilvania Nord, Electrica Transilvania Sud, Enel Banat, Enel Dobrogea, dar cel mai mare progres s-a înregistrat la E.ON Moldova, unde s-a redus cu 214 min/an. Pe de altă parte, SAIDI neplanificat a crescut la Electrica Muntenia Nord, cu circa 200 min/an, iar la Enel Muntenia, cu peste 1000 min/an. Ca urmare, valoarea medie pe țară a crescut ușor, de la 1026 min/an în anul 2009 la 1041 min/an în anul 2010.

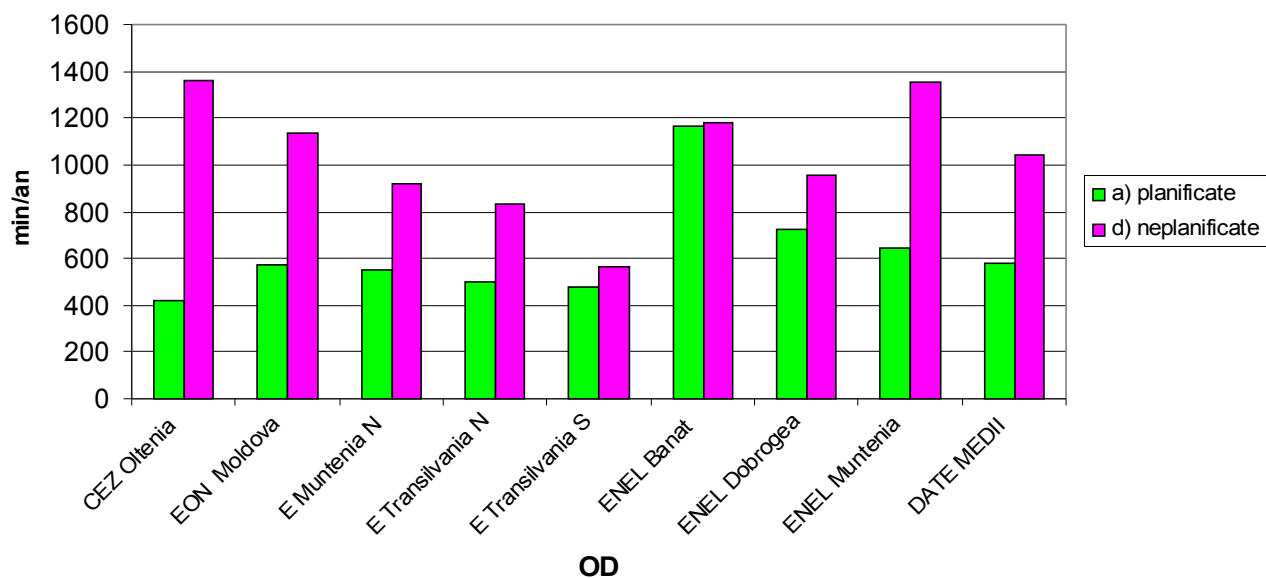
Referitor la aceste date, Enel Muntenia a precizat că: *Diferențele valorice la SAIDI 2010 față de 2009 (și 2008) se justifică prin implementarea și utilizarea aplicațiilor informatice definite, cu ajutorul cărora se înregistrează detaliat întreruperile de lungă durată (cu toate informațiile necesare: tensiune, cauză, etape de reconectare, etc), astfel încât calculul indicatorilor de performanță pe anul 2010 să fie conform condițiilor impuse prin Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.* Se menționează că Enel Muntenia s-a privatizat mai târziu față de Banat și Dobrogea și ca urmare programul automat de TELECONTROL (realizat de SIEMENS Italia), care asigură multe funcții, în primul rând telecontrolul aparatelor de comutație, dar și înregistrarea automată, foarte riguroasă, a întreruperilor, s-a introdus, evident, mai târziu. Practic, se pare că valorile anterioare erau eronate.



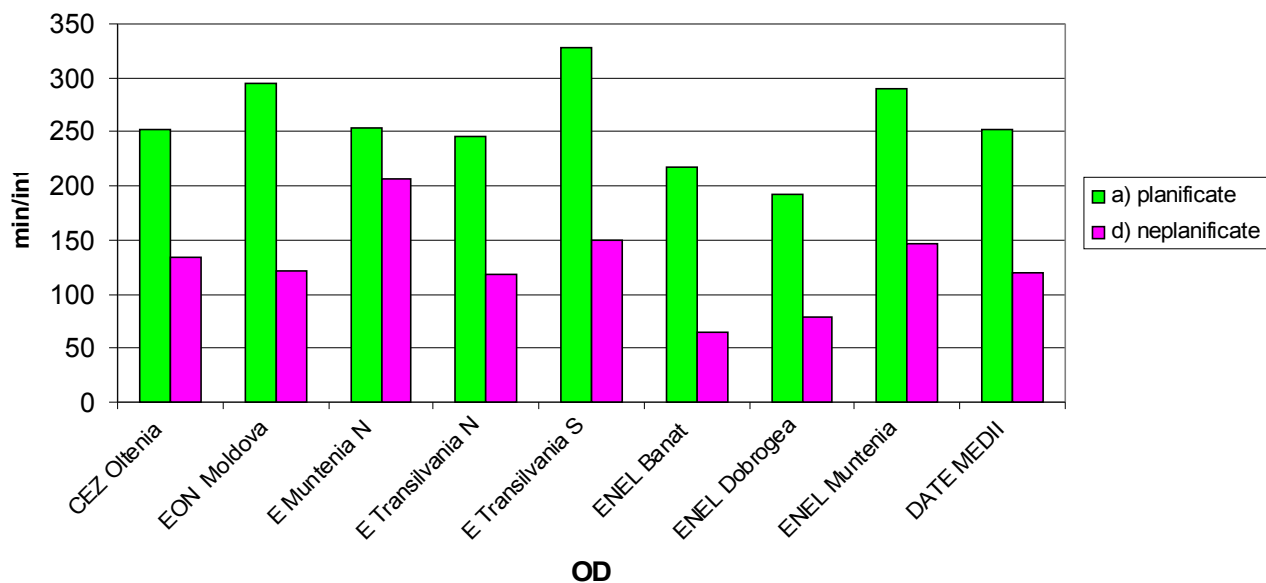


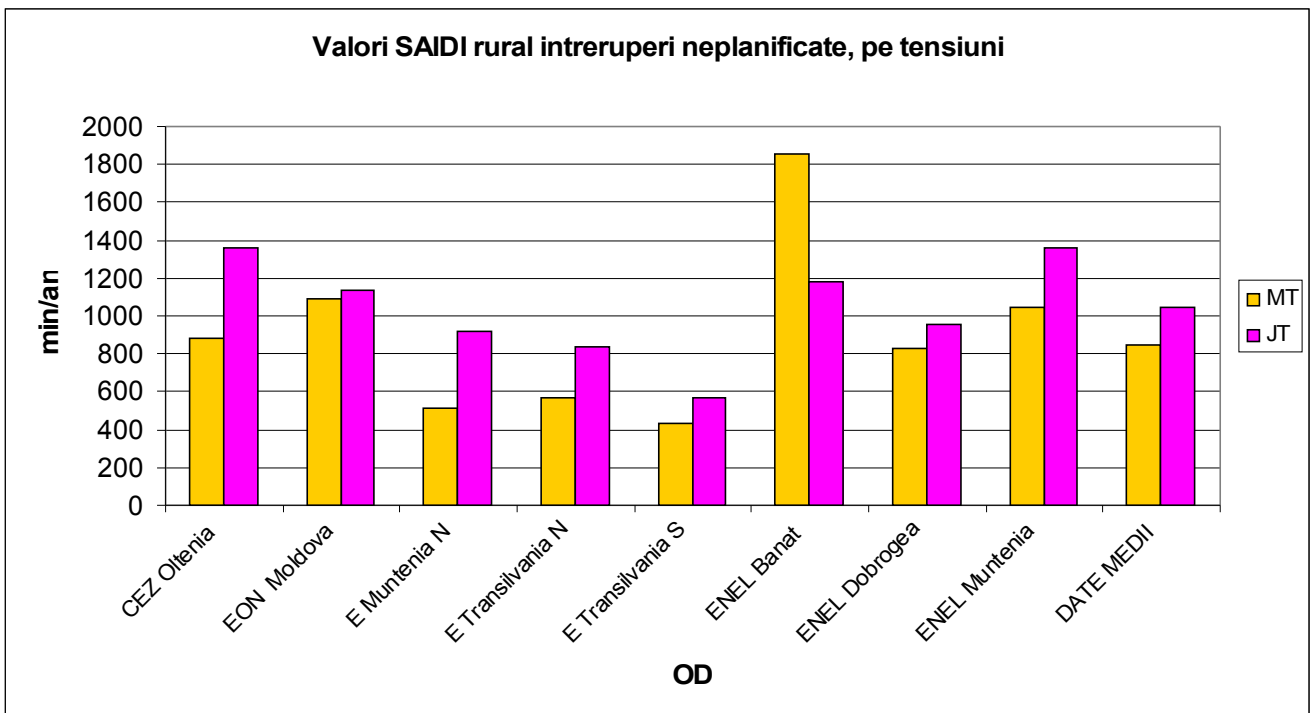
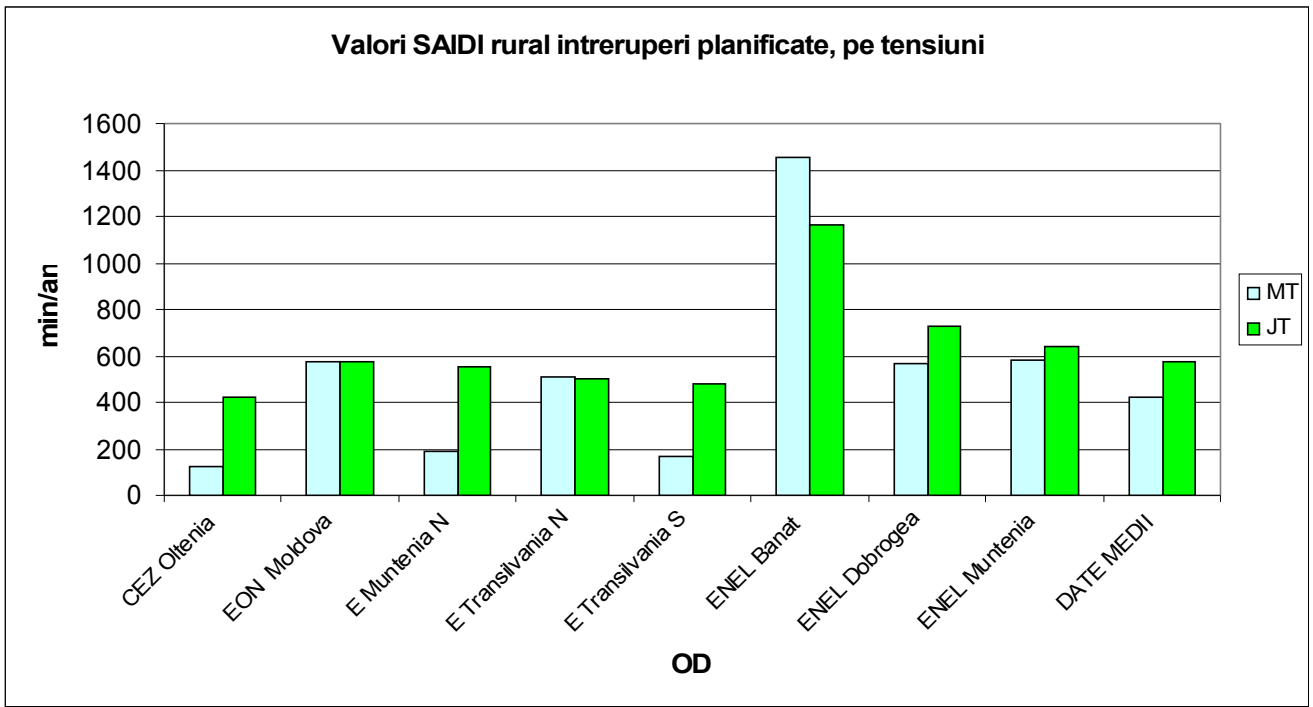


Valori agregate SAIDI rural intreruperi planificate si neplanificate

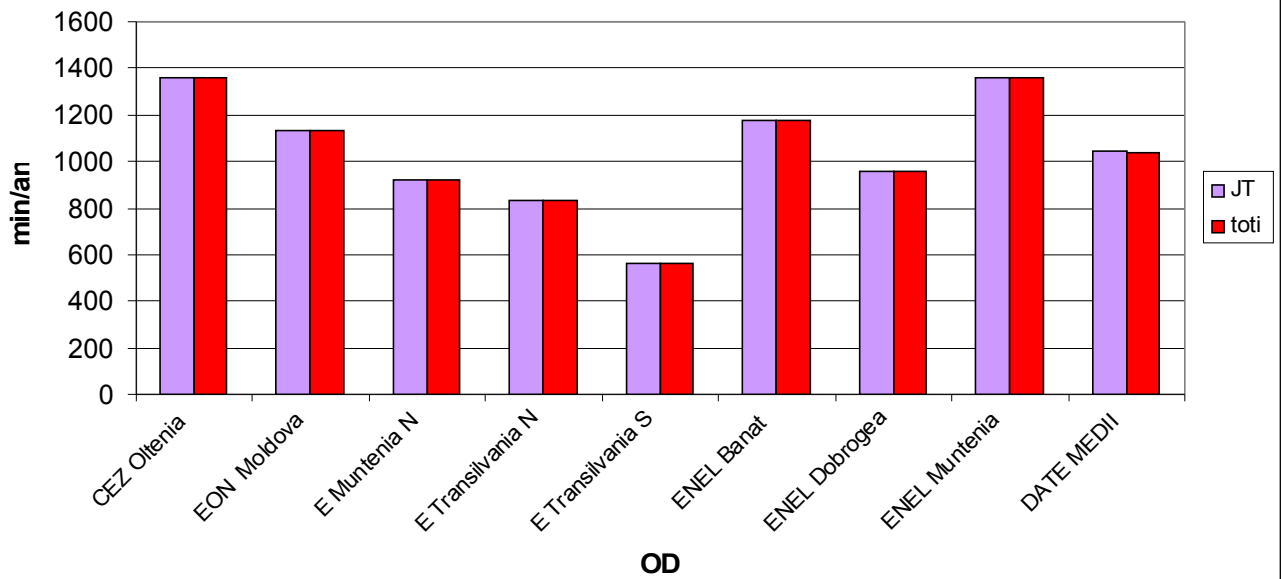


Valori agregate CAIDI rural intreruperi planificate si neplanificate

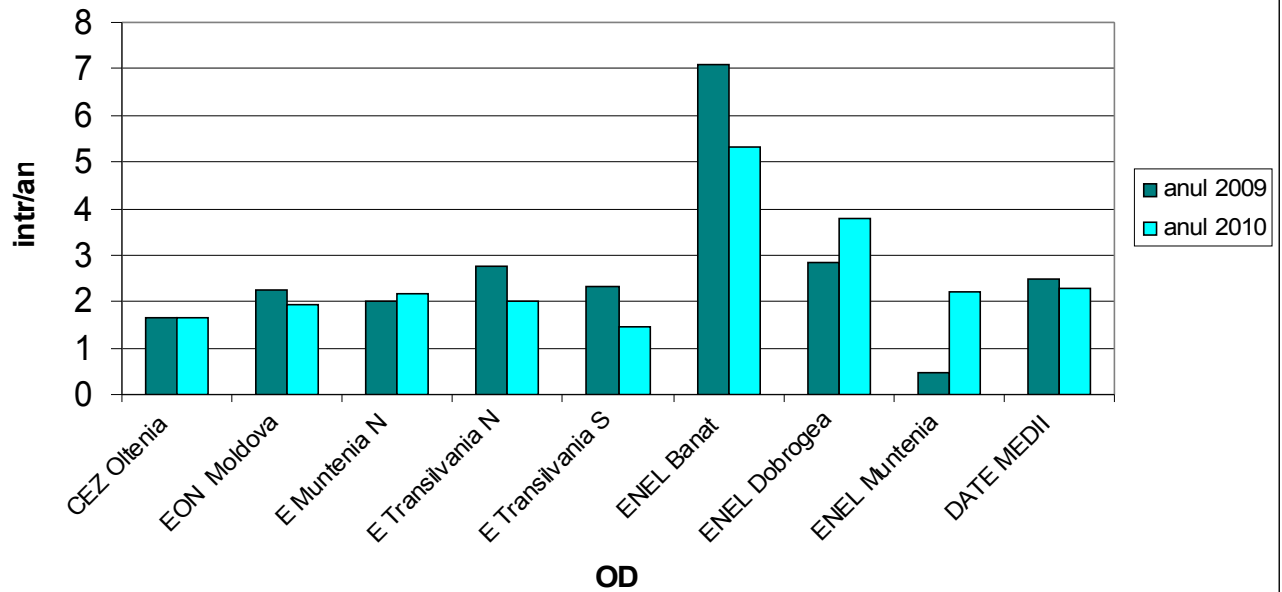


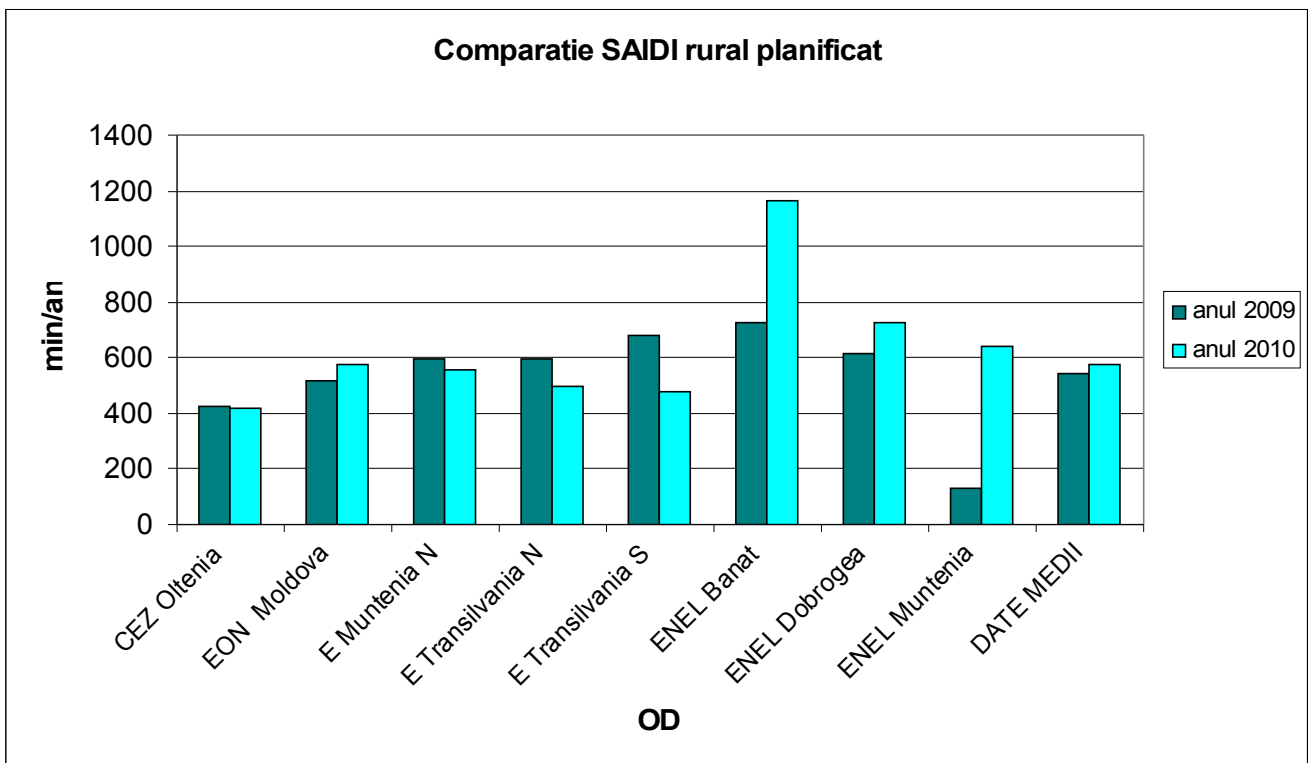
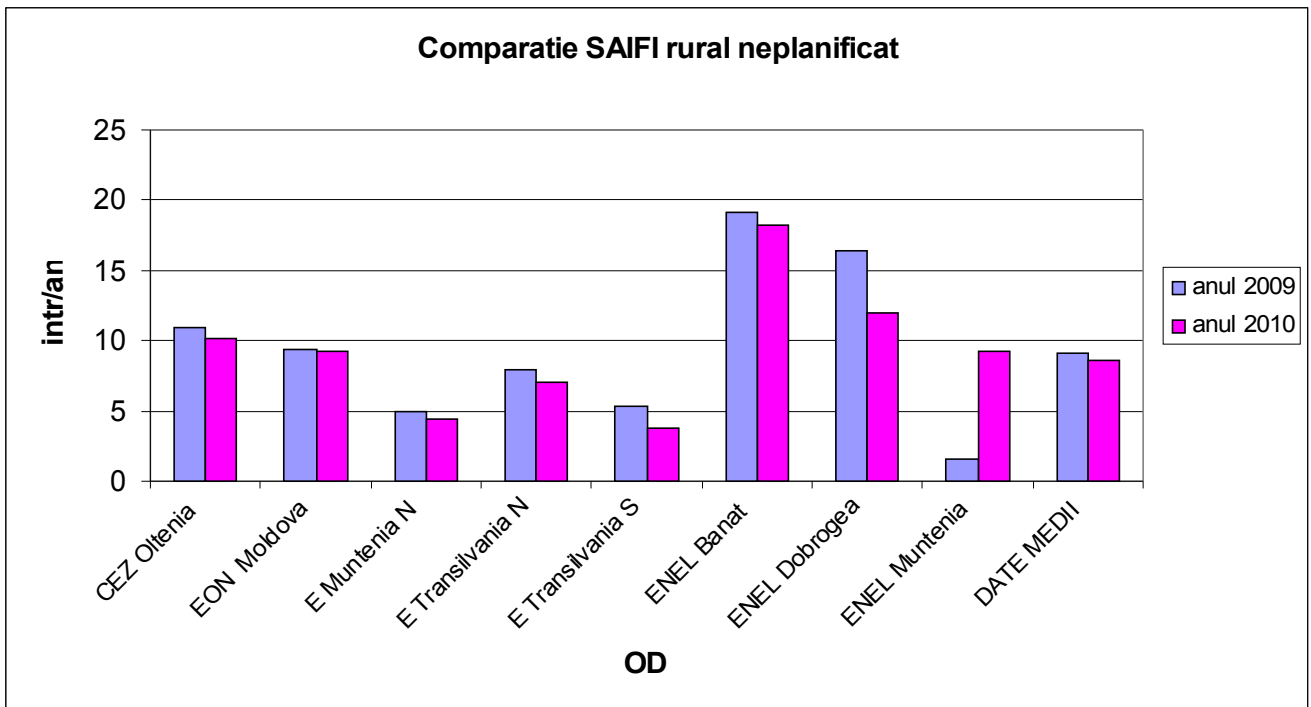


Comparatie SAIDI rural pentru intreruperi neplanificate

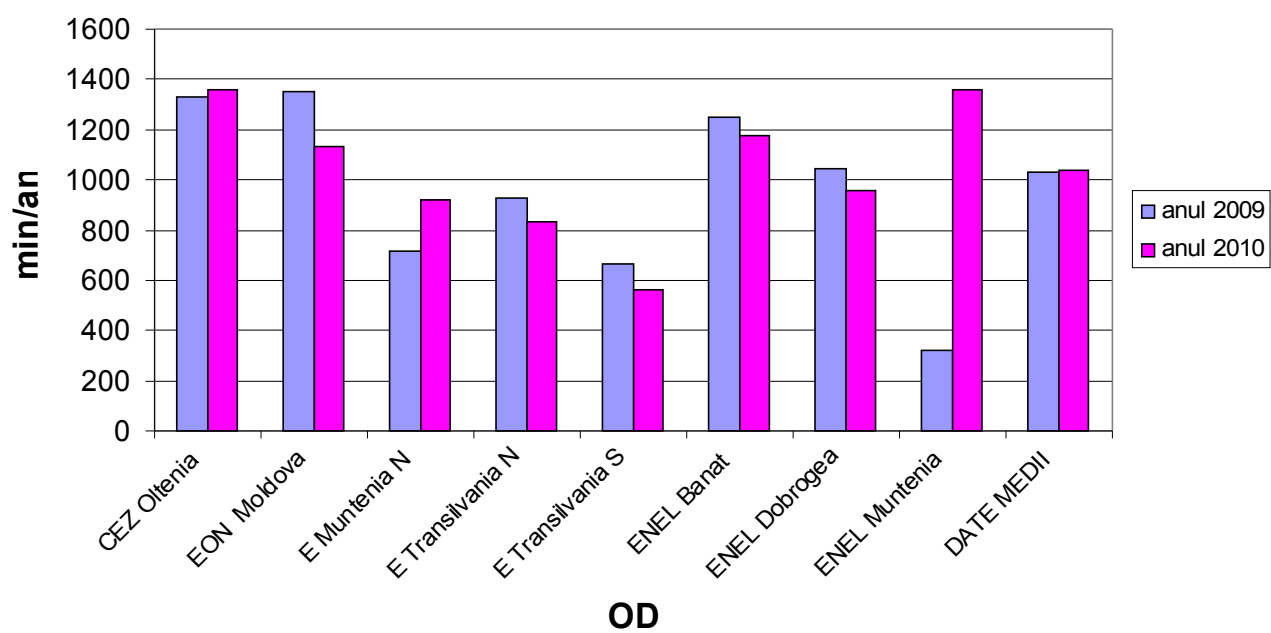


Comparatie SAIFI rural planificat





Comparatie SAIDI rural neplanificat



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

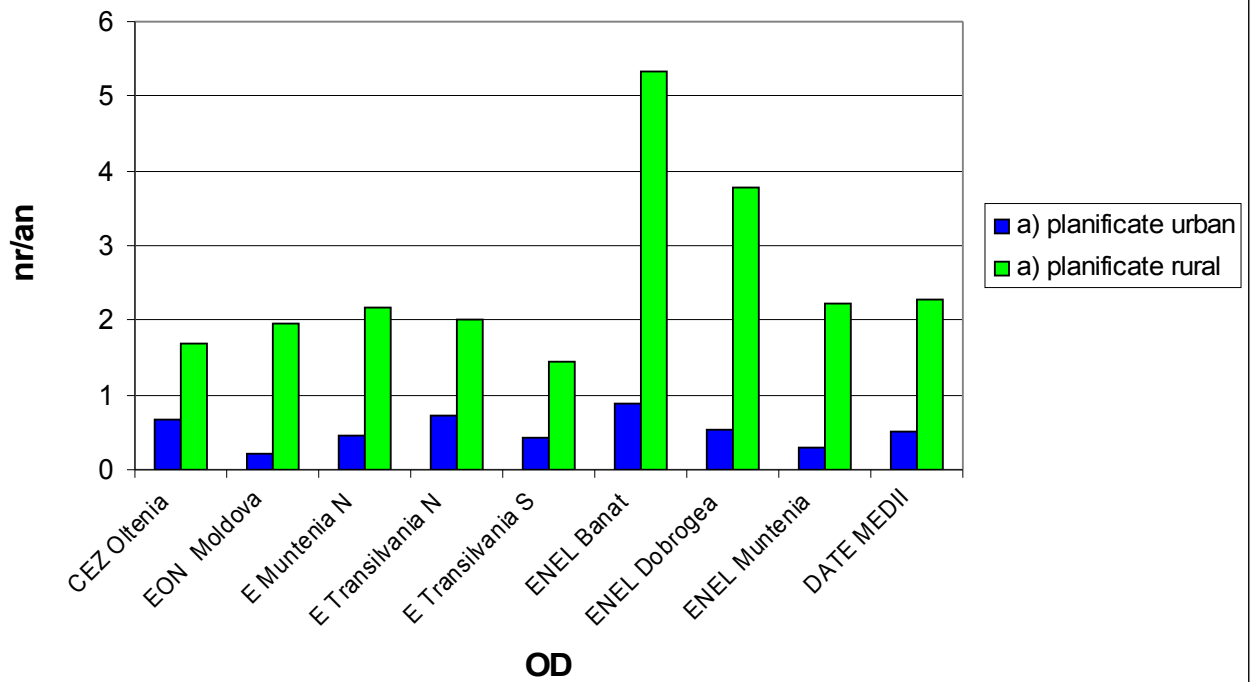
Așa cum rezultă din analiza indicatorilor, continuitatea este mai bună în mediul urban comparativ cu mediul rural. Diferențele sunt determinate de caracteristicile rețelelor de alimentare rurale (alimentare radială prin linii aeriene de joasă sau de medie tensiune, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa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

Marea majoritate a indicatorilor de continuitate, la nivel de OD sau valorile medii pe țară, sunt mai buni pentru mediul urban. Ca o excepție, indicatorii de continuitate la înaltă tensiune sunt la fel de/foarte buni în ambele cazuri (urban/rural). De asemenea, tot ca o excepție, valorile medii pe țară pentru CAIDI, pentru mediul urban și rural, sunt apropiate, de ordinul a 245 min/întrerupere pentru întreruperile planificate, respectiv de ordinul a 80 - 120 min/întrerupere pentru întreruperile neplanificate, deci durata medie a unei întreruperi planificate sau neplanificate nu diferă mult în mediul urban sau rural.

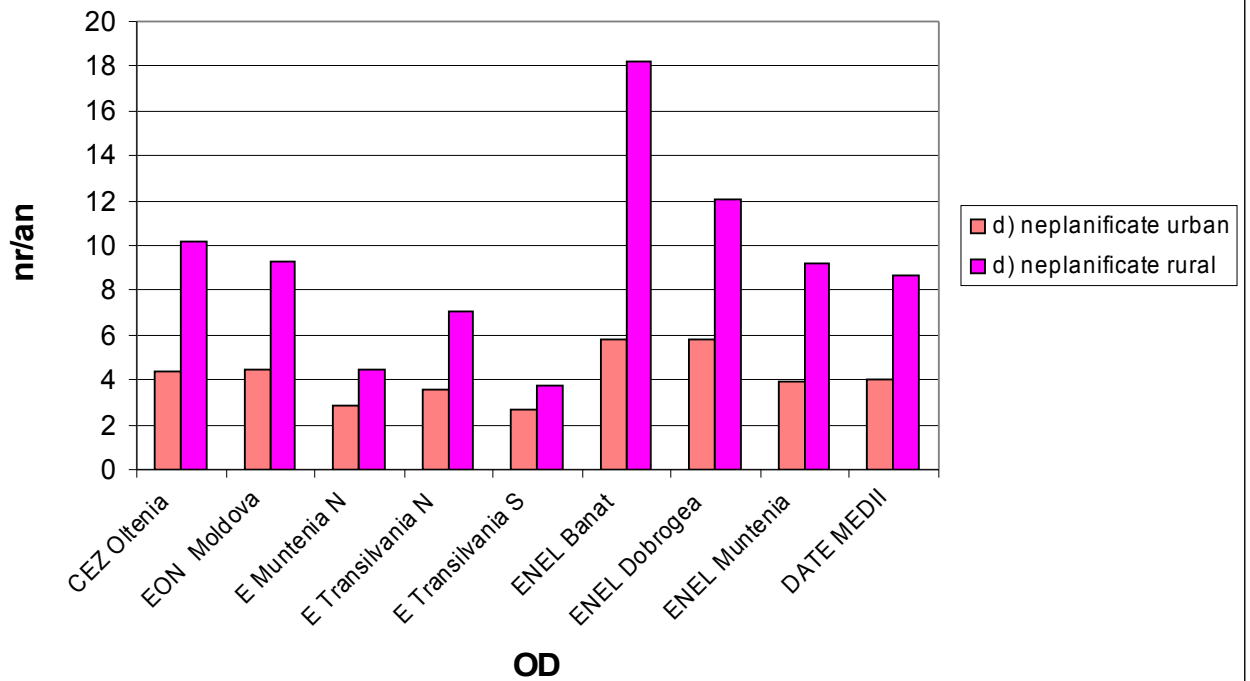
De exemplu, la nivel mediu pe țară, SAIDI agregat pentru întreruperile planificate este de 121 min/an în mediul urban, respectiv de 577 min/an în mediul rural, iar SAIDI agregat pentru întreruperile neplanificate este de 317 min/an în mediul urban, respectiv de 1041 min/an în mediul rural, orientativ valori de trei - cinci ori mai mari în mediul rural. 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	147.9	57.1	87.1	260.9	131.9	155.0	80.3	63.8	121
SAIDI a planificat	rural	421.8	574.2	552.9	498.4	477.7	1162.3	726.1	642.9	577
SAIDI d neplanificat	urban	383.2	314.9	230.9	328.2	246.5	267.6	310.0	401.3	317
SAIDI d neplanificat	rural	1358.1	1135.3	917.6	835.2	565.1	1179.6	954.8	1355.8	1041

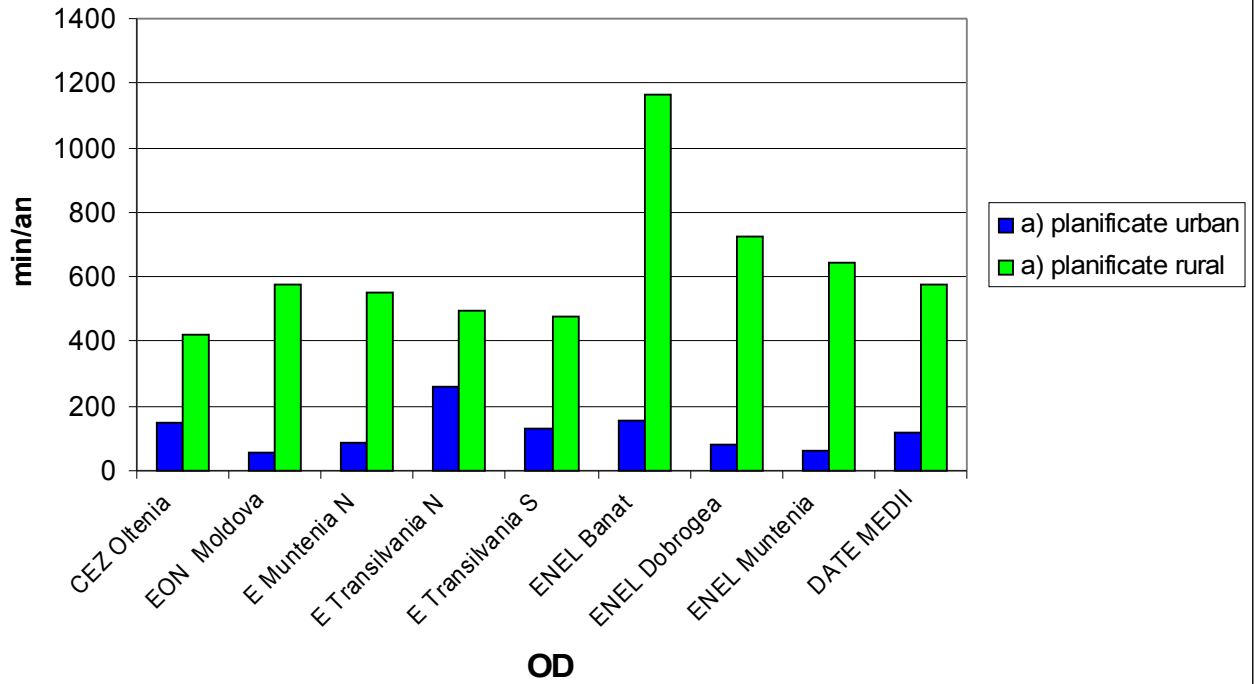
Comparatie SAIFI intreruperi planificate



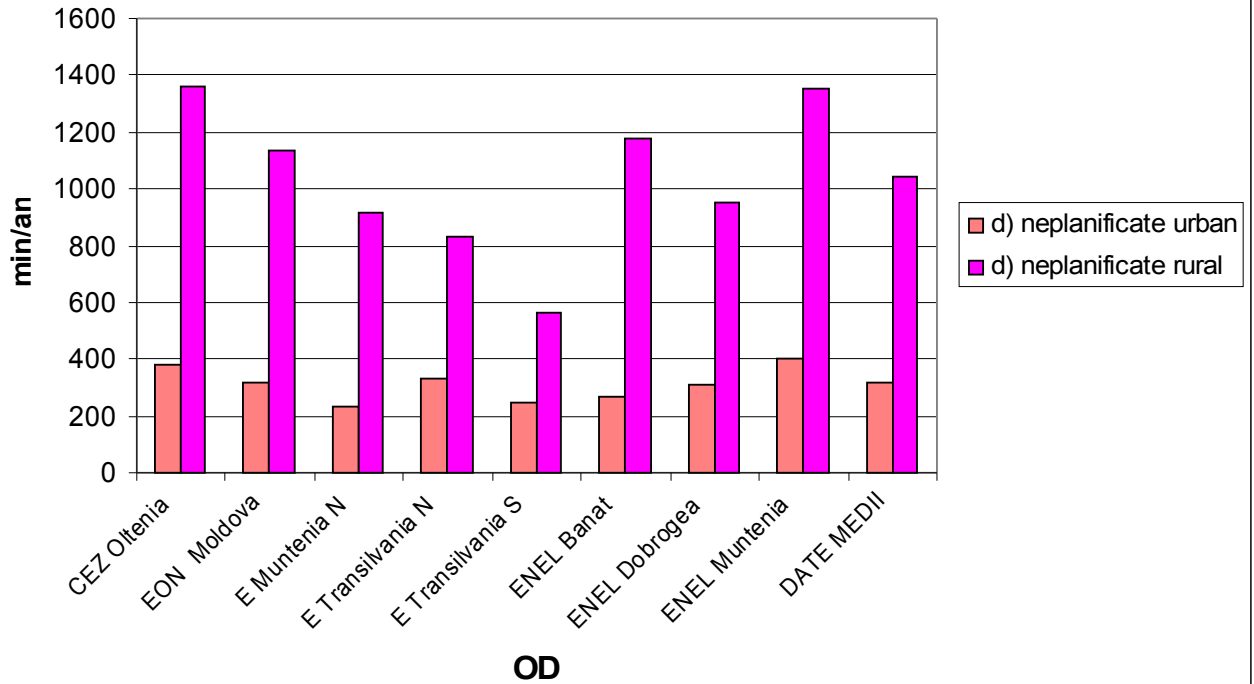
Comparatie SAIFI intreruperi neplanificate



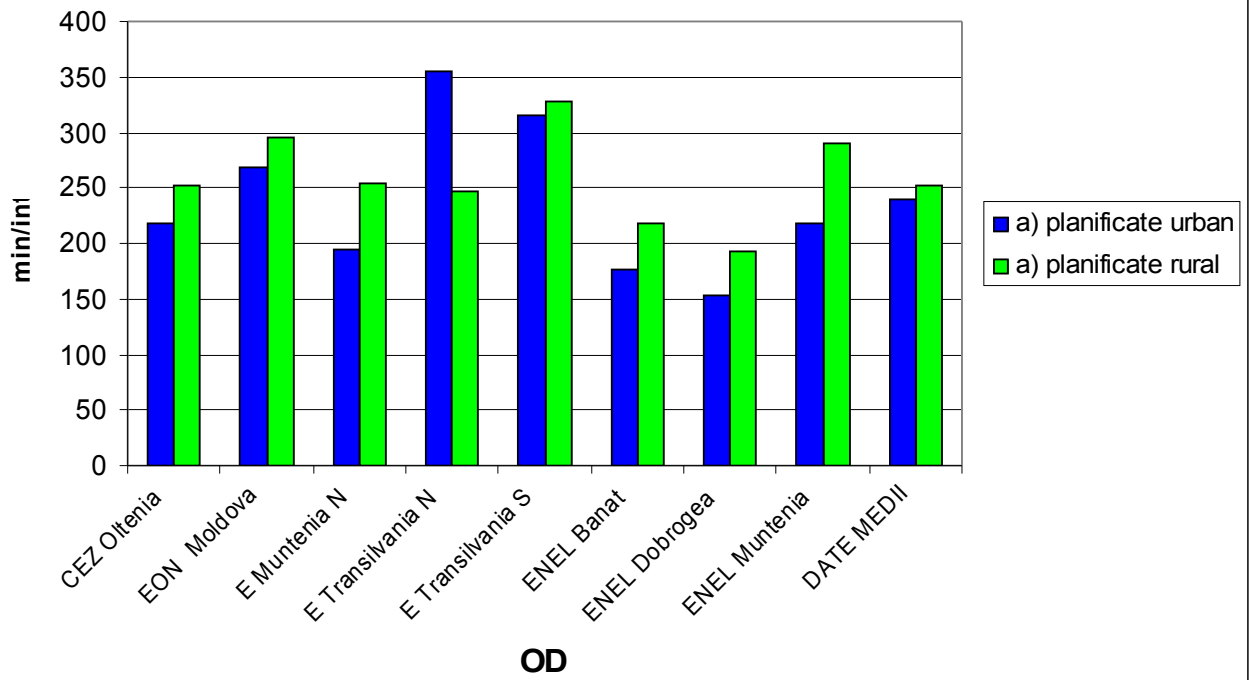
Comparatie SAIDI intreruperi planificate



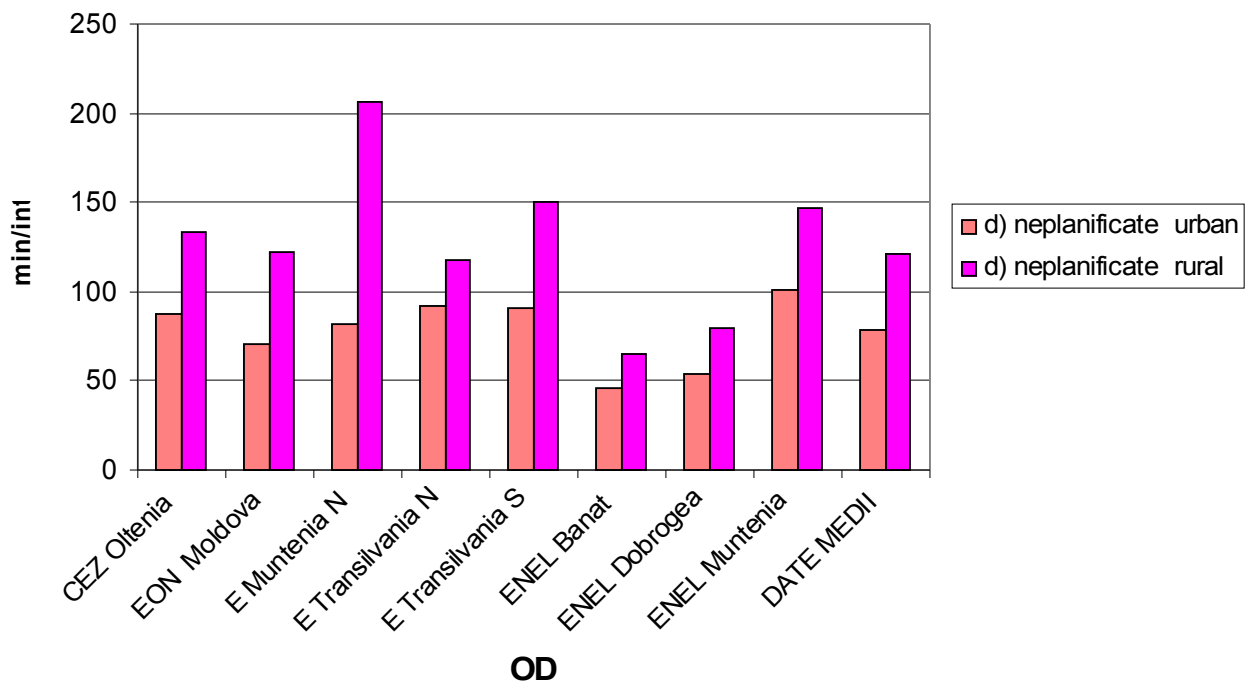
Comparatie SAIDI intreruperi neplanificate

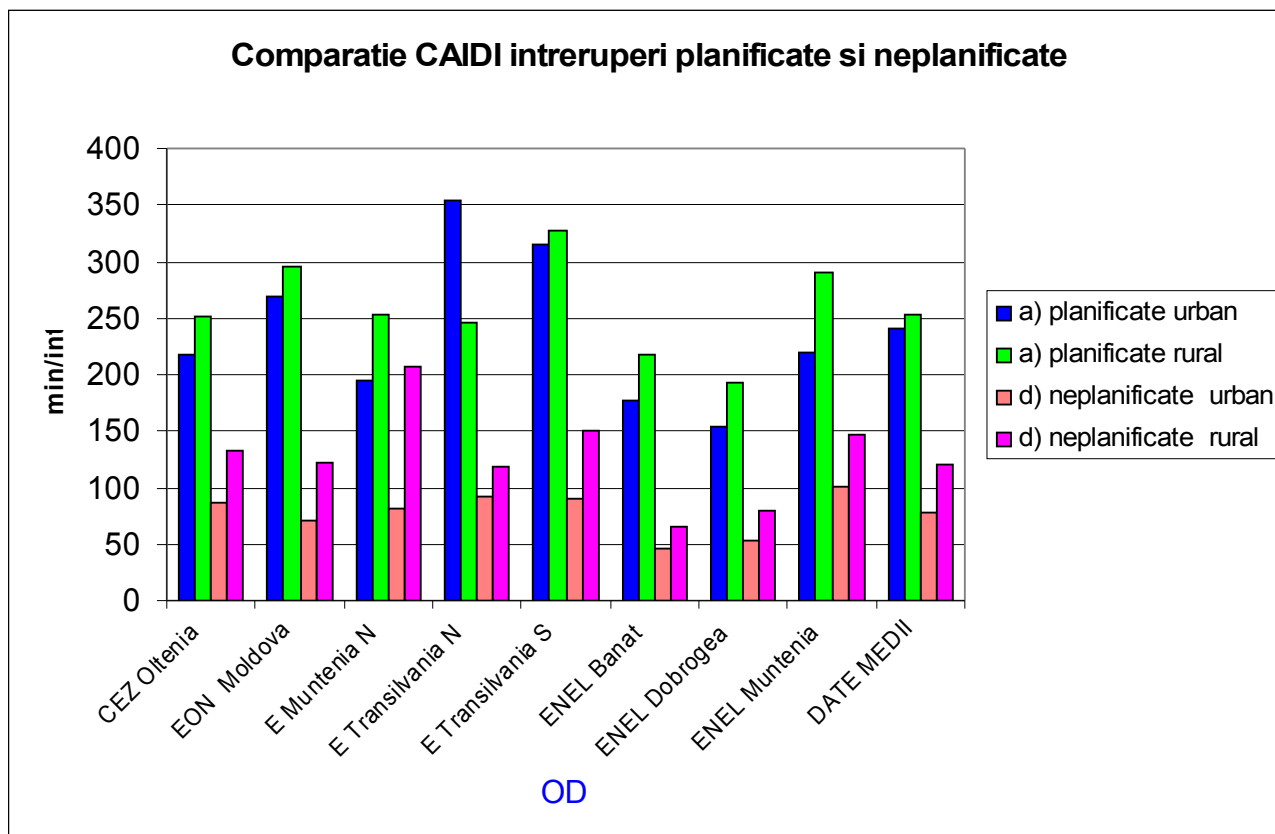


Comparatie CAIDI intreruperi planificate



Comparatie CAIDI intreruperi neplanificate





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

Valorile agregate ale indicatorilor de continuitate, adică de ansamblu, pentru toate categoriile de consumatori (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.

În general, valorile indicatorilor pentru întreruperile din motive de forță majoră au avut în anul 2010 valori relativ mici, uneori neglijabile, cu excepția E.ON Moldova și Enel Muntenia, unde s-au înregistrat o serie de viscole de mare intensitate, inundații sau alunecări de teren, etc, respectiv situații de forță majoră. De altfel, și experiența europeană în domeniu a demonstrat că indicatorii pentru forță majoră au valori semnificative numai în situații excepționale, de exemplu acum câțiva ani în țările afectate de inundații.

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).

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi planificate, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,6 întreruperi/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 2,5 întreruperi/an pentru Enel Banat, respectiv o valoare medie pe țară de 1,3 întreruperi/an (circa 1 întrerupere/an în țările europene avansate).

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIFI, întreruperi neplanificate, variază destul de mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 3,1 întreruperi/an pentru Electrica Transilvania Sud, iar valoarea maximă

de 10,2 întreruperi/an pentru Enel Banat, respectiv o valoare medie pe țară de 6,1 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. În tabelul de mai jos se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate și neplanificate în principal din cauza OD (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este (foarte) rar folosită, din cauza caracterului diferit 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]	1.25	1.19	1.34	1.35	0.83	2.47	1.94	0.57	1.30
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [intr/an]	7.70	7.17	3.66	5.25	3.13	10.23	8.49	4.72	6.10
SAIFI total [intr/an]	8.95	8.36	5.01	6.60	3.97	12.71	10.43	5.29	7.40

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi planificate, variază relativ mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 147 min/an pentru Enel Muntenia, iar valoarea maximă de 516 min/an pentru Enel Banat, cu o valoare medie pe țară de 324 min/an (circa 40 - 250 min/an în țările avansate).

Valorile agregate de ansamblu pentru SAIDI, întreruperi neplanificate, sunt mai omogene, au valori cuprinse între 374 min/an pentru Electrica Transilvania Sud și 941 min/an pentru CEZ Oltenia, respectiv o valoare medie pe țară de 639 min/an (circa 100 - 300 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 2010, performanțele maxime de ansamblu au fost stabilite de OD Electrica Transilvania Sud (374 min/an), urmat de Enel Muntenia (538 min/an) și Electrica Transilvania Nord (570 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	Electrica Transilvania S	ENEL Muntenia	Electrica Transilvania N	Electrica Muntenia N	ENEL Dobrogea	ENEL Banat	E.ON Moldova	CEZ Oltenia	DATE MEDII
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	270.0	146.6	374.0	327.7	361.6	515.8	347.5	304.5	324
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	373.8	537.7	569.7	585.6	590.9	594.3	775.6	940.6	639
SAIDI total [min/an]	643.8	684.3	943.7	913.3	952.5	1110.2	1123.1	1245.1	963

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI, întreruperi planificate, sunt omogene, variind între 187 min/întrerupere pentru Enel Dobrogea și 324 min/întrerupere pentru Electrica Transilvania Sud, cu o valoare medie pe țară de 250 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, sunt omogene, variind între 58 min/întrerupere pentru Enel Banat și 160 min/întrerupere pentru Electrica Muntenia N, cu o valoare medie pe țară de 105 min/întrerupere. Se constată că, prin măsurile luate, Enel Banat are timpul minim la o întrerupere (timpul de restabilire a alimentării după un incident). Se mai observă că indicatorul CAIDI are valori mai mari pentru întreruperile planificate, ceea ce este foarte bine.

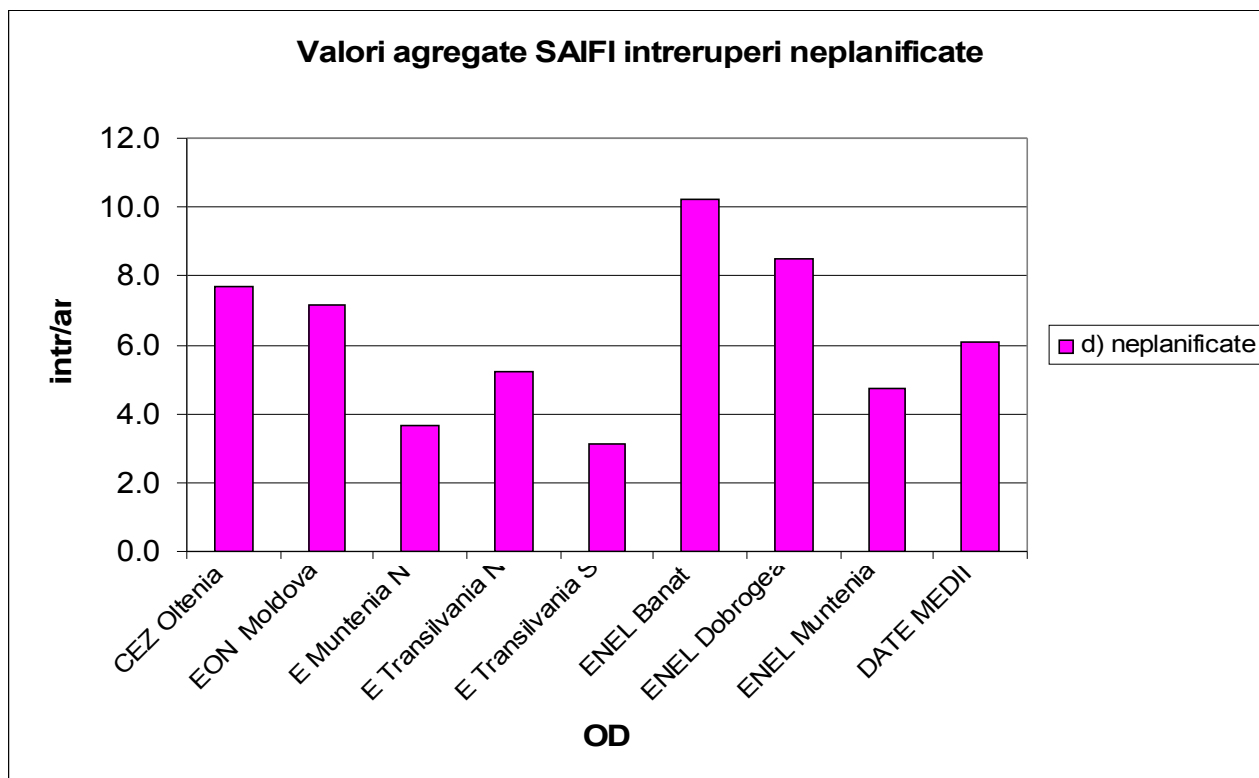
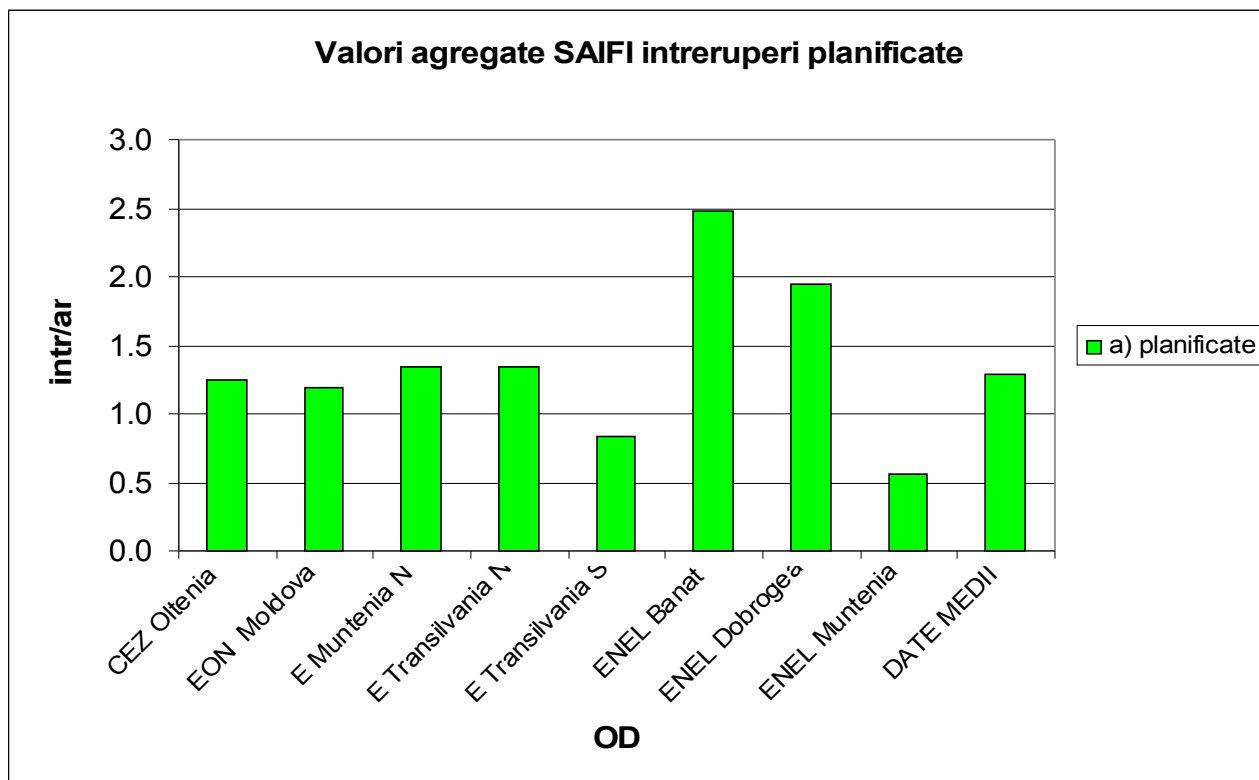
De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2009 cu cei din 2010.

Astfel, se constată faptul că SAIFI planificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 1,5 întreruperi/an în anul 2009 la 1,3 întreruperi/an în anul 2010. De asemenea, se mai constată faptul că SAIFI neplanificat s-a redus la majoritatea OD și ca valoare medie pe țară, de la 6,4 întreruperi/an în anul 2009 la 6,1 întreruperi/an în anul 2010.

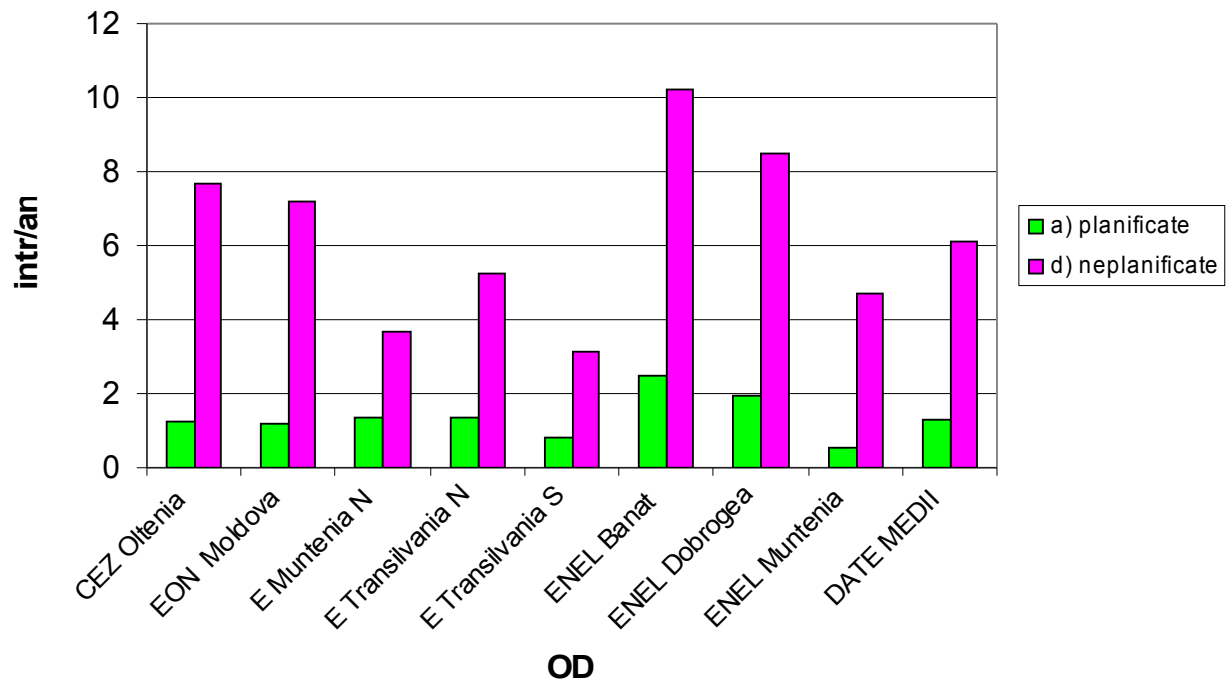
SAIDI planificat a avut unele variații la nivel de OD, dar valoarea medie pe țară a rămas constantă, de 324 min/an. De altfel, întreruperile planificate, anunțate din timp, afectează mai puțin utilizatorii, care își pot lua măsuri adecvate.

SAIDI neplanificat s-a redus la majoritatea OD în anul 2010. Cea mai mare performanță/ reducere este la E. ON Moldova, de 136 min/an, urmat de Electrica Transilvania Sud, de 80 min/an, Electrica Transilvania Nord,

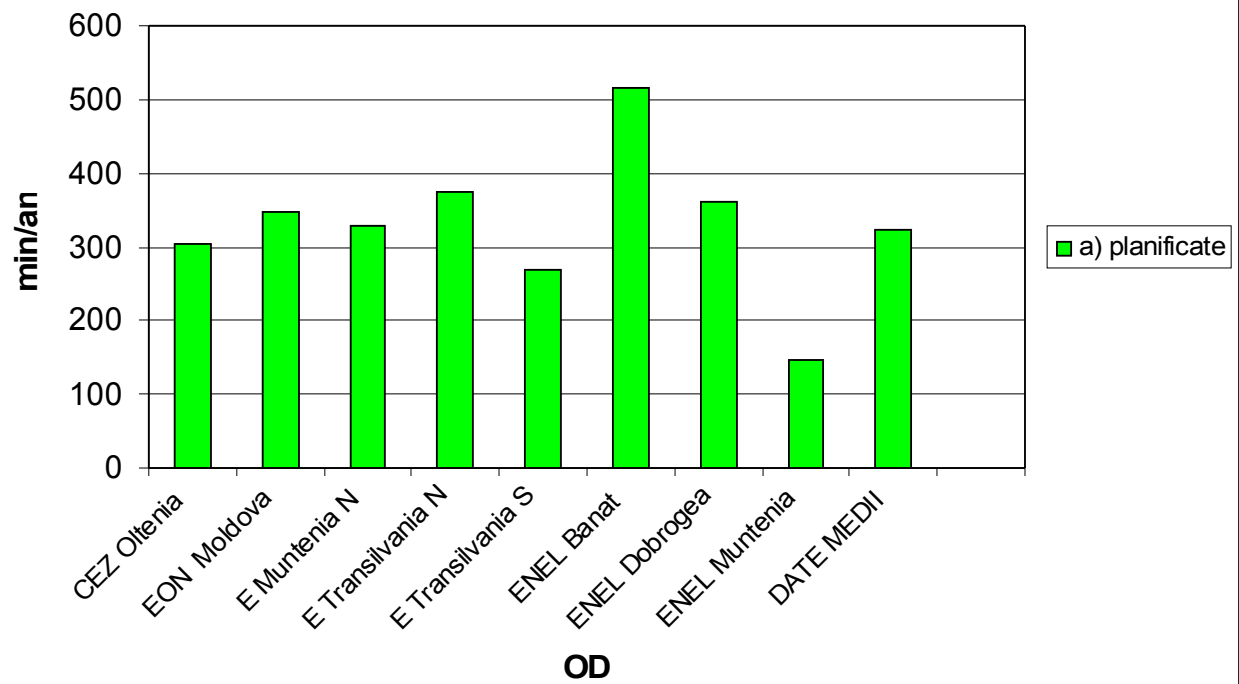
de circa 50 min/an, Enel Banat, de 40 min/an și CEZ Oltenia, de 8 min/an. Pe de altă parte, SAIDI neplanificat a crescut la Enel Muntenia (aici se pare că valorile anterioare erau eronate), cu 212 min/an și la Electrica Muntenia N, cu 123 min/an. Ca urmare, valoarea medie pe țară a crescut cu 4 minute față de anul 2009, la 639 min/an.



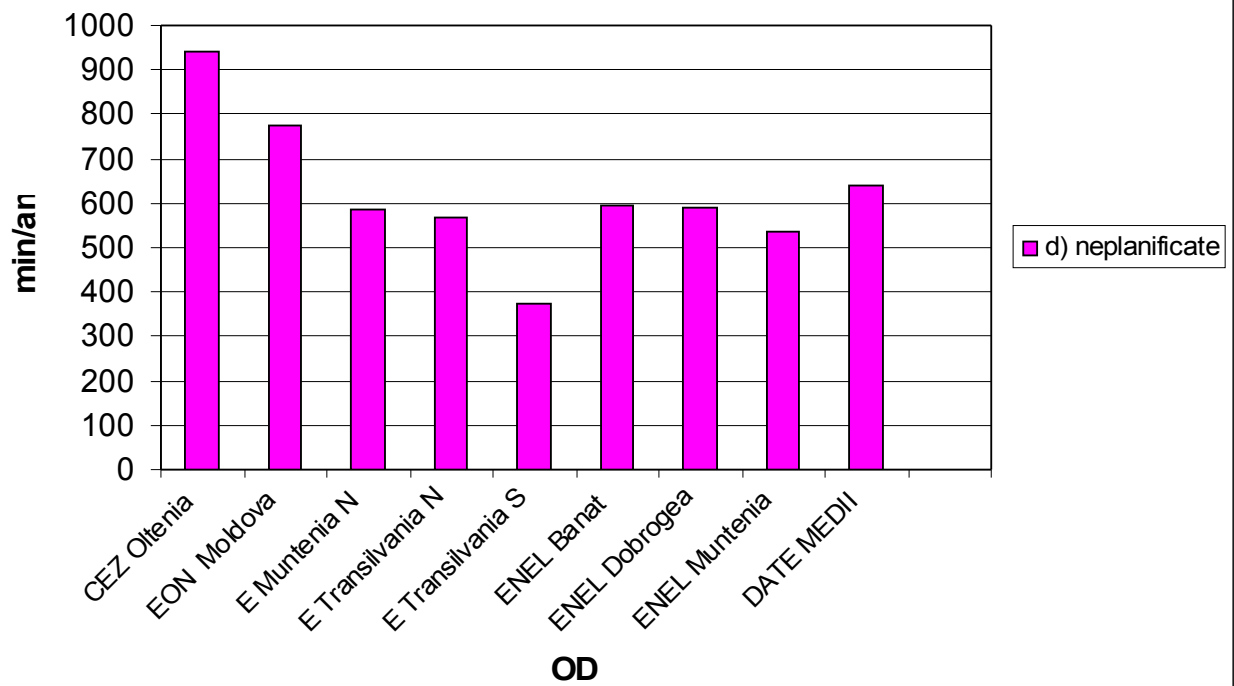
Valori agregate SAIFI intreruperi planificate si neplanificate



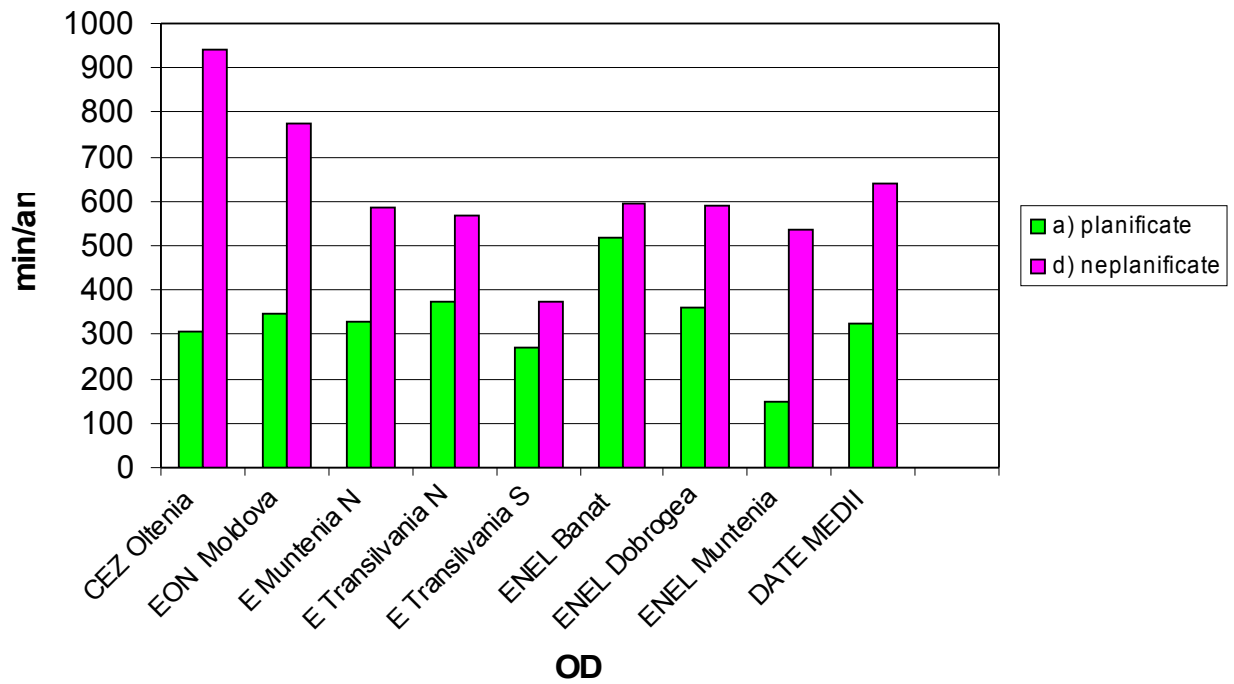
Valori agregate SAIDI intreruperi planificate



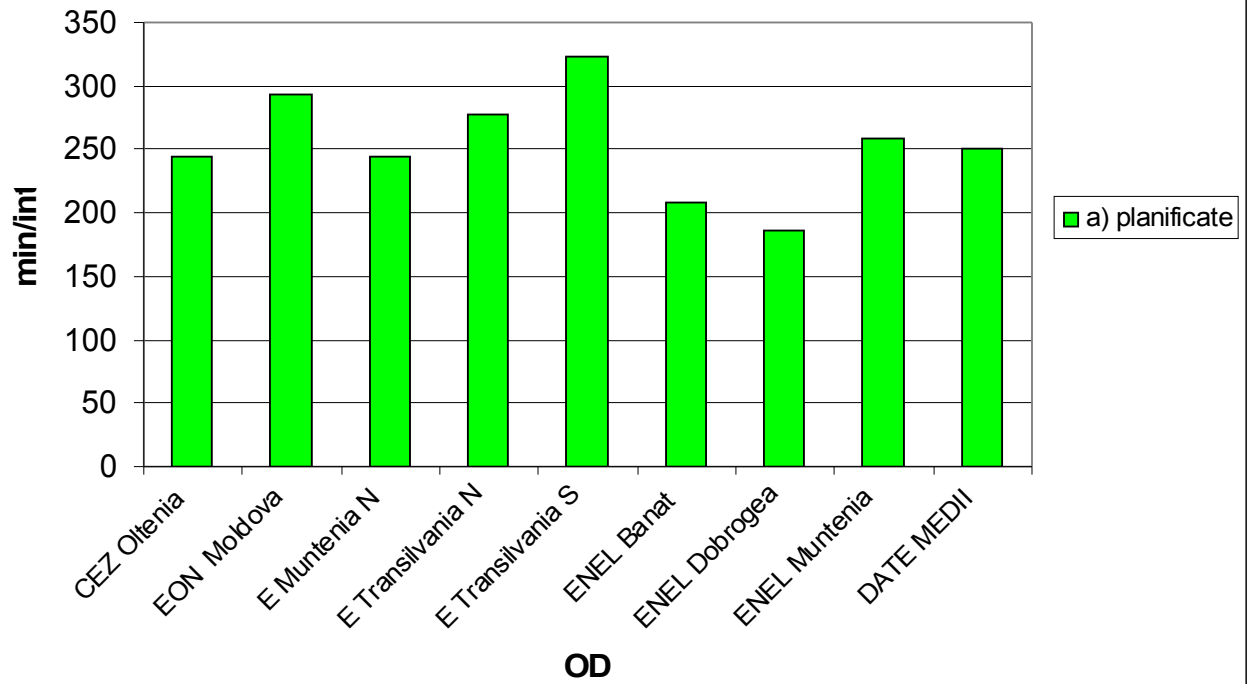
Valori agregate SAIDI intreruperi neplanificate



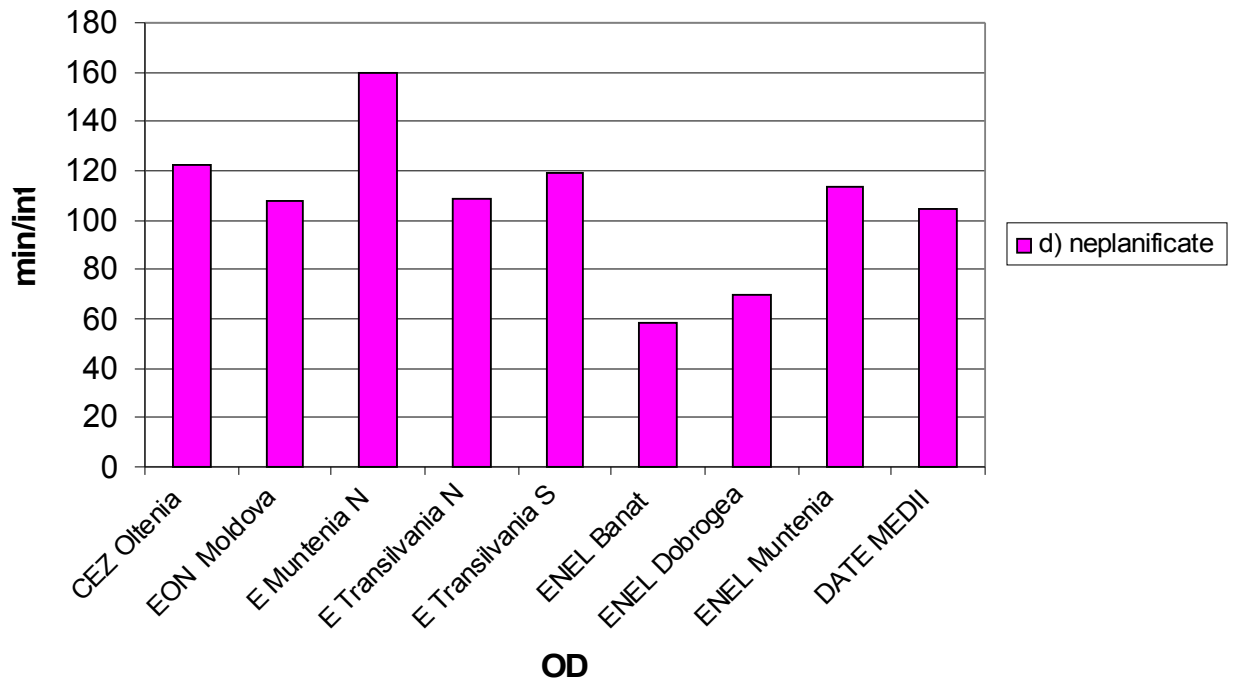
Valori agregate SAIDI intreruperi planificate si neplanificate



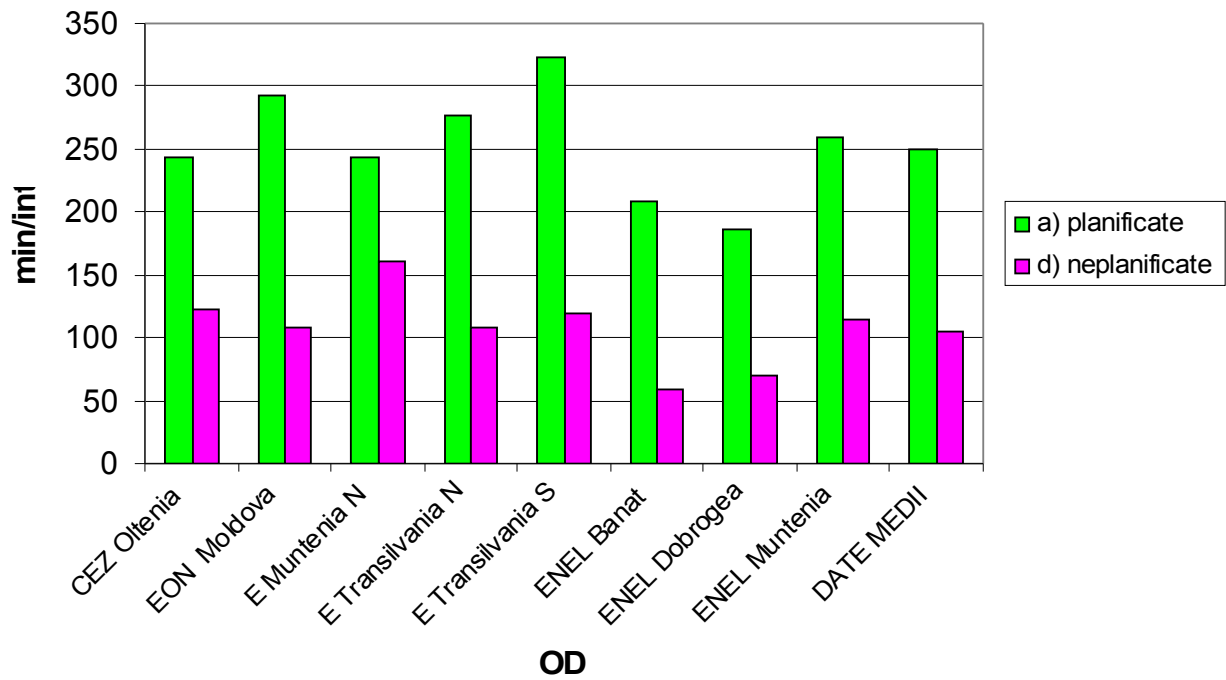
Valori agregate CAIDI intreruperi planificate



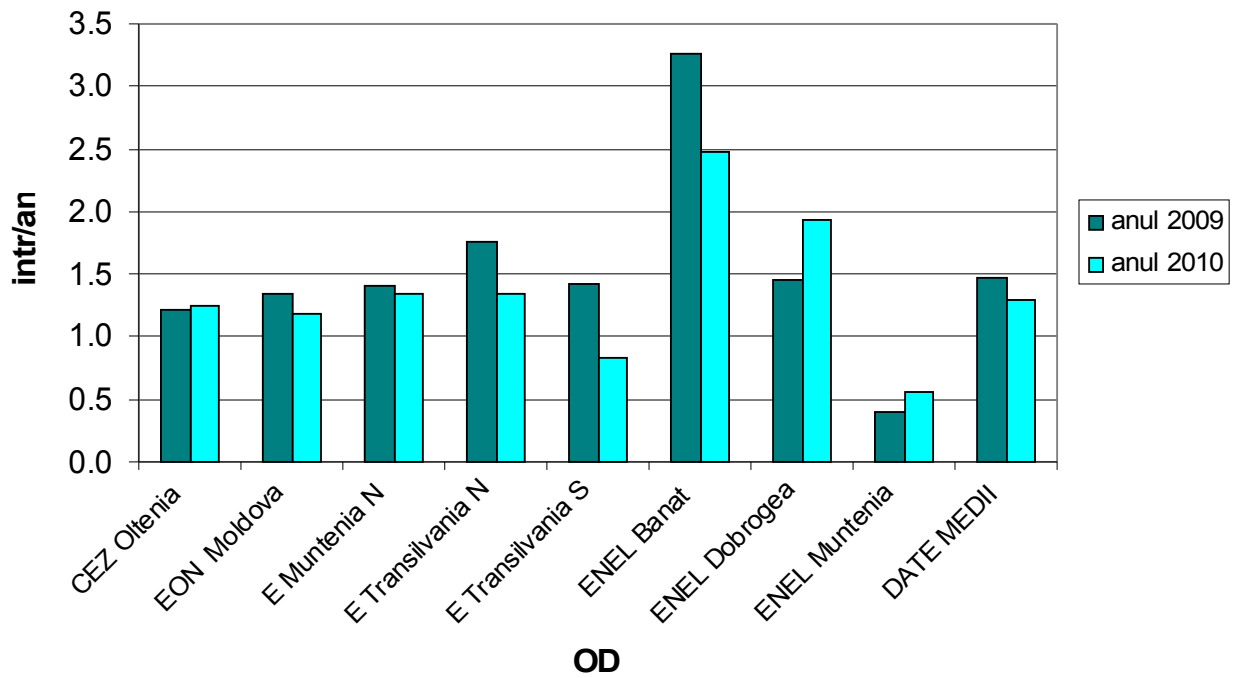
Valori agregate CAIDI intreruperi neplanificate



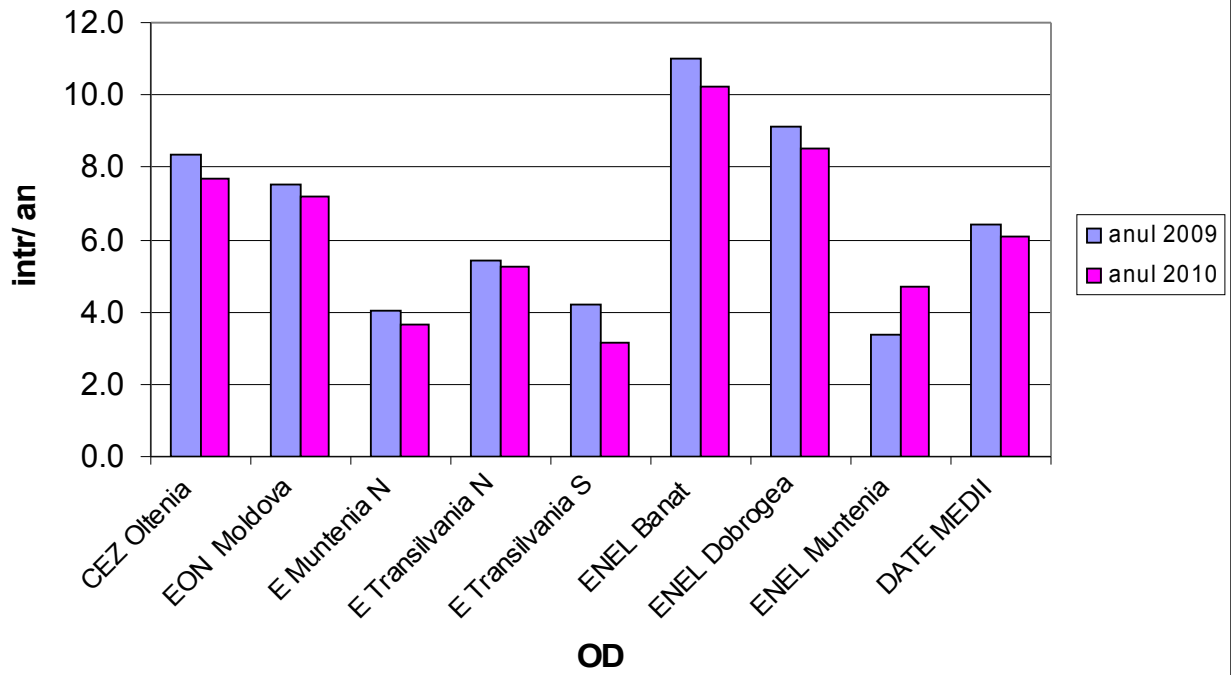
Valori agregate CAIDI intreruperi planificate si neplanificate



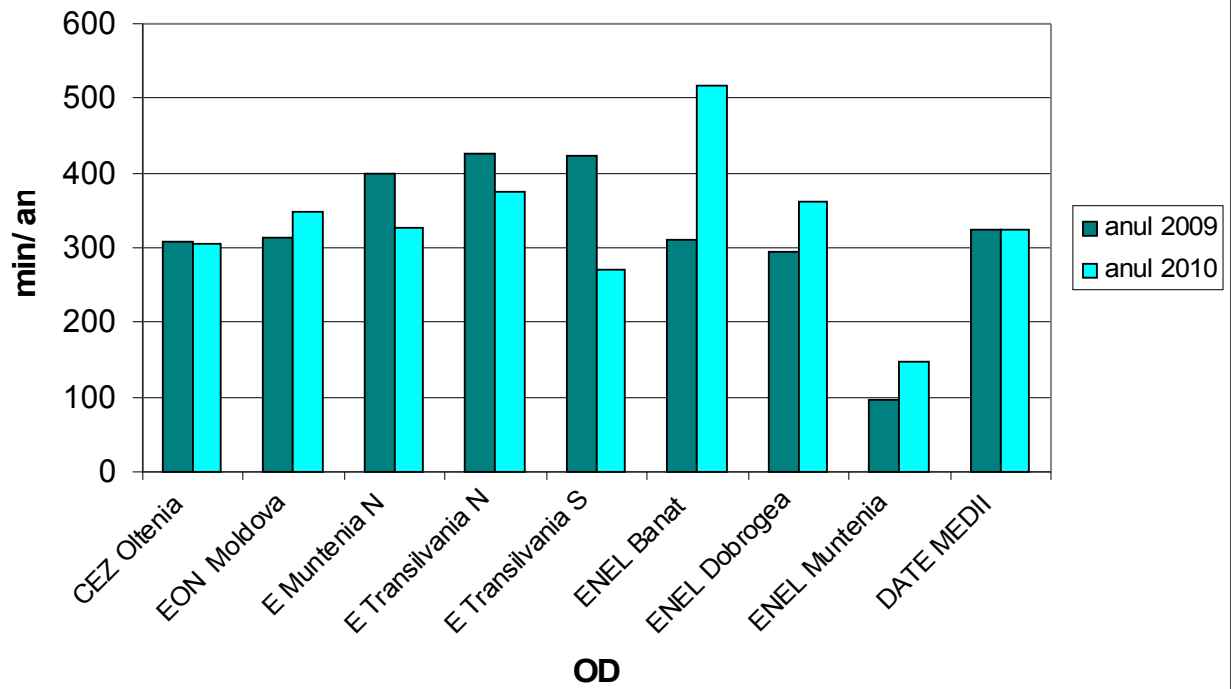
Comparatie SAIFI agregat planificat

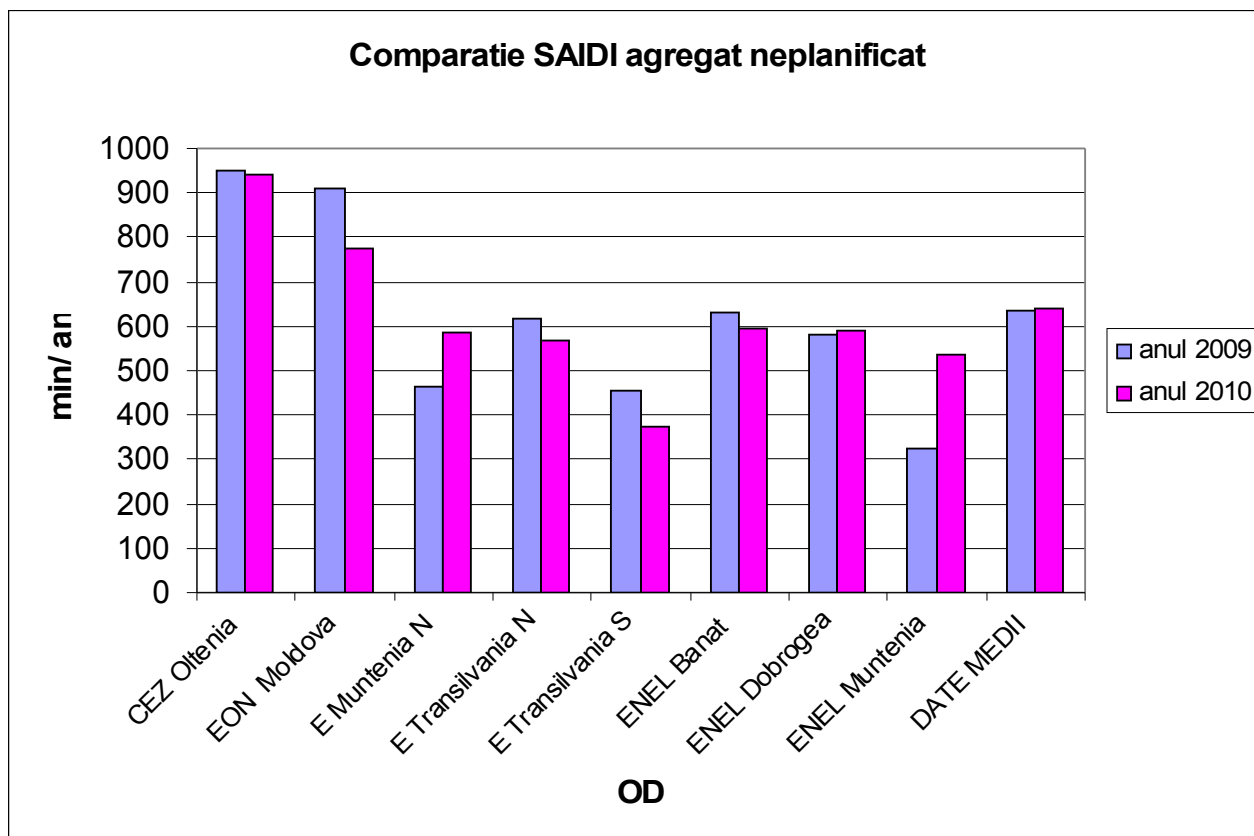


Comparatie SAIFI agregat neplanificat



Comparatie SAIDI agregat planificat





6. Indicatorul AIT la IT

În România, tensiunea de 110 kV (IT) este considerată tensiune de repartiție și distribuție, deși inițial a fost tensiune de transport, iar în prezent, în tot mai multe cazuri, în condițiile apariției unor centrale de puteri relativ mai mici, conectate în această rețea (de ex. multe CHE și CEE, în toată țara), are din nou și funcția de transport. De aceea, la tensiunea de 110 kV, s-a introdus experimental și indicatorul numit timpul mediu de întrerupere, principalul indicator de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice. Este un indicator mai general și mai sintetic decât SAIFI, SAIDI, cu accentul pe originea incidentului.

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 la consumatori (la toate tensiunile) din cauza incidentelor la IT, pentru toate categoriile de întreruperi:

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

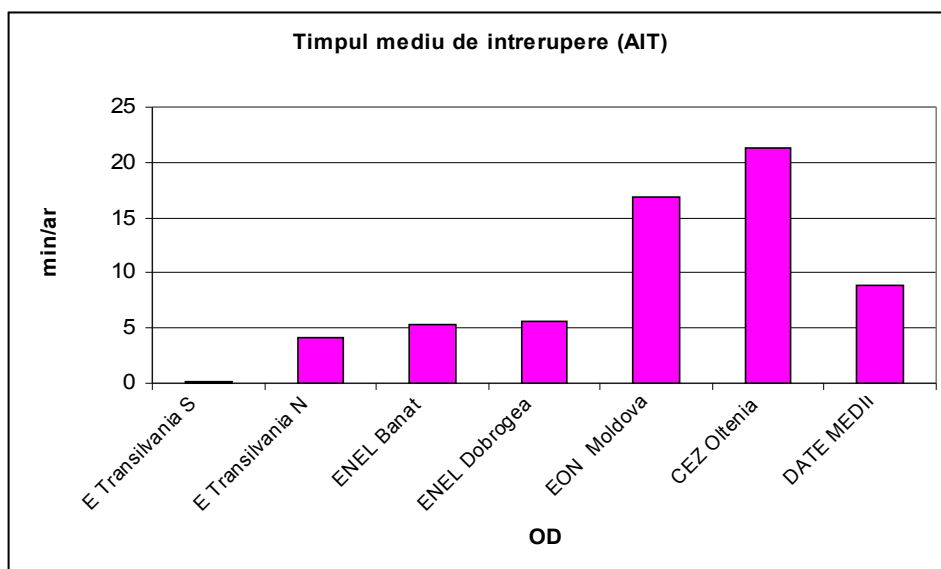
unde:

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.

După cum se vede din diagrama de mai jos, valoarea AIT a variat între 0,22 min/an pentru Electrica Transilvania Sud, 4,2 min/an pentru Electrica Transilvania Nord și 21,3 min/an pentru CEZ Oltenia, cu o

valoare medie pe țară de 8,9 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) adecvate. Aparatele de monitorizare trebuie să permită, minimum, măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitor 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, factorul 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 minimum 5 stații în care, din informațiile prelabile, există probleme.

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 primite de la utilizatori, 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 sau calitatea energiei electrice este scăzută din cauza utilizatorului, respectiv OD, în caz contrar.

Referitor la dotarea cu aparate fixe/ staționare de monitorizare (analizoare), în anul 2010, toate OD au progresat. Cea mai bună dotare este la E.ON Moldova, cu 56 de analizoare staționare de clasă A (conform SR EN 61000-4-30/ 2008). Pentru 2011, E.ON Moldova, intenționează să mai instaleze 70 de analizoare staționare, astfel încât să monitorizeze, practic, toate stațiile proprii de medie tensiune. Referitor la dotarea cu aparate mobile de monitorizare, toți OD au aparate de monitorizare mobile/ portabile, pentru a rezolva reclamațiile referitor la calitatea tensiunii. Cel mai bine dotat este E.ON Moldova, cu 46 de aparate mobile.

În raport se prezintă doar câteva înregistrări foarte bune de la E.ON Moldova (în continuare), Electrica Muntenia Nord și Electrica Transilvania Sud (în anexă, fiind tabele mai late, format landscape). De exemplu, din înregistrările din Moldova se observă că la Bârlad sunt frecvente depășiri pe armonicile de tensiune (armonicile 5, 6, etc) și ale factorului total de distorsiune armonică, deci un regim deformant, provocat, în primul rând, de Fabrica de Rulmenți. Din înregistrările din Muntenia Nord se observă că apar depășiri ale factorului de nesimetrie și de flicker pe termen lung. Din înregistrările de la Electrica Transilvania Sud rezultă că toți parametrii din stațiile monitorizate s-au încadrat în valorile normate. Se mai observă că analizoarele de rețea **monitorizează cu acuratețe toți parametrii** din Standard, care este în acord cu SR EN 50160/ 2007. Pe de altă parte, se menționează că pentru publicare, la armonici (2 - 25), la factorul total de distorsiune armonică, etc, **este suficient** să se precizeze numărul de săptămâni în care s-au înregistrat depășiri (ale valorilor permise prin Standard), iar valoarea maximă să se dea numai dacă sunt depășiri (de ex. la armonica 5: 19 săptămâni de depășiri și valoarea maximă de 12%). În cazul ideal, un tabel în care la majoritatea rubricilor este zero înseamnă că nu au fost probleme și este mult mai intuitiv și pentru publicul larg, de nespecialiști.

O problemă deosebită referitor la calitatea energiei electrice o reprezintă utilizatorii care pot introduce perturbații în rețea. În acest context se prezintă câteva prevederi din reglementările ANRE.

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 ATR) presupune și prezentarea măsurilor luate de utilizator pentru limitarea perturbațiilor. Limitele admisibile pentru perturbații vor fi indicate de OD. Prevederile Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin ordinul 129/2008 și ATR conținut cadru, aprobat prin ordinul 28/2010 sunt mult mai detaliate în acest sens.

Astfel, articolele 17 și 19 prevăd că:

Art. 17. Soluția de racordare se stabilește (obligatoriu) prin studiu de soluție pentru utilizatorii care:

- a) se racordează la rețele electrice având tensiunea nominală de 110 kV sau mai mare;
- b) sunt distribuitori sau au grupuri generatoare indiferent de tensiunea rețelei la care se racordează;

.....

e) prin tipul lor și caracteristicile echipamentelor instalațiilor de utilizare și/sau al proceselor tehnologice impun necesitatea unei analize pentru stabilirea impactului racordării asupra rețelei și a celorlalți utilizatori și stabilirea măsurilor pentru încadrarea acestui impact în limitele normate.

Art. 19. alin. (2) Pentru utilizatorii perturbatori studiul de soluție trebuie să conțină suplimentar față de prevederile art.18 analiza valorii perturbațiilor și măsuri de încadrare în prevederile normelor tehnice specifice.

Rezultă că pentru racordarea tuturor utilizatorilor perturbatori este necesar să se prezinte un studiu de soluție, care să cuprindă și analiza valorii perturbațiilor și măsuri de încadrare în prevederile normelor tehnice specifice. Aceste prevederi sunt aplicabile pentru noii utilizatori. Limitele pentru perturbații sunt stabilite prin normativele PE 142, Normativ privind combaterea efectului de flicker în rețelele de distribuție și PE 143, Normativ privind limitarea regimului deformant. Evident, se aplică și prevederile din Standard, în acord cu SR EN 50160. Ca un exemplu pozitiv, la Reșița sau Hunedoara, recent s-a montat un filtru activ la o oțelărie electrică, cu rezultate absolut remarcabile.

De asemenea, ATR cadru prevede în anexa 2, la art. 11 și în anexele 3 ,4, 5, la art. 10:

Utilizatorul va lua măsurile necesare pentru limitarea la valoarea admisibilă, conform normelor în vigoare, a efectelor funcționării instalațiilor și receptoarelor speciale (cu șocuri, cu regimuri deformante, cu sarcini dezechilibrate etc.). Instalațiile noi se vor pune sub tensiune numai dacă perturbațiile instalațiilor și receptoarelor speciale se încadrează în limitele admise, prevăzute de normele în vigoare.

De asemenea, norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin ordinul 51/2009 prevede la art. 23 că toate centralele electrice eoliene dispecerizabile (de peste 10 MW) trebuie dotate cu sisteme de măsurare și de monitorizare a funcționării și a calității energiei electrice în punctul comun de cuplare (este sarcina lor).

Problemele sunt mai complicate pentru utilizatorii existenți. Ele pot fi totuși depistate prin reclamații sau măsurători.

Regulamentul de furnizare a energiei electrice (Regulament) are o serie de prevederi în acest sens, de ex. la art. 191, 192, 193 și **200**. Astfel, la art. 191 scrie că, consumatorul va plăti despăgubiri furnizorului sau operatorului de rețea pentru pagubele dovedite, produse operatorului sau altor consumatori, ca urmare a funcționării necorespunzătoare a echipamentelor sau instalațiilor proprii ori a acțiunii personalului propriu. Ca o măsură extremă, care ar putea fi folosită, **preferabil, ca atenționare**, Regulamentul prevede la **art. 200, alin. e)** că operatorul de rețea poate întrerupe furnizarea energiei electrice, cu un aviz de 5 zile lucrătoare (sau cum prevede contractul de furnizare), la consumatorul care nu a luat la termenele convenite cu operatorul de rețea/furnizorul măsurile de limitare a perturbațiilor până la valorile normate.

E.ON Moldova Distribuție anul 2010		Stia electrica de transformare				
Nr. crt.	Overview of quality parameter	BACOVI A 20kV	BARLA D 20kV	IASI CENTRU 20kV	SARAT A 20kV	BOTO-SANI 20kV
1	Numarul de intreruperi tranzitorii	0	2	0	0	1
2	Numarul de intreruperi scurte	1	29	0	2	0
3	Numarul de intreruperi lungi	2	9	2	1	2
4	Numarul de goluri de tensiune	150	647	317	176	274
5	Valoarea medie a frecventei	50	50	50	50	50
6	Valoarea efectiva a tensiunii U12	20697.6	20952.0	20946.2	20537.9	21061.2
7	Valoarea efectiva a tensiunii U23	20736.7	21167.6	21045.7	20420.4	20950.5
8	Valoarea efectiva a tensiunii U31	20584.0	20957.5	20994.2	20621.6	21053.6
9	Depasirea maxima a limitelor normale de variatie a tensiunii pentru U12	0	1	0	1	0
10	Numarul de saptamani in care depasirile limitelor normale de variatie a tensiunii dureaza mai mult de 5% din saptamana, pentru U12	0	0	0	0	0

11	Depasirea maxima a limitelor normale de variatie a tensiunii pentru U23	0	0	0	0	0
12	Numarul de saptamani in care depasirile limitelor normale de variatie a tensiunii dureaza mai mult de 5% din saptamana, pentru U23	0	0	0	0	0
13	Depasirea maxima a limitelor normale de variatie a tensiunii pentru U31	0	0	0	0	0
14	Numarul de saptamani in care depasirile limitelor normale de variatie a tensiunii dureaza mai mult de 5% din saptamana, pentru U31	0	0	0	0	0
15	Depasiri ale limitelor normale pentru variatiile rapide de tensiune pentru U12	182	697	299	167	250
16	Numarul de saptamani in care s-a inregistrat cel putin o variatie rapida de tensiune pentru U12	38	48	37	38	45
17	Depasiri ale limitelor normale pentru variatiile rapide de tensiune pentru U23	102	475	196	174	325
18	Numarul de saptamani in care s-a inregistrat cel putin o variatie rapida de tensiune pentru U23	32	47	35	38	39
19	Depasiri ale limitelor normale pentru variatiile rapide de tensiune pentru U31	201	399	212	100	155
20	Numarul de saptamani in care s-a inregistrat cel putin o variatie rapida de tensiune pentru U31	43	49	36	31	38
21	Supratensiunea temporara maxima la frecventa industrială pentru U1E	0	11	0	266	0
22	Numarul de saptamani in care s-a inregistrat cel putin o supratensiune pe U1E	0	4	0	5	0
23	Supratensiunea temporara maxima la frecventa industrială pentru U2E	0	119	0	163	0
24	Numarul de saptamani in care s-a inregistrat cel putin o supratensiune pe U2E	0	9	0	4	0
25	Supratensiunea temporara maxima la frecventa industrială pentru U3E	0	13	0	50	0
26	Numarul de saptamani in care s-a inregistrat cel putin o supratensiune pe U3E	0	8	0	3	0
27	Depasirea valorii maxime normate de flicker pe termen lung, pentru U12 [prag=1]	2.25	8.19	11.12	5.03	23.18
28	Numarul de saptamani in care depasirea valorii factorului de flicker pe termen lung pentru U12 dureaza mai mult de 5% din durata saptamanii [prag=1]	0	0	0	0	0
29	Depasirea valorii maxime normate de flicker pe termen lung, pentru U23 [prag=1]	6.85	11.14	5.98	3.05	24.07
30	30. Numarul de saptamani in care depasirea valorii factorului de flicker pe termen lung pentru U23 dureaza mai mult de 5% din durata saptamanii [prag=1]	0	0	2	0	0
31	Depasirea valorii maxime normate de flicker pe termen lung, pentru U31 [prag=1]	3.76	8.45	10.07	3.06	23.19

32	Numarul de saptamani in care depasirea valorii factorului de flicker pe termen lung pentru U31 dureaza mai mult de 5% din durata saptamanii [prag=1]	0	0	3	0	0
33	U12, valoarea maxima pentru armonica 2	0.08	0.89	0	0.16	0
34	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 2.[prag=2%]	0	0	0	0	0
35	U23, valoarea maxima pentru armonica 2	0.12	0.67	0	0.16	0
36	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 2.[prag=2%]	0	0	0	0	0
37	U31, valoarea maxima pentru armonica 2	0.14	0.37	0	0.14	0
38	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 2 [prag=2%]	0	0	0	0	0
39	U12, valoarea maxima pentru armonica 3	0.93	2.42	0	1	0
40	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 3.[prag=5%]	0	0	0	0	0
41	U23, valoarea maxima pentru armonica 3	0.8	4.43	0	0.91	0
42	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 3.[prag=5%]	0	0	0	0	0
43	U31, valoarea maxima pentru armonica 3	0.85	4.72	0	0.85	0
44	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 3.[prag=5%]	0	0	0	0	0
45	U12, valoarea maxima pentru armonica 4	0.19	1.78	0	0.16	0
46	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 4.[prag=1%]	0	1	0	0	0
47	U23, valoarea maxima pentru armonica 4	0.21	0.74	0	0.15	0
48	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 4.[prag=1%]	0	0	0	0	0
49	U31, valoarea maxima pentru armonica 4	0.17	1.26	0	0.14	0
50	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 4.[prag=1%]	0	1	0	0	0
51	U12, valoarea maxima pentru armonica 5	2.95	12.42	4.49	2.2	2.93
52	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 5.[prag=6%]	0	19	0	0	0
53	U23, valoarea maxima pentru armonica 5	2.99	12.56	4.57	2.26	3.05
54	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 5.[prag=6%]	0	11	0	0	0

55	U31, valoarea maxima pentru armonica 5	2.98	12.04	4.41	2.23	2.97
56	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 5.[prag=6%]	0	14	0	0	0
57	U12, valoarea maxima pentru armonica 6	0.11	1.59	0	0.23	0
58	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 6.[prag=0,5%]	0	2	0	0	0
59	U23, valoarea maxima pentru armonica 6	0.16	0.7	0	0.25	0
60	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 6.[prag=0,5%]	0	2	0	0	0
61	U31, valoarea maxima pentru armonica 6	0.2	1.23	0	0.26	0
62	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 6.[prag=0,5%]	0	1	0	0	0
63	U12, valoarea maxima pentru armonica 7	2.17	2.38	1.61	1.69	1.98
64	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 7.[prag=5%]	0	0	0	0	0
65	U23, valoarea maxima pentru armonica 7	1.87	2.51	1.79	1.47	1.91
66	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 7.[prag=5%]	0	0	0	0	0
67	U31, valoarea maxima pentru armonica 7	2	2.4	1.57	1.52	2.06
68	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 7.[prag=5%]	0	0	0	0	0
69	U12, valoarea maxima pentru armonica 8	0.1	0.58	0	0.28	0
70	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 8.[prag=0,5%]	0	1	0	0	0
71	U23, valoarea maxima pentru armonica 8	0.09	0.41	0	0.26	0
72	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 8.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
73	U31, valoarea maxima pentru armonica 8	0.11	0.33	0	0.28	0
74	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 8.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
75	U12, valoarea maxima pentru armonica 9	0.31	0.34	0	0.39	0
76	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 9.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
77	U23, valoarea maxima pentru armonica 9	0.34	0.37	0	0.29	0
78	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 9.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
79	U31, valoarea maxima pentru armonica 9	0.42	0.26	0	0.32	0

80	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 9.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
81	U12, valoarea maxima pentru armonica 10	0.05	0.25	0	0.24	0
82	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 10.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
83	U23, valoarea maxima pentru armonica 10	0.06	0.22	0	0.19	0
84	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 10.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
85	U31, valoarea maxima pentru armonica 10	0.06	0.13	0	0.22	0
86	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 10.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
87	U12, valoarea maxima pentru armonica 11	0.82	0.73	0.79	0.73	0.79
88	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 11.[prag=3,5%]	0	0	0	0	0
89	U23, valoarea maxima pentru armonica 11	0.79	0.71	0.66	0.81	0.75
90	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 11.[prag=3,5%]	0	0	0	0	0
91	U31, valoarea maxima pentru armonica 11	0.85	0.73	0.67	0.72	0.72
92	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 11.[prag=3,5%]	0	0	0	0	0
93	U12, valoarea maxima pentru armonica 12	0.05	0.16	0	0.2	0
94	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 12.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
95	U23, valoarea maxima pentru armonica 12	0.04	0.18	0	0.16	0
96	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 12.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
97	U31, valoarea maxima pentru armonica 12	0.04	0.1	0	0.21	0
98	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 12.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
99	U12, valoarea maxima pentru armonica 13	0.51	0.4	0.37	0.4	0.52
100	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 13.[prag=3%]	0	0	0	0	0
101	U23, valoarea maxima pentru armonica 13	0.44	0.36	0.3	0.44	0.48
102	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 13.[prag=3%]	0	0	0	0	0
103	U31, valoarea maxima pentru armonica 13	0.46	0.37	0.32	0.46	0.53

104	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 13.[prag=3%]	0	0	0	0	0
105	U12, valoarea maxima pentru armonica 14	0.05	0.06	0	0.13	0
106	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 14.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
107	U23, valoarea maxima pentru armonica 14	0.04	0.06	0	0.13	0
108	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 14.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
109	U31, valoarea maxima pentru armonica 14	0.05	0.05	0	0.14	0
110	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 14.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
111	U12, valoarea maxima pentru armonica 15	0.27	0.07	0	0.27	0
112	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 15.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
113	U23, valoarea maxima pentru armonica 15	0.26	0.07	0	0.24	0
114	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 15.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
115	U31, valoarea maxima pentru armonica 15	0.26	0.08	0	0.18	0
116	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 15.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
117	U12, valoarea maxima pentru armonica 16	0.06	0.04	0	0.11	0
118	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 16.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
119	U23, valoarea maxima pentru armonica 16	0.05	0.04	0	0.1	0
120	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 16.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
121	U31, valoarea maxima pentru armonica 16	0.06	0.04	0	0.11	0
122	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 16.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
123	U12, valoarea maxima pentru armonica 17	0.19	0.16	0	0.56	0
124	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 17.[prag=2%]	0	0	0	0	0
125	U23, valoarea maxima pentru armonica 17	0.18	0.12	0	0.49	0
126	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 17.[prag=2%]	0	0	0	0	0
127	U31, valoarea maxima pentru armonica 17	0.19	0.14	0	0.49	0

128	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 17.[prag=2%]	0	0	0	0	0
129	U12, valoarea maxima pentru armonica 18	0.04	0.02	0	0.1	0
130	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 18.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
131	U23, valoarea maxima pentru armonica 18	0.03	0.02	0	0.09	0
132	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 18.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
133	U31, valoarea maxima pentru armonica 18	0.04	0.02	0	0.11	0
134	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 18.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
135	U12, valoarea maxima pentru armonica 19	0.15	0.07	0	0.44	0
136	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 19.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
137	U23, valoarea maxima pentru armonica 19	0.13	0.08	0	0.51	0
138	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 19.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
139	U31, valoarea maxima pentru armonica 19	0.15	0.08	0	0.53	0
140	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 19.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
141	U12, valoarea maxima pentru armonica 20	0.03	0.03	0	0.1	0
142	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 20.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
143	U23, valoarea maxima pentru armonica 20	0.02	0.02	0	0.09	0
144	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 20.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
145	U31, valoarea maxima pentru armonica 20	0.03	0.02	0	0.1	0
146	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 20.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
147	U12, valoarea maxima pentru armonica 21	0.08	0.03	0	0.15	0
148	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 21.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
149	U23, valoarea maxima pentru armonica 21	0.08	0.05	0	0.13	0
150	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 21.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0

151	U31, valoarea maxima pentru armonica 21	0.07	0.04	0	0.16	0
152	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 21.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
153	U12, valoarea maxima pentru armonica 22	0.02	0.02	0	0.1	0
154	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 22.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
155	U23, valoarea maxima pentru armonica 22	0.02	0.02	0	0.1	0
156	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 22.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
157	U31, valoarea maxima pentru armonica 22	0.02	0.01	0	0.1	0
158	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 22.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
159	U12, valoarea maxima pentru armonica 23	0.1	0.05	0	0.2	0
160	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 23.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
161	U23, valoarea maxima pentru armonica 23	0.11	0.05	0	0.21	0
162	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 23.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
163	U31, valoarea maxima pentru armonica 23	0.11	0.04	0	0.16	0
164	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 23.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
165	U12, valoarea maxima pentru armonica 24	0.01	0.01	0	0.09	0
166	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 24.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
167	U23, valoarea maxima pentru armonica 24	0.01	0.01	0	0.09	0
168	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 24.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
169	U31, valoarea maxima pentru armonica 24	0.02	0.01	0	0.1	0
170	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 24.[prag=0,5%]	0	0	0	0	0
171	U12, valoarea maxima pentru armonica 25	0.06	0.04	0	0.18	0
172	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U12 pentru armonica 25.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
173	U23, valoarea maxima pentru armonica 25	0.06	0.05	0	0.18	0

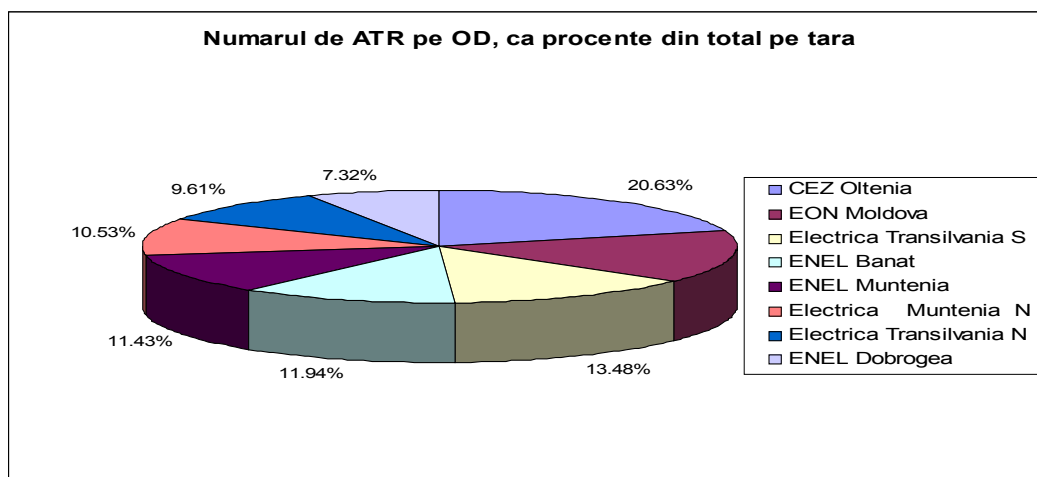
174	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U23 pentru armonica 25.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
175	U31, valoarea maxima pentru armonica 25	0.05	0.03	0	0.18	0
176	Numarul de saptamani pentru care se inregistreaza depasiri pe tensiunea U31 pentru armonica 25.[prag=1,5%]	0	0	0	0	0
177	Valoarea maxima a factorului total de distorsiune armonica, pentru U12	3.27	12.08	4.48	2.33	3.43
178	Numarul de saptamani in care factorul de distorsiune armonica este depasit pentru U12 [prag=8%]	0	5	0	0	0
179	Valoarea maxima a factorului total de distorsiune armonica, pentru U23	3.27	12.08	4.47	2.36	3.56
180	Numarul de saptamani in care factorul de distorsiune armonica este depasit pentru U23 [prag=8%]	0	5	0	0	0
181	Valoarea maxima a factorului total de distorsiune armonica, pentru U31	3.29	11.7	4.33	2.33	3.38
182	Numarul de saptamani in care factorul de distorsiune armonica este depasit pentru U31 [prag=8%]	0	5	0	0	0
183	Valoarea maxima a factorului de nesimetrie de secventa negativa	0.93	2.03	0.77	4	1.06
184	Numarul de saptamani in care se inregistreaza depasiri ale factorului de nesimetrie de secventa negativa [prag=3%]	0	0	0	1	0

5. CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE

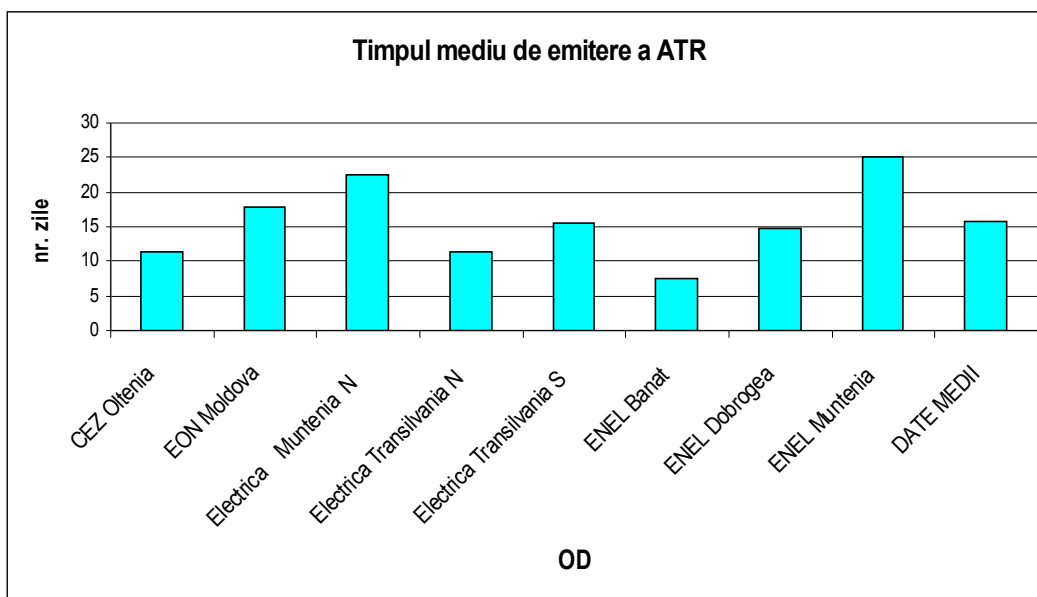
1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de cereri de avize tehnice de racordare (ATR) la rețea în anul 2010 a fost de 342698, 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	70705	51598	36077	32929	46195	40935	25080	39179	342698
Procente	20.63	15.06	10.53	9.61	13.48	11.94	7.32	11.43	100
Timpul mediu de emitere a avizelor tehnice de racordare [zile]	11.5	17.7	22.6	11.4	15.6	7.5	14.8	25.0	15.8



Avizele tehnice de racordare (ATR) s-au emis într-un timp mediu de 15,8 zile, respectând termenul din Standard de 30 de zile calendaristice. Timpul mediu de emitere a ATR a avut o valoare minimă de 7,5 zile la Enel Banat, respectiv o valoare maximă de 25 de zile pentru Enel Muntenia. De remarcat este și faptul că timpul mediu de emitere a ATR la CEZ Oltenia a fost de 11,5 zile, sub media pe țară, deși numărul de solicitări a fost maxim, de 70705 (20,63 % din total), cu circa 65 % mai mare decât media pe țară.



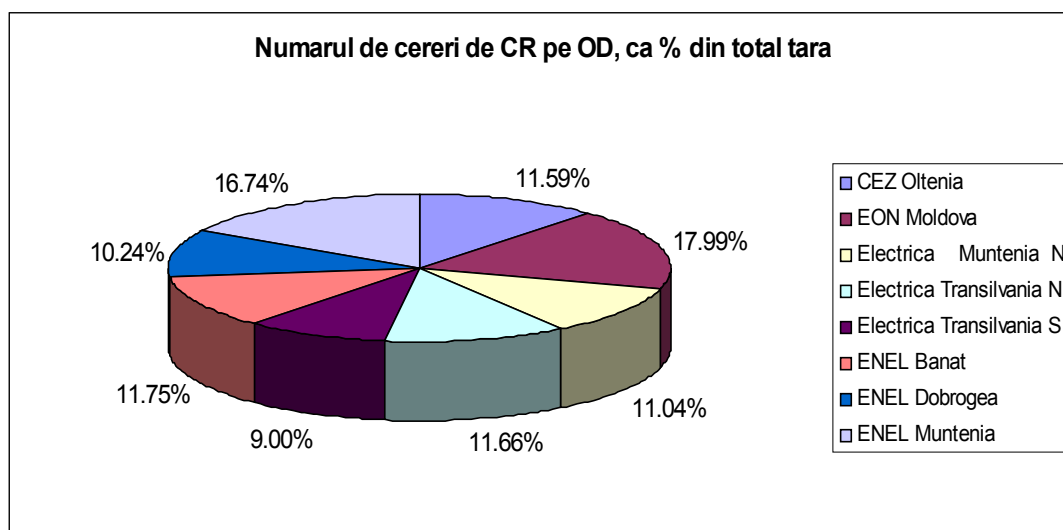
Numărul de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile (din cauza documentației incomplete, necorelări, de exemplu s-a emis certificatul de urbanism, dar ulterior nu s-a eliberat PUZ, etc.) a fost de 13195, sub 4 % din total.

ATR nu s-au putut emite (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 4115 solicitări, sub 1,2 % din totalul solicitărilor.

2. Contracte de racordare

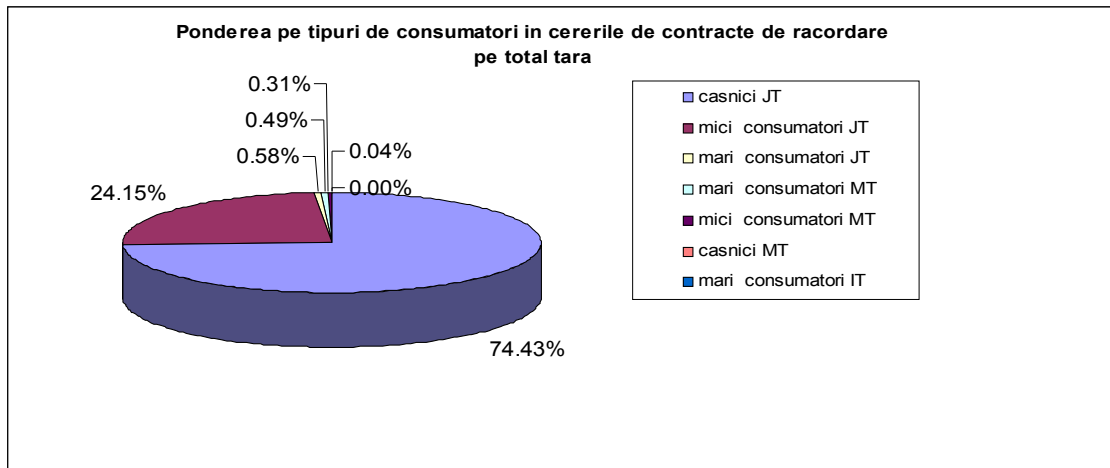
Numărul total de cereri de contracte de racordare în anul 2010 a fost de 104457, prezentate în tabelul de mai jos, pe tipuri de consumatori și OD. Numărul procentual minim de cereri de contracte de racordare, pe toate tipurile de consumatori, este de 9 % din total, pentru Electrica Transilvania Sud, iar numărul maxim de 18 % din total, pentru E.ON Moldova.

OD	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	9081	15016	9185	9848	6278	9088	7677	11571	77744
mici consumatori JT	2925	3592	2267	2104	2930	3004	2808	5599	25229
mari consumatori JT	17	44	17	57	50	127	128	162	602
casnici MT	0	7	1	22	7	1	1	1	40
mici consumatori MT	33	60	31	67	66	16	41	10	324
mari consumatori MT	48	76	32	78	66	33	41	143	517
mari consumatori IT	0	0	0	0	1	0	0	0	1
TOTAL	12104	18795	11533	12176	9398	12269	10696	17486	104457



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:

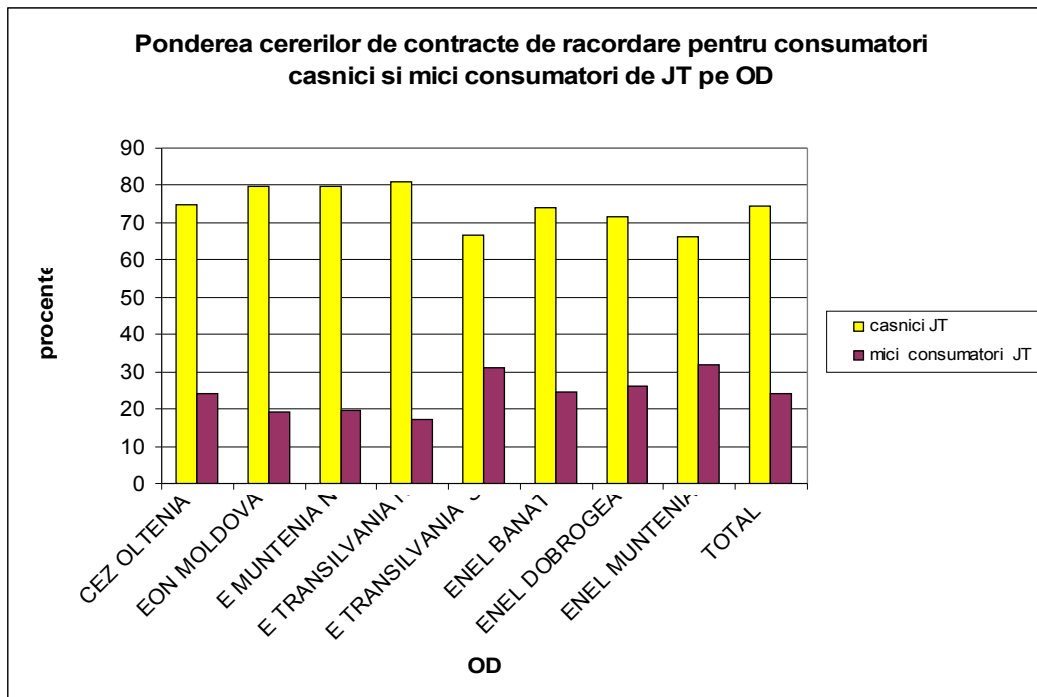
- consumatori casnici de JT: circa 74,4 %;
- mici consumatori de JT: circa 24,1 %;
- mari consumatori de JT: circa 0,6 %;
- restul au o pondere individuală sub 0,5 %.



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	75.02	79.89	79.64	80.88	66.80	74.07	71.77	66.17	74.43
mici consumatori JT	24.17	19.11	19.66	17.28	31.18	24.48	26.25	32.02	24.15
mari consumatori JT	0.14	0.23	0.15	0.47	0.53	1.04	1.20	0.93	0.58
mari consumatori MT	0.40	0.40	0.28	0.64	0.70	0.27	0.38	0.82	0.49

Pondere 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 în total circa 98 - 99 % din contractele de racordare din fiecare OD, respectiv la nivel de țară.

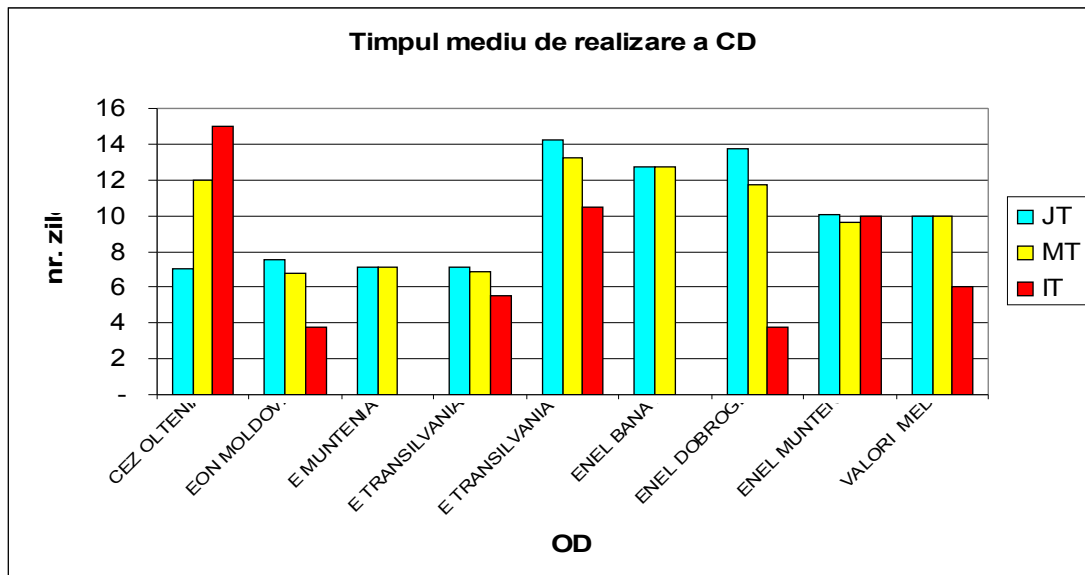


Timpul mediu de emitere a contractelor de racordare a fost de 4 zile, variind între 1 zi pentru Enel Banat și 10 zile pentru Enel Dobrogea. Se menționează că termenul standard de transmitere a ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la înregistrarea cererii (însoțită de documentația completă), timpul mediu 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 2010 a fost de 17416.

Timpul mediu pe țară de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 10 zile la JT, 10 zile la MT și 6,1 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 referitor la racordare în anul 2010 a fost de 571. Timpul mediu de răspuns la reclamații a fost de 18,4 zile JT, 10,5 zile la MT (la IT nu au fost reclamații), încadrându-se în termenul legal de 30 zile calendaristice.

Numărul total de reclamații pentru alte probleme decât cele la care se referă explicit Standardul de performanță în anul 2010 a fost de 33030 la JT, 501 la MT și 23 la IT. Timpul mediu de rezolvare, pentru toți OD, s-a încadrat în termenul legal de 30 zile calendaristice. Timpul mediu de rezolvare pe țară a fost de 21 zile la JT, 19 zile la MT și 7 zile la IT.

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.

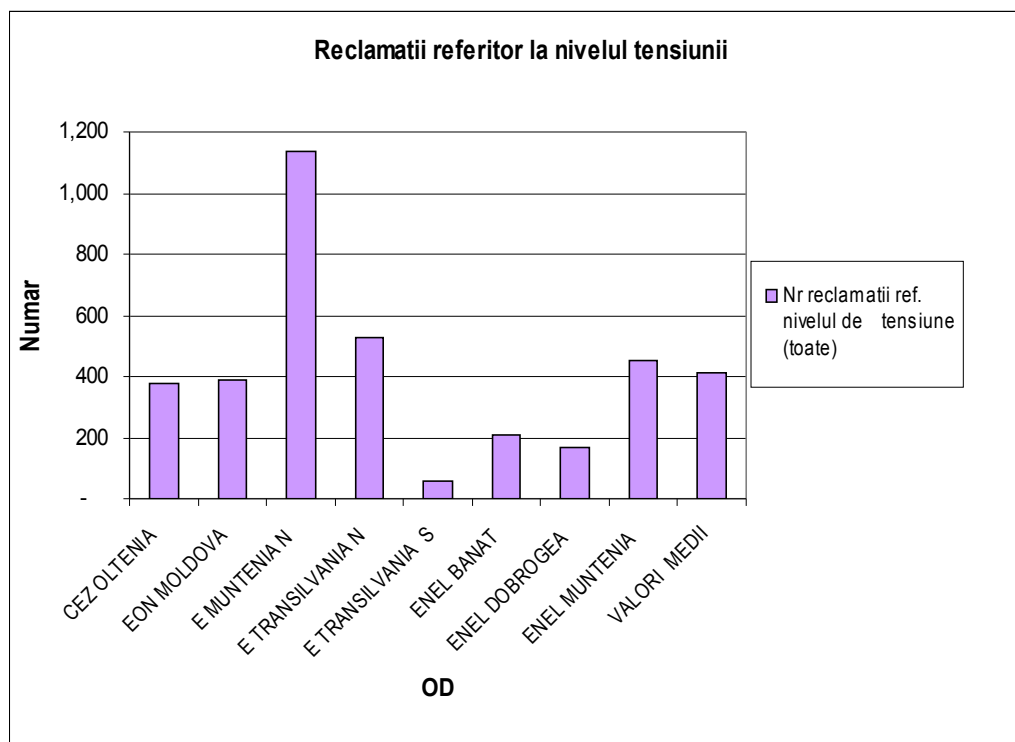
Aceste diferențe de timp sunt necesare, deoarece nivelul (mărimea, modulul) tensiunii se poate măsura mai ușor, chiar dacă uneori este necesar un termen de minimum o săptămână pentru a surprinde valoarea de maxim sau de minim a tensiunii. Ceilalți parametri trebuie urmăriți un timp mai îndelungat și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

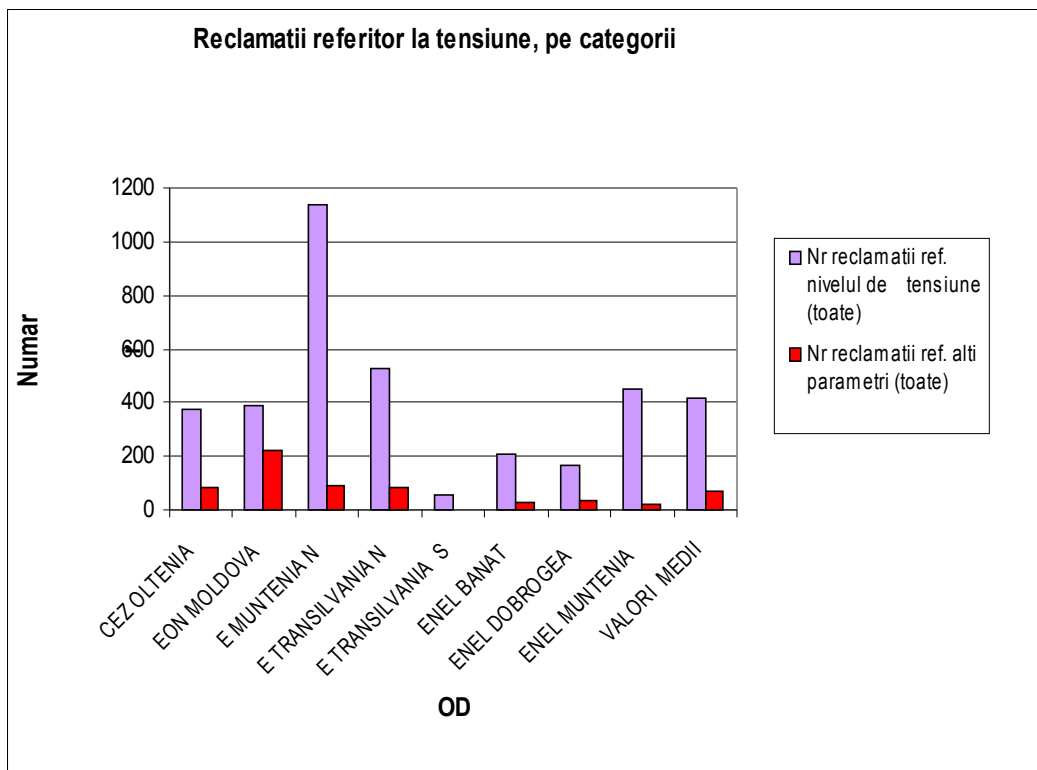
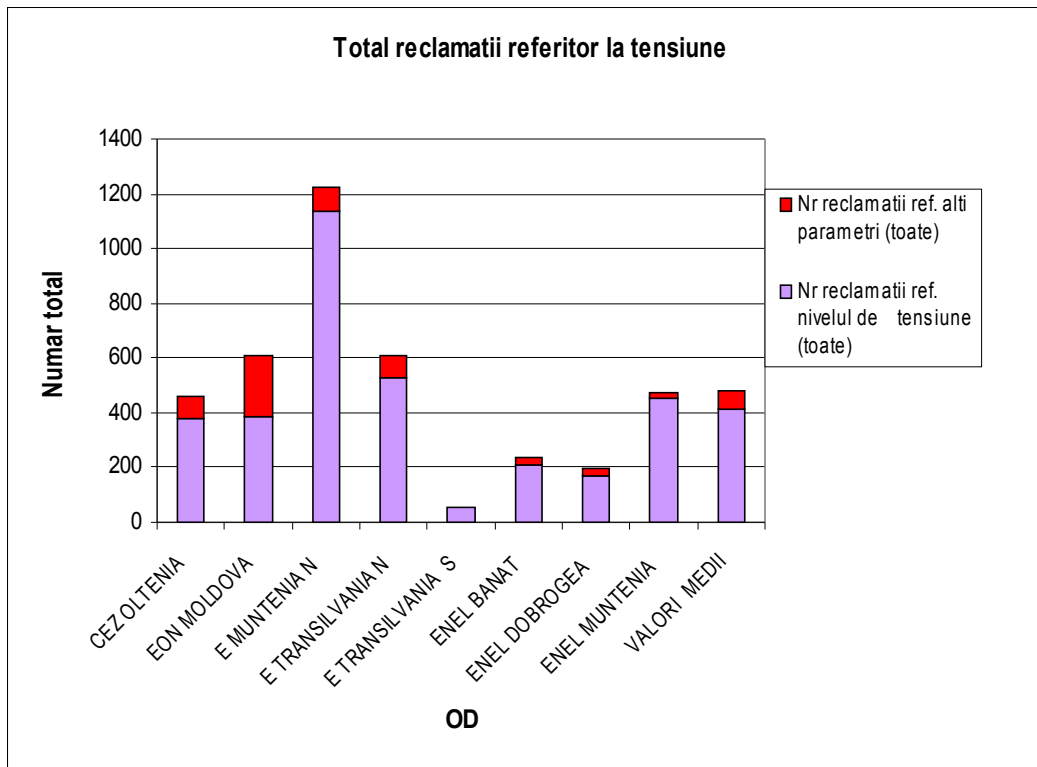
Numărul de reclamații referitor la nivelul tensiunii, pentru toți consumatorii, a fost de 3309.

Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Electrica Transilvania S (57), iar numărul maxim la Electrica Muntenia N (1135).

Numărul de reclamații referitor la alți parametri ai tensiunii a fost mult mai redus, de 559 la nivelul întregii țări. Numărul minim de reclamații s-a înregistrat la Electrica Transilvania S (0) și Enel Muntenia (22), iar numărul maxim la E.ON Moldova (225). Aceste date sunt prezentate în tabelul și diagramele de mai jos:

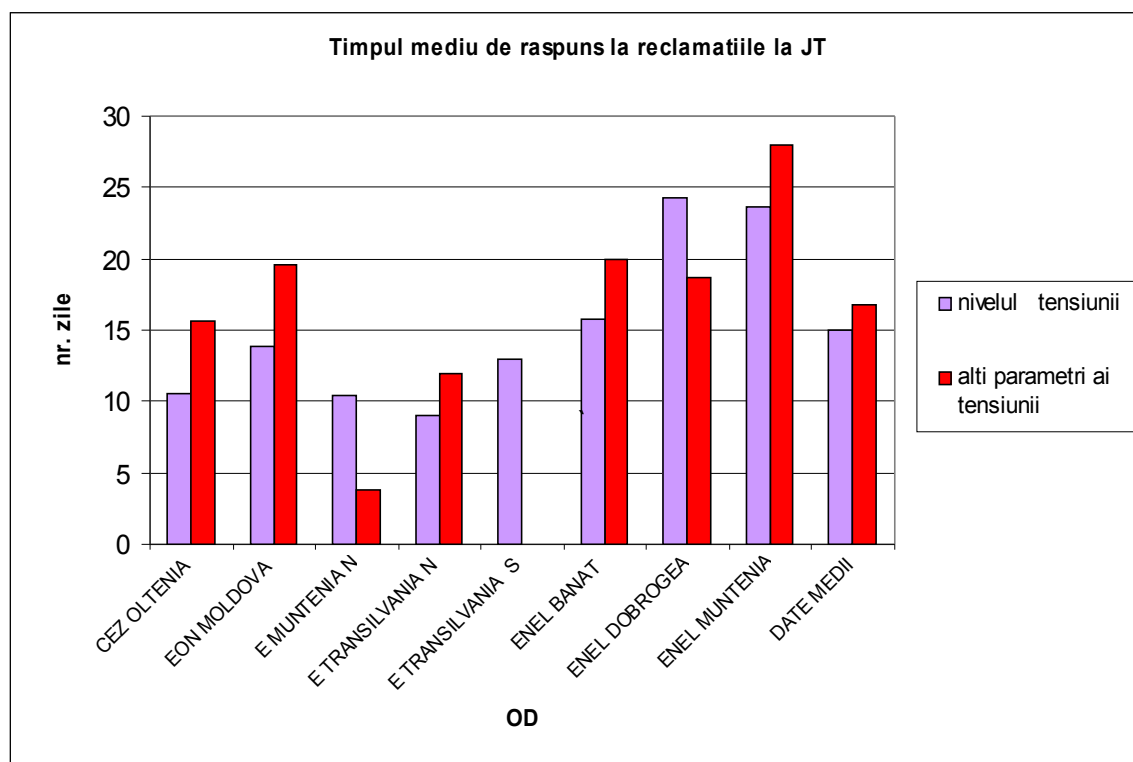
OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
Nr de reclamatii referitor la nivelul de tensiune (toti cons.)	377	387	1135	527	57	210	166	450	3309
Numarul de reclamatii referitor la alti parametri ai tensiunii (toti cons.)	80	225	87	83	-	30	32	22	559





Timpul mediu de răspuns (în zile) la nivel de țară este prezentat în tabelul de mai jos. Din punct de vedere statistic, numai datele de la JT sunt relevante, fiind un număr semnificativ de cazuri. La MT sau IT numărul de cazuri este foarte mic sau chiar inexistent la unii OD.

OD	CEZ Oltenia	E.ON Moldova	Electrica Muntenia N	Electrica Transilvania N	Electrica Transilvania S	ENEL Banat	ENEL Dobrogea	ENEL Muntenia	TOTAL PE TARA
Timpul mediu de rezolvare pentru reclamatii referitor la nivelul de tensiune (JT)	10.6	13.8	10.4	9.0	13.0	15.8	24.2	23.6	15.1
Timpul mediu de rezolvare pentru reclamatii referitor la alti parametri ai tensiunii (JT)	15.6	19.6	3.8	11.9	0.0	20.0	18.7	28.0	16.8



Din datele de mai sus se observă că valorile medii ale timpului de răspuns, pentru reclamațiile referitoare la tensiune, la ambele categorii, s-au încadrat în general în termenul legal de răspuns. Excepție fac Enel Dobrogea și Enel Muntenia, cu circa 24 de zile și Enel Banat cu 15,8 zile pentru nivelul tensiunii, **situație care trebuie**

remediată neapărat. De exemplu, se recomandă acestor OD să se doteze cu un număr mai mare de aparate de monitorizare portabile, pentru a rezolva reclamațiile referitoare la calitatea tensiunii.

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

CONCLUZII

În anul 2010, în total au fost **8.850.070** de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor 8 operatori de distribuție titulari de licență, concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice (în creștere față de anul 2009 - 8.769.602 și 2008 - 8.701.905).

În anul 2008 a început monitorizarea continuității în alimentare și a calității energiei electrice (urmărind principalii parametri tehnici de calitate). Astfel, s-au calculat indicatorii de continuitate consacrați la nivel european, în primul rând SAIFI, SAIDI, dar și CAIDI.

În anul 2010 s-a progresat semnificativ în dotarea operatorilor de distribuție cu aparate de monitorizare automată a continuității în alimentare (pentru toate incidentele de la MT și IT care afectează utilizatorii, indiferent de tensiunea acestora) și a calității energiei electrice. Cea mai bună și extinsă dotare cu analizoare de rețea/ aparate de monitorizare a calității energiei electrice o are SC E.ON Moldova Distribuție SA.

În general, în anul 2010, valorile indicatorului SAIDI pentru întreruperile din motive de forță majoră au avut valori relativ mici, neglijabile, cu excepția SC E.ON Moldova Distribuție SA și SC Enel Distribuție Muntenia SA, unde s-au înregistrat o serie de viscole de mare intensitate, inundații sau alunecări de teren, etc, ca situații de forță majoră. Valori foarte mici s-au înregistrat la SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, respectiv zero la SC Enel Distribuție Banat SA.

Principalul indicator de performanță pentru continuitatea în alimentare a utilizatorilor este SAIDI pentru întreruperile neplanificate (cazul d). SAIDI urban, întreruperi neplanificate, a avut valori relativ apropiate la nivelul tuturor operatorilor de distribuție, de circa 200-400 min/an, cu un minimum de 231 min/an la SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA și un maximum de 401 min/an la SC Enel Distribuție Muntenia SA și o valoare medie pe țară de 317 min/an. SAIDI rural, întreruperi neplanificate, variază relativ mult de la un operator de distribuție la altul, de la o valoare minimă de 565 min/an, pentru SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, la o valoare maximă de 1358 min/an pentru SC CEZ Distribuție SA (Oltenia), 1356 min/an pentru SC Enel Distribuție Muntenia SA și o valoare medie pe țară de 1041 min/an. În tabelul de mai jos se prezintă SAIDI agregat/ de ansamblu, pentru toate categoriile de utilizatori (JT, MT, IT) și ambele medii (rural și urban), respectiv **operatorii de distribuție, în ordinea de performanță pentru continuitatea în alimentare**. În anul 2010, performanțele maxime au fost stabilite de SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA (374 min/an), urmat de SC Enel Distribuție Muntenia SA (538 min/an) și SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA (570 min/an).

OD	Electrica Transilvania S	ENEL Muntenia	Electrica Transilvania N	Electrica Muntenia N	ENEL Dobrogea	ENEL Banat	E.ON Moldova	CEZ Oltenia	DATE MEDII
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	373.8	537.7	569.7	585.6	590.9	594.3	775.6	940.6	639

De asemenea, s-au comparat principalii indicatori de continuitate din 2009 cu cei din 2010. Astfel, se constată că SAIFI neplanificat s-a redus la majoritatea operatorilor de distribuție și ca valoare medie pe țară, de la 6,4 întreruperi/an în anul 2009 la 6,1 întreruperi/an în anul 2010. Și SAIDI neplanificat s-a redus la majoritatea operatorilor de distribuție. Cea mai mare performanță (de reducere a SAIDI) este la SC E.ON Moldova Distribuție SA, cu 136 min/an, urmat de SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, cu 80 min/an, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, cu (circa) 50 min/an, SC Enel Distribuție Banat SA, cu 40 min/an și SC CEZ Distribuție SA (Oltenia), cu 10 min/an. Pe de altă parte, SAIDI neplanificat a crescut la SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, cu 123 min/an și la SC Enel Distribuție Muntenia SA (la SC Enel Distribuție Muntenia SA se pare că valorile anterioare erau eronate), cu 212 min/an. Ca urmare, valoarea medie pe țară a crescut cu 4 minute față de anul 2009, la 639 min/an.

Investițiile pe care le fac operatorii de distribuție, precum și monitorizarea continuității în alimentare și a calității energiei electrice vor conduce la creșterea calității serviciului de distribuție a energiei electrice. Din experiența altor țări, mai avansate, se poate afirma că însăși monitorizarea automată a continuității a avut un rol important în acest sens. Prin toate măsurile luate de operatorii de distribuție, se urmărește în primul rând reducerea SAIDI pentru întreruperile neplanificate.

Anexa A - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice raportați anual la Electrica Muntenia Nord

Parametri tehnici de calitate	Stația 1 110 / 20 kV Tatarani	Stația 2 110 / 6 kV Buzau Sud	Stația 3 110 / 20 kV Valea Voevozilor	Stația 4 110 / 20 / 6 kV Hipodrom	Stația 5 110 / 20 / 6 kV Filesti	Stația 6 110 / 20 / 6 kV Focsani Nord
Numărul de întreruperi tranzitorii	6	0	1	6	11	22
Numărul de întreruperi scurte	2	1	0	2	10	7
Numărul de întreruperi lungi	0	0	0	0	2	1
Numărul de goluri de tensiune	35	100	118	133	166	90
Frecvența medie (Hz)	50	50	50	50	50	50
Tensiunea medie (V sau kV)	12138,7 / 12601,2 / 12485,5 V	3500 / 3400 / 3400 V	11560,7 / 11560,7 / 11445,093 V	12180 / 12000 / 12100 V	11940 / 12000 / 11920	11676,3 / 11676,3 / 11917,8
Depășiri ale limitelor normale de variație a tensiunii (valoare %, nr.săptămâni)	-	-	-	-	-	-
Depășiri ale limitelor normale pentru variațiile rapide de tensiune (număr anual)	29	33	7	2	1	4
Supratensiuni temporare la frecvența industrială între faze și pământ (valoare %, nr.săptămâni)	-	-	-	-	-	-
Depășirea valorii normate de flicker, pe termen lung (nr.săptămâni)	26	31	7	2	1	2
Depășirea valorii maxime a armonicilor 2 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,06	0,21	0,074	0,048	0,034	0,086
Depășirea valorii maxime a armonicilor 3 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,32	0,83	0,48	0,42	0,44	0,79
Depășirea valorii maxime a armonicilor 4 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,043	0,12	0,063	0,017	0,047	0,066
Depășirea valorii maxime a armonicilor 5 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	2,23	2,66	1,63	4,06	4,16	2
Depășirea valorii maxime a armonicilor 6 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,029	0,13	0,05	0,056	0,041	0,041
Depășirea valorii maxime a armonicilor 7 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,83	1,16	0,72	1,13	1,66	0,93
Depășirea valorii maxime a armonicilor 8 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,02	0,062	0,051	0,024	0,028	0,042

Parametri tehnici de calitate	Stația 1 110 / 20 kV Tatarani	Stația 2 110 / 6 kV Buzau Sud	Stația 3 110 / 20 kV Valea Voevozilor	Stația 4 110 / 20 / 6 kV Hipodrom	Stația 5 110 / 20 / 6 kV Filesti	Stația 6 110 / 20 / 6 kV Focsani Nord
Depășirea valorii maxime a armonicilor 9 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,09	0,33	0,17	0,15	0,13	0,20
Depășirea valorii maxime a armonicilor 10 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,019	0,046	0,041	0,0173	0,024	0,034
Depășirea valorii maxime a armonicilor 11 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,29	0,34	0,57	0,43	0,62	0,326
Depășirea valorii maxime a armonicilor 12 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,024	0,049	0,041	0,011	0,021	0,017
Depășirea valorii maxime a armonicilor 13 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,17	0,32	0,37	0,24	0,35	0,22
Depășirea valorii maxime a armonicilor 14 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,014	0,053	0,025	0,009	0,0173	0,018
Depășirea valorii maxime a armonicilor 15 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,074	0,27	0,092	0,047	0,070	0,106
Depășirea valorii maxime a armonicilor 16 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,016	0,038	0,020	0,006	0,013	0,013
Depășirea valorii maxime a armonicilor 17 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,13	0,29	0,14	0,103	0,143	0,176
Depășirea valorii maxime a armonicilor 18 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,014	0,054	0,0118	0,0058	0,033	0,0099
Depășirea valorii maxime a armonicilor 19 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,086	0,194	0,098	0,06	0,13	0,111
Depășirea valorii maxime a armonicilor 20 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,0143	0,054	0,014	0,0058	0,0143	0,0101
Depășirea valorii maxime a armonicilor 21 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,05	0,126	0,07	0,031	0,044	0,049
Depășirea valorii maxime a armonicilor 22 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,14	0,051	0,015	0,0053	0,0097	0,0094
Depășirea valorii maxime a armonicilor 23 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,059	0,183	0,066	0,06	0,063	0,074
Depășirea valorii maxime a armonicilor 24 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,0103	0,081	0,012	0,0049	0,0083	0,0096

Parametri tehnici de calitate	Stația 1 110 / 20 kV Tatarani	Stația 2 110 / 6 kV Buzau Sud	Stația 3 110 / 20 kV Valea Voevozilor	Stația 4 110 / 20 / 6 kV Hipodrom	Stația 5 110 / 20 / 6 kV Filesti	Stația 6 110 / 20 / 6 kV Focsani Nord
Depășirea valorii maxime a armonicilor 25 (% din fundamentală, nr.săptămâni)	0,067	-	0,073	0,042	0,056	0,086
Depășirea factorului de distorsiune armonică (valoare %, nr.săptămâni)	2,5 / 2,4 / 2,4	10 / 10 / 10	1,8 / 1,8 / 1,8	3,9 / 4,0 / 4,0	6 / 6 / 6	2,7 / 0,037 / 2,4
Depășirea factorului de nesimetrie de secvență negativă (valoare %, nr.săptămâni)	6,77 >3% pentru 95 % din saptamana -1 saptamani	-	-	3,68>3% pentru 95 % din saptamana – 1 saptamana	-	6,08 / 6,61>3% pentru 95 % din saptamana – 2 saptamani

Concluzii:

1. Valorile tensiunilor medii, ale armonicilor, ale factorului de distorsiune se incadreaza in limitele impuse de standardul de performanta.
2. Exista depasiri ale factorului de nesimetrie si de flicker (conform valorilor mai sus mentionate).

Anexa B - Principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice raportați anual la Electrica Transilvania Sud

PARAMETRII TEHNICI DE CALITATE A ENERGIEI ELECTRICE

in Statiile de transformare monitorizate la finele anului 2010

Parametrii tehnici de calitate	Statia Sebes 110/20kV	Statia Petresti 110/6kV	Statia Ghimbav 110/20 kV	Statia Zizin 110/27/20/ 6 kV	Statia Oltul 110/20 kV	Statia Tabara 110/20 kV	Statia Mureseni 110/20/6 kV		Statia A.Vlaicu 110/20 kV
Numarul de intreruperi tranzitorii	178.00	105.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Numarul de intreruperi scurte	1.00	0.00	4.00	4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Numarul de intreruperi lungi	0.00	0.00	3.00	1.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00
Numarul de goluri de tensiune	189.00	155.00	349.00	307.00	255.00	9966.00	519.00	458.00	2585.00
Frecventa medie [Hz]	49.99	49.99	49.97	49.96	49.99	49.99	50.83	50.00	50.00
Tensiunea medie [V sau kV]	21.11	6.13	20.33	20.36	21.82	20.58	20.35	6.13	21.03
Depasiri ale limitelor normale de variatie a tensiunii (valoare %, nr saptamani)	2.88	2.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.27	38.50
Depasiri ale limitelor normale pentru variatiile rapide de tensiunii (nr anual)	2.18	3.13	6.50	6.50	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00
Supratensiuni temporare la frecventa industriala intre faze si pamant (swells)	2.55	1.87	5.78	5.78	0.00	0.00	1.96	1.85	0.00
Valoarea maxima a factorului de flicker pe termen lung	0.33	0.31	0.30	0.30	0.00	0.00	0.04	0.03	0.00
Valoarea maxima a armonicii a 2-a	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.21	0.10
Valoarea maxima a armonicii a 3-a	0.37	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91	0.94	0.25
Valoarea maxima a armonicii a 4-a	sub 1	sub 1	sub 1	sub 1	sub 1	sub 1	sub 1	sub 1	sub 1
Valoarea maxima a armonicii a 5-a	2.64	2.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.44	1.00
Valoarea maxima a armonicii a 7-a	1.33	1.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.16	0.53
Valoarea maxima a armonicii a 9-a	0.02	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	0.10
Valoarea maxima a armonicii a 11-a	1.26	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.14	0.20
Valoarea maxima a armonicii a 13-a	1.22	1.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.10

Valoarea maxima a armonicii a 15-a	0.07	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.10
Valoarea maxima a armonicii a 17-a	0.38	0.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	0.10
Valoarea maxima a armonicii a 19-a	0.03	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.05	0.10
Valoarea maxima a armonicii a 21-a	0.08	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.07	0.10
Valoarea maxima a armonicii a 23-a	1.07	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.10
Valoarea maxima a armonicii a 25-a	0.31	0.58	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02	1.04	0.10
Valoarea maxima a armonicilor pare 6 - 24	sub 0.5	sub 0.5	sub 0.5	sub 0.5	sub 0.5	sub 0.5	sub 0.5	sub 0.5	sub 0.5
Valoarea maxima a factorului de distorsiune armonica	1.60	3.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.32	1.53
Valoarea maxima a factorului de nesimetrie de secventa negativa	1.28	1.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.32	0.40

Concluzii:

Valorile parametrilor tehnici se incadreaza in limitele impuse de standardul de performanta (nu sunt depășiri).