



Teza de doctorat:

*Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție*

Conducător științific:

Prof. dr. ing. Alexandru Vasilevici

Doctorand:

ing. Carmen Stănescu

UNIV. "POLITEHNICA"
TIMIȘOARA
BIBLIOTECA CENTRALĂ

Nr. volum 22.077

Dulap 566 Lit. E

CUPRINS

Introducere.....	5
Capitolul 1. Indicatorii de calitate a energiei electrice	8
1.1 Generalități.....	8
1.2 Frecvența tensiunii de alimentare	13
1.3 Variația tensiunii de alimentare	14
1.4 Fluctuațiile tensiunii de alimentare	17
1.5 Golurile tensiunii de alimentare.....	19
1.6 Întreruperile de scurtă și lungă durată a tensiunii de alimentare.....	25
1.7 Supratensiunile temporare de frecvență industrială a tensiunii de alimentare	30
1.8 Nesimetriile de tensiune și curent electric	33
1.9 Armonicile de tensiune și curent electric	36
1.10 Elemente de statistică în evaluarea indicatorilor CEE	41
1.11 Tehnicile de analiză a CEE	46
1.12 Concluziile și contribuțiile personale.....	57
Capitolul 2. Sistemul de monitorizare temporară a CEE.....	60
2.1 Monitorizarea CEE	60
2.2 Operatorul de măsurare a energiei electrice pe piața angro	65
2.3 Monitorizarea temporară a CEE	69
2.3.1 Arhitectura sistemului	69
2.3.2 Implementarea sistemului	77
2.3.3 Indicatorii CEE monitorizați	80
2.3.4 Rezultate experimentale	84
Capitolul 3. Pilotul de monitorizare permanentă a CEE.....	97
3.1 Sistemul de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro	97
3.2 Contururile energetice TEL.....	101
3.3 Pilotul CEE.....	113
3.3.1 Arhitectura pilotului CEE	113
3.3.2 Implementarea proiectului.....	118
3.3.3 Indicatorii CEE monitorizați	120
3.3.4 Rezultatele experimentale	127
3.4 Concluziile și contribuțiile personale	136

Capitolul 4. Sistemul de monitorizare permanentă a CEE.....	139
4.1 Arhitectura sistemului.....	140
4.1.1 Analizorul CEE.....	140
4.1.2 Modemul și serverul de date.....	145
4.2 Implementarea sistemului.....	145
4.2.1 Nivelul punct de măsurare.....	146
4.2.2 Nivelul punct central.....	149
4.3 Indicatorii CEE monitorizați.....	151
4.3.1 Metodele de măsurare și agregare.....	151
4.3.2 Procedurile de verificare și raportare.....	153
4.4 Rezultatele experimentale.....	159
4.4.1 Alba Iulia 220/110/20kV.....	160
4.4.2 Brașov 400/110kV.....	163
4.4.3 Dârste 400/110kV.....	166
4.4.4 Fântânele 220/110/20kV.....	169
4.4.5 Gheorgheni 220/110/20kV.....	172
4.4.6 Ungheni 220/110/20kV.....	175
4.4.7 Iernut 400/220/110 kV.....	178
4.5 Concluziile și contribuțiile personale.....	183
Capitolul 5. Perspectiva și concluziile.....	187
5.1 Viitorul sistem de monitorizare permanentă a CEE.....	187
5.1.1 Arhitectura sistemului.....	187
5.1.2 Eficiența investiției.....	191
5.2 Concluziile și contribuțiile personale.....	193
Bibliografie.....	196
Abrevieri.....	199

Introducere

Calitatea, acest grad de excelență pentru un produs sau serviciu reprezintă o noțiune extrem de complexă. Calitatea unui produs sau serviciu reprezintă o sumă de trăsături și particularități esențiale care-l definesc și sunt capabile să satisfacă necesitățile potențiale sau exprimate ale utilizatorului. În același timp, noțiunea de calitate trebuie să sintetizeze acele caracteristici care, în raport cu specificul produsului, au ponderi și semnificații distincte. În orice domeniu de activitate, calitatea nu este un concept static, conținutul său variază în timp datorită dezvoltării tehnologice și a evoluției vieții sociale. Deși exigențele utilizatorilor sunt din ce în ce mai mari, produsul care se livrează nu va putea fi niciodată perfect și în consecință trebuie luate măsuri permanente de ameliorare a calității.

Calitatea energiei electrice (CEE) este o problemă complexă și controversată, a cărei importanță rezultă din rolul determinant pe care îl are energia electrică în viața societății contemporane. Complexitatea rezultă din multitudinea de factori care o condiționează, controversa din modul diferit de înțelegere și prezentare de către diferiți cercetători. În anul 1985 Comisia Europeană prin Directiva CE 85/374, a stabilit că electricitatea este un 'produs', ceea ce necesită definirea clară a unor caracteristici. O alimentare perfectă cu energie electrică este aceea care este întotdeauna disponibilă, cu tensiunea și frecvența în limitele admisibile și o curbă de tensiune perfect sinusoidală, fără 'zgomote'.

Lucrarea prezintă contribuțiile privind monitorizarea CEE la interfața între rețeaua de transport (RET) și rețeaua de distribuție (RED), la nivelul de tensiune 110kV, având în vedere situația existentă și de perspectivă. Monitorizarea permanentă sau temporară a CEE se face în punctul comun de conectare (PCC), unde operatorul de sistem/furnizorul are obligația de a furniza energie electrică la parametrii de calitate contractați, iar furnizorul/consumatorul are obligația de a limita nivelul perturbațiilor transmise în sistemul energetic național (SEN) sub nivelul alocat. Cunoașterea situației din nodurile RET precum și a surselor perturbatoare, necesită un complex program de măsurători, utilizând echipamente de achiziție și prelucrare dedicate condițiilor particulare de la interfața RET-RED.

Problemele specifice acestor PCC rezultă din subîncărcarea RET și RED și au ca efect dificultăți de menținere în bandă a tensiunii în RET. Incidentele care apar în RET, defecte de izolație, conturnări și străpungeri datorită supratensiunilor, determină variații mari de tensiune, goluri, întreruperi de scurtă și lungă durată, conducând la perturbații în alimentarea consumatorilor. Calitatea energiei electrice în RED este afectată atât prin ieșirea tensiunii din banda admisibilă, cât și prin distorsiunea curbelor de tensiune și curent electric. În RED monitorizarea calității energiei electrice implică urmărirea acestora în nodurile rețelei și în punctele comune de conectare a utilizatorilor, precum și stabilirea pentru fiecare utilizator racordat a nivelului de perturbații generat.

Prin actualele reglementări din România, Operatorul de Transport și cel de Distribuție au obligația de a urmări respectarea CEE în propriile rețele. Analiza cantitativă a CEE se realizează prin definirea indicatorilor CEE specifici punctelor de măsurare. În capitolul 1 am prezentat evaluarea indicatorilor CEE monitorizați, prin definirea acestora, detalierea metodelor de măsurare și agregare, precum și a procedurilor de verificare conform standardelor în vigoare. De remarcat că, deși sunt definiți la fel indicatorii de CEE pentru RET și RED sunt specifici fiecareia dintre rețele prin scopul lor și nivelul de perturbații admisibile.

Fenomenele din aceste rețele au un caracter imprevizibil, prin suprapunerea aleatoare a perturbațiilor, ceea ce impune o abordare statistică, pe baza unui număr mare de date, pentru caracterizarea unui nod din rețeaua electrică. Astfel în capitolul 1 evaluarea indicatorilor CEE se prezintă statistic, conform probabilității de realizare săptămânală de 95%. Valoarea corespunzătoare probabilității de 95% este mărimea de bază pentru adoptarea deciziilor privind dezvoltarea rețelei și a mijloacelor pentru limitarea perturbațiilor electromagnetice. Totodată este prezentată o poartă deschisă spre analiza acestora utilizând transformarea Wavelet, pentru a analiza simultan mai multe aspecte ale CEE, atât în domeniul frecvență cât și în domeniul timp.

Condițiile actuale ale sistemului energetic din România impun pentru problemele de CEE o serie de particularități, care trebuie luate în considerare la aprecierea nivelului de CEE din fiecare nod și la adoptarea de măsuri pentru încadrarea în limitele admise. Preocupările actuale urmăresc în mod distinct, analiza problemelor legate de siguranța în alimentarea cu energie electrică, calitatea acesteia și a produsului energie electrică. Optimizarea funcționării instalațiilor electrice, se realizează printr-o bună supraveghere a procedurilor și o bună gestionare a energiei electrice, doi factori, care depind de calitatea acesteia. Pentru aceasta este necesară întocmirea unor statistici bazate pe rezultatele măsurătorilor, realizate în cazul rețelelor electrice de transport și distribuție.

Monitorizarea indicatorilor CEE, efectuată cu analizoare dedicate, portabile sau fixe, facilitează urmărirea respectării limitelor normate și creează baza de date necesară pentru completarea și corectarea standardelor. Deoarece perturbațiile au un caracter aleator, analiza CEE trebuie efectuată statistic, cu modele matematice adecvate, utilizând echipamente de urmărire perfecționate și tehnici digitale avansate. Analizoarele CEE sunt variate și se diferențiază prin caracteristicile de achiziție, prelucrare, transmisie și stocare a informațiilor și prin modul de interfațare cu instalațiile monitorizate.

Lucrarea va prezenta în capitolul 2 aspecte generale privind monitorizarea CEE pe piața angro de energie electrică, a cărei operator a fost desemnată CNTEE Transelectrica SA (Transelectrica). Această activitate a fost preluată de Sucursala OMEPA și cuprinde pe lângă aspectul cantitativ al energiei electrice și pe cel calitativ. Descrierea acesteia în capitolul 2 justifică achiziționarea în anul 2003 a primului sistem de monitorizare temporară a CEE din Transelectrica.

Sistemul compus din 5 analizoare CEE portabile, primele din SEN adaptate standardelor europene, este prezentat în capitolul amintit, alături de ultimele rezultatele experimentale ale monitorizării celor 15 puncte de alimentare din 3 stații Transelectrica, în cursul anului 2006. Această monitorizare a avut scopul de a identifica suprapunerea perturbațiilor produse la nivelul de 110kV de consumatorii perturbatori și reflectarea acestora în nivelul de tensiune imediat superior.

Informațiile asupra calității energiei electrice facilitează diagnosticarea instalațiilor și devin strategice pentru furnizori în contextul liberalizării pieței angro de energie electrică, prin competitivitate în satisfacerea cerințelor clientului. Menținerea în permanență a calității energiei electrice necesită o adaptare continuă a rețelelor de alimentare la sarcinile electrice racordate la un moment dat într-un punct comun de cuplare. Operatorii de rețele electrice se preocupă de funcționarea acestora la parametrii de CEE. Consumatorul de energie electrică, la rândul său, este interesat să aibă o calitate corespunzătoare a energiei electrice, dar, în același timp, este implicat în menținerea acesteia prin felul și tipul de receptoare cu care este dotat și prin exploatarea judicioasă a acestora.

Relația contractuală presupune definirea unor condiții comune acceptate, prin care se urmăresc valorile parametrilor de CEE și compararea acestora cu limitele admise. În capitolul 3 este prezentat aportul Transelectrica la funcționarea pieței angro de energie electrică în condiții tehnice reglementate de

Codul de măsurare a energiei electrice [46], prin implementarea sistemului de telemăsurare a energiei electrice. Implementarea acestuia s-a concretizat și prin înlocuirea transformatoarelor de măsurare, îndelung contestate de specialiștii CEE, în toate punctele de decontare pe piața angro. Aceste puncte de decontare sunt sintetizate printr-o aplicație WEB de accesare rapidă a conturilor energetice Transelectrica, putându-se astfel identifica punctele de măsurare de interes pentru viitoarele monitorizări temporare și permanente.

Prima monitorizare permanentă a CEE în RET a fost realizată în anul 2004, de către CNTEE Transelectrica SA prin Sucursala de Transport Sibiu. Acest proiect pilot a fost montat în stația de transformare Sibiu Sud, la interfața între RET-RED, în punctul de măsurare 110kV al elementului de rețea AT1. În capitolul 3 se prezintă arhitectura, implementarea, evaluarea indicatorilor CEE și ultimele rezultate experimentale. Experiența obținută prin exploatarea acestui proiect pilot a oferit datele necesare pentru evaluarea nivelului CEE într-un punct de măsurare de interes, la interfața RET-RED și de asemenea necesitatea îmbunătățirii și dezvoltării acestui proiect pilot.

Astfel în anul 2006 a fost implementat primul sistem de monitorizare permanentă a CEE din România, la interfața RET-RED, în 7 puncte de măsurare, la nivelul de tensiune 110kV, din 7 stații Transelectrica. În capitolul 4 se prezintă arhitectura, implementarea, evaluarea indicatorilor CEE și rezultatele experimentale obținute pe parcursul anului 2006. Totodată este prezentată sinteza raportărilor efectuate pentru fiecare punct de măsurare, analiza acestora și un studiu de caz pentru punctul de măsurare AT 110kV din stația Iernut.

Acest sistem prin ansamblul de echipamente și aplicație software performante oferă o bază de date foarte importantă pentru evaluarea corectă și completă a indicatorilor CEE din punctul de vedere al analizei statistice, conform standardelor în vigoare. Rezultatele obținute sunt utilizate în raportarea lunară a indicatorilor de performanță în RET către Dispecerul Energetic Național (UNO-DEN) și anuală către Autoritatea Națională de Reglementare (ANRE). Monitorizarea indicatorilor de calitate în nodurile de 110 kV, de interfață dintre RET și RED, pentru optimizarea regimurilor de funcționare și asigurarea nivelului standard de calitate în aceste puncte de măsurare, este determinantă în nivelul de calitate oferit la alimentarea consumatorilor, de către furnizor.

Având în vedere deschiderea pieței de energie electrică în România, ponderea consumatorilor eligibili din total consum este în creștere, fiind necesară o evaluare a parametrilor de calitate a energiei electrice furnizate, prin efectuarea unor măsurători în punctele de schimb între aceștia și rețelele de distribuție/transport. Energia electrică este considerată în momentul de față și în viitor un produs care este livrat de furnizor consumatorului, în condiții de calitate și eficiență economică, precum și cu limitarea impactului instalațiilor energetice asupra mediului.

Din aceste considerente, asigurarea calității energiei electrice livrate consumatorilor a devenit o prioritate în ultimii ani. În capitolul 5 se prezintă viitorul sistem de monitorizare permanentă a CEE din cadrul CNTEE Transelectrica SA Sucursala OMEPA, pentru cei 5 mari consumatori alimentați din RET. Acesta este un contract în curs de implementare în anul 2007, prin care se va asigura monitorizarea permanentă pentru 16 puncte de măsurare în 9 stații Transelectrica, la nivelul de 220kV și 400kV.

Capitolul 1. Indicatorii de calitate a energiei electrice

Acest capitol prezintă evaluarea indicatorilor CEE monitorizați în rezultatele experimentale din lucrare. Pe parcursul acestuia sunt definite frecvența, variația, fluctuațiile, golurile, întreruperile de scurtă și lungă durată, supratensiunile temporare, toate corespunzătoare tensiunii de alimentare, de asemenea nesimetriile și armonicile de tensiune și curent electric. Pentru fiecare indicator CEE este detaliată metoda de măsurare și agregare, precum și procedura de verificare conform standardelor în vigoare. Evaluarea indicatorilor CEE se prezintă statistic, conform probabilității de realizare săptămânală de 95%, a cărei teorie este prezentată în continuarea acestora. În finalul capitolului am considerat foarte interesantă și atractivă o propunere de analiză viitoare a acestora utilizând transformarea Wavelet, pentru a studia simultan mai multe aspecte ale CEE, atât în domeniul frecvență cât și timp.

1.1 Generalități

Calitatea energiei electrice este unul dintre obiectivele importante ale operatorilor de transport și de distribuție a energiei electrice. În acest sens, în ultimul timp, în cadrul CIGRE și CIRED, dar și a colectivelor de cercetare din țara noastră există preocupări intense pentru definirea clară a unui set de indicatori care să permită evaluarea nivelului de calitate a energiei electrice, stabilirea limitelor acceptate de încadrare a acestora, elaborarea de metodologii de alocare a nivelului de perturbații, stabilirea unei strategii de depistare a nodurilor perturbate, a surselor perturbatoare, proiectarea unor soluții specifice pentru îmbunătățirea calității energiei electrice și stabilirea daunelor care pot să apară la abateri față de limitele admise ale indicatorilor de calitate. [8]

Indicatorii de CEE pentru transportul și distribuția energiei electrice deși sunt definiți la fel, ei sunt specifici fiecărei dintre rețele prin scopul lor și nivelurile de perturbații admisibile. Abaterile parametrilor de CEE față de valorile acceptate pot determina daune din cauza reducerii producției, scăderii duratei de viață a utilajelor și echipamentelor consumatorului, creșterii pierderilor la transportul și distribuția energiei electrice, ca și solicitării suplimentare a generatoarelor din sistem. Obiectivele Operatorilor de transport și de distribuție sunt optimizarea funcționării instalațiilor electrice, printr-o bună supraveghere a proceselor și gestionare a energiei electrice, doi factori, care depind de CEE.

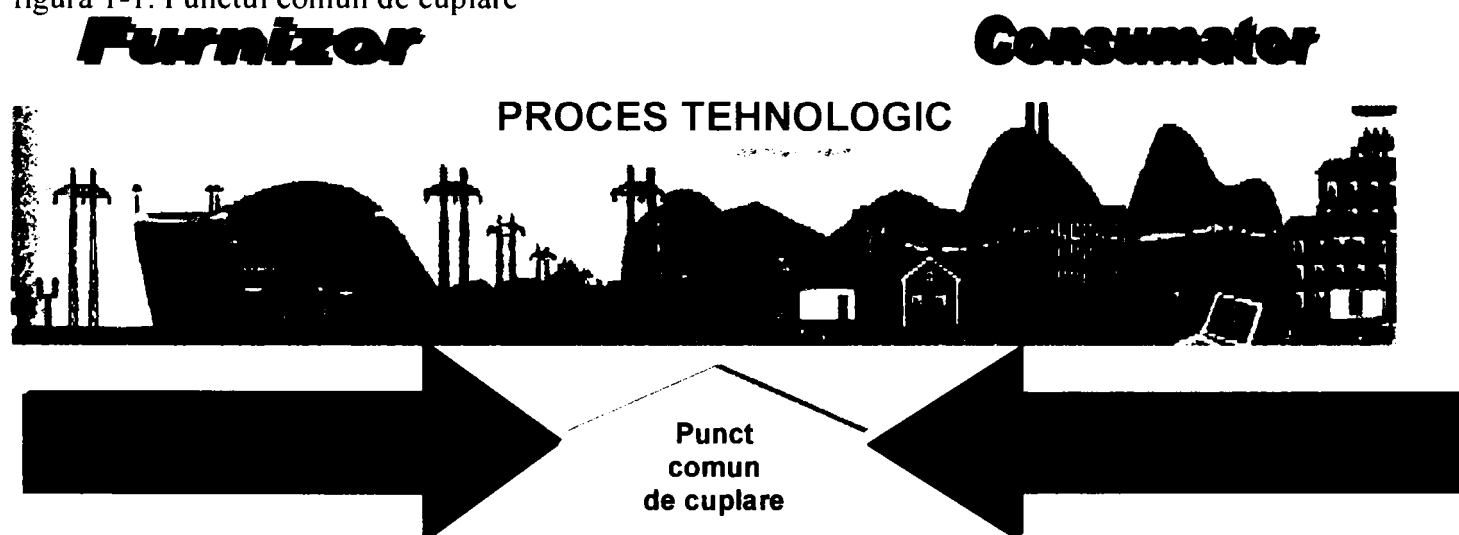
Perturbațiile sunt acelea care `strică` CEE. Cât de mult este afectată CEE de aceste perturbații se poate aprecia pe baza unor indicatori sau parametri specifici energiei electrice, care răspund prompt la acțiunea acestora. Prin indicator de calitate se înțelege aprecierea cantitativă a proprietăților unui produs, analizat sub aspectul îndeplinirii cerințelor privind elaborarea, exploatarea sau consumul. Sistemul de indicatori ai CEE trebuie să permită măsurarea/estimarea nivelului de calitate într-un anumit nod al rețelei și la un anumit moment dat, pe o perioadă dată, precum și compararea informației cu nivelul stabilit prin normative și acceptabil pentru majoritatea beneficiarilor conectați la rețeaua respectivă. De regulă în majoritatea țărilor sistemul de indicatori de CEE este alcătuit din anumite caracteristici cantitative ale variațiilor de tensiune, forma și simetria sistemului trifazat de tensiuni și curenți, precum și caracteristicile de variație ale frecvenței. [5]

În funcție de locul în care apar perturbațiile, indicatorii de CEE se împart în indicatori primari, care sunt determinați în special de activități din domeniul producerii, transportului și distribuției de energie

electrică și indicatori secundari, determinați în primul rând de funcționarea consumatorilor perturbatori. Monitorizarea acestora se face în punctul comun de cuplare, figura 1-1, care prin definiție reprezintă un nod în rețeaua de alimentare, nefiind specific unui anumit consumator, la el fiind sau putându-se conecta și alți consumatori. [4]

Furnizorul este responsabil de controlul general al nivelurilor de perturbații în condiții normale de exploatare, conform reglementărilor naționale. Scopul fiecărui furnizor este de a pune în permanență la dispoziția consumatorului o tensiune alternativă sinusoidală, de frecvență și valoare efectivă menținute între anumite limite fixate contractual, egale pe cele trei faze ale rețelei. Totodată acesta trebuie să pună la dispoziția consumatorului caracteristicile rețelei care îi sunt necesare pentru întocmirea studiilor de limitare a emisiilor. Consumatorul este responsabil să mențină limitele de emisie pe care le produce în PCC sub limitele specificate de furnizori, fiind responsabil de întocmirea studiilor și alegerea metodelor de limitare a emisiilor. Ambii trebuie să colaboreze pentru găsirea metodei optime de reducere a perturbațiilor. [4]

figura 1-1. Punctul comun de cuplare



Indicatorii primari de CEE sunt :

- frecvența tensiunii de alimentare, (controlată în sistemul energetic prin reglajul $P - f$);
- amplitudinea tensiunii pe barele de alimentare (controlată prin reglaj $Q - U$ și reglajul puterilor transformatoarelor și autotransformatoarelor existente în rețea);
- supratensiunile temporare și tranzitorii (limitate și controlate prin sistemele de protecție contra supratensiunilor);
- golurile de tensiune (limitate prin sistemele de protecție prin relee);
- întreruperile de scurtă și lungă durată, indicatori de calitate ai serviciului (alimentarea cu energie electrică), fiind stabiliți de către furnizor împreună cu consumatorul, în funcție de exigențele acestuia.

Indicatorii secundari de CEE sunt :

- armonici și interarmonici (regimuri nesinusoidale);
- fluctuații rapide de tensiune;
- fluctuații lente de tensiune (efect de flicker);
- nesimetrii.

Indicatorii de CEE permit o evaluare cantitativă a caracteristicilor produsului energie electrică și a serviciului de alimentare. Aceștia trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

- să fie universali, pentru a fi posibilă folosirea lor practică în proiectare și/sau exploatare, precum și realizarea unui control metodologic, pe scară largă, cu exactitatea necesară, utilizând mijloace de măsurare relativ simple și ieftine;
- să permită o departajare, fără echivoc, a răspunderilor pentru nerespectarea condițiilor de CEE, ce revin celor două părți, în punctul de interfață;
- să fie perfectibili, pentru a putea surprinde, rapid și cât mai complet, multiplele aspecte, care definesc, la o anumită etapă, calitatea energiei electrice;
- să fie puțin numeroși, clar și precis delimitați, pentru a caracteriza cât mai exact, din punct de vedere cantitativ, toate proprietățile distinctive ale energiei electrice, într-un regim stabilizat de funcționare a SEN. [57]

Abaterile admise ale indicatorilor de CEE sunt stabilite în funcție de daunele materiale și sociale determinate în sistemele de producere, transport, distribuție, furnizare și consum al energiei electrice. Valorile acestor indicatori și limitele admisibile de variație, pentru toate tipurile de perturbații, încă nu sunt complet standardizate pe plan internațional.

Normarea, analiza și controlul CEE se realizează pe baza unor informații corecte și complete privind variația parametrilor electrici relevanți pentru calitate. Aceste informații se obțin prin măsurarea parametrilor caracteristici ai procesului respectiv cu ajutorul metodelor și mijloacelor adecvate. Valorile indicatorilor de CEE rezultă din proceduri specifice de măsurare, agregarea și validarea datelor măsurate.

Normele care le reglementează sunt standardele EN 50160:1999 [22], și CEI 61000-4-30 [22]. În termenii acestora se vor indica metodele de măsurare și procedurile de verificare pentru echipamentele de clasă A, utilizate la măsurători de precizie, în scopul decontării energiei electrice, analizării unor dispute contractuale, verificării compatibilității cu standardele de CEE. Pentru echipamentele de clasă B acestea prezintă particularități care trebuie indicate de producători și cunoscute de utilizatori. Detalierea acestor metode și proceduri asigură cunoașterea caracteristicilor și a semnificației informațiilor obținute. Determinarea cu exactitatea corespunzătoare a valorii mărimii pe o perioadă depinde atât de numărul de eșantioane achiziționat pe fiecare perioadă dar și de acuratețea cu care se determină frecvența în sistem, durata perioadei

Conform teoremei lui Shannon un semnal cu variație continuă poate fi reprezentat în anumite condiții de eșantionare sale, luate la momente discrete de timp. Condiția de reconstituire a semnalului este $f_{\text{eșantionare}} \geq 2 \cdot f_{\text{max_armonici_semnal}}$. Se recomandă pentru reconstituirea semnalului o frecvență de eșantionare de 8-10 ori mai mare decât frecvența armonicei superioare. În mod obișnuit frecvența de eșantionare este de 6.400Hz ($2^7 \times 50$ Hz) pentru 128 eșantioane pe o perioadă sau 12.800Hz ($2^8 \times 50$ Hz) pentru 256 eșantioane pe o perioadă. Creșterea frecvenței de eșantionare duce la o reprezentare mai fidelă a semnalului analizat.

Măsurarea variației parametrilor electrici relevanți pentru calitate se poate efectua pentru sisteme monofazate sau trifazate. În funcție de acestea mărimile electrice măsurate sunt tensiunea de fază, între faze, între neutrul rețelei și pământ, de asemenea curentul pe fiecare fază, între neutrul rețelei și pământ. Frecvența poate fi măsurată utilizându-se sistemul monofazat, iar nesimetria doar în unul trifazat.

Indicatorii de CEE sunt rezultatul prelucrării valorilor valide ale eșantioanelor corespunzătoare curbilor de tensiune și curent, conform unor metode de măsurare și agregare standard, nereprezentând valorile instantanee ale acestor mărimi. Măsurarea și agregarea datelor cuprinde:

- valoarea pătratică medie pe o perioadă, reprezentând rădăcina pătrată din media aritmetică a pătratelor mărimilor de intrare, cu excepția flicker-ului

$$E_{20ms} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T e^2 dt} \cong \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N E_i^2} \quad (1-1)$$

N - numărul de eșantioane pe o perioadă T a mărimii electrice E, E_i – amplitudinea eșantionului i,

- fereastra de măsurare (numărul de perioade consecutive măsurate) de 10 perioade (200ms) pentru amplitudini (tensiunea rețelei, armonici, interarmonici, dezechilibre), în cazul rețelelor care funcționează la 50 H

- valoarea efectivă medie pe 10 perioade, succesive, fără ca ferestrele de măsurare să se suprapună,

$$E_{200ms} = \sqrt{\frac{1}{10} \cdot \sum_{i=1}^{10} E_{20msi}^2} \quad (1-2)$$

$E_{20ms\ i}$ – valoarea pătratică medie pe o perioadă de 20ms, pentru $f_n=50\text{Hz}$

- intervalul de agregare de 3secunde (armonici și interarmonici),

$$E_{3s} = \sqrt{\frac{1}{15} \cdot \sum_{i=1}^{15} E_{200msi}^2} \quad (1-3)$$

$E_{200ms\ i}$ – valoarea efectivă medie pe 10 perioade de 20ms

- intervalul de agregare de 10secunde (frecvența),

$$E_{10s} = \sqrt{\frac{1}{50} \cdot \sum_{i=1}^{50} E_{200msi}^2} \quad (1-4)$$

- intervalul de agregare de 10minute (tensiune, flicker de scurtă durată, armonice, nesimetrie)

$$E_{10min} = \sqrt{\frac{1}{200} \cdot \sum_{i=1}^{200} E_{3si}^2} \quad (1-5)$$

- intervalul de agregare de 2ore (flicker de lungă durată), conform relației de la paragraful 1.4.

Conform CEI 61000-4-30 [18] sunt necesare trei categorii de agregare a rezultatelor:

- agregarea perioadelor
Datele pentru intervalul de timp de 3s (150*200ms) trebuie să fie agregate din 15 ferestre de măsurare (15*10 perioade), a 10 perioade (200ms). Acest interval nu este un interval de 'timp de ceas'; el se bazează pe caracteristica frecvenței;
- agregarea perioadelor în timp de ceas

Valorile de 10 minute vor fi identificate cu o datare absolută în timp (de exemplu 01H10.00). Datarea considerată corespunde sfârșitului unei perioade de agregare de 10min. Dacă ultima valoare de 10 perioade depășește în timp limita absolută de datare a intervalului de 10min, această ultimă valoare trebuie inclusă în agregarea pentru acest interval de 10min. La demararea măsurătorilor, un interval de 10 perioade trebuie să înceapă cu o limită de timp absolută de 10min. și trebuie să fie resincronizat la fiecare limită absolută de 10min. ulterioară.

Notă: Această tehnică implică un număr foarte mic de date care se suprapun și apar în două intervale de agregare de 10min. adiacente.

- agregarea în timpi de ceas

Datele pentru `intervalul de 2 ore` se obțin prin agregarea datelor a 12 intervale de 10 minute. Algoritmul de agregare a rezultatelor măsurătorilor de flicker este normat de CEI 61000-4-15:2002.

Totodată se definește în acest standard și conceptul de `marcare` care permite să se evite contabilizarea unui eveniment de mai multe ori în diferiți parametrii (de exemplu contabilizarea unui gol de tensiune atât ca un gol de tensiune cât și ca o variație de frecvență) și indică faptul că o valoare agregată poate să nu prezinte încredere. Acest concept este aplicabil la măsurarea frecvenței rețelei, amplitudinii tensiunii, flicker-ului, nesimetriei tensiunii de alimentare, armonicilor și interarmonicilor de tensiune, transmisiei de semnale de comandă și a parametrilor abaterilor/valorilor joase și ridicate ale tensiunii. În cazul unui gol de tensiune, al unei supratensiuni temporare de frecvență industrială, sau al unei întreruperi, algoritmul de măsurare pentru alți parametrii pot furniza date care nu prezintă încredere (de exemplu măsurarea variației frecvenței). Detectarea golurilor de tensiune și a supratensiunilor temporare de frecvență industrială depinde de un `prag` definit de utilizator și această alegere a `pragului` va stabili datele `marcate`. Dacă, pe durata unui interval de agregare, este `marcată` o valoare, atunci va fi `marcată` și valoarea agregată care o conține, ambele fiind stocate, evaluarea lor fiind la alegerea utilizatorului.

Prelucrarea informațiilor se face pe baza măsurătorilor valide, obținute într-un interval de măsurare în care tensiunea la barele de alimentare a fost în intervalul de $\pm 15\%$ U_C . Tensiunea contractată, U_C , este în mod normal tensiunea nominală a rețelei, U_n . Dacă în urma unui acord între furnizor și consumator, tensiunea de alimentare aplicată la punctul de furnizare diferă de tensiunea nominală, atunci această tensiune va fi considerată tensiunea contractată. Aceasta se regăsește sub denumirea de tensiunea declarată în standardele EN 50160:1999 [22] și CEI 61000-4-30 [22].

Deoarece mărimile care definesc CEE prezintă un caracter aleatoriu, numai caracterizarea statistică a acestora oferă informații semnificative. După validarea valorilor măsurate, pe un interval de timp, se realizează curba de probabilitate cumulată, se stabilesc valorile cu probabilitate de 95%, 99% și se compară cu valorile admise normate. Cele mai utilizate informații sunt valoarea de dimensionare, care corespunde unei probabilități de 95% de realizare a mărimii și valoarea maximă, care corespunde unei probabilități de 99% de realizare a mărimii, pe un interval de o săptămână.

1.2 Frecvența tensiunii de alimentare

Frecvența este o mărime caracteristică sistemelor periodice. Se determină ca inversul perioadei de repetiție a mărimii periodice. În rețeaua electrică din Europa frecvența fundamentală este de 50Hz, iar în America de 60Hz. Frecvența este cel mai important indicator de CEE. Nu este unanim acceptată și normată delimitarea dintre variațiile lente și cele rapide ale frecvenței [6].

A. Definirea indicatorilor CEE

În regim normal de funcționare a SEN variațiile lente de frecvență se caracterizează prin indicatorii:

- abaterea de frecvență:

$$\Delta f = f - f_n \text{ [Hz]} \quad (1-6)$$

f [Hz] - frecvența reală, f_n [Hz] - frecvența nominală (50 Hz)

- abaterea relativă de frecvență, sau abaterea procentuală:

$$\varepsilon_f [\%] = \frac{f - f_n}{f_n} \cdot 100 \quad (1-7)$$

Cei doi indicatori permit evaluarea variației lente de frecvență la un moment dat. Considerând variația în timp a frecvenței, pentru un interval de timp T se definesc următorii indicatori:

- nivelul mediu de frecvență:

$$\bar{f} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T f(t) dt \quad (1-8)$$

- abaterea medie de frecvență față de valoarea nominală :

$$\overline{\Delta f} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \Delta f(t) dt \quad (1-9)$$

- media pătratelor abaterilor de frecvență :

$$\overline{\Delta f^2} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \varepsilon_f^2 dt \quad (1-10)$$

- dispersia nivelului de frecvență:

$$\sigma_f^2 = \frac{1}{T} \int_0^T [f(t) - \bar{f}]^2 \cdot dt \quad (1-11)$$

- coeficientul de variație al frecvenței, un alt indicator sintetic adimensional al împrăștierii statistice în jurul valorii medii a frecvenței:

$$c_{vf} = \frac{\sigma_f}{\bar{f}} \quad (1-12)$$

- integrala abaterilor de frecvență pe durata unei zile :

$$I_f = \int_0^{24} \Delta f \cdot dt \quad (1-13)$$

Aceasta este un important indicator în cazul utilizării frecvenței tensiunii din rețeaua electrică la sincronizarea ceasurilor electrice. Pentru a asigura funcționarea corectă a ceasurilor electrice este necesar ca această integrală să aibă o valoare nulă pe un interval de 24 ore.

B. Metodele de măsurare și agregare

Intervalul de măsurare standardizat pentru frecvență este de 10s. Deoarece frecvența nu este exact 50Hz, într-un interval de măsurare de 10s poate fi cuprins un număr neîntreg de perioade. Frecvența fundamentală se determină ca raportul dintre numărul întreg de perioade cuprins în intervalul de măsurare de 10s și durata cumulată a acestora. Perioadele individuale care depășesc limita de timp a unui interval de măsurare de 10s trebuie eliminate. Fiecare interval de măsurare de 10s trebuie să înceapă la un moment de timp de ceas, multiplu de 10s, $\pm 20\text{ms}$, evitându-se suprapunerea acestora. Pentru a se evita erori de determinare este necesar să se asigure atenuarea armonicilor și interarmonicilor, prin filtrare, limitându-se astfel posibilitatea unor treceri nedorite prin zero ale tensiunii. Pentru evaluarea frecvenței în regimurile de avarie și post avarie există metode speciale de măsurare.

Măsurarea frecvenței se face utilizând frecvențmetre în domeniul 42,5-57,5 Hz, cu eroare $\varepsilon_r \leq 0,01\%$. Valorile măsurate nu trebuie să fie afectate de o variație de până la 20% a factorului total de distorsiune THD a tensiunii.

C. Procedura de verificare

Conform CEI 61000-4-27:2000 [18] trebuie evaluată calitatea energiei electrice din punctul de vedere al frecvenței tensiunii de alimentare, în regim normal de funcționare, cu o probabilitate de 95 % pe săptămână. Procedura cea mai complexă de evaluare este următoarea:

- prima durata de monitorizare este de minimum o săptămână pe baza datelor obținute pe intervale de măsurare de 10s, succesive,
- determinarea numărului N_{invalid} de intervale de măsurare invalide, în care tensiunea are abateri peste $\pm 15\%$ față de valoarea contractată,
- determinarea numărului N de intervale de măsurare valide,
- determinarea numărului N_1 de intervale de măsurare valide în care frecvența diferă cu mai mult de $0,2\% f_n$,
- determinarea numărului N_2 de intervale de măsurare valide în care frecvența diferă cu mai mult de $0,5\% f_n$,
- verificarea condițiilor: $N_1/N \leq 0,1$; $N_2/N \leq 0,05$,
- a doua durata de monitorizare este de un an pe baza datelor obținute pe intervale de agregare de 10s, succesive,
- determinarea numărului N_{invalid} de intervale de măsurare invalide,
- determinarea numărului N de intervale de măsurare valide,
- determinarea numărului N_3 de intervale de măsurare valide în care frecvența diferă cu mai mult de $1\% f_n$,
- determinarea numărului N_4 de intervale de măsurare valide în care este $6\% f_n$ sau peste $4\% f_n$,
- verificarea condițiilor: $N_3/N \leq 0,005$; $N_4 = 0$.

1.3 Variația tensiunii de alimentare

Variația de tensiune este definită ca variație lentă a tensiunii de alimentare în jurul tensiunii normate, în condiții normale de funcționare. Acestea se datorează în general variațiilor progresive ale sarcinii și sunt mai mult sau mai puțin compensate prin reglajul sub sarcină al transformatoarelor, cele tipice fiind în plaja $\pm 10\% U_C$, pe o durată de aproximativ 10min [1].

A. Definirea indicatorilor CEE

Variația tensiunii de alimentare se caracterizează prin indicatorii [2]:

- abaterea relativă a tensiunii într-un anumit punct al rețelei și la un moment dat, în raport cu tensiunea contractată U_C :

$$\varepsilon_U = \frac{\Delta U}{U_N} \cdot 100 = \frac{U - U_C}{U_C} \cdot 100 [\%] \quad (1-14)$$

U - tensiunea de linie a rețelei electrice, în nodul analizat, la un moment dat;

Criteriul de apreciere al tensiunii pe baza acestui indicator nu este suficient pentru aprecierea corectă a calității tensiunii. Considerând variația în timp a tensiunii, pentru un interval de timp T se definesc:

- valoarea medie a abaterii relative a tensiunii, într-un interval de timp T

$$\varepsilon_{U_{med}} = \frac{1}{T} \int_0^T \varepsilon_U \cdot dt \quad (1-15)$$

- nivelul mediu de tensiune:

$$\bar{U} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T U(t) dt \quad (1-16)$$

- abaterea medie de tensiune :

$$\overline{\Delta U} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \Delta U(t) dt \quad (1-17)$$

- medie pătratelor abaterilor de tensiune :

$$\overline{\Delta U^2} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \varepsilon_U^2 dt \quad (1-18)$$

- dispersia abaterilor de tensiune față de abaterea medie:

$$\sigma_{\Delta U}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T [\Delta U(t) - \overline{\Delta U}]^2 \cdot dt \quad (1-19)$$

Aceasta reprezintă gradul de împrăștiere a abaterilor de tensiune în jurul abaterii medii și permite determinarea duratei de timp în care abaterea tensiunii într-un punct se află între anumite limite.

- coeficientul de variație al tensiunii, un alt indicator sintetic adimensional al împrăștierii statistice în jurul valorii medii a tensiunii:

$$c_{vu} = \frac{\sigma_{\Delta U}}{\bar{U}} \quad (1-20)$$

- gradul de iregularitate sau abaterea relativă medie pătratică:

$$\varepsilon_q^2 = \frac{1}{T} \int_0^T \varepsilon_U^2 \cdot dt \quad (1-21)$$

Mărimile ε_q , $\sigma_{\Delta U}^2$, $\overline{\Delta U}$ se folosesc pentru aprecierea calității tensiunii în rețelele electrice, purtând denumirea de indici statistici sau integrali. Din definirea acestora rezultă:

$$\varepsilon_q^2 = \sigma_{\Delta U}^2 + \overline{\Delta U}^2 \quad (1-22)$$

Gradul de iregularitate, introdus de P. Ailleret, se folosește pentru evaluarea calității energiei electrice din punct de vedere al variațiilor lente de tensiune. Acesta exprimă cel mai bine calitatea tensiunii, fiind legată direct de valoarea daunei produse la variația tensiunii și este utilizat pentru aprecierea

calității tensiunii pe barele de alimentare, oferind informații privind alegerea corectă a plotului de reglaj al transformatorului. În ceea ce privește valorile normate pentru gradul de iregularitate se consideră limitele de apreciere a calității tensiunii conform tabelul 1-1:

tabelul 1-1. Valori normate pentru gradul de iregularitate a tensiunii.

Gradul de iregularitate	Calitatea tensiunii
$\varepsilon_q^2 \leq 10 \%$	foarte bună
$10 \% < \varepsilon_q^2 \leq 20 \%$	bună
$20 \% < \varepsilon_q^2 \leq 50 \%$	mediocră
$\varepsilon_q^2 \geq 100\%$	necorespunzătoare

Tensiunea, ca nivel și limite admisibile de variație, fiind sensibil dependentă de locul în care este analizată este obligatorie specificarea punctelor în care sunt normați indicatorii de calitate.

B. Metodele de măsurare și agregare

Mărimea tensiunii, în regim normal de funcționare, se determină ca valoare efectivă medie pe ferestre continue de 10 perioade, fără ca acestea să se suprapună. Valoarea efectivă U luată în considerare corespunde unei perioade a tensiunii măsurate [6]:

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2 \cdot dt} \cong \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i^2} \quad (1-23)$$

M -numărul de eșantioane pe o perioadă T a tensiunii de alimentare și U_i -amplitudinea eșantionului i

Măsurarea tensiunii se face utilizând voltmetre în domeniul $\pm 15\% U_C$, cu o eroare relativă $\varepsilon_r \leq 0,5 \%$. Valorile măsurate nu trebuie să fie afectate de o variație de până la 20% a factorului total de distorsiune THD a tensiunii. Efectul armonicilor trebuie să fie minimalizat prin utilizarea unor filtre adecvate sau prin utilizarea algoritmului FFT (Fast Fourier Transform) / DFT (Discret Fourier Transform).

Măsurarea tensiunilor în regimuri perturbate, specifice apariție flicker-ului, supratensiunilor tranzitorii sau temporare, golurilor și întreruperilor de tensiune se face pe baza unor proceduri specifice.

C. Procedura de verificare

Conform CEI 61000-4-27:2000 [18] trebuie evaluată calitatea energiei electrice din punctul de vedere al mărimii tensiunii în nodurile rețelei electrice, în regim normal de funcționare, cu o probabilitate de 95 % pe săptămână. Procedura de evaluare este următoarea:

- durata de monitorizare este de minimum o săptămână pe baza datelor obținute pe intervale de agregare de 10min, succesive,
- determinarea numărului $N_{invalid}$ de intervale de agregare invalide, în care tensiunea are abateri peste $\pm 15 \%$ față de valoarea contractată,
- determinarea numărului N de intervale de agregare valide,

- determinarea numărului N_1 de intervale de agregare valide în care amplitudinea tensiunii a avut o abatere mai mare decât valoarea standardizată, corespunzătoare nivelului de tensiune, dar mai mică decât $\pm 15\% U_C$,
- verificarea condiției $N_1/N \leq 0,05$.

1.4 Fluctuațiile tensiunii de alimentare

Fluctuațiile de tensiune se definesc ca fiind o serie de variații sau variații ciclice ale tensiunii la bare, caracteristic barelor la care sunt conectate cuptoare cu arc electric sau echipamente de sudare cu arc electric. Acestea au în general amplitudinea în domeniul admis și nu perturbă receptoarele, însă ele cauzează fluctuații ale fluxului luminos al unei lămpi, producând fenomenul vizual denumit flicker. Flicker-ul este definit ca impresia de instabilitate a senzației vizuale indusă de un stimul luminos a cărui luminanță sau distribuție spectrală fluctuează în timp. Cuantificarea și măsurarea acestuia sunt complexe, fiind influențate de factori tehnici, fiziologici și psihologici, existând în timp mai multe etape de conturare a acestora [32].

A. Definirea indicatorilor CEE

În prezent nivelul de flicker este evaluat prin două mărimi standardizate EN 50160:1999[22]:

- nivelul de flicker de scurtă durată, P_{st}

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} \quad (1-24)$$

valorile procentuale $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} și P_{50} reprezintă niveluri ale flickerului depășite în 0,1; 1; 3; 10 și 50 % din timp, pe intervalul de observație. Indicele s arată că trebuie utilizate valorile netezite:

$$\begin{aligned} P_{50s} &= (P_{30} + P_{50} + P_{80})/3; \\ P_{10s} &= (P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17})/5; \\ P_{3s} &= (P_{2,2} + P_3 + P_4)/3; \\ P_{1s} &= (P_{0,7} + P_1 + P_{1,5})/3. \end{aligned} \quad (1-25)$$

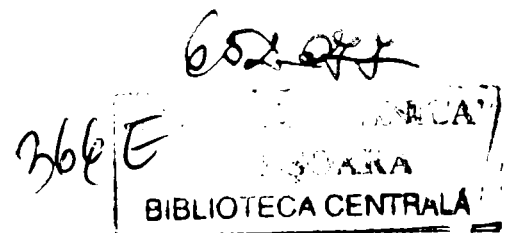
$P_{0,7}$; P_1 ; $P_{1,5}$; $P_{2,2}$; P_3 ; P_4 ; P_6 ; P_8 ; P_{10} ; P_{13} ; P_{17} ; P_{30} ; P_{50} și P_{80} sunt valori corespunzătoare de probabilitate, obținute din curba CPF. Nu este necesară netezirea pentru $P_{0,1}$.

Intervalul de timp de 10 minute pe care se bazează evaluarea nivelului de flicker de scurtă durată. Dacă trebuie să se țină seama de efectul combinat al mai multor sarcini perturbatoare cu funcționare aleatorie sau când se studiază sursele de flicker cu ciclu lung și variabil de funcționare (cuptoare cu arc electric) este necesar de a avea un criteriu de evaluare a nivelului de flicker de lungă durată.

- nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt}

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}} \quad (1-26)$$

P_{sti} , $i = 1..12$ reprezintă citiri succesive ale valorilor P_{st} corespunzătoare flicker-ului de scurtă durată.



B. Metodele de măsurare și agregare

Fluctuațiile de tensiune sunt constituite din valori consecutive ale tensiunii efective, câte una pentru fiecare semiperioadă, astfel determinarea nivelului de flicker instantaneu P se face pe baza valorilor efective ale tensiunii măsurate la fiecare 10 ms. Studiile de inconfort fiziologic au arătat faptul că starea de iritabilitate intervine dacă variațiile de tensiune au o anumită valoare și o anumită repetabilitate, indicate de curba de iritabilitate construită pentru variații dreptunghiulare ale tensiunii de alimentare. Valoare $P=1$ corespunde pragului convențional de iritabilitate și se determină pentru variații dreptunghiulare de tensiune din figura 1-2. Zona de sub curbă este zona fără flicker, iar cea de deasupra este zona cu flicker [4].

Tratarea statistică a fenomenului se realizează prin constituirea curbei de probabilitate cumulată (CPF). Aceasta este curba obținută pe baza unui număr mare de date măsurate indicând probabilitatea apariției unei valori egală sau mai mare decât o valoare dată. Conform CEI 61000-4-15 [19] diferitele tipuri de variație sunt reduse, la o variație dreptunghiulară pe baza unor factori de influență. Fiind cunoscută forma variațiilor de tensiune, cu ajutorul factorilor de formă este posibilă echivalarea acestora cu variații dreptunghiulare. Valorile obținute, pentru flickerul instantaneu sunt plasate succesiv într-un sistem de axe dreptunghiulare, determinând o curbă de variație a flicker-ului instantaneu, pe baza căreia se construiește CPF figura 1-3.

figura 1-2 Curba de iritabilitate $P_{st}=1$

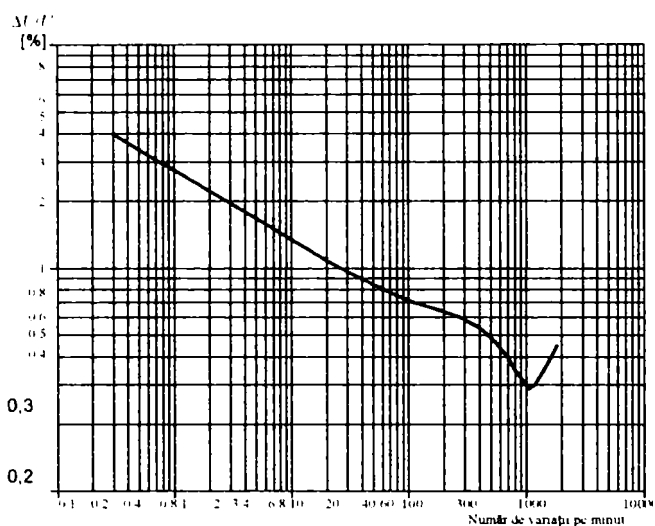
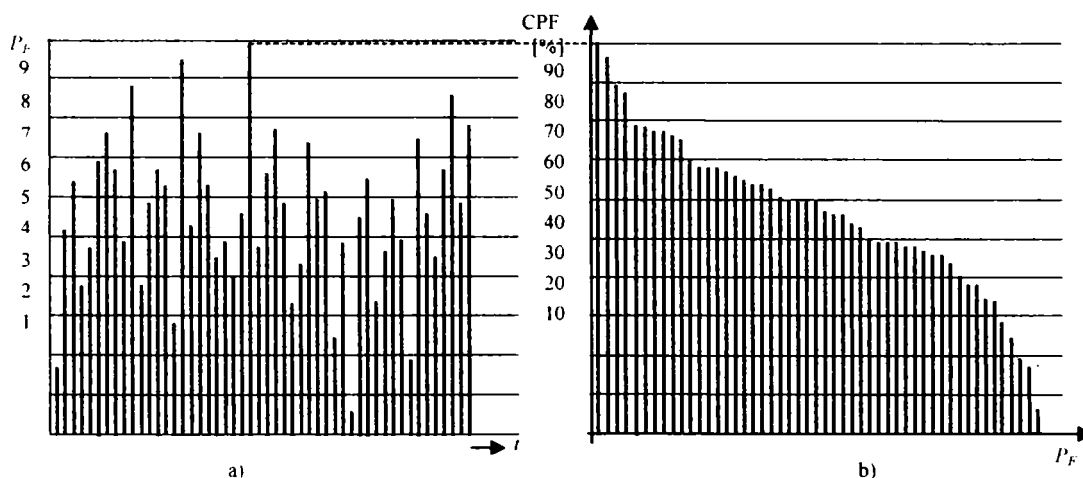


figura 1-3 Curba de probabilitate cumulată CPF



Pentru a lua în considerare mecanismul real de jenă fiziologică, valorile variațiilor de tensiune se ponderează cu coeficienți de corecție, dependenți de forma variației. Valorile astfel obținute sunt comparate cu valorile curbei de iritabilitate și se stabilește probabilitatea de depășire a acestei curbe, rezultând valorile P ale probabilităților.

Estimarea efectului de jenă fiziologică impune evaluarea pe un interval semnificativ de timp. Indicatorul P_{st} de flicker de scurtă durată se determină, pe o fereastră de măsurare 10min, printr-un algoritm cu mai multe puncte obținute din curba CPF, conform relației (1-24) și (1-25). Estimarea P_{lt} se calculează pentru un interval de 2ore pe baza a 12 valori de P_{st} consecutive și se însumează după o lege cubică conform relației (1-26).

Măsurarea nivelului de flicker se face cu flickermetre care să permită evaluarea nivelului de flicker de scurtă durată P_{st} de până la valoarea de 4, cu o eroare relativă $\varepsilon_r \leq 0,1\%$.

C. Procedura de verificare

Conform CEI 61000-4-27:2000 [18] trebuie evaluată calitatea energiei electrice din punctul de vedere al flicker-ului cu o probabilitate de 95 % pe săptămână. Procedura de evaluare este următoarea:

- durata de monitorizare este de minimum o săptămână pe baza datelor obținute pe intervale de agregare de 10min, succesive, ale indicatorului P_{st} ,
- determinarea numărului $N_{invalid}$ de intervale de agregare invalide, în care tensiunea are abateri peste $\pm 15\%$ față de valoarea contractată,
 - determinarea numărului N de intervale de agregare valide,
 - determinarea indicatorul P_{lt} pe baza a 12 valori valide și consecutive ale indicatorului P_{st} ,
 - determinarea numărului N_1 de intervale de agregare valide în care indicatorul P_{lt} depășește valoarea standardizată,
 - verificarea condiției $N_1/N \leq 0,05$.

1.5 Golurile tensiunii de alimentare

Golurile de tensiune se definesc prin reducerea intempestivă a tensiunii într-un nod al unei rețele electrice, sub o valoare admisă, cu revenirea în banda admisă a tensiunii, după un anumit interval de timp. Conform definiției EN 50160:1999, un gol de tensiune este o reducere bruscă a tensiunii de alimentare la o valoare situată între 90% și 1% din tensiunea contractată U_c , urmată de o restabilire a tensiunii după o scurtă perioadă de timp. Convențional, durata unui gol de tensiune este cuprinsă între 10ms și 1min. În general un gol de tensiune este asociat apariției și eliminării unui scurtcircuit în rețea, cu ieșirea și revenirea tensiunii în banda admisă.

O reducere a tensiunii de alimentare pe o durată mare de 1min nu se consideră gol de tensiune ci o abatere permanentă de tensiune. Reducerea tensiunii sub valoarea de 1% U_c , nu se consideră gol de tensiune, ci întrerupere de tensiune.

A. Definirea indicatorilor CEE

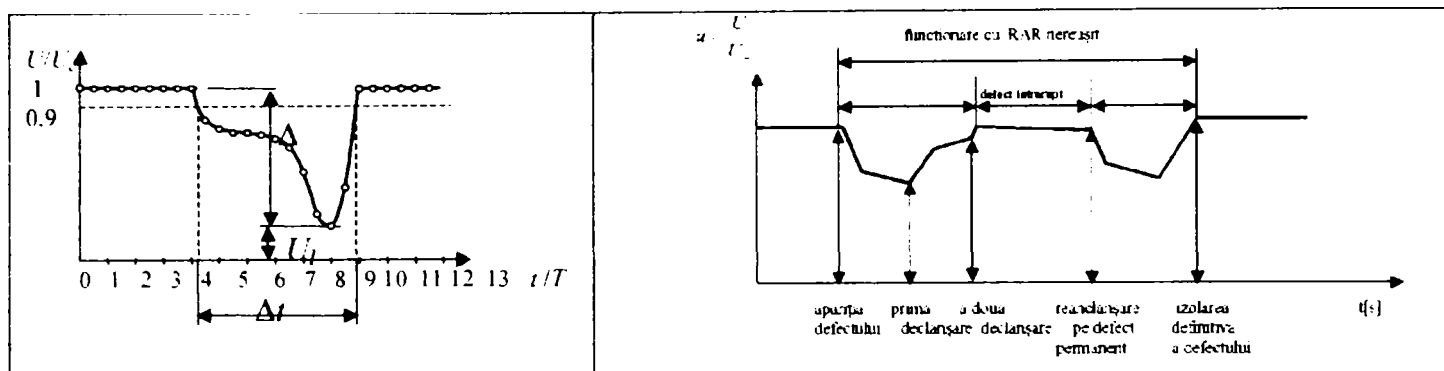
Golurile de tensiune se caracterizează prin următorii indicatori:

- amplitudinea relativă sau procentuală

$$\varepsilon_r [\%] = \frac{\Delta U}{U_c} \cdot 100 [\%] = \frac{U_c - U_l}{U_c} \cdot 100 [\%] \quad (1-27)$$

U_l - valoarea reziduală a tensiunii de fază, valoarea efectivă cea mai redusă pe durata golului
 U_c - tensiunea contractată, pe fază; [47]

Figura 1-4 Goluri de tensiune



Adâncimea unui gol ΔU este definită ca fiind diferența dintre tensiunea efectivă minimă în timpul golului de tensiune (tensiunea remanentă) și tensiunea contractată U_c . Variațiile de tensiune care nu conduc la reducerea tensiunii de alimentare sub 90 % din tensiunea contractată U_c nu sunt considerate goluri de tensiune.

- durata golului de tensiune:

$$\Delta t = t_f - t_i \quad (1-28)$$

t_i și t_f sunt momentele inițial și final ale golului de tensiune

Durata unui gol de tensiune Δt reprezintă intervalul de timp între momentul în care valoarea efectivă a tensiunii scade sub un anumit prag și momentul în care depășește acest prag. În general se consideră ca prag, valoarea minimă a benzii admise de variație a tensiunii în regim normal de funcționare. În sistemele polifazate durata golului poate fi definită pe fazele sistemului.

- frecvența de apariție a golurilor:

$$f_a = \frac{N_g}{T_r} \quad (1-29)$$

N_g este numărul de goluri de tensiune care apar pe durata de referință T_r , în mod uzual de un an. Frecvența golurilor de tensiune cu o anumită caracteristică, corespunzătoare fiecărei celule N_{ik} a matricei amplitudine-durată din Figura 1-4, determinată pentru un interval de timp (în general un an), este determinată din relația:

$$g = \frac{N_{ik}}{\sum_{\substack{i=1,6 \\ k=1,6}} N_{i,k}} \quad (1-30)$$

Pentru evaluarea nivelului de calitate a energiei electrice, din punctul de vedere al golurilor de tensiune, sunt utilizați diferiți indicatori și moduri de agregare a datelor înregistrate enumerând [7]:

- frecvența medie a variațiilor de tensiune la nivel de sistem SARFI_{x%} (System Average Rms variation Frequency Index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o

variație a valorii efective a tensiunii sub $x\%$ din tensiunea contractată, pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$SARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t} \quad (1-31)$$

N_i - numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i , n - numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat. Pragul $x\%$ este în mod uzual de 90, 80, 70, 50 și 10.

Indicatorul $SARFI_{x\%}$ oferă pentru golurile de tensiune informații similare cu cele oferite de indicatorul $SAIFI$ pentru întreruperile de scurtă durată.

- frecvența medie a variațiilor instantanee de tensiune $SIARFI_x$ (System Instantaneous Average rms (variation) frequency index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o variație instantanee a valorii efective a tensiunii sub $x\%$ din tensiunea contractată, pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$SIARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n NI_i}{N_t} \quad (1-32)$$

NI_i - numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i , n - numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat. Pragul $x\%$ este în mod uzual de 90, 80, 70, 50 și 10.

- frecvența medie a variațiilor momentane de tensiune $SMARFI_x$ (System Momentary Average rms (variation) frequency index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o variație momentane a valorii efective a tensiunii sub $x\%$ din tensiunea contractată, pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$SMARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n NM_i}{N_t} \quad (1-33)$$

NM_i -numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i , n - numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat. Pragul $x\%$ este în mod uzual de 90, 80, 70, 50 și 10. Durata variațiilor valorii efective de tensiune luate în considerație sunt cuprinse între 30 perioade ale tensiunii alternative și 3 s.

- frecvența medie a variațiilor temporare de tensiune $STARFI_x$ (System temporary average rms (variation) frequency index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o variație temporară a valorii efective a tensiunii sub $x\%$ din tensiunea contractată, pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$STARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n NT_i}{N_t} \quad (1-34)$$

NT_i -numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i , n - numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat. Pragul $x\%$ este în mod uzual de 90, 80, 70, 50 și 10. Durata variațiilor valorii efective de tensiune luate în considerație sunt cuprinse între 3 și 60 s.

Determinarea indicatorilor $SARFI_{x\%}$, $SIARFI_{x\%}$, $SMARFI_{x\%}$ și $STARFI_{x\%}$ necesită în afara datelor măsurate privind amplitudinea și durata golurilor în nodurile rețelei electrice și informații privind consumatorii afectați de aceste perturbații.

Având în vedere faptul că efectele golurilor de tensiune sunt dependente atât de adâncimea golului cât și de durata acestuia, poate fi utilă o caracterizare energetică a acestora pe baza energiei unui gol de tensiune E_g [6]:

$$E_g = 100 \cdot \int_0^{\Delta t} \left\{ 1 - \left[\frac{u(t)}{U_c} \right]^2 \right\} \cdot dt \quad (1-35)$$

$u(t)$ -valoarea tensiunii pe durata golului, U_c - tensiunea nominală/contractată, Δt - durata golului, iar înmulțirea cu 100 [1/s] permite obținerea unor valori ușor de prelucrat.

Deoarece determinările se fac pe baza valorilor efective pe o jumătate de perioadă:

$$E_g \cong \sum_{k=1}^N \left\{ 1 - \left[\frac{U_{1/2}(k)}{U_c} \right]^2 \right\} \quad (1-36)$$

N - numărul de semiperioade ale tensiunii alternative pe durata Δt a golului, $U_{1/2}(k)$ - valoarea efectivă pe o jumătate de perioadă a tensiunii corespunzătoare semiperioadei de rang k .

Energia golului din relațiile (1-35) și (1-36) este o mărime adimensională și corespunde energiei nelivrate unui consumator de putere unitară pe durata golului și pe un interval unitar de timp.

În cazul în care este cunoscută numai tensiunea remanentă și durata golului, energia E_g a golului poate fi estimată considerând o formă dreptunghiulară a golului:

$$E_g = \left[1 - \left(\frac{U_l}{U_c} \right)^2 \right] \cdot \Delta t \cdot 100 \quad (1-37)$$

Pe baza energiei golurilor singulare pot fi definiți indicatorii energetici ai golurilor și anume:

- indicatorul de energie al golurilor SEI – Sag Energy Index

$$SEI = \sum_{i=1}^n E_g(i) \quad (1-38)$$

n -numărul total de goluri validate, pe durata monitorizării, în punctul analizat. În mod obișnuit durata de calcul este de o lună sau un an.

- indicatorul valoare medie a energiei golurilor ASEI – Average Sag Energy Index

$$ASEI = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n E_g(i) \quad (1-39)$$

Dacă tensiunile de referință și pragurile de determinare a duratei golurilor sunt adecvat stabilite, indicatorii SEI și ASEI permit o utilă comparare a performanțelor diferitelor noduri dintr-o rețea electrică de transport sau de distribuție a energiei electrice. Indicatorii SEI și ASEI pot fi extinși la nivel de sistem pe baza valorilor determinate pentru toate nodurile din sistem.

B. Metodele de măsurare și agregare

În mod obișnuit, golurile de tensiune nu au o formă dreptunghiulară, durata golului având valori diferite în funcție de pragul ales pentru valoarea efectivă pe o jumătate de perioadă precum și pentru

valoarea de referință adoptată. Astfel analiza indicatorilor privind golurile de tensiune se bazează pe date măsurate ale valorii efective pe jumătate de perioadă $U_{1/2}$. Determinarea valorii efective începe la fiecare trecere prin zero a tensiunii de fază. Deoarece echipamentul începe procesul de măsurare după prima semiperioadă în care are loc modificarea tensiunii, evaluarea golurilor cu o durată sub 20 ms se face cu o incertitudine ridicată [6].

$$U_{1/2} = \sqrt{\frac{2}{T} \cdot \int_0^{T/2} u^2 \cdot dt} \cong \sqrt{\frac{2}{M} \cdot \sum_{i=1}^{M/2} U_i^2} \quad (1-40)$$

M - numărul de eșantioane pe perioadă a tensiunii alternative, U_i - amplitudinea eșantionului de rang i , T -perioada corespunzătoare ultimei valori 'nemarcată' a frecvenței rețelei.

Perturbația are un caracter aleatoriu, iar frecvența de apariție, amplitudinea golului și durata acestuia variază mult în fiecare nod al sistemului. Evaluarea efectelor golurilor asupra consumatorilor se face prin monitorizarea pe durate mari de timp a tensiunii reziduale U_l , a duratei Δt și a fazei pe care are loc evenimentul, acestea putând să nu afecteze simultan cele trei faze.

Caracterizarea globală a golurilor de tensiune necesită, conform CEI 61000-2-8 [16], completarea, pe intervale mari de timp, în mod obișnuit un an, a matricei amplitudine - durata golurilor prezentate în tabelul 1-2.

tabelul 1-2 Matricea amplitudinea golurilor - durată

Amplitudinea golului ΔU	10 ms $\leq \Delta t <$ 100 ms	100 ms $\leq \Delta t <$ 500 ms	500ms $\leq \Delta t <$ 1 s	1 s $\leq \Delta t <$ 3 s	3 s $\leq \Delta t <$ 20 s	20 s $\leq \Delta t <$ 60 s
$0,1 < \Delta U < 0,15$	N_{11}	N_{21}	N_{31}	N_{41}	N_{51}	N_{61}
$0,15 \leq \Delta U < 0,3$	N_{12}	N_{22}	N_{32}	N_{42}	N_{52}	N_{62}
$0,3 \leq \Delta U < 0,6$	N_{13}	N_{23}	N_{33}	N_{43}	N_{53}	N_{63}
$0,6 \leq \Delta U < 0,99$	N_{14}	N_{24}	N_{34}	N_{44}	N_{54}	N_{64}

Conform CEI 61000-2-8 [16], tensiunea de referință care stă la baza stabilirii pragurilor de început și de sfârșit ale golului poate fi:

- tensiune de referință fixă, ca de exemplu: tensiunea nominală a rețelei U_N sau tensiunea contractată U_c ;
- tensiune de referință alunecătoare, de exemplu, tensiunea medie de lungă durată în punctul de măsurare sau valoarea efectivă imediat anterioară evenimentului.

Valoarea efectivă imediat anterioară evenimentului, numită 'tensiune alunecătoare de referință a ferestrei U_{rf} ', se determină conform CEI 61000-4-30 [20] pe baza ferestrei de măsurare de 200 ms (10 perioade) utilizând un filtru de primul ordin cu o constantă de timp de 1 minut, pe baza relației:

$$U_{rf}(n) = 0,9967 \cdot U_{rf}(n-1) + 0,0033 \cdot U_{10}, \quad (1-41)$$

$U_{rf}(n)$ - valoarea curentă a tensiunii de referință alunecătoare, $U_{rf}(n-1)$ -valoarea precedentă (determinată pentru un pas de calcul anterior) a tensiunii de referință alunecătoare, U_{10} -cea mai recentă valoare efectivă a tensiunii determinată pe 200 ms.

Alegerea adecvată a valorii tensiunii de referință și a pragurilor are o importanță deosebită în analiza golurilor de tensiune. Utilizarea tensiunii nominale a rețelei sau a tensiunii contractate U_c ca tensiune de referință este mai adecvată rețelelor de distribuție, iar utilizarea unei tensiunii de referință

alunecătoare este mai adecvată rețelelor de transport atunci când se efectuează o analiză comparativă a golurilor de tensiune care apar în diferite puncte ale rețelei în cazul producerii unui scurtcircuit [6].

Determinările privind apariția golurilor ar putea fi efectuate în funcție de limita inferioară a benzii admise de tensiune. În cazul în care, în punctul analizat, tensiunea normală de funcționare este în apropierea limitei inferioare a benzii admise, variația sarcinii ar putea determina mici variații ale tensiunii în jurul limitei inferioare. Aceste variații ale tensiunii, determinate de variații ale sarcinii și care conduc la o creștere nerelevantă a numărului golurilor de tensiune, pot fi excluse printr-o alegere adecvată a pragurilor de înregistrare a golurilor.

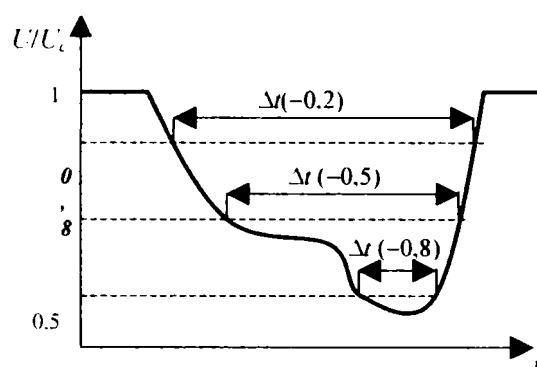
Conform CEI 61000-2-8:2000 [16], în cazul în care se alege o tensiune de referință fixă, pragurile pentru determinarea duratei golului pot fi alese astfel:

- pragul de start, ca valoarea limită inferioară a benzii de tensiune admisă sau ca o valoare sub această limită cu un marjă specificată (în cazul funcționării în regim normal de funcționare în apropierea limitei inferioare a benzii admise);
- pragul de sfârșit, ca valoare egală cu valoarea de start sau o valoare superioară cu 'tensiunea de histererezis' (1-2 % din tensiunea declarată de intrare) dacă se urmărește separarea golurilor de tensiune de variațiile datorate sarcinii, în apropierea limitei inferioare a benzii de tensiune admise.

În cazul în care drept tensiune de referință se alege tensiunea imediat anterioară evenimentului, acest mod de lucru are un puternic efect de atenuare care asigură eliminarea multor variații datorate sarcinii și deci pragurile privind golurile pot fi egale și alese cu valori apropiate de tensiunea de referință (de exemplu 99 % din tensiunea de referință alunecătoare determinată anterior evenimentului).

În cazul unor circuite complexe, golurile de tensiune pot să aibă forme complexe figura 1-5, pentru care cele două dimensiuni ale golului simplu nu oferă informații suficiente. În acest caz, pot fi definite mai multe praguri și determinate duratele golului pentru diferite niveluri ale tensiunii reziduale. Stabilirea acestor praguri și necesitatea analizei în detaliu a golurilor complexe depinde în mare măsură de tipul echipamentelor alimentate și de susceptibilitatea acestora la o anumită formă a golului.

figura 1-5. Forma complexă pentru un gol de tensiune



Măsurarea golurilor de tensiune se face cu echipament dedicat care să permită evaluarea cu o eroare relativă $\varepsilon_r \leq 0,5 \%$. Incertitudinea de măsurare a ΔU nu trebuie să depășească $\pm 0,2 \%$ din U_{din} tensiunea declarată de intrare, definită ca fiind tensiunea nominală respectiv contractată U_c înmulțită cu raportul de transformare al traductorului de tensiune utilizat la măsurarea tensiunilor înalte [6].

Echipamentele de monitorizare trebuie să determine numărul de goluri de tensiune care corespund fiecărei celule a matricei din tabelul 1-2. O evaluare completă necesită însă un sistem informatic de tip SCADA amplu care să ofere informații privind golurile de tensiune în toate nodurile rețelei electrice. Prelucrarea acestor date, se face la nivel de sistem pentru a determina indicatori specifici, iar la nivelul consumatorului prin comparația cu curbele de susceptibilitate. Pe baza acestor date și a curbelor de imunitate/susceptibilitate a echipamentelor/consumatorilor, de exemplu curbele ITIC sau CBEMA - The Computer and Business Equipment Manufacturers Association, se poate evalua nivelul de calitate a energiei electrice în nodul analizat. [25]

C. Procedura de verificare

Conform standardelor prezentate la cap.1 pentru agregarea în spațiu a datelor măsurate privind golurile de tensiune, pe durata unui an în toate nodurile rețelei electrice, pot fi utilizate matrice similare cu cea din tabelul 1-2, fiecare celulă putând conține:

- frecvența maximă de apariție la nivel de rețea electrică a golurilor de tensiune de adâncime și durată corespunzătoare celulei respective, sau
- frecvența medie de apariție la nivel de rețea electrică a golurilor de tensiune de adâncime și durată corespunzătoare celulei respective, sau
- probabilități de 95% de apariție la nivel de rețea electrică a golurilor de tensiune de adâncime și durată corespunzătoare celulei respective, sau
- numărul maxim (sau minim) de goluri tensiune înregistrate la nivel de rețea electrică având adâncimea și durată corespunzătoare celulei respective, sau
- procentul de goluri tensiune având adâncimea și durată corespunzătoare celulei respective, din numărul total de goluri de tensiune înregistrate la nivel de rețea electrică, sau
- orice alte categorii de date statistice calculate prin utilizarea datelor măsurate pe durata unui an în nodurile rețelei electrice.

În România golurile de tensiune nu sunt normate. Din punct de vedere practic analiza propagării perturbației sub formă de goluri într-o rețea electrică de alimentare prezintă un interes deosebit. Cunoașterea ariei de vulnerabilitate la goluri, determinată prin calcul sau experimental, are un rol important în adoptarea de măsuri eficiente pentru limitarea daunelor generate de acestea. [47]

1.6 Întreruperile de scurtă și lungă durată a tensiunii de alimentare

Întreruperile tensiunii de alimentare se definesc ca reducerea tensiunii într-un nod al rețelei electrice sub o tensiune de prag. Întreruperea accidentală este determinată de defecte permanente sau tranzitorii, în cazul unor evenimente extreme, defecte de echipamente sau a unor interferențe. Întrerupere anunțată este întrerupere a consumatorului anunțată în prealabil, necesară executării unor lucrări în rețeaua electrică de alimentare. Întreruperea de lungă durată este întreruperea alimentării cu energie electrică pentru mai mult de 3 minute, poate fi anunțată și accidentală. Întreruperea de scurtă durată este reducerea tensiunii, pe una sau mai multe faze, într-un anumit nod al rețelei electrice sub o valoare de prag, cu revenirea tensiunii în banda admisă, după un interval redus de timp [29].

A. Definirea indicatorilor CEE

Evaluarea calității energiei electrice din punctul de vedere al întreruperilor de scurtă și lungă durată se poate face pe baza unor indicatori globali, care oferă informații atât la nivel de sistem / rețea electrică

cât și la nivelul consumatorilor. În Europa evaluarea se face pe baza energiei nelivrate ENS (Energy Not Supplied), ca fiind energia care ar fi fost furnizată dacă nu interveneau întreruperile. Pe baza acestei valori se determină indicatorii:

- durata medie de întrerupere AIT (Average interruption time) definește durata totală a întreruperilor la nivel de sistem într-un an.:

$$AIT = 8760 \cdot 60 \cdot \frac{ENS}{AD} \quad [\text{min}/\text{an}] \quad (1-42)$$

AD (Annual demand)- consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic) [MWh/an].

- indisponibilitate medie a serviciului ASUI (Average service unavailability index) ca raport între energia nelivrată datorită întreruperilor ENS (Energy not supplied) și consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic) AD (Annual demand)

$$ASUI = \frac{ENS}{AD} \quad (1-43)$$

- indicator minute sistem SM (System Minutes) ca un parametru de performanță al sistemului electroenergetic care estimează durata medie de întrerupere anuală prin raportare la vârful de consum anual

$$SM = \frac{ENS}{PL} \cdot 60 = AIT \cdot \frac{AL}{PL} \quad [\text{minute sistem}] \quad (1-44)$$

PL (Peak Load)- vârful anual de consum, în MW, în perioada analizată, AL (Average Load) puterea medie a curbei de sarcină anuală, AIT–durata medie de întrerupere (la nivel de sistem).

- indicator de disponibilitate medie a serviciului – alimentarea consumatorilor ASAI (Average service availability index) ca raport între energia efectiv furnizată consumatorilor și consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic) AD (Annual demand)

$$ASAI = \frac{AD - ENS}{AD} = 1 - ASUI \quad (1-45)$$

Datele obținute prin monitorizarea întreruperilor de scurtă și lungă durată pot fi utilizați și pentru determinarea indicatorilor recomandați de IEEE . Aceștia cuprind atât mărimi relative la performanțele sistemului de alimentare cât și mărimi relative la consumatorii alimentați dintr-o rețea:

- indicator durata medie de întrerupere la nivel de sistem SAIDI (System average interruption duration index) ca raport între durata totală a întreruperilor la toți consumatorii întrerupți și numărul total al consumatorilor conectați în sistemul analizat

$$SAIDI = \frac{\sum_{s=1}^n (N_s \cdot D_s)}{N_t} \quad (1-46)$$

N_s - numărul consumatorilor întrerupți peste 3 minute în întreruperea s, n-numărul total de întreruperi, N_t -numărul total al consumatorilor deserviți, D_s -durata de întrerupere a consumatorilor (minute) la întreruperea s;

- indicator frecvență medie de întrerupere la nivel de sistem SAIFI (System average interruption frequency index) ca raport între numărul total al consumatorilor, întrerupți la fiecare dintre întreruperile de lungă durată și numărul total al consumatorilor conectați în sistemul analizat

$$SAIFI = \frac{\sum_{s=1}^n N_s}{N_t} \quad (1-47)$$

unde N_s -numărul consumatorilor întreruși peste 3 minute în întreruperea s , n -numărul total de întreruperi, N_t -numărul total al consumatorilor deserviți.

- indicator durata medie de întrerupere la nivelul consumatorului întrerupt CAIDI (Customer average interruption duration index) ca raport între durata totală a întreruperilor la toți consumatorii întreruși și numărul total al consumatorilor, întreruși la fiecare dintre întreruperile de lungă durată

$$CAIDI = \frac{\sum_{s=1}^n (N_s \cdot D_s)}{\sum_{s=1}^n N_s} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (1-48)$$

N_s -numărul consumatorilor întreruși peste 3 minute în întreruperea s , n -numărul total de întreruperi, D_s -durata de întrerupere a consumatorilor (minute) la întreruperea s ;

- indicator frecvența medie de întrerupere la nivel de sistem ASIFI (Average system interruption frequency index) ca raport între puterea aparentă totală întreruptă și puterea totală S_t în funcțiune (conectată, instalată) în sistemul analizat

$$ASIFI = \frac{\sum_{s=1}^n S_s}{S_t} \quad (1-49)$$

S_s -puterea întreruptă la întreruperea s , n -numărul total de întreruperi.

- indicator frecvența medie de întrerupere la nivelul consumatorului întrerupt CAIFI (Customer average interruption frequency index) ca raport între numărul total al consumatorilor, întreruși la fiecare dintre întreruperile de lungă durată și numărul total N_{ca} al consumatorilor afectați de una sau mai multe întreruperi în perioada analizată

$$CAIFI = \frac{\sum_{s=1}^n N_s}{N_{ca}} \quad (1-50)$$

N_s -numărul consumatorilor întreruși peste 3 minute în întreruperea s , n –numărul total de întreruperi. Un consumator afectat de mai multe întreruperi se numără o singură dată în calculul acestui indicator.

- indicator durata medie de întrerupere la nivel de sistem ASIDI (Average system interruption duration index) ca raport între energia nelivrată pe durata tuturor întreruperilor și numărul total N_t al consumatorilor deserviți în sistemul analizat

$$ASIDI = \frac{\sum_{s=1}^n S_s \cdot D_s}{N_t} \text{ [kVAh / consumator]} \quad (1-51)$$

S_s -puterea întreruptă la întreruperea s , n -numărul total de întreruperi, D_s -durata de întrerupere a consumatorilor (minute) la întreruperea s .

- indicator frecvența medie a întreruperilor momentane (de scurtă durată) MAIFI (Momentary

average interruption frequency index) ca raport între numărul total al consumatorilor întreruși pe durate scurte și numărul total N_t al consumatorilor deserviți în sistemul analizat

$$MAIFI = \frac{\sum_{m=1}^M N_m}{N_t} \quad (1-52)$$

M-numărul total al incidentelor de scurtă durată. N_m – numărul consumatorilor întreruși pe durate scurte (sub 3 minute), la fiecare întrerupere m.

Indicatorii SAIFI și SAIDI caracterizează numărul și durata medie a unei întreruperi de durată la care se poate aștepta un consumator. Indicatorii CAIFI și CAIDI sunt similari, dar sunt normalizați în raport cu consumatorii care au suferit real o întrerupere. SAIFI și SAIDI, numeric diferite de CAIFI și CAIDI, permit ridicarea problemelor de la nivel de medie zonală la nivelul întregului sistem. MAIFI este similar cu SAIFI dar sunt numărate numai întreruperile de scurtă durată. De regulă, MAIFI este aproximativ de același ordin de mărime sau mai mare decât SAIFI.

Între indicatorii de calitate, din punctul de vedere al întreruperilor de scurtă și lungă durată, utilizați în Europa și cei recomandați de IEEE există o serie de corelări. Astfel indicatorul de disponibilitate medie a serviciului ASAI poate fi corelat cu indicatorul SAIDI

$$ASAI = 1 - ASUI = \frac{8760 - \frac{SAIDI}{60}}{8760} \quad (1-53)$$

B. Metodele de măsurare și agregare

Conform unei întreruperi corespunde intervalului de timp în care tensiunea rămâne sub 1 % din tensiunea nominală/contractată U_c și se aplică astfel:

- în sistemele monofazate, o întrerupere a tensiunii de alimentare începe atunci când valoarea efectivă pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$ coboară sub valoarea pragului tensiunii de întrerupere și se termină atunci când valoarea efectivă pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$ este egală sau superioară valorii pragului tensiunii de întrerupere plus tensiunea de 'histerezis'.

- în sistemele trifazate, o întrerupere a tensiunii de alimentare începe atunci când valorile efective pe jumătate de perioadă a tensiunilor alternative $U_{1/2}$ de pe toate canalele (fazele) coboară sub valoarea pragului tensiunii de întrerupere și se termină atunci când valoarea efectivă pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$ de pe oricare canal (fază) este egală sau superioară valorii pragului tensiunii de întrerupere plus tensiunea de 'histerezis'. În analiza întreruperilor de scurtă durată într-o rețea electrică, măsurarea completă se face pentru cele trei faze, având în vedere faptul că pot să apară evenimente cu caracteristici diferite pe cele trei faze și în consecință cu efecte diferite asupra utilizatorilor finali.

Pragul de întrerupere a tensiunii și tensiunea de 'histerezis' sunt fixate de utilizator în funcție de aplicație. Pragul de întrerupere a tensiunii nu trebuie fixat sub incertitudinea de măsurare plus valoarea tensiunii de 'histerezis'. În mod uzual tensiunea de 'histerezis' este egală cu 2 % din tensiunea declarată de intrare. În aceste condiții, conform CEI 61000-4-30 [20], pragul tensiunii de întrerupere va fi fixat la 5 % din tensiunea declarată de intrare. Incertitudinea de măsurare a duratei unei întreruperi trebuie să fie inferioară duratei a 2 perioade ale tensiunii măsurare [6].

Determinarea apariției unei întreruperi se face pe baza măsurătorilor valorii efective pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$. Condițiile de măsurare a întreruperilor sunt similare condițiilor de măsurare a golurilor de tensiune, inclusiv cele referitoare la caracteristicile de performanță a echipamentelor utilizate în acest scop.

C. Procedură de verificare

Standardele nu definesc o limită maxim admisă referitoare la numărul de întreruperi de scurtă sau lungă durată a tensiunii de alimentare. Evaluarea întreruperilor de scurtă și lungă durată se face pe baza numărului de evenimente defalcate corespunzător duratelor înscrise în tabelul 1-3. Intervalul de monitorizare este în mod obișnuit un an.

tabelul 1-3. Întreruperile de scurtă și lungă durată

Număr de întreruperi	Durata întreruperii		
	$\Delta t < 1 \text{ s}$	$1 \text{ s} \leq \Delta t < 3 \text{ min}$	$\Delta t \geq 3 \text{ minute}$

În România evaluarea nivelului de calitate a energiei electrice, din punctul de vedere al întreruperilor de scurtă sau lungă durată se face și în conformitate cu prevederile din Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport urmărindu-se:

- Indicatorii de performanță ai serviciului de transport
 - timpul mediu de întrerupere;
 - indicatorul de severitate;
 - indicatorul minute sistem.
- Indicatorii de siguranță calculați pentru fiecare nod al RET
 - durata medie de întrerupere;
 - numărul mediu de întreruperi urmate de reparații;
 - numărul mediu de întreruperi urmate de manevre.

Conform noii ediții a Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție, numărul de întreruperi de scurtă și lungă durată pot face obiectul unui angajament din partea distribuitorului, angajament care este în funcție de condițiile specifice ale amplasamentului în care se măsoară și se contabilizează întreruperile de scurtă și lungă durată. Distribuitorul are obligația de a defini zone de consum specifice rețelei electrice de distribuție proprii pentru care stabilește împreună cu reglementatorul numărul de întreruperi. Distribuitorul se angajează să nu depășească numărul de întreruperi pe o perioadă de 12 luni de la luarea angajamentului.

Nivelul de continuitate în alimentarea unui utilizator care dorește a se racorda la RED, se stabilește între utilizator și distribuitor. Distribuitorul indică - pentru soluțiile de racordare analizate - indicatorii de siguranță asociați (ai RED) în punctul de delimitare și anume:

- numărul mediu al întreruperilor urmate de reparații/an;
 - durata medie anuală de nealimentare;
- și la solicitarea utilizatorului
- numărul maxim de întreruperi urmate de reparații (cu o probabilitate de realizare 0,95);
 - durata maximă a unei întreruperi (cu aceeași probabilitate 0,95);
 - numărul de întreruperi depășind o anumită durată maximă (cu probabilitate 0,95);
 - numărul mediu/maxim al întreruperilor de manevre/an.

Înainte de 31 decembrie al fiecărui an, distribuitorul trebuie să publice obiectivul său referitor la fiabilitatea alimentării estimată pentru anul următor și valorile anterior realizate. Ca un minim, aceste ținte trebuie să includă pentru utilizatorii dintr-o zonă de alimentare:

- durata medie (în minute) a tuturor întreruperilor alimentării la nivel de sistem la care se poate aștepta un consumator (SAIDI):
- durata medie (în minute) a întreruperilor alimentării pe consumator, datorită întreruperilor planificate:
- durata medie (în minute) a întreruperilor alimentării pe consumator datorită întreruperilor neplanificate:
- frecvența medie de întrerupere la nivel de sistem (SAIFI) excluzând întreruperile de scurtă durată (momentane):
- frecvența medie de întrerupere la nivelul consumului (CAIFI) pe consumator;
- durata medie a întreruperilor la nivelul consumatorilor (CAIDI).

1.7 Supratensiunile temporare de frecvență industrială a tensiunii de alimentare

Supratensiunile reprezintă creșterea de scurtă durată, peste o valoare de prag a valorii tensiunii într-un anumit punct al rețelei electrice. Supratensiunile temporare se definesc sub forma unor oscilații neamortizate sau slab amortizate între fază și pământ, sau între faze, care apare într-un punct dat al unei rețele, pentru o durată relativ mare. Supratensiunile temporare de frecvență industrială se regăsesc și sub denumirea creștere de tensiune. În mod obișnuit acestea apar la deconectarea bruscă a sarcinii, defecte monofazate, fenomene de rezonanță.

A. Definirea indicatorilor CEE

Supratensiunile temporare de frecvență industrială se caracterizează prin următorii indicatori:

- frecvența medie a variațiilor de tensiune la nivel de sistem $SARFI_{x\%}$ (System Average rms (variation) frequency index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o variație a valorii efective a tensiunii peste $x\%$ din tensiunea nominală / contractată U_c , pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$SARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t} \quad (1-54)$$

N_i - numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i ,
 n - numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat.
Pragul $x\%$ este în mod uzual de 140, 120 și 110;

- frecvența medie a variațiilor instantanee de tensiune $SIARFI_x$ (System Instantaneous Average rms (variation) frequency index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o variație instantanee a valorii efective a tensiunii peste $x\%$ din tensiunea nominală/contractată U_c , pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$SIARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n NI_i}{N_t} \quad (1-55)$$

NI_1 - numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i ,
 n – numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat.
 Pragul $x\%$ este în mod uzual de 140, 120 și 110;

- frecvența medie a variațiilor momentane de tensiune $SMARFI_x$ (System Momentary Average rms (variation) frequency index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o variație momentane a valorii efective a tensiunii peste $x\%$ din tensiunea nominală/contractată U_c , pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$SMARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n NM_i}{N_t} \quad (1-56)$$

NM_1 - numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i ,
 n – numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat. Pragul $x\%$ este în mod uzual de 140, 120 și 110. Durata variațiilor valorii efective de tensiune luate în considerație sunt cuprinse între 30 perioade ale tensiunii alternative și 3 s;

- frecvența medie a variațiilor temporare de tensiune $STARFI_x$ (System temporary average rms (variation) frequency index_{voltage}) calculată ca raportul dintre numărul de consumatori care au suportat o variație temporară a valorii efective a tensiunii peste $x\%$ tensiunea nominală/contractată U_c , pe durata analizată, și numărul total N_t deserviți de sistemul analizat

$$STARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^n NT_i}{N_t} \quad (1-57)$$

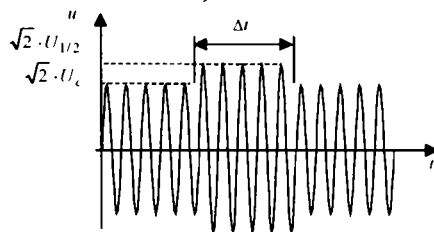
NT_1 - numărul consumatorilor afectați de variația de tensiune, la fiecare dintre evenimentele i ,
 n – numărul total de evenimente cu variație de tensiune, pe durata analizată, în sistemul analizat. Pragul $x\%$ este în mod uzual de 140, 120 și 110. Durata variațiilor valorii efective de tensiune luate în considerație sunt cuprinse între 3 și 60 s.

Determinarea indicatorilor $SARFI_{x\%}$, $SIARFI_{x\%}$, $SMARFI_{x\%}$ și $STARFI_{x\%}$ necesită în afara datelor măsurate privind amplitudinea și durata supratensiunilor temporare de frecvență industrială în nodurile rețelei electrice și informații privind consumatorii afectați de aceste perturbații.

B. Metodele de măsurare și agregare

Supratensiunile temporare de frecvență industrială sunt perturbații bidimensionale definite prin amplitudine și durată, conform Figura 1-6 și sunt evaluate pe baza măsurătorilor privind valoarea efectivă pe o jumătate de perioadă. Durata Δt a supratensiunilor temporare de frecvență industrială se consideră ca fiind intervalul de timp în care tensiunea de alimentare depășește un anumit prag (în mod obișnuit 110% din tensiunea nominală/contractată U_c).

Figura 1-6. Supratensiune temporară de frecvență industrială (creștere de tensiune)



Determinarea apariției unei supratensiuni temporare de frecvență industrială se face pe baza măsurătorilor valorii efective pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$. Echipamentele de măsurare utilizate trebuie să asigure determinarea supratensiunii temporare în prima semiperioadă după care a avut loc evenimentul, excluzând semiperioada în care a avut loc modificarea. Având în vedere faptul că semiperioada în care are loc modificarea nu este luată în considerare, evaluarea creșterilor de tensiune cu o durată sub 20 ms nu are o exactitate adecvată.

Durata unei supratensiuni temporare de frecvență industrială corespunde intervalului de timp în care tensiunea din punctul de măsurare depășește limita superioară a benzii admise de tensiune. Conform CEI 61000-4-30[20]:

- în sistemele monofazate, o supratensiune temporară de frecvență industrială începe atunci când valoarea efectivă pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$ crește peste valoarea pragului de supratensiune temporară de frecvență industrială și se termină atunci când valoarea efectivă pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$ este egală sau inferioară valorii pragului de supratensiune temporară de frecvență industrială minus tensiunea de „histerezis”.
- în sistemele trifazate, o supratensiune temporară de frecvență industrială începe atunci când una din valorile efective pe jumătate de perioadă a tensiunilor alternative $U_{1/2}$ de pe toate canalele (fazele) crește peste valoarea pragului de supratensiune temporară de frecvență industrială și se termină atunci când valorile efective pe jumătate de perioadă a tensiunii alternative $U_{1/2}$ de pe toate canalele (fazele) sunt egale sau inferioare valorii pragului de supratensiune temporară de frecvență industrială minus tensiunea de „histerezis”.

Pragul de supratensiune temporară de frecvență industrială și tensiunea de „histerezis” sunt fixate de utilizator în funcție de aplicație. Conform CEI 61000-4-30 [20], pragul de supratensiune temporară de frecvență industrială este în general superior valorii de 110 % din tensiunea declarată de intrare (105 % în cazul rețelelor electrice de 400 kV). În mod uzual tensiunea de „histerezis” este egală cu 2 % din tensiunea declarată de intrare.

Incertitudinea de măsurare a duratei unei supratensiuni temporare de frecvență industrială este egală cu incertitudinea de măsurare a începutului supratensiunii temporare (o semiperioadă) plus incertitudinea de măsurare a sfârșitului supratensiunii temporare (o semiperioadă). Condițiile de măsurare a supratensiunilor temporare de frecvență industrială sunt similare condițiilor de măsurare a golurilor de tensiune, inclusiv cele referitoare la caracteristicile de performanță a echipamentelor.

C. Procedura de verificare

Evaluarea supratensiunilor temporare de frecvență industrială din punctul de vedere al calității energiei electrice se face pe baza numărului de evenimente defalcate conform matricei descrise în tabelul 1-4.

tabelul 1-4. Evaluarea supratensiunilor temporare de frecvență industrială

Amplitudinea supratensiunii	Durata supratensiunii		
	$\Delta t < 1 \text{ s}$	$1 \text{ s} \leq \Delta t < 1 \text{ minut}$	$\Delta t \geq 1 \text{ minut}$
$1,1 < U/U_c \leq 1,2$			
$1,2 < U/U_c \leq 1,4$			
$1,4 < U/U_c \leq 1,6$			
$1,6 < U/U_c \leq 2$			
$U/U_c > 2$			

Intervalul de monitorizare este în mod obișnuit un an. Compararea datelor din tabelul 1-4, obținute pe durata unui an, cu valorile prezentat în standardele de la capitolul I permite evaluarea măsurilor ce trebuie adoptate pentru limitarea supratensiunilor în rețeaua electrică. În cazul echipamentelor electrice ale consumatorilor, nivelul și durata supratensiunilor temporare de frecvență industrială trebuie să fie comparate cu curba de susceptibilitate a echipamentului (de exemplu, ramura superioară a curbelor CBEMA sau ITIC).

Observație

Supratensiunile de scurtă durată, nedepășind câteva milisecunde, oscilatorii sau nu, în general puternic amortizate definesc supratensiunile tranzitorii.

În funcție de originea supratensiunilor tranzitorii acestea se împart în supratensiuni de comutație și supratensiuni de trăsnet. În funcție de forma undei caracteristice, supratensiunile tranzitorii se împart în:

- supratensiuni cu front lent, în general unidirecționale, având durata până la vârf $20 \mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$ și durata spatelui $T_2 \leq 20 \text{ ms}$;
- supratensiuni cu front rapid, în general unidirecționale, având durata până la vârf $0,1 \mu\text{s} < T_f \leq 20 \mu\text{s}$ și durata spatelui $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$;
- supratensiuni cu front foarte rapid, în general unidirecționale, având durata până la vârf $T_f \leq 0,1 \mu\text{s}$ și durata totală $< 3 \mu\text{s}$ și cu oscilații suprapuse de frecvență $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$.

Sistemele obișnuite de măsurare, cuprinzând transformatoare de măsurare de tensiune și de curent electric, datorită caracteristicilor lor de frecvență limitate la cel mult 1-2kHz nu permit evaluarea corectă a supratensiunilor tranzitorii, cu frecvență cuprinsă între 1-1000MHz. Informațiile obținute de la transformatoarele de măsurare de tensiune și de curent existente în prezent în RET indică un nivel de perturbație cu abateri mari în plus sau în minus față de situația reală. Numai supratensiunile temporare, cu durată peste 10ms pot fi evaluate cu ajutorul acestor echipamente și pot oferi informații necesare pentru caracterizarea acestora prin durata și amplitudinea lor.

În mod obișnuit, standardele internaționale recomandă limitele maxim admise pentru supratensiunile tranzitorii care pot să apară în rețelele electrice. În România aceste valori sunt normate de NTE 001/03/00 „Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor”.

1.8 Nesimetriile de tensiune și curent electric

Nesimetriile de tensiune se definesc ca fiind situațiile într-un sistem polifazat în care valorile efective ale tensiunilor de fază sau unghiurile dintre fazorii succesivi ai tensiunilor de fază nu sunt egale. Aceasta este determinată de încărcarea inegală a fazelor rețelei electrice, prin curenți cu amplitudini diferite pe faze, de parametri electrici diferiți pe cele trei faze, prin impedanțe inegale datorate configurației rețelei sau datorate unui defect permanent. Consumatorii trifazați dezechilibrați, receptoarele bifazate și cele monofazate produc efecte negative asupra rețelelor electrice de transport și distribuție, precum și celorlalți consumatori echilibrați prin dezechilibrarea tensiunilor trifazate. În cazul mărimilor nesinusoidale noțiunea de nesimetrie poate fi atașată numai armonicii fundamentale. [24]

A. Definierea indicatorilor CEE

Conform CEI 61000-4-30 [20], evaluarea nesimetriei tensiunilor și curenților electrici se face prin utilizarea metodei componentelor simetrice, prin următorii indicatori de calitate :

- factorul de nesimetrie negativă k_u^- al tensiunilor pe fază, determinat ca raportul dintre componenta de secvență negativă \underline{V}^- (inversă) și componenta de secvență pozitivă \underline{V}^+ (directă) a tensiunii, corespunzătoare armoniciei fundamentale

$$k_u^- = \left| \frac{\underline{V}^-}{\underline{V}^+} \right| \cdot 100 = \left| \frac{\underline{U}_a + a^2 \underline{U}_b + a \underline{U}_c}{\underline{U}_a + a \underline{U}_b + a^2 \underline{U}_c} \right| \cdot 100 \quad (1-58)$$

$\underline{U}_a, \underline{U}_b, \underline{U}_c$ -valorile efective măsurate ale armonicilor fundamentale ale tensiunilor pe cele trei faze,

iar operatorul a are expresia: $a = e^{j2\pi/3} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$

- factorul de nesimetrie zero k_u^0 al tensiunilor pe fază, determinat ca raportul dintre componenta de secvență zero \underline{V}^0 (homopolară) și componenta de secvență pozitivă \underline{V}^+ (directă) a tensiunii, corespunzătoare armoniciei fundamentale

$$k_u^0 = \left| \frac{\underline{V}^0}{\underline{V}^+} \right| \cdot 100 = \left| \frac{\underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c}{\underline{U}_a + a \underline{U}_b + a^2 \underline{U}_c} \right| \cdot 100 \quad (1-59)$$

Pentru rețelele electrice trifazate se definește :

- factorul de nesimetrie negativă k_u^- al tensiunilor între faze,

$$k_u^- = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}} \cdot 100 ; \quad (1-60)$$

$$\beta = \frac{U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4}{(U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2)^2}$$

U_{AB}, U_{AC} și U_{BC} -valorile efective ale armonicilor fundamentale ale tensiunilor între faze.

- factorul total de nesimetrie de tensiune k_{ut}

$$k_{ut} = k_u^- + k_u^0 \quad (1-61)$$

- factorul complex de nesimetrie negativă de tensiune \underline{k}_u^-

$$\underline{k}_u^- = \frac{\underline{V}^-}{\underline{V}^+} = k_u^- \cdot e^{j\theta^-} \quad (1-62)$$

θ^- - defazajul între fazorii componentelor de secvență pozitivă și negativă;

- factorul complex de nesimetrie zero de tensiune \underline{k}_u^0

$$\underline{k}_u^0 = \frac{\underline{V}^0}{\underline{V}^+} = k_u^0 \cdot e^{j\theta^0} \quad (1-63)$$

θ^0 - defazajul între fazorii componentelor de secvență pozitivă și zero. [28]

• factorul de nesimetrie negativă k_i^- al curenților electrice pe fază, determinat ca raportul dintre componenta de secvență negativă \underline{I}^- (inversă) și componenta de secvență pozitivă \underline{I}^+ (directă) a curentului electric, corespunzătoare armonicii fundamentale

$$k_i^- = \left| \frac{\underline{I}^-}{\underline{I}^+} \right| \cdot 100 = \left| \frac{\underline{I}_a + a^2 \underline{I}_b + a \underline{I}_c}{\underline{I}_a + a \underline{I}_b + a^2 \underline{I}_c} \right| \cdot 100 \quad (1-64)$$

$\underline{I}_a, \underline{I}_b, \underline{I}_c$ - valorile efective măsurate ale armonicilor fundamentale ale curenților electrice pe cele trei faze.

• factorul de nesimetrie zero k_i^0 al curenților pe fază, determinat ca raportul dintre componenta de secvență zero \underline{I}^0 (homopolară) și componenta de secvență pozitivă \underline{I}^+ (directă) a curentului electric, corespunzătoare armonicii fundamentale

$$k_i^0 = \left| \frac{\underline{I}^0}{\underline{I}^+} \right| \cdot 100 = \left| \frac{\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c}{\underline{I}_a + a \underline{I}_b + a^2 \underline{I}_c} \right| \cdot 100 \quad (1-65)$$

B. Metodele de măsurare și agregare

Metoda componentelor simetrice se aplică numai în cazul unor mărimi sinusoidale. În cazul general, mărimile din rețelele electrice nu sunt sinusoidale, indicatorii de nesimetrie se raportează doar la armonica fundamentală a tensiunii, respectiv curentului electric. Evaluarea factorilor de nesimetrie se face pe baza valorilor efective medii măsurate ale armonicilor fundamentale ale tensiunilor și curenților de fază, pe ferestre de 200 ms. Aceste valori sunt agregate pe intervale de 3 s, iar apoi are loc un al doilea nivel de agregare pe intervale de 10 minute.

Condițiile de măsurare a valorilor efective ale tensiunilor și curenților sunt similare condițiilor de măsurare a amplitudinii de tensiune., inclusiv cele referitoare la caracteristicile de performanță a echipamentelor utilizate în acest scop. În analiza ariei de vulnerabilitate a perturbației sub formă de nesimetrie, definită cu ajutorul componentelor simetrice se adoptă ipoteza că impedanțele sistemului sunt egale pe cele trei faze. Dacă această condiție nu este îndeplinită metoda componentelor simetrice oferă numai informații aproximative. [26],

Domeniul de măsurare a nesimetriilor este cuprins între 0 % și 5 %. În condițiile în care tensiunile aplicate echipamentului de măsurare sunt caracterizate de un factor de nesimetrie de 5 %, acesta trebuie să prezinte în cazul echipamentelor din clasă A o eroare ε_r care să nu depășească 0,5 % . Exactitatea echipamentului trebuie să fie menținută chiar în condițiile în care tensiunile de intrare ajung la $2 \cdot U_c$, iar factorul de distorsiune a acestora ajunge până la 0,2.

C. Procedura de verificare

Conform CEI 61000-4-27:2000 [18] trebuie evaluată calitatea energiei electrice din punctul de vedere al nesimetriei cu o probabilitate de 95 % pe săptămână. Procedura de evaluare este următoarea:

- durata de monitorizare este de minimum o săptămână pe baza datelor obținute pe intervale de agregare de 10min, succesive,
- determinarea numărului $N_{invalid}$ de intervale de agregare invalide, în care tensiunea are abateri peste ± 15 % față de valoarea contractată,

- determinarea numărului N de intervale de agregare valide,
- determinarea numărului N_1 de intervale de agregare valide în care nesimetria pe intervalele de 10 minute a depășit limita impusă pentru nivelul de tensiune al punctului de măsurare,
- verificarea condiției $N_1/N \leq 0.05$.

1.9 Armonicile de tensiune și curent electric

Armonicile se definesc ca fiind componente ale dezvoltării în serie Fourier a unei mărimi periodice cu rang mai mare de 1. Frecvența caracteristică a unei armonici este multiplu al frecvenței componente fundamentale. Armonicile de curent au o importanță deosebită în caracterizarea consumatorilor care cuprind receptoare cu caracteristică neliniară, acestora alocându-li-se de către furnizor valoarea limită. Armonica pară/impară reprezintă curba sinusoidală obținută cu ajutorul transformatei Fourier a unui semnal distorsionat și având o frecvență multiplu par/impar al frecvenței armonicii fundamentale. [3]

A. Definirea indicatorilor CEE

Pentru evaluarea conținutului armonic al mărimilor electrice tensiune și curent electric din sistemul electric este utilizată în mod obișnuit transformarea Fourier pentru descompunerea curbelor distorsionate într-o serie de curbe sinusoidale cu frecvență egală cu un multiplu întreg al frecvenței fundamentale. În rețelele electrice, datorită variației sarcinii și a parametrilor sistemului, regimul nu poate fi considerat permanent și deci transformarea Fourier nu poate fi utilizată decât pe intervale reduse, pe care se poate estima că regimul este permanent. Pentru a asigura comparabilitatea rezultatelor obținute cu ajutorul diferitelor echipamente de măsurare și pentru a permite utilizarea acestora pentru evaluarea nivelului de poluare armonică sunt stabilite proceduri, adoptate pe plan internațional, care permit obținerea unor informații standard privind conținutul de armonici al curbelor analizate. Numai echipamentele care prelucrează datele primare conform aceleiași proceduri pot să ofere informații coerente pentru evaluarea formei curbelor de tensiune și de curent electric. Fiind obținute pe baza unei proceduri specifice de prelucrare, informațiile obținute în general nu se suprapun datelor obținute prin determinări momentane.

Determinarea spectrului de armonici pentru o curbă distorsionată, conform CEI 61000-4-27:2000 [18] se face pe o fereastră de măsurare T_w cuprinzând $N = 10$ perioade ale fundamentalei mărimii analizate $T_w = N \cdot T$, în care T este perioada componente fundamentale ($T = 1/f$, f fiind frecvența componente fundamentale, egală cu frecvența din sistemul electric). Astfel, o curbă distorsionată definită de funcția $f(t)$, pe fereastra T_w , poate fi descompusă sub forma

$$f(t) = c_0 + \sum_{m=1}^{\infty} c_m \cdot \sin\left(\frac{m}{N} \cdot \omega \cdot t + \varphi_m\right) \quad (1-66)$$

c_0 -componenta continuă, $c_m = C_m \cdot \sqrt{2}$ –amplitudinea componente spectrale de rang m ,

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ –pulsăția armonicii fundamentale, φ_m –defazajul componente spectrale de rang m . [28]

Descompunerea curbei distorsionate în componente spectrale, indică faptul că armonica fundamentală corespunde componente spectrale de rang $m = N$ (pentru $N = 10$, armonica fundamentală rezultă ca fiind componenta spectrală de rang 10, componenta spectrală cu rang $m = 1$ are frecvența 5 Hz și $T_{10} = T$). Determinarea amplitudinii și fazei componentelor spectrale se face pe baza relațiilor cunoscute ale descompunerii în serie Fourier, utilizând eșantioanele curbei analizate

$$a_m = \frac{2}{T_w} \cdot \int_0^{T_w} f(t) \cdot \cos\left(\frac{m}{N} \cdot \omega \cdot t\right) \cdot dt \cong \frac{2}{M} \cdot \sum_{i=1}^M f(i) \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot m \cdot i}{M}\right);$$

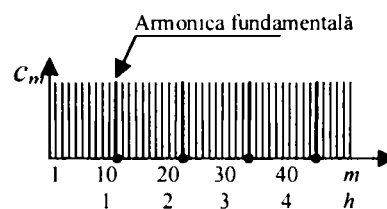
$$b_m = \frac{2}{T_w} \cdot \int_0^{T_w} f(t) \cdot \sin\left(\frac{m}{N} \cdot \omega \cdot t\right) \cdot dt \cong \frac{2}{M} \cdot \sum_{i=1}^M f(i) \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot m \cdot i}{M}\right);$$

$$\varphi_m = \arctan \frac{a_m}{b_m} \quad \text{daca } b_m \geq 0;$$

$$\varphi_m = \pi + \arctan \frac{a_m}{b_m} \quad \text{daca } b_m < 0;$$

$$c_m = \sqrt{a_m^2 + b_m^2}; \quad c_0 = \frac{1}{T_w} \cdot \int_0^{T_w} f(t) \cdot dt \cong \frac{1}{M} \cdot \sum_{i=1}^M f(i).$$

figura 1-7 Indicare liniilor spectrale pentru un spectru de frecvențe



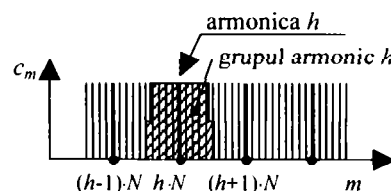
În relațiile 1-67 s-a considerat că în fereastra T_w au fost obținute un număr de M eșantioane, care trebuie să corespundă unei puteri întregi a numărului doi (în mod obișnuit puterea 10 sau 11). Aceasta se datorează algoritmului de bază pentru obținerea componentelor spectrale FFT (*The Fast Fourier Transform*). Descompunerea conduce la un spectru de frecvență în care armonica fundamentală corespunde componentei spectrale de rang $m = N$, așa cum se observă în figura 1-7.

Pe baza datelor obținute prin utilizarea transformării DTF pot fi calculați indicatorii definiți conform CEI 61000-4-7:2000 [17], care caracterizează semnalul nesinusoidal:

- valoarea efectivă G_h a armonicii de rang h egală cu valoarea efectivă $C_m = c_m / \sqrt{2}$ a armonicii spectrale de rang $m = h \cdot N$,
- valoarea efectivă G_{gh} a grupului armonic de rang h ca valoare efectivă a grupului compus din armonica de rang h și a componentelor spectrale adiacente acestei armonici. Figura 1-8:

$$G_{gh}^2 = \frac{C_{N \cdot h-5}^2}{2} + \frac{C_{N \cdot h+5}^2}{2} + \sum_{i=-4}^{i=4} C_{N \cdot h+i}^2 \quad (1-68)$$

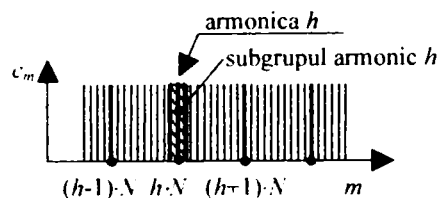
Figura 1-8. Indicare liniilor spectrale din componența Grupului armonic de rang h .



- valoarea efectivă G_{sgh} a subgrupului armonic de rang h ca valoare efectivă a grupului compus din armonica de rang h și a celor două componente spectrale imediat adiacente armonicii de rang h , figura 1-9.

$$G_{sgh} = \sum_{i=-1}^1 C_{N \cdot h+i}^2 \quad (1-69)$$

figura 1-9.- Indicarea liniilor spectrale din componența
Subgrupului armonic de rang h



- nivelul armonicii de rang h determinat ca raportul dintre valoarea efectivă a armonicii de rang h și valoarea efectivă a armonicii fundamentale:

$$U_r = \frac{U_h}{U_1} \quad (1-70)$$

- factorul total de distorsiune THD (total harmonic distorsion) ca raportul dintre valoarea efectivă a semnalului din care este eliminată armonica fundamentală (reziduul deformant) și valoarea efectivă a armonicii fundamentale:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H G_h^2}}{G_1} \quad (1-71)$$

H-rangul maxim al armonicii până la care se face analiza armonică (în mod obișnuit H = 40),
G_h - valoarea efectivă a armonicii de rang h; G₁ - valoarea efectivă a armonicii fundamentale.

- factorul total de distorsiune al grupurilor armonice THDG (group total harmonic distorsion) :

$$THDG = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H G_{gh}^2}}{G_{g1}} \quad (1-72)$$

G_{gh} - valoarea efectivă a grupului armonic de rang h, iar G_{g1} - valoarea efectivă a grupului armonic al fundamentalei;

- factorul total de distorsiune al subgrupurilor armonice THDS (subgroup total harmonic distorsion) :

$$THDS = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H G_{sgh}^2}}{G_{sg1}} \quad (1-73)$$

G_{sgh} -valoarea efectivă a subgrupului armonic de rang h , G_{sg1} – valoarea efectivă a grupului armonic al fundamentalei;

- factor parțial de distorsiune ponderat PWHD (partial weighted harmonic distortion) :

$$PWHD = \frac{\sqrt{\sum_{h=H_{min}}^{H_{max}} h \cdot G_h^2}}{G_1} . \quad (1-74)$$

valorile limită H_{min} și H_{max} sunt definite în normativele specifice (în mod obișnuit $H_{min} = 14$ și $H_{max} = 40$);

Indicatorii prezentați mai sus se referă la un nod al rețelei electrice în care sunt efectuate determinări. Pentru evaluarea unei zone, din punctul de vedere al armonicilor pot fi utilizați indicatori zonali.

B. Metodele de măsurare și agregare

În conformitate cu prevederile din EN 50160:1999 [22], în condiții normale de funcționare, în timpul fiecărei săptămâni, 95 % din valorile efective medii calculate pe intervale de 10 minute ale fiecărei armonici individuale de tensiune pentru rețele electrice de JT și MT trebuie să nu depășească valorile date în tabelul 1.7.2.13.1. În plus, factorul de distorsiune armonic total THD (incluzând toate armonicile până la ordinul 40) trebuie să fie pentru rețele electrice de JT și MT mai mic sau cel mult egal cu 8 %.

În analiza armonică a semnalelor distorsionate sunt luate în considerare numai frecvențe până la 9 kHz. Pentru a lua în considerare frecvențele superioare sunt utilizate alte proceduri de evaluare. Prelucrarea eşantioanelor semnalelor analizate se face cu ajutorul Transformării Fourier Discrete (DTF) utilizând în mod obișnuit algoritmul FFT.

Pentru a se obține informații privind toate armonicile luate în considerație (până la armonica de rang 40) este necesar ca pe fereastra de măsurare de 10 perioade ale fundamentalei semnalului analizat să fie obținute cel puțin 1024 eşantioane (multe dintre echipamentele actuale de măsurare utilizează 2048 eşantioane).

Primul nivel de prelucrare se face pe intervalul T_{vs} (very short term) de 3s. În funcție de efectul analizat al armonicilor, instantaneu sau de lungă durată, se determină pe intervalul analizat valoarea cea mai mare dintre valorile din ferestrele de 200ms sau se calculează valoarea efectivă G_{hvs} a valorilor din ferestrele de 200ms:

$$G_{hvs} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^M G_{hi}^2}{M}} \quad (1-75)$$

M -numărul de valori determinate pe 200ms cuprins în fereastra de 3s (in mod obișnuit $M = 15$).

Al doilea nivel de prelucrare a datelor se face pe intervalul T_s (short term) de 10min și oferă datele de bază pentru analiza semnalelor pe termen lung:

$$G_{hs} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^K G_{hi}^2}{K}} \quad (1-76)$$

K- numărul de valori evaluate pe 3 s care este cuprins în intervalul de 10 minute.

În mod opțional poate fi utilizat și un nivel de prelucrare pe un interval de o oră.

Erorile de măsurare admisibile pentru echipamentele de clasă A în analiza armonică a semnalelor din rețeaua electrică trebuie să corespundă datelor din tabelul 1-5.

tabelul 1-5. Erorile de măsurare admisibile

Clasa	Mărime	Condiții	Eroarea admisibilă
A	Tensiune electrică	$U_h \geq 0,01 \cdot U_N$	$\pm 0,05 \cdot U_h$
		$U_h < 0,01 \cdot U_N$	$\pm 0,0005 \cdot U_N$
	Curent electric	$I_h \geq 0,03 \cdot I_N$	$\pm 0,05 \cdot I_h$
		$I_h < 0,03 \cdot I_N$	$\pm 0,0015 \cdot I_N$

U_N, I_N -domeniile nominale ale intrării aparatului,

U_h, I_h -armonicile de rang h ale tensiunii și respectiv ale curentului electric.

C. Procedura de verificare

Conform CEI 61000-4-27:2000 [18]trebuie evaluată calitatea energiei electrice din punctul de vedere al distorsiunii armonice cu o probabilitate de 95% pe săptămână. Procedura de evaluare este următoarea:

- durata de monitorizare este de minimum o săptămână pe baza datelor obținute pe intervale de agregare de 10min, succesive,
- determinarea numărului $N_{invalid}$ de intervale de agregare invalide, în care tensiunea are abateri peste $\pm 15\%$ față de valoarea contractată,
- determinarea numărului N de intervale de agregare valide,
- determinarea numărului N_1 de intervale de agregare valide în care nivelul armonicilor pe intervalele de 10 minute au depășit limitele impuse din standardele prezentate în capitolul I.
- determinarea numărului N_2 de intervale de agregare valide în care factorul total de distorsiune a depășit limita normate pentru nivelul de tensiune al punctului de măsurare,
- verificarea condiției $N_1/N \leq 0,05$ și $N_2/N \leq 0,05$.

Observație: Curbele sinusoidale de tensiune sau curent electric având o frecvență care nu este un multiplu întreg al frecvenței fundamentale definesc interarmonicile. Între armonicile frecvenței fundamentale pot fi observate și alte frecvențe care nu sunt multipli întregi ai acestuia, putând avea frecvențe bine definite sau să se prezinte sub forma unei bande de frecvențe. Interarmonicile sunt specifice barelor la care sunt conectate motoare asincrone alimentate prin intermediul convertoarelor de frecvență. Acestea nu fac obiectul prezentei lucrări.

1.10 Elemente de statistică în evaluarea indicatorilor CEE

Statistica reprezintă ramura matematicii ce a apărut din necesitatea de a calcula probabilitatea anumitor evenimente din cadrul unui experiment. Majoritatea domeniilor de bază ale matematicii s-au dezvoltat din cerințele practice ale oamenilor sau din observații directe asupra naturii.

Variabilele pot fi cantitative (și se exprimă numeric prin valoarea măsurată sau dedusă experimental) sau calitative (atributive). Acestea din urmă se pot exprima prin aprecieri ca mic, mare, mijlociu și li se pot echivala valori numerice. Variabilele cantitative pot fi împărțite în continuare în variabile discrete și continue.

A. Indicatori statistici

În studiul distribuției de frecvențe a caracteristicii unei populații se observă o tendință de variație cu două aspecte de:

- localizare (poziție) ,
- împrăștiere (variație).

Analiza cantitativă care să permită evaluări și comparații din punct de vedere al localizării sau al împrăștierii datelor se poate efectua numai cu ajutorul indicatorilor statistici. Aceștia exprimă numeric, pe baza valorilor de studiu fie localizarea fie variația datelor.

Fie șirul format din elementele $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$. Indicatorii de localizare corespunzători acestui șir sunt definiți conform tabelul 1-6.

tabelul 1-6 Indicatori statistici de localizare

Nr.	Indicator	Formula de calcul
1	Media aritmetică	$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$
2	Media geometrică	$M_G = \sqrt[n]{x_1 \cdot x_2 \cdot x_3 \cdot \dots \cdot x_n} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i}$
3	Media armonică	$M_H = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \dots + \frac{1}{x_n}} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}}$
4	Media pătratică	$M_P = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n}} = \sqrt{x^2}$
5	Mediana	$Me = x_{k+1} = x_{\frac{n+1}{2}}$
6	Modul	Valoarea xi corespunzătoare frecvenței celei mai mari poartă numele de modul.

		$M_o = L_2 + a = L_2 + \frac{\Delta L \cdot \Delta f_1}{\Delta f_1 + \Delta f_2}$
7	Valoarea centrală	$X_c = \frac{X_{\max} + X_{\min}}{2}$

Proprietățile caracteristicilor de localizare:

- Mediile aritmetică și pătratică sunt influențate de valorile mari ale șirului.
- Mediile geometrică și armonică sunt mai puternic influențate de valorile mici ale șirului.
- Mediana nu este influențată de valorile extreme.
- Valoarea centrată nu depinde de toate valorile șirului de date ci numai de cele extreme.
- Relație existentă între medii: $M_H < M_G < \bar{X} < M_p$
- Cel mai des indicator de localizare folosit este media aritmetică.

Indicatorii de variație reprezintă o evaluare numerică a împrăștierii datelor. Cei mai utilizați indicatori de variație sunt definiți în tabelul 1-7.

tabelul 1-7 Indicatori statistici de variație

Nr.	Indicator	Formula de calcul
1	Dispersia	$\sigma^2 = \frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}$
2	Abaterea pătratică medie	$\sqrt{D[x]} = \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}}$
3	Amplitudinea	Este definită ca diferența valorilor extreme și se notează cu W sau A (în majoritatea cazurilor). $W = A = X_{\max} - X_{\min}$
4	Coeficientul de variație	$C_x = \frac{\sigma}{\bar{x}}$

Abaterea pătratică medie se interpretează prin compararea cu media valorilor de studiat. Dacă avem o medie de 100 și o abatere pătratică standard, atunci avem mici variații, dar dacă avem aceeași abatere la o medie de 10, atunci variația este foarte mare.

Coeficientul de omogenitate (de variație) este o măsură a dispersiei relative care descrie abaterea medie pătratică ca procent din media aritmetică. Acest coeficient de variație permite compararea împrăștierii valorilor care nu sunt exprimate în aceeași unitate. Coeficientul de omogenitate este cel mai sintetic indicator al împrăștierii, nu numai pentru că permite comparația variabilității, dar și pentru că valorile sale sunt localizate în intervalul {0,100}. Cu cât valorile sale sunt mai apropiate de zero, cu atât seria este mai omogenă (media este mai reprezentativă); cu cât valorile sale sunt mai aproape de 100 cu atât ansamblul valorilor individuale observate este mai eterogen (împrăștieria este mai mare, iar media calculată este mai puțin reprezentativă). Practica utilizării coeficientului de omogenitate a stabilit pragul de trecere de la starea de omogenitate la cea de eterogenitate: dacă $CV \leq 35\%$ colectivitatea este omogenă; dacă $CV > 35\%$ colectivitatea este eterogenă.

B. Variabile aleatoare

Este cunoscut faptul că în cadrul unui experiment oricâte precauții s-ar lua pentru a controla diferiți factori, rezultatele obținute vor prezenta o anumită variabilitate. Această variabilitate este cuprinsă în aproape toate domeniile de lucru, obligându-ne să lucrăm cu intervale ale parametrilor de studiu în loc de valori fixe.

Variabila aleatoare este o noțiune fundamentală din domeniul statisticii, reprezentând acea mărime de interes ce poate lua în cadrul realizării experimentului o valoare oarecare necunoscută aprioric.

Termenul distribuție se poate referi la o mulțime de date observate (empirice) sau la o variabilă aleatoare.

Distribuția unei mulțimi de date numerice arată cum se repartizează aceste date peste mulțimea numerelor reale.

Distribuția este caracterizată complet de funcția de distribuție (repartiție) empirică. Distribuția de probabilitate a unei variabile aleatoare este, în mod similar, caracterizată complet de funcția de repartiție a variabilei aleatoare.

Distribuția de probabilitate a unei variabile aleatoare specifică, în general, probabilitățile cu care variabila aleatoare ia valori în orice submulțime de numere reale.

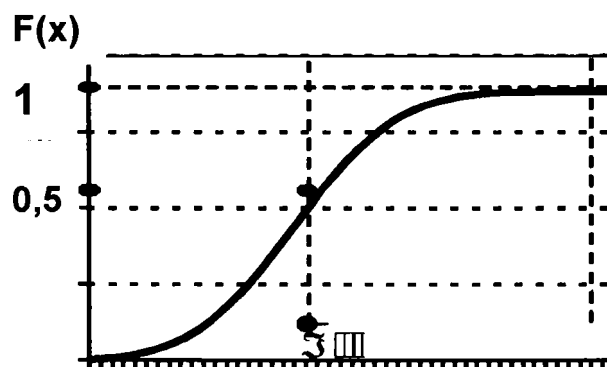
Pentru o variabilă aleatoare discretă, distribuția de probabilitate poate specificată precizând probabilitățile cu care variabila aleatoare ia valorile posibile. Pentru variabilele aleatoare continue, distribuția de probabilitate poate fi caracterizată prin densitatea de probabilitate.

C. Funcția de probabilitate

Funcția de probabilitate a unei variabile aleatoare este definită prin $F(x) = P(X \leq x)$, oricare ar fi x real.

Funcția de probabilitate, figura 1-10, calculată pentru x , măsoară șansa ca v.a. X ia valori mai mici sau egale cu x . Rezultă imediat că limita la $-\mu$ este 0, iar limita la $+\mu$ este 1.

figura 1-10 Funcția de probabilitate



Cunoașterea funcției de probabilitate a unei variabile aleatoare permite calcularea probabilităților cu care aceasta ia valori în anumite intervale.

Funcția de probabilitate este cunoscută și sub denumirea de funcție de probabilitate cumulată și se utilizează în studiul indicatorilor de calitate a energiei electrice la determinarea probabilității de încadrare a valorilor unei variabile aleatoare în limitele prescrise pentru un anumit interval de timp.

Se utilizează atât reprezentarea grafică a funcției de probabilitate cumulată la redactarea rapoartelor de sinteză cât și calculul efectiv al valorilor variabilei corespunzătoare probabilităților de 95% și 99%.

D. Funcția densitate de probabilitate

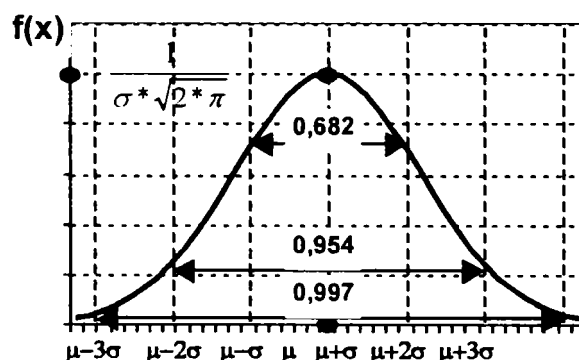
Pentru o variabile aleatoare continuă, numim densitate de probabilitate acea funcție (dacă există), f , astfel încât funcția de repartiție satisface relația

$$F(b) - F(a) = P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x) dx \quad (1-77)$$

Funcția de repartiție este, în acest caz, absolut continuă.

Funcția densitate de probabilitate, figura 1-11, permite calculul probabilității ca variabila aleatoare să aparțină unui interval $P(a \leq X \leq b) =$ (aria de sub graficul lui f limitată de a și b), unde $a \leq b$,

figura 1-11 Funcția densitate de probabilitate

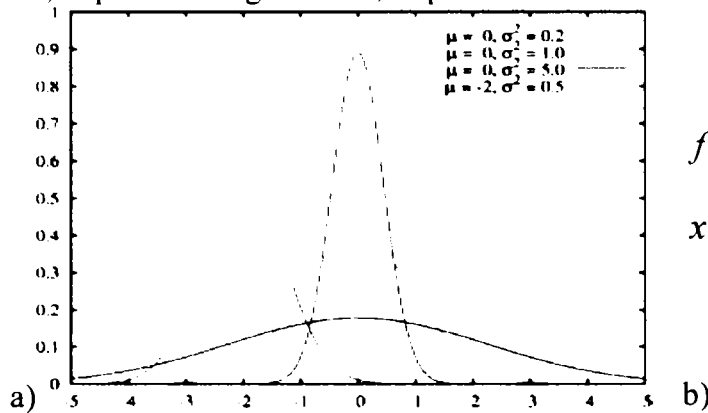


E. Proprietățile repartiției normale

Repartiția normală, denumită de către cercetători și repartiția Gaussiană în cinstea lui Carl Friedrich Gauss care a aplicat-o în studiul datelor astronomice, este de importanță deosebită pentru mai multe domenii de activitate. Repartiția normală de referă la o familie de funcții de repartiție cu aceeași formă generală și care au ca parametrii media aritmetică și abaterea pătratică medie. Repartiția normală standard se obține în cazul în care media este egală cu 0 iar abaterea medie pătratică este egală cu 1 și este denumită și clopotul lui Gauss datorită formei caracteristice – curba verde din figura 1-12.

figura 1-12 Funcția densitate de probabilitate pentru repartiția normală.

a) Reprezentare grafică; b) expresia matematică

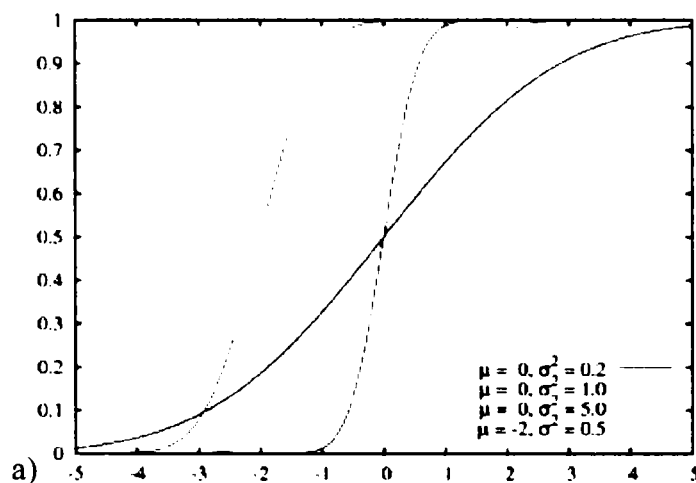


$$f(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{(x - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}}$$

$$x \in (-\infty, +\infty)$$

figura 1-13 Funcția de probabilitate cumulată pentru repartiția normală

a) Reprezentare grafică; b) expresia matematică



$$F(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(u - \mu)^2}{2\sigma^2}} du = \Phi\left(\frac{x - \mu}{\sigma}\right)$$

$$\Phi(x) = F(x; 0, 1) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{u^2}{2}} du$$

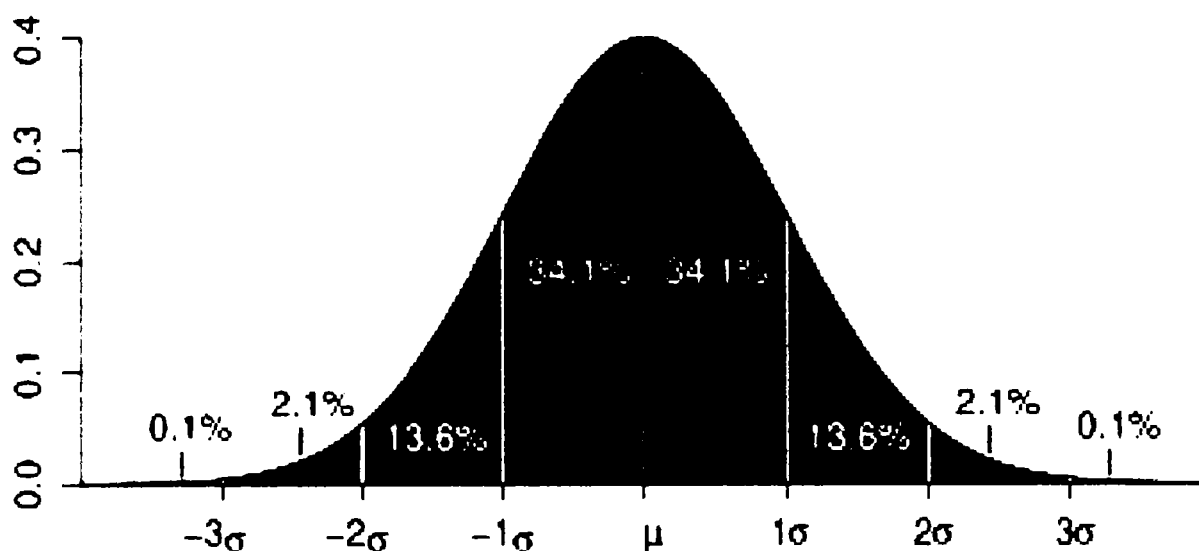
Distribuția admite un singur maxim fiind astfel unimodală. Maximul se atinge în punctul $x=0$ și are valoarea $f(\mu) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}}$ (în acest punct derivata este zero $df/dx=0$).

Este simetrică în raport cu dreapta $x=\mu$. În orice repartiție normală mediana și modul coincid cu media aritmetică. Datorită simetriei suprafața cuprinsă între curba densității de probabilitate și axa xx' pe intervalul $(-\infty, \mu)$ este egală cu cea din intervalul $(\mu, +\infty)$ și are valoarea 1/2. Evident suprafața totală are valoarea 1 reprezentând probabilitatea evenimentului sigur.

Punctele de pe abscisă de valoare $\mu+\sigma$, respectiv $\mu-\sigma$ sunt puncte de inflexiune în care curba densității de probabilitate își modifică convexitatea. Astfel derivata a doua este zero $\left. \frac{d^2 f(x)}{d^2 x} \right|_{x=\mu+\sigma} = 0$. În

punctele $x \rightarrow \infty$ și $x \rightarrow -\infty$ funcția $f(x)$ tinde la 0. Asimetria și aplatizarea pentru o repartiție normală au valoarea 0.

figura 1-14 Distribuția normală – Regula 68-95-99.7



Suprafața cuprinsă între dreptele $x=\mu-\sigma$, $x=\mu+\sigma$, $x=0$ și curba densității de probabilitate este egală cu 0.682. Conform calculelor și reprezentării grafice majoritatea cazurilor în proporție de peste 95% se află în intervalul $(\mu-2\sigma, \mu+2\sigma)$ iar în intervalul $(\mu-3\sigma, \mu+3\sigma)$ se regăsesc peste 99% din cazuri. [59]

Această proprietate a repartiției normale, cunoscută și sub denumirea de „regula 68-95-99.7” (figura 1-14) sau „regula empirică” este utilizată și în studiul indicatorilor de calitate a energiei electrice sub forma pragurilor stabilite pentru probabilitatea de încadrare a valorilor monitorizate în limitele normate.

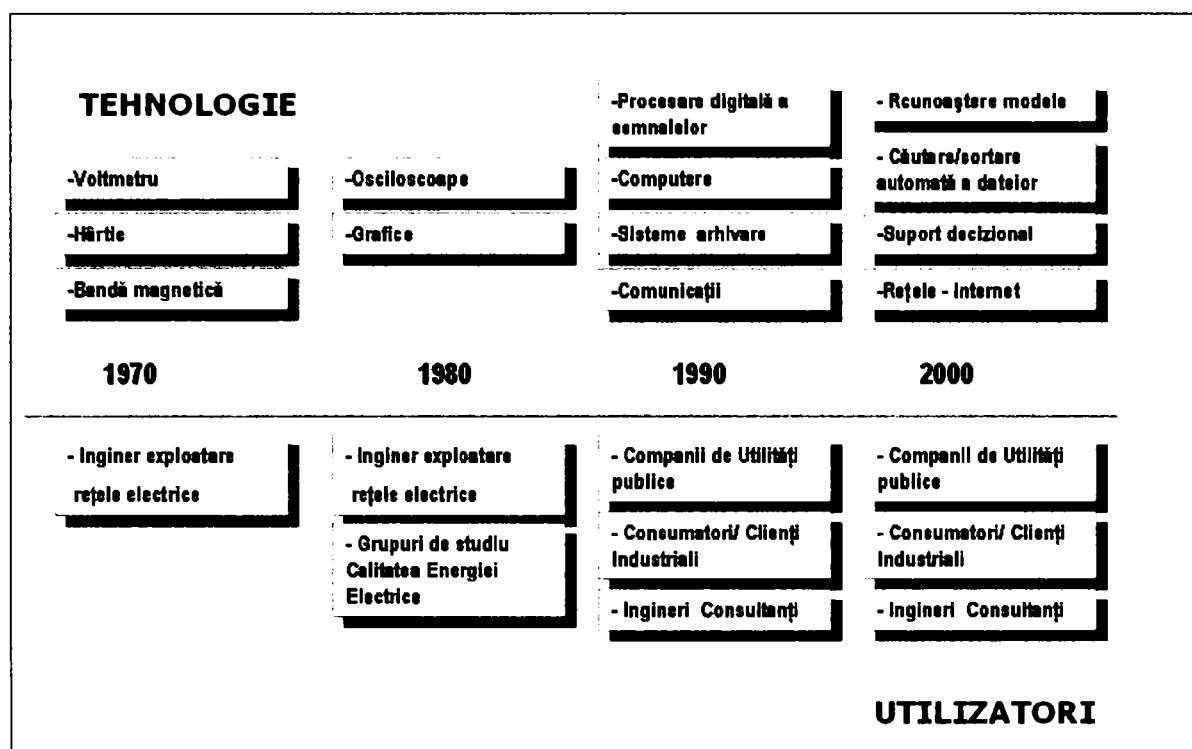
1.11 Tehnicile de analiză a CEE

În anii 90, tehnologia aplicată pentru clasificare a combinat cunoștințele teoretice în principal cu tehnici de procesare a semnalelor. De asemenea au fost definiți indicatorii de CEE și standardizate limitele de variație între care valorile acestora sunt considerate normale.

Mai recent, pentru clasificarea automată a evenimentelor au fost încorporate tehnici noi cum ar fi recunoașterea automată a formelor, căutarea și sortarea automată a datelor. Rapoartele de sinteză rezultate pot fi difuzate utilizând rețelele informatice și tehnologia Internet pentru a asigura suportul decizional în activitatea de management. De fapt tendința principală este aceea de a prelucra automat datele primare pentru extragerea informațiilor. Aceste informații sunt transformate în cunoștințe care fundamentează deciziile. Mai mult utilizatorii acestor informații s-au diversificat și ei, pornind de la câțiva ingineri din exploatare în anii '70 și ajungând astăzi la sute de specialiști. Aceeași evoluție se constată și dacă se urmăresc tehnicile de analiză utilizate.

În figura 1-15 este prezentată evoluția în decursul ultimelor decenii a monitorizării și clasificării evenimentelor cu impact asupra calității energiei electrice.

figura 1-15 Evoluția în timp a monitorizării CEE



A. Tehnici clasice

Deși determinarea valorii efective a semnalului nu este în sine o tehnică de procesare a semnalelor acesta este cel mai important instrument de analiză. Valoarea efectivă permite o bună aproximare a componentei fundamentale a unui semnal. Avantajele acestui algoritm sunt simplitatea, viteza de calcul și memorie de stocare redusă deoarece valoarea efectivă poate fi memorată periodic și nu pentru fiecare eșantion. Dependența valorii efective față de durata ferestrei de calcul este considerată ca dezavantaj.

Mai mult, valoarea efectivă nu evidențiază frecvența fundamentalei, prezența armonicilor și a fenomenelor tranzitorii. Pe de altă parte valoarea efectivă a tensiunii este utilizată pentru analiza și clasificarea automată a evenimentelor. O atenție deosebită a fost acordată pentru estimarea amplitudinii și fazei componentei de frecvență fundamentală precum și a armonicilor corespunzătoare. Instrumentul principal pentru acest tip de analiză îl constituie transformata Fourier discretă a cărei implementare în tehnica de calcul este denumită transformata Fourier rapidă (FFT). FFT transformă semnalul din domeniul timp în domeniul frecvență. Timpul redus de calcul este considerat un avantaj. Cu acest instrument se poate obține o aproximare foarte bună a amplitudinii fundamentale și a armonicilor asociate. Totuși dependența de fereastra de eșantionare este considerată ca dezavantaj deoarece precizia crește odată cu lățimea ferestrei de eșantionare și cu numărul de eșantioane. FFT este adecvată pentru studiul semnalelor periodice și staționare și nu este precisă pentru detecția modificărilor instantanee sau foarte rapide a formei de undă cum ar fi întreruperile și fenomenele tranzitorii.

În anumite cazuri, rezultatul estimării poate fi îmbunătățit prin filtrare trece jos sau filtre trece sus. Pentru studiul de detaliu pentru o anumită bandă de frecvențe au fost utilizate baterii de filtre în cuadratură. Această tehnică se utilizează în diferite aplicații pentru detectarea modificărilor rapide a

formeii de undă în cazul frecvențelor din gama 500-1000Hz, a conectării bateriilor de condensatoare sau a impulsurilor de tensiune.

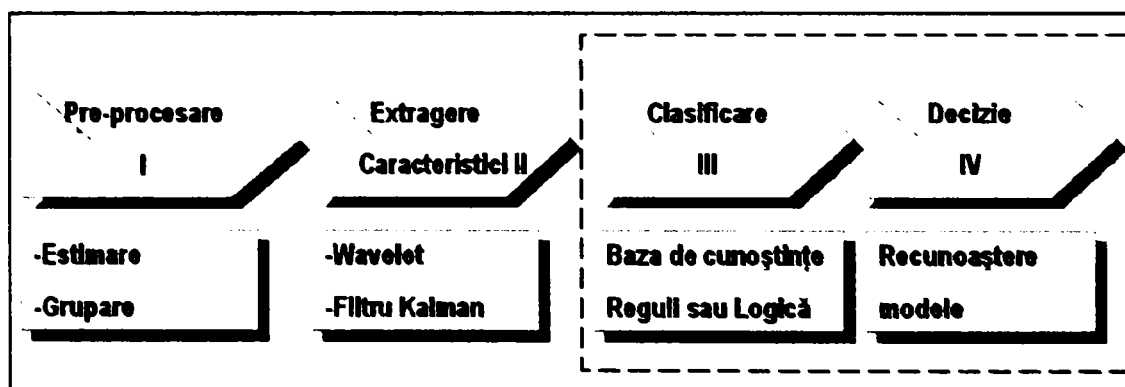
B. Tehnici avansate

O tehnică binecunoscută este Filtrul Kalman. Această tehnică este utilizată pentru urmărirea amplitudinii și fazei componente de frecvență fundamentală și a armonicilor într-un mediu afectat de zgomot.

Începând din 1994 a fost propusă utilizarea wavelets pentru studiul sistemelor de alimentare cu energie electrică afectate de distorsiuni armonice în regim nestaționar. Această tehnică este utilizată pentru descompunerea semnalelor în diferite sub-benzi de frecvență și studierea separată a caracteristicilor acestora. Această tehnică este recomandată în cazul semnalelor neperiodice care conțin componente de tip impuls de scurtă durată ca în cazul fenomenelor tranzitorii din sistemele energetice. În aceste sisteme se pot aplica mai multe tipuri de wavelet în funcție de evenimentele studiate. Dintre acestea, cele de tip Daubechies, Dyadic, Coiflets, Morlet și Symlet sunt considerate cele mai potrivite pentru sisteme energetice. Suplimentar tehnica wavelets a fost propusă pentru detectarea și studiul perturbațiilor din sistemele energetice.

Transformata Fourier de scurtă durată (STFT), cunoscută ca varianta FFT aplicată pe o fereastră alunecătoare a permis obținerea de rezultate bune atât ca rezoluție cât și ca selectivitate a frecvențelor. Totuși STFT are o rezoluție fixă pentru frecvență și este mai potrivită pentru analiza armonică a variațiilor de tensiune iar transformata wavelets este mai potrivită pentru variațiile bruște ale tensiunii. În figura 1-16 este prezentă schema generală pentru un sistem de clasificare automată. Această schemă poate fi aplicată și la clasificarea evenimentelor de CEE.

figura 1-16 Schema de clasificare automată



Blocul I reprezintă etapa de preprocesare. Aici se realizează estimarea componentelor semnalului. Apoi este aplicat un algoritm de grupare a semnalului în diferite etape, de exemplu ante-eveniment, evenimentul propriu și post-eveniment.

Blocul II reprezintă etapa de extragere a caracteristicilor. Aceasta se poate face cu ajutorul filtrului Kalman sau a wavelets. Wavelet sunt utilizate în special pentru cuantificarea caracteristicilor diferitelor evenimente. Totuși cercetătorii nu sunt într-un acord cu folosirea necondiționată a wavelet deoarece caracteristicile obținute depind într-o mare măsură de alegerea wavelet-ului părinte. Din acest motiv această tehnică poate fi considerată subiectivă.

Blocul III reprezintă etapa de clasificare a evenimentelor, etapă care are la bază reguli definite fie de baza de cunoștințe a unui sistem expert, fie prin utilizarea unor algoritmi logici.

În final, blocul IV reprezintă etapa de decizie. Aici fiecărui eveniment îi este asociat un anumit tip predefinit. În cele mai multe algoritmi blocurile III și IV sunt reunite sub forma unui singur proces de analiză cu utilizarea rețelelor neuronale sau a logicii fuzzy.

Pentru a asigura o investigație eficientă a calității energiei electrice sunt necesare o înțelegere detaliată a teoriei pe baza căreia au fost elaborate standardele care definesc calitatea energiei precum și rezultatele studiilor anterioare efectuate de alți cercetători.

În continuare sunt prezentate succint rezultatele unor studii anterioare ale altor cercetători cu referire la utilizarea wavelets în analiza CEE.

C. Perturbații tranzitorii

O perturbație tranzitorie se definește în general ca 'partea care se modifică într-o variabilă la tranziția dintr-o stare operațională stabilă în altă stare stabilă'. Perturbațiile tranzitorii pot fi clasificate în două categorii: sub formă de impuls sau sub formă oscilatorie.

Perturbațiile sub formă de impuls reprezintă o modificare bruscă, de frecvență diferită de fundamentală de polaritate bine definită, a valorii tensiunii, curentului sau simultan pentru ambele mărimi. Trăsnetele reprezintă cea mai comună cauză a perturbațiilor sub formă de impuls.

Perturbațiile tranzitorii oscilatorii reprezintă o modificare bruscă, de frecvență diferită de fundamentală a valorii tensiunii, curentului sau simultan pentru ambele mărimi care include atât valori de polaritate pozitivă cât și valori de polaritate negativă. O astfel de perturbație este definită de durata frontului crescător, frecvența oscilațiilor și durata de amortizare a acestora.

Variațiile de tensiune de scurtă durată cauzate de energizarea unor sarcini mari, care necesită curenți mari de pornire, pot determina o diminuare a valorii tensiunii de alimentare. În funcție de severitate acestea pot determina goluri sau întreruperi de tensiune.

D. Tehnica transformatei Wavelet

Perturbațiile neperiodice necesită pentru analiză instrumente matematice mai puternice decât transformata Fourier. Seria Fourier poate fi aplicată cu succes pentru fenomene staționare, în schimb fenomenele tranzitorii necesită instrumente matematice diferite pentru analiză.

În anii 80, a fost definită o transformare care se adaptează în mod natural la studiul semnalelor nestaționare. Este vorba de Transformarea Wavelet sau, așa cum i-a spus inițial geofizicianul francez Jean Morlet care a inventat-o, 'ondelette'. Unii matematicieni români au preferat termenul de 'undină' ca traducere pentru wavelet sau ondelette în locul altor diminutive ca undeluță sau undișoară deoarece nu este vorba de unde mici. Totuși în literatura de specialitate s-a impus termenul de Transformata Wavelet, prescurtat TW.

TW utilizează pentru analiza semnalelor, o familie de funcții locale, numite wavelet. Caracterul local al funcțiilor wavelet dă posibilitatea transformării să facă o analiză locală a semnalelor. Acest avantaj a făcut ca interesul pentru wavelet să fie foarte mare, în compresia imaginilor, detecția de contururi, interpolarea și nu în ultimul rând analiza multirezoluție și filtrarea semnalelor neperiodice[D. Colțuc].

TW a fost utilizată pentru prima oară de J. Morlet în analiza semnalelor seismice. Rezultatele sale au incitat o serie de matematicieni care au făcut un studiu detaliat al acestei transformări. A. Grossman, Yves Meyer, Ingrid Daubechies au contribuții importante în punerea bazelor teoriei wavelet. Ei au relevat importanța conceptului de "frame" și au construit principalele baze wavelet. O nouă deschidere a dat acestei teorii Stephane Mallat care a făcut legătura dintre Transformata Wavelet și reprezentarea multirezoluție a semnalelor .

În ultimul deceniu TW a fost introdusă ca instrument matematic avansat pentru studiul calității energiei electrice. Analiza Wavelet permite reconstituirea semnalelor de scurtă durată cu un instrument pentru examinarea efectelor perturbațiilor tranzitorii asupra sistemului.

Această tehnică matematică are capacitatea de a analiza simultan mai multe probleme de calitate a energiei electrice atât în domeniul frecvență cât și în domeniul timp. Cea mai mare parte a cercetărilor efectuate în domeniul calității energiei electrice s-au concentrat fie asupra detectării și localizării problemelor, fie asupra modului de agregare și raportare a datelor.

Transformata Wavelet permite detectarea și localizarea diferitelor aspecte legate de CEE prin descompunerea semnalului. Analiza wavelet a semnalului recepționat presupune filtrare și subeșantionare . Pentru un singur nivel de descompunere, coeficienții transformatei Wavelet discrete ai semnalului recepționat se împart în coeficienți de aproximare, adică componente de frecvență joasă și coeficienți de detalii, adică componente de frecvență înaltă. Pentru înlăturarea zgomotului coeficienții mai mici decât pragul limită trebuie să fie înlăturați.

Evenimentele de CEE sunt caracterizate pentru mărimile electrice monitorizate de amplitudinea maximă, factorul de formă, valoarea efectivă, frecvență, durata regimurilor tranzitorii, etc.

Aceste caracteristici sunt diferite pentru fiecare indicator de CEE cea ce conferă caracteristici particulare pentru fiecare dintre aceștia. Prin utilizarea transformatei Wavelet și a caracteristicilor obținute prin descompunerea formei de undă specialistul poate extrage informații importante din semnalul distorsionat Dacă până în prezent era nevoie de un specialist cu experiență în interpretarea osciloperturbogramelor înregistrate de analizoare această tehnica va permite identificarea sursei perturbațiilor prin comparare cu Wavelet-uri reprezentative

Odată identificat un eveniment, cauza acestuia și descompunerea Wavelet corespunzătoare informațiile pot fi utilizate pentru încadrarea evenimentelor ulterioare. Această comparație va constitui componenta de bază a motoarelor de învățare din cadrul Sistemelor Expert.

E. Analiza cu transformata Wavelet

Analiza cu transformata Wavelet este prezentată doar ca o poartă deschisă spre a studia simultan mai multe aspecte ale CEE, atât în domeniul frecvență cât și în domeniul timp, nefiind aplicată în partea experimentală a prezentei lucrări. Teoria wavelet este un instrument matematic care permite construirea unui model pentru semnale nestaționare prin utilizarea unui set de componente care sunt de fapt mici unde și care sunt denumite wavelet. În figura 1-17 este reprezentat un exemplu de wavelet împreună cu funcția de definiție.

$$\psi(t) = e^{-\alpha^2} e^{j\omega t} \quad (1-78)$$

figura 1-17 exemplu de funcție wavelet de bază

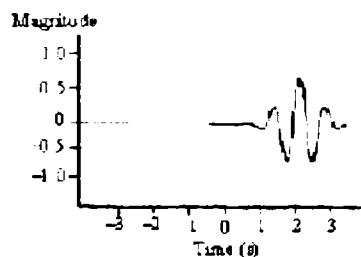


Condiția oscilatorie necesară și componenta amortizată conduc la obținerea unei unități constructive ca funcție de bază de tip sinusoidă amortizată. Produsul dintre o funcție oscilatorie și o funcție atenuată conduce la obținerea unei wavelet. Un număr de diferite wavelet-e pot fi utilizate pentru aproximarea oricărei funcții cu fiecare wavelet generat din funcția de bază.

Familia de funcții este în general dedusă din wavelet-ul bază prin dilatare/contractie și translație. figura 1-18 prezintă o funcție wavelet generată de funcția din figura de mai sus. Ecuația (1-79) descrie familia Wavelet, unde b este factorul de translatare în timp iar a este factorul de scalare.

$$\psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right) \quad (1-79)$$

figura 1-18 Funcție wavelet generată din wavelet bază



Wavelet-urile au o durată finită pe când seria Fourier are o durată infinită. Această durată redusă a wavelet este de folos pentru localizarea în frecvență și în timp. În transformata wavelet fiecare wavelet este comprimat sau expandat în timp. În consecință în procesul transformatei wavelet, fiecare funcție din familia wavelet are același număr de perioade ca și wavelet-ul bază. Cele mai cunoscute wavelet sunt funcțiile wavelet descoperite de Ingrid Daubechies, profesoară de matematică la Universitatea New-Jersey. Funcția scaling și funcțiile wavelet descoperite în 1988 de această cercetătoare îi poartă azi numele și sunt reprezentate în figura 1-19 a. și d.

Funcția scaling $\phi(t)$ este un tip fractal cu proprietăți surprinzătoare, ale cărei translatări și comutări diadice sunt ortogonale între ele și ortogonale funcției scaling. Ecuația de dilatație este baza determinării funcțiilor wavelet Daubechies:

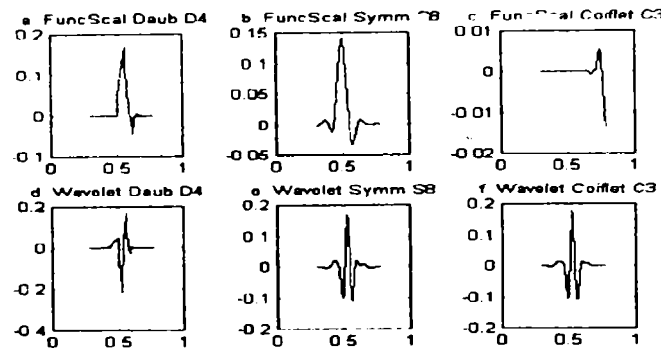
$$\phi(t) = d_1\phi(2t) + d_2\phi(2t-1) + d_3\phi(2t-2) + d_4\phi(2t-3) \quad (1-80)$$

unde d_1, d_2, d_3 și d_4 sunt numerele magice ale lui Ingrid Daubechies:

$$d_1 = \frac{1+\sqrt{3}}{4}; d_2 = \frac{3+\sqrt{3}}{4}; d_3 = \frac{3-\sqrt{3}}{4}; d_4 = \frac{1-\sqrt{3}}{4}; \quad (1-81)$$

În practică sunt utilizate o mare varietate de funcții wavelet ca de exemplu cele prezentate în figura 1-19.

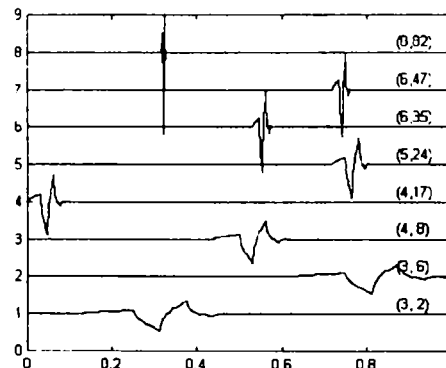
figura 1-19 Familii de funcții Scaling și Wavelet a,d Daubechies D4 b,e Symmlet S8 c,f Coiflet C3



Transformata wavelet poate fi obținută în două moduri diferite. Prima metodă este Transformata Wavelet Continuă unde se obține o suprafață definită de coeficienții wavelet $W\Psi f(a,b)$, pentru valori diferite a factorului de scalare a și a celui de translație b. Semnalul original $f(t)$ are o singură variabilă independentă t, dar wavelet-urile au două variabile independente a și b.

Transformata wavelet continuă (Continuous Wavelet Transform CWT) este cea mai intuitivă formă de analiză wavelet. CTW constă în calcularea indicelui de asemănare sau coeficientului de similaritate între semnalul f și funcția Ψ –wavelet de analiză, la orice scală și poziție. CTW este o funcție de scală și poziție. În acest mod un semnal unidimensional a fost transformat într-o funcție bidimensională cu variabilele factor de scalare (a) și translație (b). Valoarea coeficienților de definiție indică în ce măsură wavelet-ul scalat și translatat diferă de cel inițial. Dacă aceste variabile sunt continue transformata obținută este și aceasta continuă. În figura 1-20 este ilustrată influența factorilor de scală și translație asupra wavelet-ei Daubechies D4.

figura 1-20 Wavelet Daubechies D4 la diferite scale și locații



În cazul transformatei wavelet discrete variabilele factor de scalare și translație sunt discretizate, nu însă și variabila independentă a semnalului inițial. Transformata discretă are ca rezultat un număr finit de coeficienți pentru funcțiile wavelet care depind de numărul etapelor de discretizare identificate prin m și n, pentru factorii de scalare și translație.

Dacă a_0 și b_0 reprezintă incrementul pentru factorul de scalare respectiv de translație aceștia pot fi definiți ca $a = a_0^m$ și $b = n \cdot b_0 \cdot a_0^m$

Ecuția (1-79) Reprezintă funcția de bază pentru o serie continua în timp a transformatei Wavelet. După discretizare prin utilizarea parametrilor a_0 , b_0 , m și n funcția wavelet de bază devine:

$$\psi_{m,n}(t) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \psi\left(\frac{t - nb_0 a_0^m}{a_0^m}\right) \quad (1-82)$$

$$\psi_{m,n}(t) = a_0^{\frac{m}{2}} \psi(a_0^m t - nb_0) \quad (1-83)$$

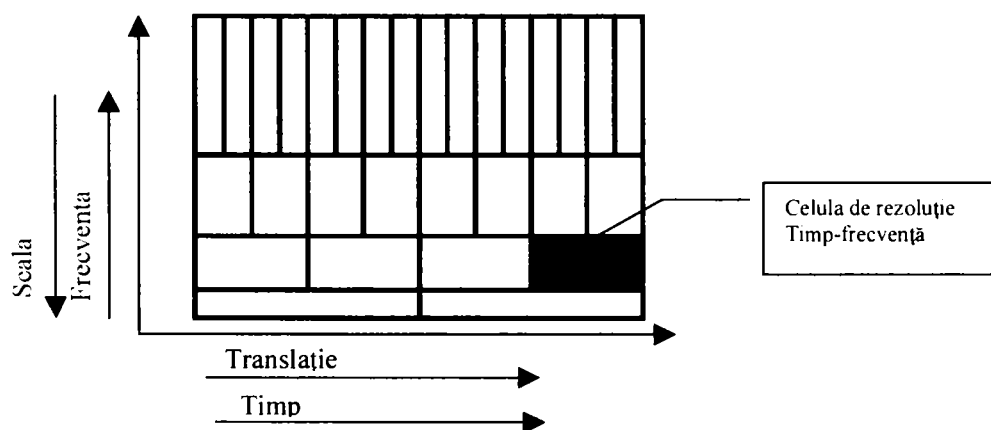
După discretizare domeniul coeficienților wavelet este acum reprezentat de variabilele m și n . Coeficienții wavelet discreți $W_\psi f(m,n)$ sunt exprimați prin:

$$W_\psi f(m,n) = a_0^{\frac{m}{2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi(a_0^m t - nb_0) dt \quad (1-84)$$

Transformata este continuă în domeniul timp dar wavelet-ele sunt reprezentate în mod discret. Acești coeficienți wavelet discreți reprezintă corelarea între semnalul original și wavelet-ele pentru diferite combinații ale m și n .

Informații referitoare la rezoluția transformatei wavelet pot fi urmărite în planul bidimensional coeficient de scalare-coeficient de translație reprezentat în figura 1-21

figura 1-21 Rezoluția TW



Relația translație-scalare pentru fiecare wavelet translatat și scalat este reprezentată în figura de către un dreptunghi. Dimensiunea fiecărui dreptunghi este determinată de o combinație m,n particulară. Aceasta se modifică atunci când factorul de scalare se modifică dar rămâne constantă dacă se modifică numai factorul de translație. Deoarece timpul de calcul este mai redus pentru scale de timp mici, acești coeficienți sunt determinați mai întâi. Dimensiunea celulelor pe axa translație indică frecvența cu care sunt generați coeficienții wavelet. Se observă că se calculează mai des coeficienții corespunzători frecvențelor ridicate.

Coeficienții wavelet de aproximație și de detaliu se obțin prin decompoziția sau analiza wavelet, respectiv prin operații succesive de filtraj și decimare. Operațiile inverse, up-sampling și filtraj, asigură reconstrucția sau sinteza semnalului original din coeficienții wavelet de aproximație și detaliu. Up-sampling reprezintă operația prin care se extinde semnalul prin inserare de zerouri între eșantioane succesive.

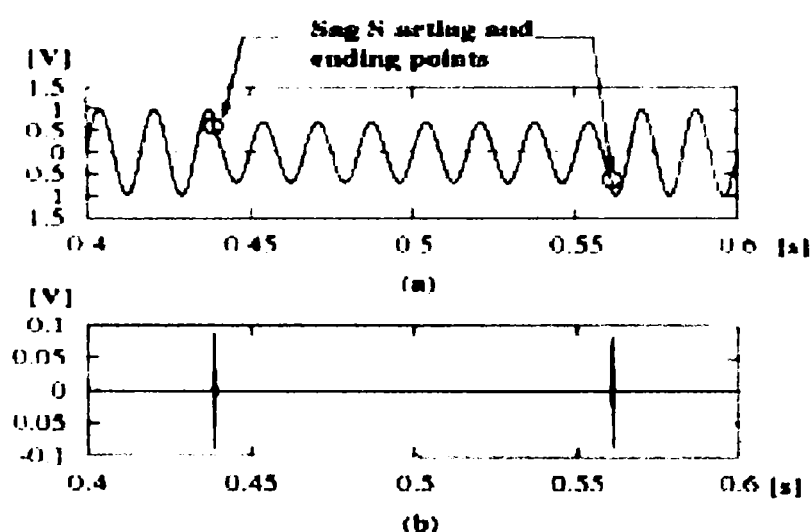
Pasul de incrementare pentru coeficientul de translație b_0 reprezintă diferența de timp dintre momentul determinării wavelet-ului bază și următorul wavelet calculat. Inversa transformatei wavelet discrete este dată de :

$$f(t) = K \sum_{m=0}^{\infty} \sum_{n=0}^{\infty} W_{\psi} f(m,n) a_0^{\frac{m}{2}} g(a_0^{\frac{m}{2}} t - nb_0) \quad (1-85)$$

În această ecuație, K este o constantă care depinde de redundanța wavelet-ei bază. În mod uzual K nu este luat în considerare întrucât nu afectează coeficienții. Detectia și localizarea perturbațiilor în CEE.

Pentru localizarea și diseminarea perturbațiilor se utilizează Decompoziția Multirezoluție a Semnalului –MSD (Multiresolution Signal Decomposition – în engleză în original). Această tehnică permite descompunerea formei de undă în două semnale diferite una netezită și cealaltă de detaliu. Versiunea “netedă” a semnalului conține informațiile referitoare la amplitudine și se prezintă sub forma unei sinusoide. Cea de-a doua versiune, cea “detaliată” conține fronturile rapide, evenimentele tranzitorii și permite analiza de finețe a fenomenului. Figura 1-22 ilustrează detectarea și localizarea fenomenelor tranzitorii care se suprapun peste semnalul “netezit” la apariția unui gol de tensiune.

Figura 1-22 Localizarea TW (a) semnalul electric distorsionat; (b) Primul nivel de decompoziție



Decompoziția wavelet este o metodă de aproximație succesivă a semnalelor, care adaugă reprezentării de aproximație alte și alte detalii, detalii ce reprezintă proiecțiile semnalului pe spațiile detaliu, descrise de variantele wavelet translatate și scalate ale wavelet-ei de analiză. Analiza multirezoluție înseamnă aproximarea semnalelor la diferite nivele de rezoluție și conduce la un algoritm recursiv de calcul al decompoziției wavelet a unui semnal, din aproximările semnalului la cea mai fină scală.

Scopul analizei multirezoluție constă în crearea unui cadru matematic ce facilitează construirea bazelor ortonormale wavelet în spațiul $L_2(R)$ – spațiul semnalelor 1D de energie finită.

Tehnicile analizei multirezoluție proiectează semnalul pe spații ortogonale de aproximație și detaliu destinate aproximării semnalului și detaliilor la diverse nivele de rezoluție. Coeficienții acestor proiecții reprezintă coeficienții transformatei wavelet discretă a semnalului, obținuți prin algoritmi piramidali de calcul rapizi.

Tehnica MSD permite deci diseminarea diferitelor tipuri de perturbații și analiza lor separată. Următoarea secțiune prezintă ideile principale ale teoriei MSD și implementarea ei pentru detectarea evenimentelor de PQ.

Fie $c_0(n)$ un semnal discretizat înregistrat de un mijloc fizic de măsurare. Acest semnal va fi descompus într-o reprezentare detaliată și filtrată. Prin tehnica MSD, semnalele descompuse cu factor de scalare 1 sunt $c_1(n)$ și $d_1(n)$, unde $c_1(n)$ este versiunea filtrată a semnalului original $c_0(n)$ sub forma coeficienților transformatei wavelet.

Aceștia se definesc astfel:

$$c_1(n) = \sum_k h(k - 2n)c_0(k) \quad (1-86)$$

$$d_1(n) = \sum_k g(k - 2n)c_0(k) \quad (1-87)$$

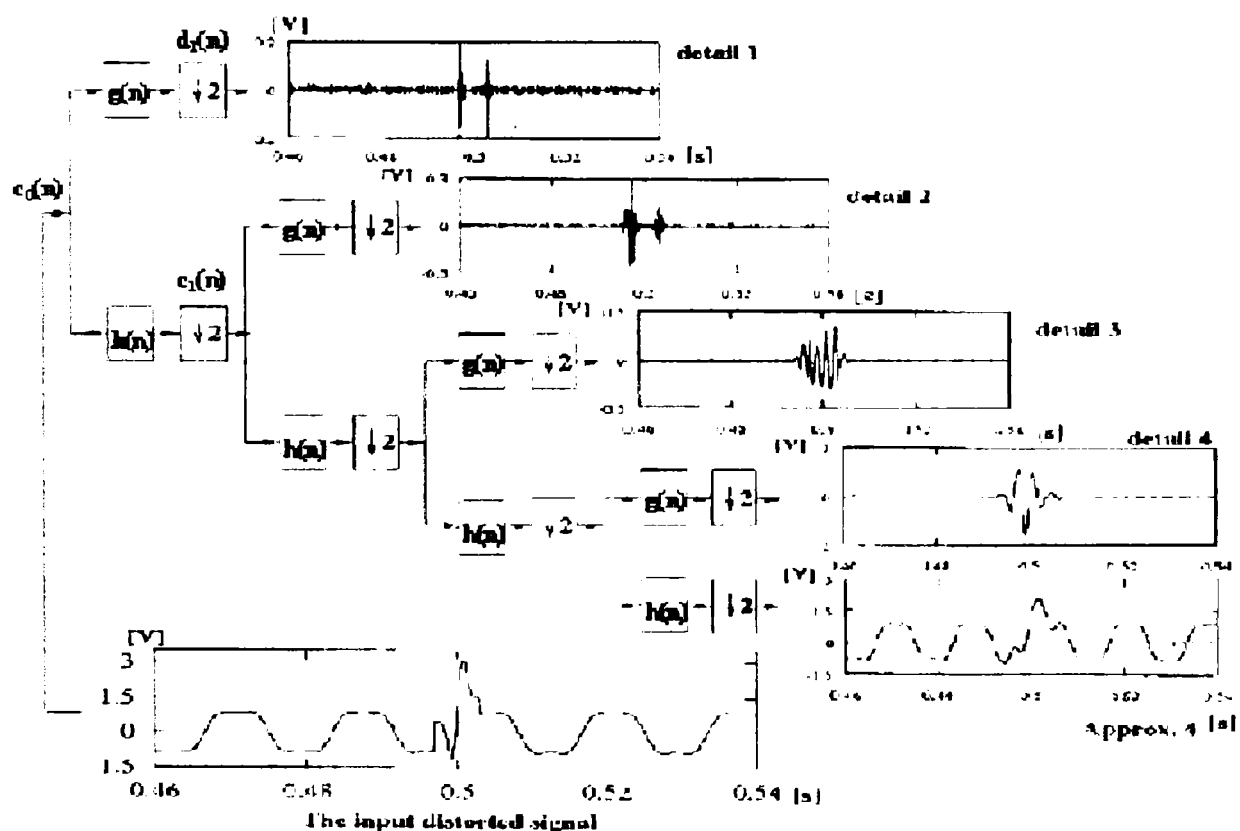
unde $h(n)$ și $g(n)$ sunt coeficienții de filtrare care descompun $c_0(n)$ în $c_1(n)$ și respectiv $d_1(n)$. Decompoziția pentru următorul factor de scală au de această dată la bază semnalul $c_1(n)$. Semnalul descompus la factorul de scalare 2 este dat de:

$$c_2(n) = \sum_k h(k - 2n)c_1(k) \quad (1-88)$$

$$d_2(n) = \sum_k g(k - 2n)c_1(k) \quad (1-89)$$

Decompoziția pentru factori de scală superiori este executată în același mod cu cel prezentat anterior. Implementarea tehnicii MSD este cel mai bine descrisă în figura de mai jos.

figura 1-23 Decompoziția Multirezoluție a Semnalului pe patru nivele



F. Aplicarea tehnicii MSD

Așa cum am menționat mai sus tehnica MSD este utilizată pentru localizarea și izolarea unei perturbații față de semnalul din fundal. Descompunerea semnalului $c_0(n)$ în $c_1(n)$ și respectiv $d_1(n)$ din figura 1-23 utilizează filtrele $h(n)$ respectiv $g(n)$. Aceste filtre formează o familie de funcții de scalare $\phi(t)$ și wavelet $\psi(t)$:

$$\phi(t) = \sqrt{2} \sum_n h(n) \phi(2t - n) \quad (1-90)$$

$$\psi(t) = \sqrt{2} \sum_n g(n) \phi(2t - n) \quad (1-91)$$

După ce semnalul $c_0(n)$ este filtrat de către $h(n)$ și $g(n)$ acesta este simplificat cu factorul 2 conform ecuațiilor 1-90 și 1-91 de mai sus. Semnalul $c_1(n)$ rezultat din aplicarea $h(n)$ este o versiune filtrată semnalului $c_0(n)$ deoarece filtrul $h(n)$ este de tip trece jos. Semnalul $d_1(n)$ conține detaliile care nu apar în $c_1(n)$ și este denumit coeficientul transformatei wavelet la factor de scală 1.

Prin simplificare cu 2 rezoluția semnalelor $c_1(n)$ și $d_1(n)$ este acum jumătate din cea a $c_0(n)$. Deci, în cazul în care $c_0(n)$ are N eșantioane pentru întregul interval de timp analizat, atunci $c_1(n)$ și $d_1(n)$ vor avea $N/2$ eșantioane în același interval analizat.

Localizarea perturbațiilor este astfel directă deoarece implică numai filtrare și simplificare cu 2. Pentru sublinierea acestui proces direct, semnificația fizică a detecției și localizării perturbațiilor se exprimă prin:

$$c_1(n) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \phi_{1,n}(t) dt = \frac{1}{\sqrt{2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \phi\left(\frac{t}{2} - n\right) dt \quad (1-92)$$

$$d_1(n) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi_{1,n}(t) dt = \frac{1}{\sqrt{2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi\left(\frac{t}{2} - n\right) dt \quad (1-93)$$

unde

$$f(t) = \sum_n c_0(n) \phi(t - n) = \sum_n c_0(n) \phi_{0,n}(t) \quad (1-94)$$

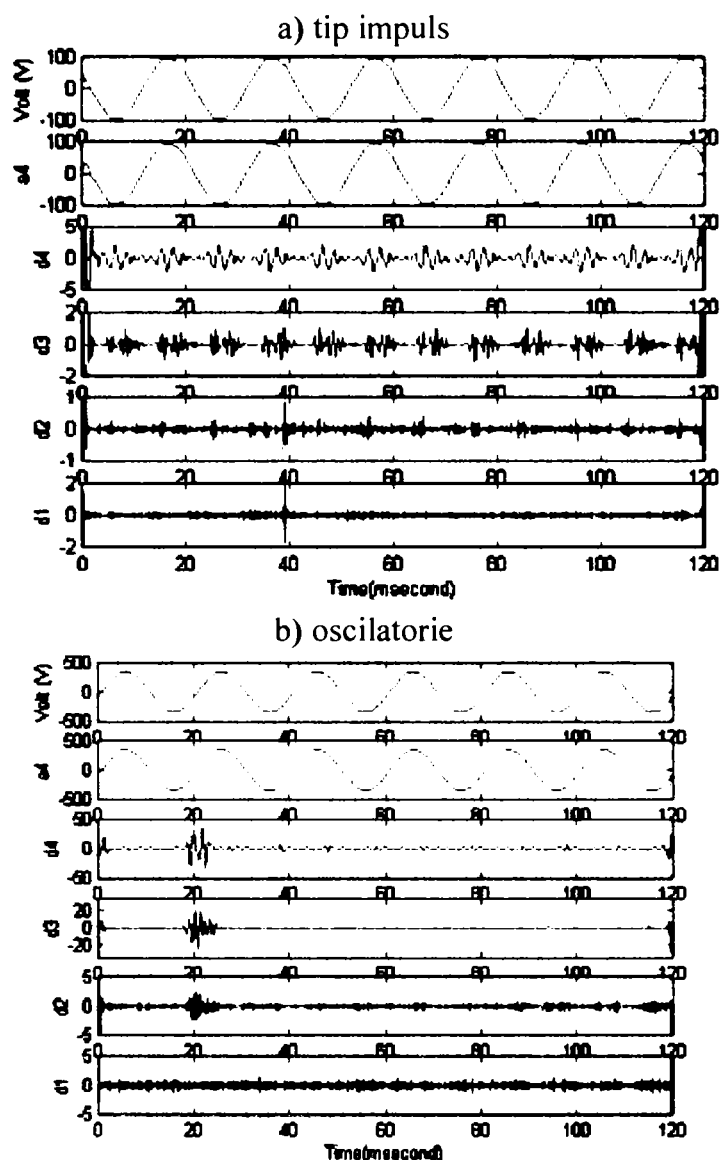
$f(t)$ din ecuația de mai sus poate fi considerat ca “semnal de fundal” generat de o combinație lineară a $c_0(n)$ cu o funcție de scalare cu factor de scală 0. Ca rezultat, orice perturbație în $c_0(n)$ va apărea și în $f(t)$. Astfel se va obține:

$$c_1 = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \sum_k h(k) \phi(t - 2n - k) dt \quad (1-95)$$

$$d_1 = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \sum_k g(k) \phi(t - 2n - k) dt \quad (1-96)$$

Bibliografia utilizată corespunde la [50], [51], [52], [53], [54], [55], [56].

figura 1-24 Exemplu detecție perturbație tip impuls și oscilatorie cu utilizarea wavelet Daubechies D4



1.12 Concluziile și contribuțiile personale

Referitor la sistemele de indicatori de CEE pe plan internațional, în general, nu există standarde unice, unanim acceptate. Normarea CEE există în majoritatea țărilor și vizează anumiți indicatori, chiar dacă nu corespunde întotdeauna cerințelor CEI, prin semnificația mărimilor și valorile acestora. Normativele românești fiind elaborate la etape diferite nu au un cadru general unitar, în prezent, unele fiind în curs de revizuire și de corelare cu normativele internaționale, europene, luând în calcul condițiile și posibilitățile din România.

Actualele norme din România se referă, de regulă, numai la curbele de tensiune. Deoarece emisiile perturbatoare introduse într-un nod al rețelei, de o linie racordată în acest punct, sunt puse mai bine în evidență prin analiza curbelor curentului electric absorbit, standardele de compatibilitate electromagnetică din România, aflate în curs de elaborare și corelate cu standardele internaționale, impun valori referitoare la curentul electric pe linia perturbatoare, iar nodul din rețea este definit prin indicatori care se referă în special la tensiune. Noile normative trebuie să specifice nivelurile de planificare, compatibilitate electromagnetică, imunitate pentru toate tipurile de perturbații [58],[61].

Se impune completarea normativelor actuale cu problema compunerii emisiilor provenind de la diferiți consumatori, pentru toate tipurile de perturbații. De asemenea stabilirea pentru fiecare dintre consumatorii racordați într-o rețea electrică a nivelului de perturbații alocat, astfel încât în rețea să nu fie depășit nivelul planificat. În paralel cu elaborarea normelor specifice se susține inițierea unui standard de calitate a energiei electrice. Actualele reglementări românești prezintă limitele în care trebuie să se încadreze indicatorii de calitate, dar nu includ modul de determinare a acestora prin calcul, scheme, instrucțiuni de măsurare și prelucrare a măsurătorilor, recomandări pentru echipamentele de măsurare necesare[67].

Actualele reglementări românești prezintă limitele în care trebuie să se încadreze indicatorii de calitate, dar nu includ modul de determinare a acestora prin calcul, scheme, instrucțiuni de măsurare și prelucrare a măsurătorilor, recomandări pentru echipamentele de măsurare necesare. La interfața RET-RED sunt în discuție revizuirea Codului Tehnic RED, Codului Tehnic RET, Standard de performanță RED și Standard de performanță RET prin alinierea lor la obiectivele sistemelor de transport și distribuție. În acest mod se va realiza o corelare între indicatorii de CEE pornind de la producător spre consumatorul final .

În domeniul sectorului electroenergetic, calitatea energiei electrice depinde nu numai de furnizor, ci și de toți consumatorii racordați la aceeași rețea de alimentare dintre care unii pot exercita o influență perturbatoare asupra rețelei furnizorului, capabil să deregleze funcționarea altor consumatori, racordați la aceeași rețea electrică. Pentru ca astfel de noi relații contractuale, dintre furnizorii și consumatorii de energie electrică să devină posibile, este necesară elaborarea unor recomandări și/sau norme acceptate internațional, fie cu privire la nivelul admisibil al perturbațiilor, fie cu privire la capacitatea receptoarelor electrice de a face față acestor perturbații.

Contribuțiile personale la acest capitol sunt:

- sintetizarea și structurarea informațiilor prezentate în publicații și reglementări în vigoare .
- analiza indicatorilor de CEE utilizând structura: definire, metode de măsurare și agregare, proceduri de verificare,
- prezentarea acestora conform cursurilor Leonardo Power Quality Initiative Vocation Education System susținute de Societatea Inginerilor Energeticieni din România, prezentate în figura 1-25. autoarea obținând calificarea „Expert gradul I” prin parcurgerea primului program.
- prin derularea contractului încheiat în anul 2003 cu Universitatea Politehnică București, pentru elaborarea lucrării „Cercetări privind modelarea fenomenelor electromagnetice nesinusoidale și periodic nesinusoidale, în transportul energiei electrice, în vederea stabilirii indicatorilor de compatibilitate electromagnetică, a reducerii pierderilor de energie și influența acestora asupra sistemelor de măsurare” autoarea a clarificat definițiile și formulele de calcul utilizate la pct. 1.8 și 1.9. [8]
- prin derularea contractului încheiat în anul 2005 cu Universitatea Politehnică București, pentru elaborarea studiului „Analiza calității energiei electrice în sistemul de transport și studiul posibilităților practice de reducere a erorilor de măsurare în contorizarea energiei electrice”. autoarea a îmbunătățit metodele de măsurare și agregare prezentate la evaluarea indicatorilor CEE [68]
- în urma colaborării cu specialiștii CEE din cadrul UPB s-a deschis perspectiva de abordare a semnalelor nestaționare prin transformarea Wavelet,
- înscrierea autoarei în Comitetul Tehnic CT 164 ‘Echipamente pentru măsurarea energiei electrice și controlul sarcinii’ din Asociația de Standardizare din România a facilitat prezentarea noțiunilor din acest capitol conform standardelor în vigoare.

figura 1-25 Cursurile LPQIVES



Leonardo da Vinci



Leonardo ENERGY



SIER
Societatea
INGINERILOR
ENERGETICIENI
DIN ROMÂNIA

BUCUREȘTI 020371
Bdul Lacului 10 nr.1, etaj.2
C.P. 30-33
Tel: 021.206.11.29
Mobil: 0722.361.954
Fax: 021.610.62.83
e-mail: office@sier.ro
website: www.sier.ro

**Calitatea Energiei
Electrice**

**Introducere în
Calitatea Energiei
Electrice**

**Calculi de tensiune și
întreruperi scurte**

**Vocational Education
System**



LEONARDO
POWER
QUALITY
INITIATIVE

www.lpq.org



**Sistemul Pan - European LPQIVES
Accreditare / Certificare / Formare Profesională
în domeniul Calității Energiei Electrice**

Calitatea energiei electrice

Abaterile de la valorile admise ai diferiților parametri ai tensiunilor, curenților și frecvenței pot conduce la funcționarea defectuoasă sau avizarea echipamentelor electrice și sunt generatoare de pierderi financiare la nivelul companiilor afectate de aceste abateri.

Înțelegerea clară a problemelor legate de calitatea energiei electrice electrice în toată complexitatea lor, indentificarea corectă a cauzelor și fenomenelor și prezentarea unor soluții adecvate în domeniul calității energiei electrice pot să ajute la evitarea unor daune avarii, respectiv la creșterea beneficiului.

Programul LPQIVES

Ca urmare a interesului stăruit în rândul specialiștilor de Programul LPQI (Leonardo Power Quality Initiative), Comisia Europeană a decis să finanțeze extinderea acestuia, prin organizarea unui Sistem Pan-European de Educație Profesională în domeniul Calității Energiei Electrice și al Compatibilității Electromagnetice (Leonardo Power Quality and EMC Vocational Education System - LPQIVES) prin care să se poată realiza atât pregătirea cât și acreditarea certificarea specialiștilor interesați în acest domeniu. Finanțarea acoperă o parte din cheltuielile necesare creării logisticii (materiale bibliografice, IQ Book, LPQIVES web-site etc), urmând ca pe baza acestei infrastructuri, Sistemul LPQIVES să se autosusțină financiar din taxele de pregătire certificare și din eventualele sponsorizări.

Pregătire certificată internațional

LPQIVES se adresează specialiștilor din proiectare, execuție, consultanțelor, managerilor și specialiștilor responsabili cu exploatarea și mentenanța echipamentelor și instalațiilor consumatorilor și ale companiilor de electricitate.

Modul de organizare a regăsimi profesionale și a acreditării certificării specialiștilor în domeniul calității energiei electrice este cel stabilit și acceptat de membrii proiectului LPQIVES printre aceștia aflându-se specialiști de talie mondială din instituții academice renumite din 4 țări europene.

Pregătirea și Acreditarea Certificarea specialiștilor în domeniul Calității Energiei Electrice este similară pentru toate țările implicate beneficiare ale acestui program. Seminarurile de pregătire au început deja în luna mai în Germania și Polonia și vor începe în acest an în alte 5 țări din Europa (Belgia, Republica Cehă, Italia, România și Ungaria), programul LPQIVES urmând să fie implementat în România de către Societatea Inginerilor Energeticieni din România (SIER).

CertIFICATELE AȘTEA CALIFICAREA PROFESIONALĂ DE SPECIALIST ÎN DOMENIUL CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE. Certificatele se vor acorda terarhic pentru trei grade și anume **Expert Nivel 1**, **Expert Nivel 2** și **Expert Nivel 3**. Certificatul de nivel superior se poate obține numai după obținerea în prealabil a certificatului de nivel mediu anterior.

Capitolul 2. Sistemul de monitorizare temporară a CEE

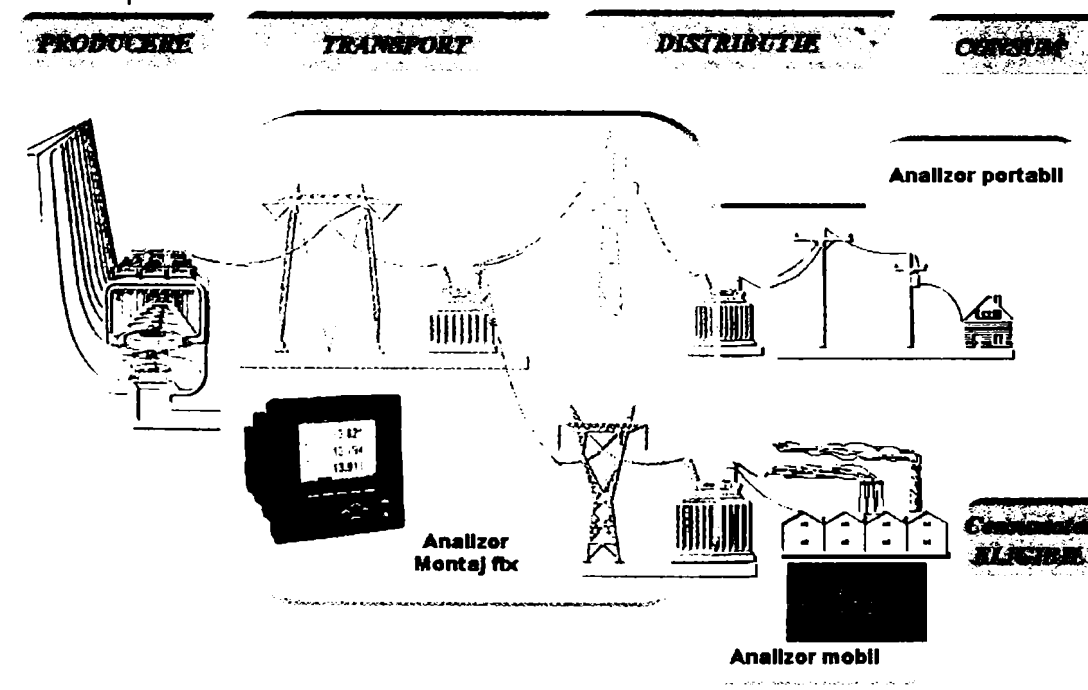
Acest capitol prezintă necesitatea monitorizării indicatorilor CEE pe întreg lanțul de transmitere a energiei electrice de la producător, până la consumatorul final. Primii pași pentru o monitorizare conform standardelor europene au fost făcuți de Operatorul de Măsurare a Energiei Electrice pe Piața Anglo, OMEPA, prin achiziționarea în anul 2003 a celor cinci analizoare CEE portabile, fabricație LEM Austria, tip TOPAS 1000. Acestea alcătuiesc sistemul de monitorizare temporară a CEE existent în Transelectrica, prezentându-se în acest capitol măsurătorile efectuate prin monitorizarea unei zone de perturbații la nivelul de 110kV, interfața între RET și RED, din perioada iulie-septembrie din anul 2006.

2.1 Monitorizarea CEE

Cunoașterea indicatorilor de calitate, a modului practic de determinare, interpretarea rezultatelor monitorizării acestora, cunoașterea limitelor admise ale perturbațiilor, prezintă un deosebit interes pentru asigurarea unei energii de calitate standard și pentru decizii privind măsurile care trebuie adoptate în scopul realizării nivelului de calitate impus. Prin monitorizarea indicatorilor CEE se realizează supravegherea pe perioade mari de timp, cu înregistrarea și memorarea acestora pe toată perioada sau numai a situațiilor în care aceștia depășesc valori limită prestabilite.

CEE trebuie abordată simultan pe tot lanțul de producere, transport, distribuție, figura 2-1, corelând prețul cu responsabilitățile pentru a asigura existența, accesibilitatea, continuitatea și menținerea parametrilor fundamentali. În condițiile liberalizării apar tot mai mult unități separate, specializate în producția, transportul și distribuția energiei electrice, orientate spre promovarea competiției și privatizare. Această restructurare a sectorului are numeroase consecințe legate de dezvoltarea și operarea sistemului în condiții de stabilitate și deci de CEE.

figura 2-1 CEE producere-consum

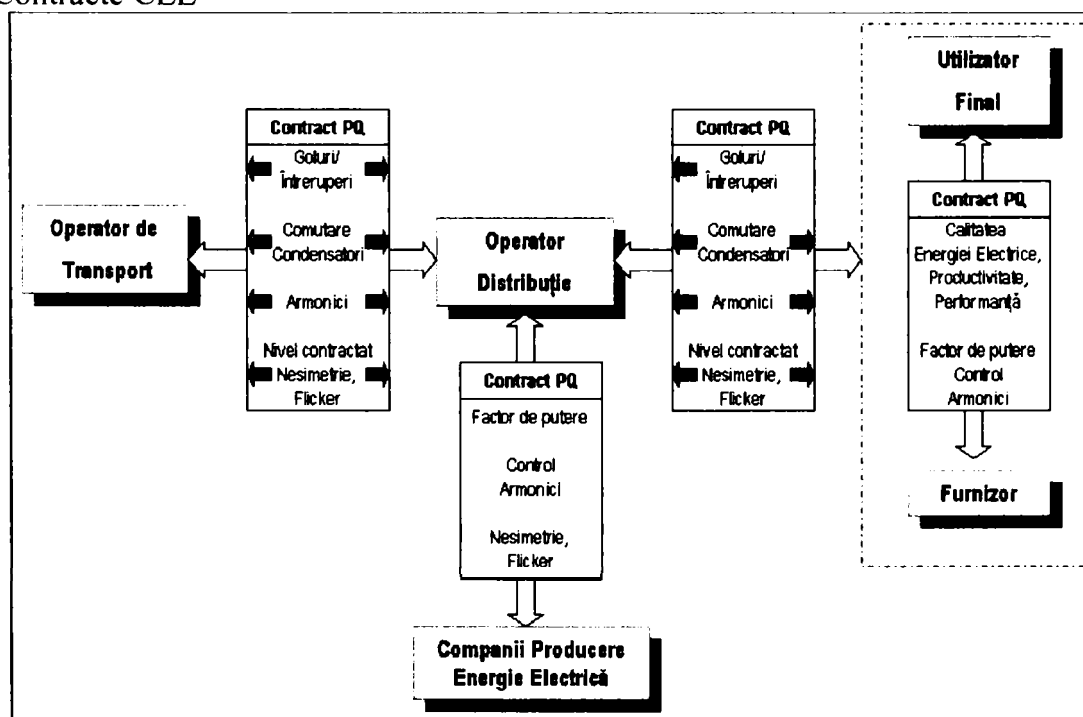


Abaterile indicatorilor CEE față de valorile acceptate pot determina daune din cauza reducerii producției planificate sau a scăderii duratei de viață a utilajelor și echipamentelor consumatorului, creșterea pierderilor la transportul și distribuția energiei electrice, ca și solicitări suplimentare ale generatoarelor din sistem. Sistemul de producere, transport și distribuție, datorită solicitărilor specifice care apar (trăsnete, vânt, depuneri de gheață, avarii etc) este sursa perturbațiilor sub formă de întreruperi, goluri de tensiune, supratensiuni, variații de tensiune și de frecvență. Realizarea indicatorilor CEE este determinată de activitatea producătorului, transportatorului, furnizorului, dar și de activitatea consumatorului de energie electrică.

Calitatea energiei electrice vehiculate în rețelele electrice de transport și distribuție și apoi furnizată consumatorilor este unul dintre factorii importanți care determină eficiența economică atât a rețelelor, cât și a consumatorilor. Procesele tehnologice moderne ale consumatorilor pot fi derulate în mod eficient numai în condițiile unui sistem energetic capabil de a asigura calitatea corespunzătoare a energiei electrice furnizate, de a putea prelua o serie de perturbații introduse în rețeaua electrică de alimentare de instalațiile electrice ale consumatorilor (regim deformant, șocuri de putere, regimuri nesimetrice etc) și de a asigura eventualele variații ale cererii de putere și energie electrică. Funcționarea multor consumatori industriali poate fi însoțită de introducerea în rețeaua electrică de alimentare a unor importante perturbații (armonici, interarmonici, flicker, nesimetrii, goluri de tensiune) care pot determina reducerea nivelului de calitate a energiei electrice livrată altor consumatori conectați la rețea

Calitatea energiei electrice devine din ce în ce mai mult unul dintre parametrii importanți în ofertele furnizorilor către consumatori și de multe ori determinant în alegerea furnizorului pe piața de energie electrică. În acest sens, în normativul EN 50160:1999 [22] este definită calitatea standard a energiei electrice în relațiile furnizorului cu consumatorii, dar furnizorul poate oferi o calitate superioară în condițiile unui tarif special.

figura 2-2 Contracte CEE



Pe noua piață angro de energie electrică din România relațiile contractuale, figura 2-2, între producător și transportator, transportator și distribuitor, furnizor/distribuitor și consumator presupun definirea unor condiții contractuale comune acceptate, acestea putând cuprinde și parametrii de măsurare a

calității energiei electrice și de comparare a valorilor lor în cadrul unor limite stabilite. Relația contractuală presupune definirea unor condiții comune acceptate, prin care se urmăresc valorile parametrilor de CEE și compararea acestora cu limitele admise. [37]

Realizarea nivelului de calitate a energiei electrice oferit de către furnizori nu poate fi realizat decât în condițiile asigurării unor condiții tehnice și de mentenanță la nivelul distribuitorului, transportatorului și producătorului de energie electrică. În acest mod, monitorizarea indicatorilor de calitate în punctele de interfață dintre transportator și distribuitor precum și asigurarea nivelului standard de calitate în aceste puncte sunt determinante în asigurarea nivelului de calitate oferit de către furnizor. Consumatorul de energie electrică, la rândul său, este interesat să aibă o calitate corespunzătoare a energiei electrice, dar, în același timp, este implicat în menținerea acesteia prin felul și tipul de receptoare cu care este dotat și prin exploatarea judicioasă a acestora.

În mare măsură, perturbațiile care conduc la diminuarea nivelului CEE sunt determinate de activitatea consumatorilor care generează perturbații (armonici, nesimetrii, flicker etc.). O atenție deosebită trebuie acordată marilor consumatori perturbatori (industria metalurgică, siderurgică, de aluminiu) conectați direct la rețeaua de înaltă tensiune. Perturbațiile introduse de acești consumatori se propagă în toată rețeaua de înaltă și foarte înaltă tensiune, afectând calitatea energiei electrice pe distanțe mari față de punctul de conectare (PCC) a consumatorului. Totodată nivelul de CEE pentru energia electrică livrată trebuie să asigure o funcționare normală a instalațiilor consumatorului. Defectele cele mai evidente sunt întreruperile și golurile de tensiune, atât pentru industriile sensibile, operații cu flux continuu, operații în multe trepte cât și pentru operații aparent banale, de date în care valoarea tranzacției este ridicată, dar costul procesării scăzut. Nivelul exact al abaterilor de la alimentarea perfectă, depinde de aplicația utilizatorului și de tipul de echipament instalat, astfel încât nivelul de CEE poate fi diferit de cel necesar, sau dorit de consumator.

Preocupările actuale urmăresc, în mod distinct, analiza problemelor legate de calitatea alimentării cu energie electrică (siguranța în alimentare) și calitatea produsului energie electrică. Problemele legate de calitatea energiei electrice în cadrul rețelei de transport și distribuție prezintă aspecte specifice legate de suprapunerea aleatorie a perturbațiilor, ceea ce impune o abordare statistică, pe baza unui mare număr de date, pentru caracterizarea unui nod din rețeaua electrică. Cunoașterea situației din nodurile rețelei de transport precum și a surselor perturbatoare necesită un complex program de măsurători pe termen lung, utilizând echipamente de achiziție și prelucrare, specifice condițiilor particulare din rețeaua de transport. [14]

Evident, prima problemă, este aceea de a dispune de aparate corespunzătoare pentru determinarea corectă a indicatorilor de calitate a tensiunii. Monitorizarea indicatorilor de CEE, efectuată cu analizoare dedicate, portabile sau fixe, facilitează urmărirea respectării limitelor normate și creează baza de date necesară pentru completarea și corectarea standardelor. Deoarece perturbațiile au un caracter aleator, analiza CEE trebuie efectuată statistic, cu modele matematice adecvate, utilizând echipamente de urmărire perfecționate și tehnici digitale avansate. Echipamentele actuale de monitorizare sunt de fapt sisteme informatice specializate la care o atenție deosebită trebuie acordată cunoașterii în detaliu a algoritmul de prelucrare a eșantioanelor achiziționate. Acest aspect este impus în special de faptul că, pe plan mondial, există diferențe notabile în definirea unor indicatori utilizați în caracterizarea nodurilor din rețeaua electrică și a consumatorilor. Realizarea de echipamente plecând de la definiții diferite ale mărimilor face ca rezultatele să fie foarte diferite. [66]

Dezvoltarea rețelei electrice de transport trebuie să aibă în vedere asigurarea nivelului standard de calitate a energiei electrice în punctele de interfață cu rețeaua de distribuție. Numai monitorizarea pe intervale mari de timp (minimum o săptămână) și prelucrarea statistică a rezultatelor poate oferi informațiile necesare adoptării de decizii privind încadrarea consumatorului în limitele alocate. [13]

Monitorizarea CEE se efectuează în PCC pentru cercetarea, diagnosticarea calității energiei electrice sau verificarea condițiilor contractuale. Concluziile conferințelor CIREC privind monitorizarea CEE sunt:

- pentru rețelele de joasă tensiune este necesară doar o monitorizare temporară deoarece perturbațiile armonice au o evoluție ciclică pe parcursul a câteva zile,
- la interfața dintre RET și RED, precum și în punctele de măsurare cu prevederi contractuale CEE se impune o monitorizare permanentă.

În vederea unei monitorizări complete și corecte trebuie să se răspundă la următoarele întrebări:

- Unde măsurăm ? PCC, locul de amplasare a punctului de măsurare,
- Ce măsurăm ? mărimile electrice necesare calculării indicatorilor CEE,
- Când măsurăm ? temporar, permanent, la solicitare,
- Cum măsurăm ? montaj direct sau indirect,
- Cu ce măsurăm ? analizor CEE portabil sau fix
- De ce măsurăm ? identificarea perturbațiilor,
- Cât costă să măsurăm ? raportul preț-performață [7]

Analizoarele CEE trebuie să asigure achiziția și prelucrarea, pe intervale mari de timp a datelor, să fie prevăzute cu un sistem expert care să identifice în blocul de intrare tipul de perturbație și să valideze prelucrarea doar a celor tipice, prin marcarea celor neconforme. Echipamentele actuale de monitorizare sunt de fapt sisteme informatice specializate la care o atenție deosebită trebuie acordată cunoașterii în detaliu a algoritmul de prelucrare a eșantioanelor achiziționate. Acest aspect este impus în special de faptul că, pe plan mondial, există diferențe notabile în definirea unor indicatori utilizați în caracterizarea nodurilor din rețeaua electrică și a consumatorilor. [10]

Realizarea de echipamente plecând de la definiții diferite ale mărimilor face ca rezultatele să fie foarte diferite. Principalele mărimi utilizate pentru caracterizarea nodurilor din rețeaua electrică și având diferite definiții, implementate în echipamentele de monitorizare, sunt: puterea aparentă trifazată , reactivă pe fază și nesimetria de tensiune. Cunoașterea în detaliu a algoritmului de calcul a mărimilor monitorizate sau contorizate permite validarea echipamentului în raport cu normele acceptate de operatorii europeni de energie electrică. Calitatea informațiilor obținute depinde în mare măsură și de modul de achiziție a datelor. Analizele efectuate, utilizând mai multe echipamente de monitorizare au pus în evidență faptul că, pentru forma actuală de reprezentare a înregistrărilor mărimilor electrice, determinarea cu exactitatea necesară a indicatorilor de calitate impune obținerea a cel puțin 126 eșantioane pe o perioadă și utilizarea convertoare analog numerice pe fiecare intrare a echipamentului. Având în vedere acestea am întocmit un caiet de sarcini cu un minim de caracteristici tehnice necesare, conform figura 2-3. În adoptarea deciziilor privind încadrarea în nivelul de CEE, în rețeaua electrică de transport trebuie avut în vedere și faptul că informațiile transmise de către echipamentele de monitorizare, conectate în secundarele transformatoarelor de măsurare de tensiune și de curent electric sunt distorsionate de prezența acestora. Având în vedere caracteristicile de frecvență ale transformatoarelor de măsurare, trebuie avut în vedere faptul că informațiile privind CEE, indicate de echipamentele de monitorizare conectate în secundarele transformatoarelor de măsurare sunt totdeauna optimiste față de valorile reale din nodurile aflate la tensiune înaltă. [11], [12], [44]

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

figura 2-3 Caiet de sarcini analizor CEE

Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini			Date tehnice oferite ale echipamente
	Descriere	U.M.	Date tehnice cerute	
PRODUCĂTOR:				
TIP, COD, VERSIUNE:				
1. Caracteristici tehnice				
Date tehnice privind alimentarea				
1.1	Tensiunea alimentară	V	230V c.a. / 220 V c.c. ± 20%	
1.2	Frecvența fundamentală	Hz	50	
1.3	Puterea aparentă	VA	35	
Date tehnice generale				
1.4	Intrări de tensiune (5 canale) Fazele A,B,C,N,GND	Da/nu	da	
1.5	Intrări de curent (4 canale) Fazele A,B,C,N	Da/nu	da	
1.6	Tipuri de racordări la circuite: - Trifazat 3 fire - Trifazat 4 fire	Da/nu Da/nu	Da Da	
Date tehnice privind intrările				
1.7	Conectare directă la transformator de măsurare pentru tensiune - domeniu de tensiune - impedanța de intrare - vârf de tensiune	V MΩ V	0-120 >1 1000	
1.8	Conectare directă la transformator de măsurare curent - domeniu curent - impedanța de intrare - curent limitat termic 1s	A mΩ A	0-5 <40 300	
1.9	Intrări numerice rapide	Nr. canale	8	
2. Măsurătorile de calitate a puterii, clase de acuratețe:				
2.1	Măsurarea frecvenței. Eroare	%	≤ 0,01	
2.2	Măsurarea tensiunilor. Eroare V RMS	%	≤ 0,1	
2.3	Măsurarea curenților. Eroare A RMS	%	≤ 0,1	
2.4	Măsurarea puterilor active, reactive. Eroare	%	≤ 0,2	
2.5	Măsurarea energiilor active, reactive. Eroare	%	≤ 0,2	
2.6	Factorul de putere trifazat, Eroare	%	≤ 0,5	
2.4	Măsurarea puterilor active, reactive. Eroare	%	≤ 0,2	
2.5	Măsurarea energiilor active, reactive. Eroare	%	≤ 0,2	
2.6	Factorul de putere trifazat, Eroare	%	≤ 0,5	
3.1	Măsurarea golurilor de tensiune, a întreruperilor de scurtă și de lungă durată de tensiune Conform IEC 61000-2-8	Da/nu	Da	
3.2	Determinarea armonicilor de tensiune, curent și putere, amplitudine și fază Conform IEC 61000-4-7	Da/nu	Da	
3.3	Determinarea factorului total de distorsiune armonică: - THD pentru curenți independent pe fiecare fază - THD pentru tensiuni independent pe fiecare fază	Da/nu Da/nu	Da Da	
3.4	Limite pentru parametrii monitorizați 2 seturi de limite selectabile pentru fiecare canal de măsură	Da/nu	Da	
3.5	Determinarea coef. de disimetrie (*) Determinarea coef. de asimetrie (*)	Da/nu Da/nu	Da Da	
3.6	Rate de esanționare minime pentru curent și tensiune - Forma de undă - RMS (valoare efectivă)	Esanționa ne/ciclu	Min 128 Min 128	
3.7	Temp de integrare selectabil - 100 ms - 1s - 15min - 1 oră - 24 ore - 7 zile	Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu	Da Da Da Da Da	
4. Tipuri de înregistrări, capacitate de memorare				
4.1	Memorie non-volatilă (min.)	MB	4	
4.2	Possibilitatea selectării mărimilor înregistrate în istoric	Da/nu	Da	
4.3	Istoric evoluție mărimi măsurate în	Da/nu	Da	
4.4	Istoric evenimente la depășirea limitelor selectate pentru indicatorii de calitate a energiei	Da/nu	Da	
4.5	Înregistrare forme de undă la perturbații severe	Da/nu	Da	
5. Comunicații și transfer de date				
5.1	Port comunicație RS 232	Da/nu	Da	
5.2	Port comunicație RS 485	Da/nu	Da	
5.3	Port comunicație Ethernet	Da/nu	Da	
5.4	Cablu pentru conectare calculator portabil	Da/nu	Da	
5.5	Protocol de comunicație non-proprietar, standardizat internațional - IEC 60870-5-103 - Modbus ASCII - Modbus RTU - DNP 3.0 - TCP/IP	Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu	Da Da Da Da	
6. Afășaj cu LED				
6.1	Possibilitatea selectării mărimilor afișate	Da/nu	Da	
6.2	Minim 3 rânduri x 10 caractere alfanumerice	Da/nu	Da	
7. Funcții SCADA				
7.1	a) posibilitate de adăugare de module suplimentare cu intrări / ieșiri numerice b) ceas cu calendar sincronizabil prin comunicație c) sincronizare IRIG-B d) logica programabilă pentru intrări/ieșiri pentru triggerare înregistrări	Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu	Da Da Da Da	
8. Aplicație software prelucrare locală				
8.1	Asigurarea operațiunilor de: - Programare - Configurare - Descărcare date - Analiza înregistrărilor - Arhivare înregistrări în baza de date tip ODBC	Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu	Da Da Da Da Da	
8.2	Vizualizare - Mărimi măsurate on-line - Diagrama vectorială - Forme de undă	Da/nu Da/nu Da/nu	Da Da Da	
8.3	Asigurarea analizelor statistice	Da/nu	Da	
8.4	Înregistrare cu datare a evenimentelor de calitate a puterii	Da/nu	Da	
8.5	Înregistrare cu periodicitate configurabilă utilizator (domeniu 1, 5, 15 min) a parametrilor măsurați/prelucrați în structura selectată de utilizator (tensiuni, curenți, puteri, energii, factor de putere)	Da/nu	Da	
8.6	Comunicarea la cerere a informațiilor către PCC.	Da/nu	Da	
8.7	Autodiagnosticare stare operativă cu avertizare pe canal de comunicație	Da/nu	Da	
9. Date generale				
9.1	Temperatura ambiantă a) la care sunt garantate caracteristicile funcționale b) de depozitare/transport	°C °C	-5,+60 -30,+70	
9.2	Umiditate relativă, conf. IEC 98/2/3 (la 40°C pentru 59 zile)	%	Max.90	
9.3	Test izolație 50Hz, 1 min. conf. IEC 255-5 a) între terminale și carcasa b) între contacte deschise	KV KV	2 1	
10. Caracteristici constructive specifice				
10.1	Carcasa a) grad de protecție conf. IEC 529 b) montare - pe panou - rack c) conexiuni - fata - spate	Da/nu Da/nu Da/nu Da/nu	IPS4 Se va specifica Se va specifica	
10.2	Tehnologie de realizare a) analogică b) analogică, cu microprocesor c) numerică, cu microprocesor	Da/nu Da/nu Da/nu	Da Da Da	
11. Documentație tehnică inclusă în oferta				
11.1	Scheme de conectare, broșuri, cataloage		Da	
11.2	Raport al testului de tip		Da	
11.3	Lista de referințe		Da	

2.2 Operatorul de măsurare a energiei electrice pe piața angro

În temeiul HG nr. 627/31.07.2000, Compania Națională de Transport a Energiei Electrice 'Transelectrica' SA răspunde de funcționarea Sistemului Național de Transport a Energiei Electrice în condiții de calitate, siguranță, eficiență economică și protecție a mediului înconjurător. În conformitate cu reglementările în vigoare, Operatorul de Transport și Sistem are obligația de a urmări respectarea CEE în RET, iar CNTEE Transelectrica SA trebuie să raporteze anual la ANRE parametrii tehnici de calitate ai serviciilor de transport și de sistem, menționați în Codul Tehnic al RET.

Transelectrica este prima companie din România integrată într-o structură economică europeană. Sistemul Energetic Național a fost interconectat sincron cu sistemul Uniunii pentru Coordonarea Transportului Energiei Electrice (UCTE) la data de 08.05.2003. Prin aceasta Transelectrica a primit calitatea de membru cu drepturi depline și permisiunea de funcționare interconectată permanent prin SEN cu UCTE. Aceasta s-a realizat în urma unui proces de investiții, testări și de adoptare a reglementărilor tehnice finalizate cu succes.

Până în 10.10.2003 au existat două zone sincrone, zona 1 care acoperea 300.000 MW putere instalată și zona 2, în care România a jucat cel mai important rol cu circa 30.000 MW putere instalată, fiind unul din principalii factori de stabilitate și siguranță în funcționarea acestora. Transelectrica prin UNODEN a reușit, prin soluții tehnice în premieră, conectarea în sincronism a LEA 400kV Sandorfalva Ungaria–Arad România, în stația Arad, realizându-se resincronizarea zonelor UCTE, pentru o singură Europă energetică. Aceasta s-au creat și premisele pentru dezvoltarea pieței europene de electricitate spre partea de est în Rusia, Ucraina, Republica Moldova etc.

De asemenea din anul 2005 a început construirea celei de a doua linii de interconexiune de 400kV între România și Ungaria, ceea ce va crește capacitatea de interconectare transfrontalieră în sistemul UCTE și de dezvoltare a pieței unice de energie electrică din Uniunea Europeană. Astfel furnizorii interni vor putea utiliza oportunitățile de achiziție a energiei la prețuri avantajoase și participanții la piață vor putea vinde și cumpăra cu mai multă încredere energia electrică în conformitate cu propriile contracte. [38], [39], [48]

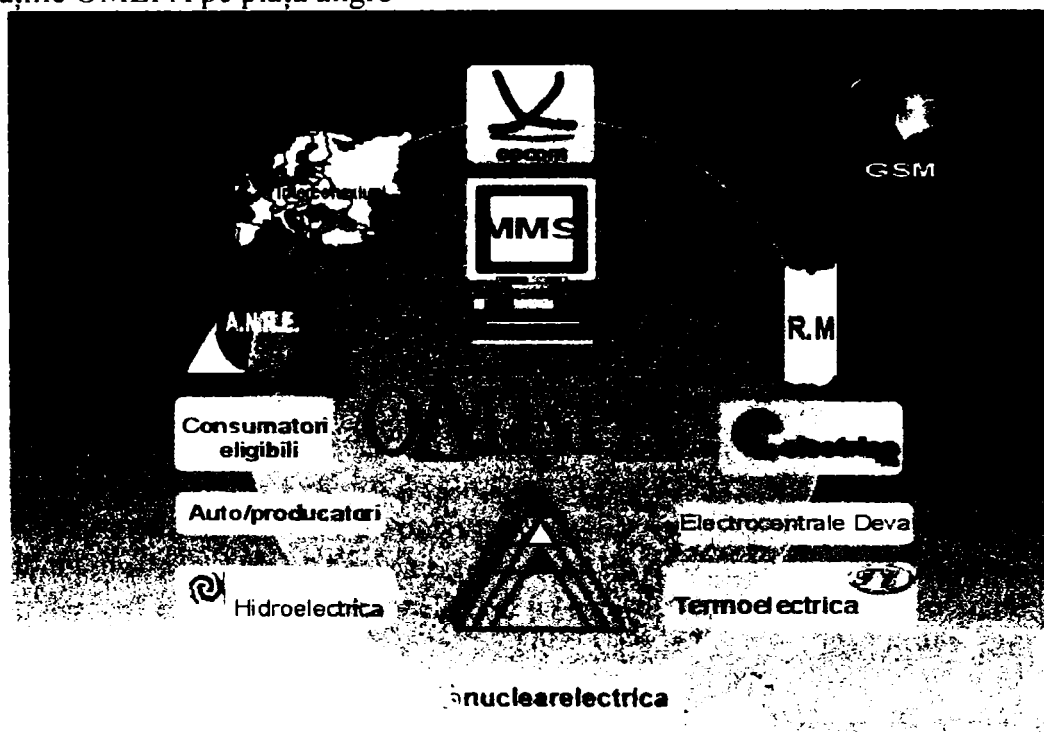
Conform Codului de măsurare a energiei electrice [46], din anul 2002, 'Operatorul de măsurare a energiei electrice vehiculată prin punctele de măsurare de categoria A este unic. La data intrării în vigoare a Codului acesta este Operatorul deținător al licenței de transport.' Astfel s-a înființat Sucursala OMEPA prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica. Aceasta reorganizare răspunde atât cerințelor din Strategia Națională de Dezvoltare Energetică a României stabilită prin HG 647/2001, cât și celor din strategia proprie Transelectrica. Prin aceasta s-au continuat pașii făcuți pe drumul liberalizării în sectorul energetic, de dezvoltare în condiții de competiție. Totodată s-a creat cadrul pentru telemăsurarea tranzacțiilor de energie electrică, în conformitate cu reglementările în vigoare.

Legea energiei electrice din anul 2003 desemnează CNTEE Transelectrica SA și Operator de măsurare a energiei electrice pe piața angro, monitorizarea CEE devenind una din prioritățile acesteia. Astfel Sucursala OMEPA are în prezent în domeniul de activitate pe lângă măsurarea energiei electrice tranzitate pe piața angro și 'activitatea de determinare prin măsurători și prelucrări, a calității energiei electrice în scopul evitării măsurării distorsionate a cantităților de energie electrică tranzitată'.

Activitatea Operatorului de măsurare a energiei electrice pe piața angro figura 2-4 se concretizează în:

- Integrator date piața angro:
 1. Relații cu PRE și Operatori măsurare energie electrică,
 2. Achiziții date de la Operatori măsurare energie electrică,
 3. Agregare date pe piața angro,
 4. Transmitere date agregate la ANRE, PRE, OPCOM și OPE
 5. Stocare, securizare date piața angro
 6. Mentenanță sisteme telemăsurare, management sistem, planificare, dezvoltare metering
- Măsurare energie electrica pe piața angro
 1. Relații cu PRE
 2. Mentenanță sisteme telemăsurare energie electrica
 3. Planificare, dezvoltare sisteme telemăsurare energie electrică

figura 2-4 Relațiile OMEPA pe piața angro

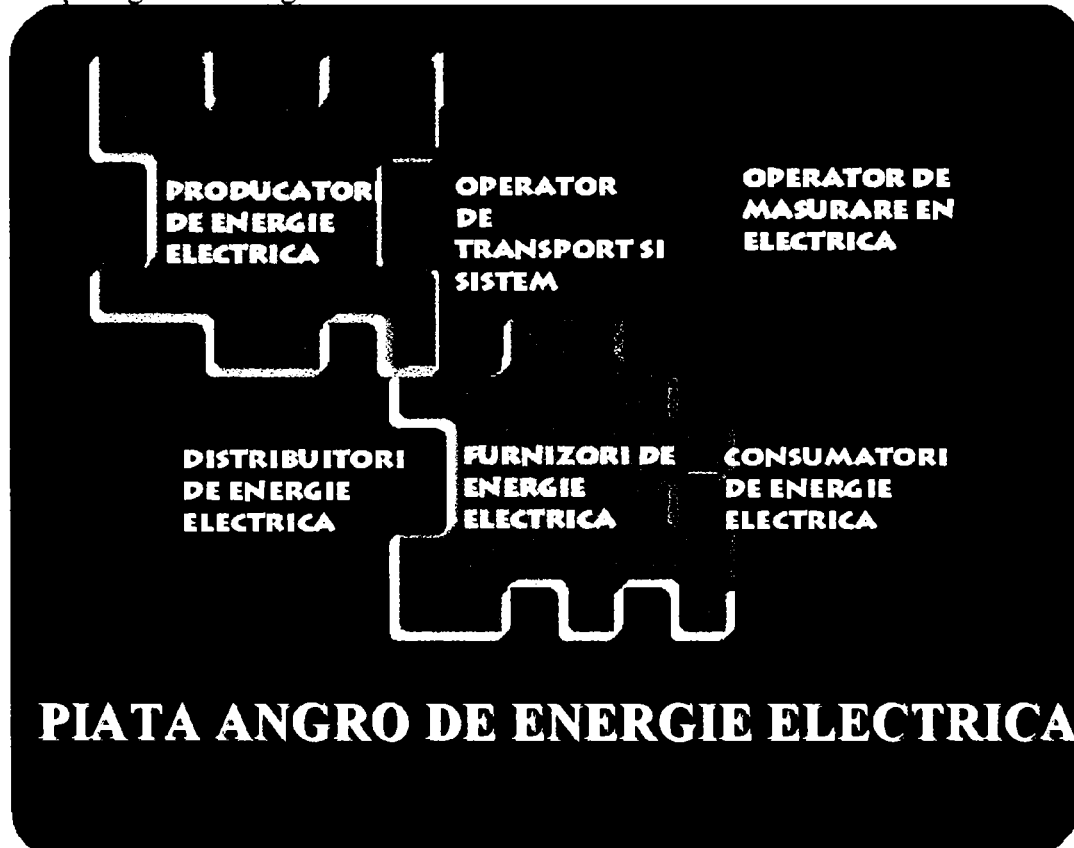


- Măsurare energie electrica pentru Transelectrica
 1. Relații cu Transelectrica Sucursalele de Transport Mentenanță sisteme locale telemăsurare energie electrică
 2. Planificarea dezvoltarea sistemelor de telemăsurare/calitate energie electrică
- Monitorizare calitate energie electrica
 1. Relații cu Transelectrica Sucursalele de Transport
 2. Mentenanță sisteme monitorizare calitate energie electrică
 3. Planificare, dezvoltare sisteme monitorizare calitate energie electrică
- Alte servicii suport pentru activitățile proprii
 1. Analiză, avizare documentații proiecte măsurare energie electrică
 2. Analiză, avizare documentații proiecte monitorizare calitate energie electrică
 3. Coordonarea activității de cercetare-dezvoltare și inginerie tehnologică pentru sisteme telemăsurare energie electrică și calitate energie electrică

Calitatea energiei electrice vehiculate prin rețelele electrice de transport influențează regimurile de funcționare ale acestora, cu implicații tehnico-economice directe asupra consumului de energie electrică și asupra siguranței în funcționare a SEN. Optimizarea funcționării instalațiilor electrice se realizează printr-o bună supraveghere a proceselor și o bună gestionare a energiei electrice, doi factori care depind de calitatea acesteia.

Operatorul sistemului de transport al energiei electrice și de sistem promovează și impune cerințele de ordin tehnic ale pieței angro de energie electrică, figura 2-5, menite să asigure funcționarea sigură, stabilă, economică și profitabilă a Sistemului Electroenergetic Național, în beneficiul tuturor utilizatorilor RET. Prestarea unui serviciu de măsurare în condiții de CEE asigură o funcționare corectă a echipamentelor și instalațiilor, alături de o gestionare economică eficientă.

figura 2-5 Piața angro de energie electrică



În acest context, informațiile asupra calității energiei electrice sunt strategice pentru companiile de electricitate, mai ales în condițiile liberalizării pieței de energie, acestea furnizând elementele necesare pentru asigurarea competitivității companiilor respective și satisfacerea cerințelor consumatorilor. De asemenea, în conformitate cu reglementările în vigoare este necesară întocmirea unor statistici referitoare la calitatea energiei electrice, bazate pe rezultatele măsurătorilor, realizate în cazul rețelilor electrice de transport și distribuție.

Condițiile actuale ale sistemului energetic din România fac ca problemele de calitate a energiei electrice să prezinte o serie de particularități care trebuie luate în considerație la evaluarea nivelului de calitate în fiecare nod al rețelei și la adoptarea de măsuri pentru încadrarea în limitele admise. Subîncărcarea rețelilor în special în zilele libere din săptămână, conduce la dificultăți în menținerea în bandă a tensiunii din rețeaua de transport, iar cu creșterea tensiunii în nodurile RET, creșterea

pierderilor prin descărcarea corona și funcționarea transformatoarelor în zona saturată a caracteristicii de magnetizare, crește nivelul perturbațiilor în rețelele electrice. Abaterile de tensiune peste limitele normate pot avea efecte negative atât pentru instalațiile din cadrul rețelei electrice de transport, cât și pentru cele ale consumatorilor (perturbarea funcționării unor aparate de comandă și reglare, instabilitatea motoarelor sincrone și a compensatoarelor sincrone s.a.). Aceste efecte pot fi cu atât mai mari și mai frecvente dacă avem în vedere structura specifică a SEN, ca fiind o rețea electrică foarte bogată în raport cu mărimea consumului, valori reduse ale acestuia la palierele de gol și o amplasare neuniformă a zonelor excedentare, respectiv deficitare ale sistemului energetic. [15]

De asemenea, la depășirea benzii admise de tensiune, rețeaua de transport poate fi sursa armonicilor de tensiune, atât prin descărcarea corona, cât și prin funcționarea pe porțiunea neliniară a caracteristicii circuitelor magnetice. Calitatea energiei în rețeaua de distribuție este afectată atât prin ieșirea din banda admisă cât și prin distorsiunea curbilor de tensiune și curent electric, însoțită de reducerea nivelului de calitate. De asemenea, incidentele care apar pe liniile de transport (defecte de izolație, conturnări și străpungeri datorate supratensiunilor) determină variații mari de tensiune, goluri, întreruperi de scurtă și lungă durată, care conduc la perturbații în alimentarea consumatorilor.

Prin actualele reglementări din România, Operatorul de Transport și Operatorii de Distribuție au obligația de a urmări respectarea parametrilor de calitate în propriile rețele. Monitorizarea indicatorilor de calitate în nodurile de 110 kV, la interfață între RET și RED, pentru optimizarea regimurilor de funcționare și asigurarea nivelului standard de calitate în aceste puncte, este determinantă în asigurarea nivelului de calitate oferit în alimentarea consumatorilor, de către furnizor. Evident, cunoașterea indicatorilor de calitate în punctele de interfață dintre producător și transportator prezintă, de asemenea, un interes deosebit în evaluarea nivelului de calitate a energiei electrice livrate de RET, în punctele de conectare cu distribuitorii. [9]

Monitorizarea în punctul de delimitare și urmărirea încadrării perturbațiilor în limitele alocate reprezintă acțiuni care au un rol important pentru asigurarea unei bune funcționări, reducerea pierderilor active în rețeaua de transport, limitarea fondului de perturbații în rețea și asigurarea nivelului de calitate pentru toți consumatorii din sistem. Deciziile privind dezvoltarea rețelei electrice de transport trebuie să pună în practică informațiile corecte, determinate pe intervale mari de timp și privind calitatea energiei electrice. În același timp, calitatea energiei electrice are un efect important asupra indicatorilor economici ai rețelei de transport și este un parametru definitoriu pentru evaluarea performanțelor acesteia.

Cunoașterea situației din nodurile rețelei de transport precum și a surselor perturbatoare necesită un complex program de măsurători, utilizând echipamente de achiziție și prelucrare, specifice condițiilor particulare din rețeaua de transport. Sistemele de monitorizare temporară a CEE cu aparate portabile, sau permanentă cu aparate fixe, facilitează obținerea și prelucrarea acestor informații, precum și diagnosticarea instalațiilor. [44]

În acest context în cadrul Transelectrica în urma studiilor efectuate derulate de UNO-DEN și OMEPA s-a stabilit o strategie de monitorizare a indicatorilor CEE. De asemenea s-au încheiat contracte între UNO-DEN și ICEMENERG București pentru realizarea de măsurători dedicate în RET. La inițiativa și prin implicarea autoarei acestei lucrări au fost achiziționate în cadrul Sucursalei OMEPA primele analizoare CEE portabile, în vederea efectuării unor măsurători performante în RET și a furnizării datelor necesare raportărilor indicatorilor de calitate CEE din Transelectrica către ANRE. Strategia CEE din Transelectrica a considerat o prioritate monitorizarea acesteia la interfața dintre RET și RED.

2.3 Monitorizarea temporară a CEE

Operatorul de măsurare OMEPA, încă din anul 2002 a făcut primii pași spre monitorizarea CEE, prin conturarea unei strategii în acest domeniu. Astfel în anul 2003 au fost achiziționate cinci analizoare dedicate CEE, portabile, fabricație LEM, tip TOPAS 1000. Acestea au fost, la momentul achiziției, primele analizoare CEE performante, conforme cu standardele europene, constituindu-se într-un puternic sistem de monitorizare temporară CEE în SEN.

În continuare se prezintă arhitectura sistemului, implementarea acestuia, evaluarea indicatorilor CEE și ultimele rezultate experimentale obținute în perioada iunie-septembrie 2006, în trei stații Transelectrica la nivelul de 110kV, la interfața între RET și RED și reflectarea în nivelul de tensiune superior.

2.3.1 Arhitectura sistemului

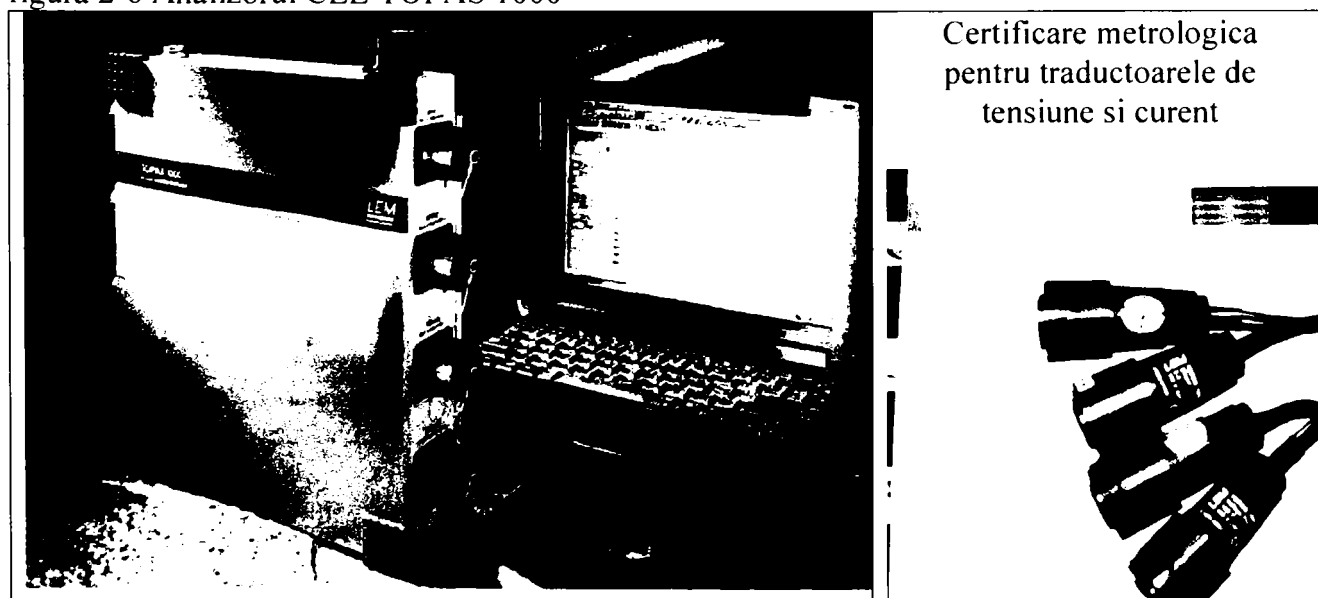
Sistemul este alcătuit din următoarele echipamente și aplicații software:

Nr crt	Echipament	Fabricant	Tip	Cantitate
1	Analizor CEE	LEM NORMA GmbH Austria	TOPAS 1000	5 buc
2	Licență software	LEM NORMA GmbH Austria	TOPAS 1000/19 v3.3.0.1 20030326	5 buc
3	Calculator portabil	Fujitsu Siemens	Procesor Pentium 4	1 buc

2.3.1.1 Analizorul CEE

Analizorul CEE tip TOPAS 1000, fabricație LEM NORMA GmbH Austria, din figura 2-6 este un aparat de măsurare trifazat pentru rețele electrice, portabil, având funcții dedicate pentru analiza calității energiei electrice, contorizare și mai multe porturi de comunicație. Conform [59] sunt enumerate în continuare caracteristicile tehnice, metrologice, de parametrizare, înregistrare și comunicare de date și evenimente. Fiecare analizor are un buletin de verificare metrologică de la producător.

figura 2-6 Analizorul CEE TOPAS 1000



2.3.1.1.1 Caracteristicile tehnice și metrologice

Mediul ambiant

- dimensiuni înălțime-lățime-adâncime: 300-325-65 mm,
- temperatura de funcționare: între 5 °C și 40 °C. Echipamentul dezvoltă inerent suficientă căldură pentru a lucra la temperaturi scăzute chiar până la -20 °C. Operarea corectă a hard disk-ului nu poate fi garantată la temperaturi sub 5 °C.
- poziție de operare: 90 ° vertical sau culcat (înclinare nu mai mare de + 5 °),
- masa: aprox. 4 kg,
- gradul de protecție: IP65 (anti praf și stropire). Carcasa și conectoarele modelului TOPAS 1000 sunt realizate doar din material neconductor.

Alimentarea auxiliară

Alimentarea aparatului se realizează cu o gamă de tensiune extinsă în domeniul

- 93,5÷265Vca la 45-65 Hz,
- 132÷357 Vcc.

În cazul unei căderi a tensiunii de alimentare, o baterie nichel-metal hidrură asigură alimentarea analizorului CEE până la 5 minute. În situația în care bateria este descărcată acesta se deconectează, iar în momentul în care alimentarea se restabilește, va reporni de la setările care erau valide la oprire.

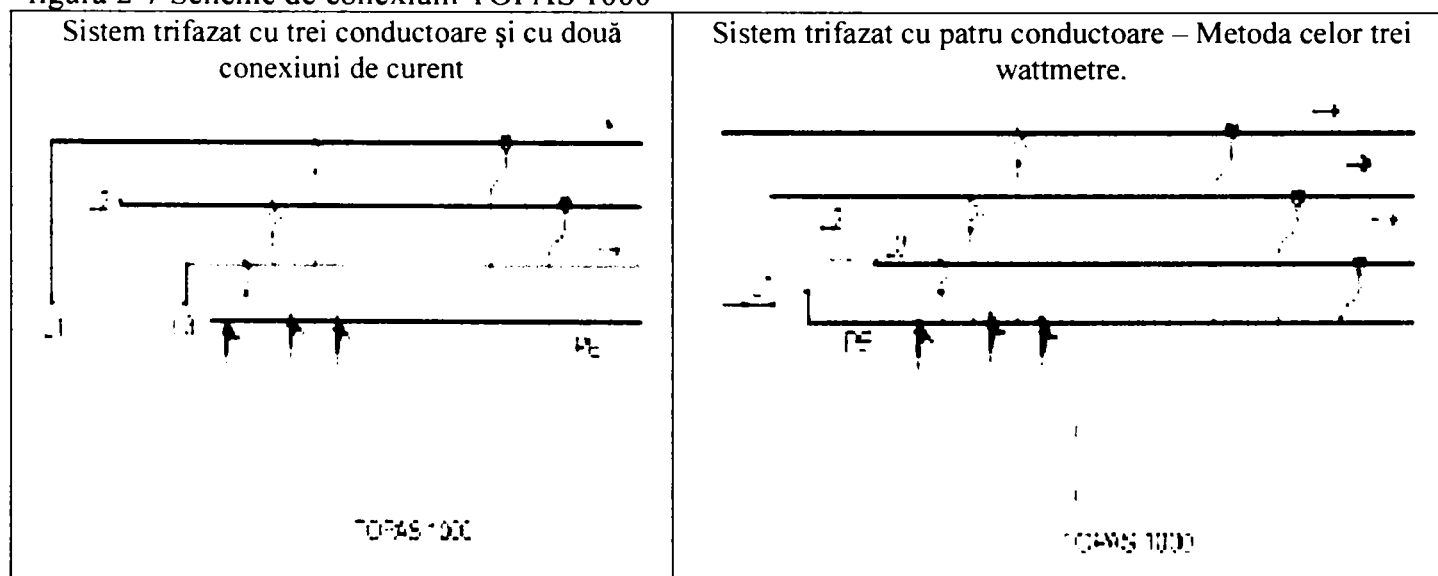
Alimentarea tensiune/curent electric

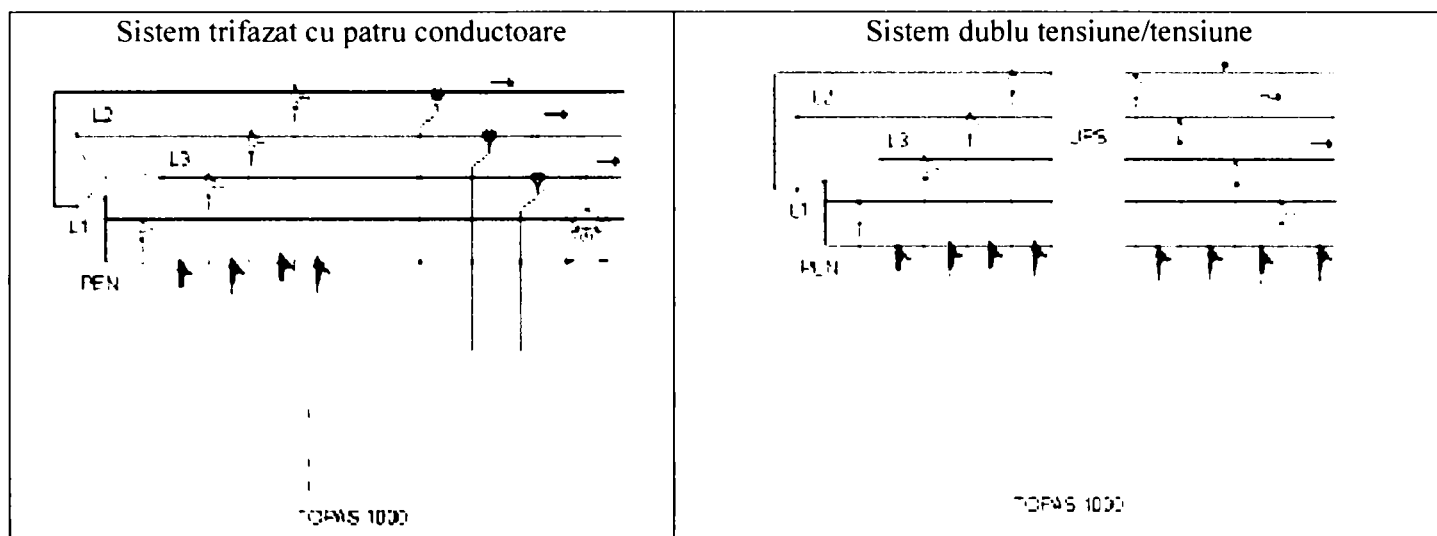
- Impedanța de intrare: 1MΩ,
- Capacitate de intrare: 5pF,
- 8 intrări pentru traductorii de tensiune/curent. Traductorii de tensiune achiziționați sunt 4 buc. de 100V și 4 buc. de 400V. Traductorii de curent achiziționați sunt 4 buc. de 1A și 4 buc. de 5A. Toți senzorii au o memorie pentru factori de calibrare și număr de identificare, care sunt citite automat de TOPAS.

Scheme de conexiuni

Conexiunea se programează în meniul Settings/Hardware. Traductoarele se conectează, în conformitate cu săgețile prezentate în schemele de conexiuni, ținând cont de sensul curentului, figura 2-7. Se poate configura și sistem de alimentare tensiune-tensiune, oferind posibilitatea colectării datelor de pe două sisteme trifazate cu patru conductoare.

figura 2-7 Scheme de conexiuni TOPAS 1000



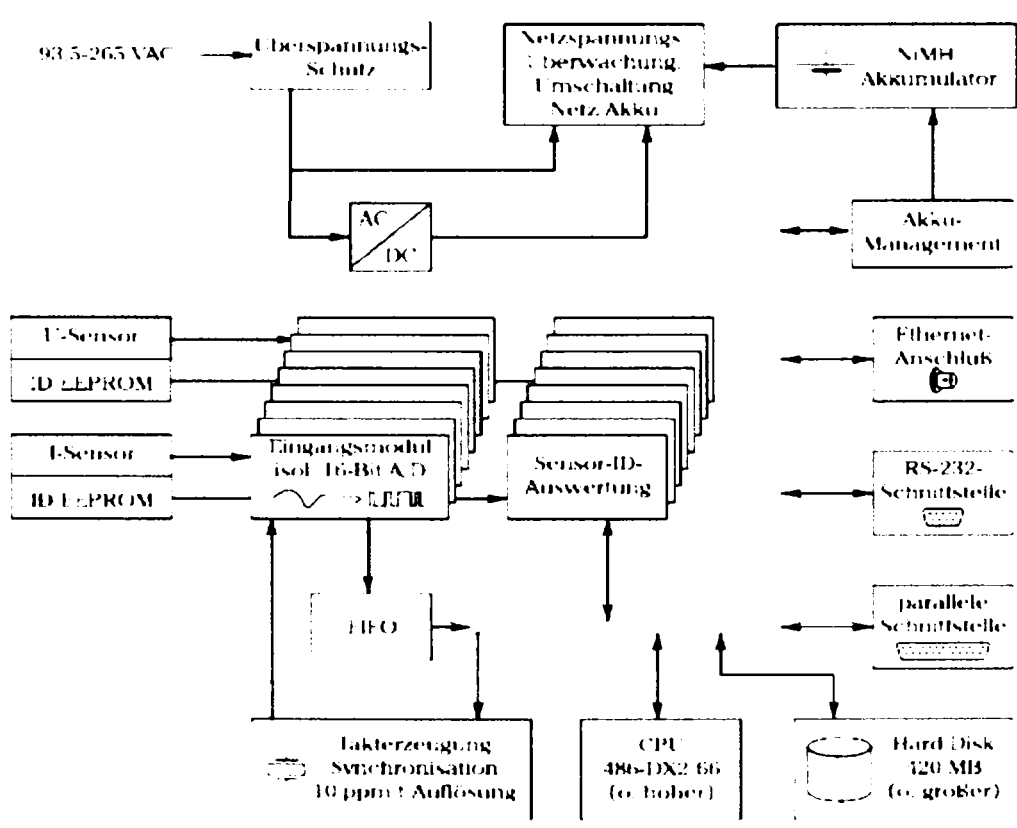


Măsurarea mărimilor electrice

- Frecvența de eșantionare: 6400 Hz,
- Rezoluția pe perioadă: 128 eșantioane ,
- Memorie de date: 420 MB (hard disk).

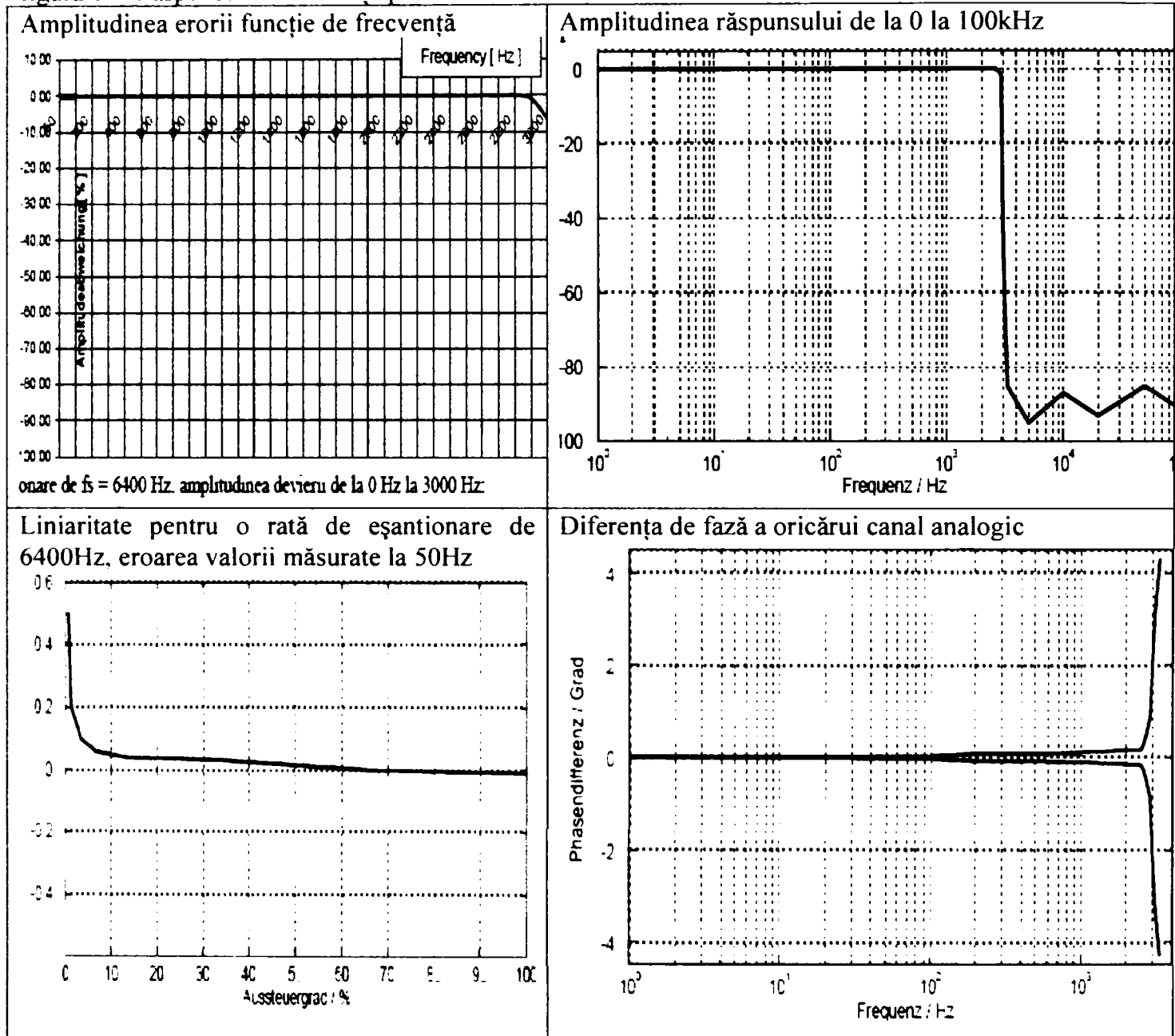
Unitatea de bază, prezentată în figura 2-8 are 8 intrări analogice izolate care pot fi utilizate pentru orice tip de măsurători de curent și tensiune. Fiecare canal este echipat cu un filtru pasiv trece jos pentru protecție împotriva tensiunilor tranzitorii, un filtru anti-aliasing și un convertor analog-digital de 16 bit. Eșantionarea tuturor canalelor este sincronă bazată pe un semnal comun de ceas cu quartz. Structura filtrului intrărilor analogice reduce conținutul de frecvențe și în particular conținutul de zgomot de tensiune, asigurând erori mici pentru măsurători într-un domeniu neobișnuit de mare de amplitudini.

figura 2-8 Schema bloc pentru unitatea de bază TOPAS 1000



Unitatea oferă măsurători într-o bandă îngustă cu o acuratețe definită de răspunsul în frecvență, figura 2-9. Între limita de 3 dB frecvența la 0,45 frecvență de eșantionare și frecvența mărită de 1,2, amplitudinea răspunsului scade sub rezoluția convertorului analog-digital cu 80 dB. În zona acestei scăderi de amplitudine, trebuie acordată o atenție specială fazei răspunsurilor intrărilor analogice, care ar trebui să fie atât de identice cât este posibil pentru a evita erori de măsurare.

figura 2-9 Răspunsul în frecvență pentru unitatea de bază TOPAS 1000



Eroarea totală de măsurare incluzând traductorul de curent sau tensiune este sub eroarea prevăzută la Clasa A a standardului EN 61000-4-7. Eroarea totală curentă rezultă din specificația intrării analogice și a senzorului corespunzător. Informația de eroare este legată de unitatea la temperatura de lucru cu o temperatură ambientală de 23 °C. În general, unitatea este potrivită pentru măsurători de tensiune și putere realizate la ieșirea convertoarelor de frecvență.

Erorile de măsurare pentru un timp mediu mai mare de 10 ms, la temperatura mediului ambiant de 23 °C sunt conforme cu tabelul 2-1 și tabelul 2-2.

tabelul 2-1 Erori de măsurare fără traductoare TOPAS 1000

Frecvența de intrare	Nivel de intrare	Eroare pentru tensiune sau curent	Eroare pentru putere la $\cos \phi$
50 Hz	100 %	$< 0.1 \%$ din valoarea măsurată	$< 0.2 \%$ din valoarea măsurată
50 Hz	$> 1 \%$	$< 0.5 \%$ din valoarea măsurată	$< 1 \%$ din valoarea măsurată
< 2500 Hz	100 %	$< 1 \%$ din valoarea măsurată	1.2% din valoarea măsurată
< 2500 Hz	$> 1 \%$	$< 1.2 \%$ din valoarea măsurată	$< 2.2 \%$ din valoarea măsurată

tabelul 2-2 Erori de măsurare traductoare TOPAS 1000

SHUNT 1 A	A680501054	2.5A 6.5A***	0.2%	CC 3.0 kHz	0.1°	2300V _{rms}	300V CAT III
SHUNT 5 A	A680501055	10A 12.25A***	0.2%	CC 3.0 kHz	0.1°	2300V _{rms}	300V CAT III
		Probă tensiune 400 V					
		A680502002					
		Probă tensiune 100 V					
		A680502001					
Domeniu		4 ... 680 V					
Linearitate		0.15 %					
Acuratețe unghi de fază	45 Hz ... 65 Hz	0.11% 0.005°					
	65 Hz ... 1 kHz	0.15% 0.034°					
	1 kHz ... 3 kHz	0.2% 0.125°					
test tensiune		5550V _{rms}					
tensiune de lucru		660 V CAT III					

Conform legislației de metrologie românești analizorul CEE a fost menționat pentru prima dată în Lista Oficială a mijloacelor de măsurare supuse controlului metrologic legal L.O.-2004 , publicată în Monitorul Oficial nr. 27/16.02.2004, sub forma :

poziții	Denumirea categoriei	poziții	Denumirea sortimentului	Modalități de control	Intervale maxime verificare metrologică
L78	Analizoare de putere electrică	L78-1	Analizoare de putere electrică	Aprobare model, Verificare inițială Verificare periodică	2 ani între două verificări metrologice succesive

Astfel s-a impus și existența unei Norme de Metrologie Legală NML 067-05 'Analizoare de putere electrică', care în prezent este în curs de adaptare la cerințele standardului CEI 61000-4-30 [22]. În anul 2006 la Institutul Național de Metrologie București a fost achiziționată o instalație performantă pentru verificarea acestor analizoare CEE, fabricație Fluke, tip 61000, care permite generarea de perturbații standard și testarea analizoarelor în vederea aprobării de model și a verificării metrologice.

TOPAS 1000 fiind un echipament dedicat doar analizei calității energiei electrice are cel mai complet Buletin de verificare metrologică emis de producător. Prin acesta se certifică clasa de exactitate pentru mărimile electrice tensiune, curent, frecvență, senzori de curent și senzori de tensiune, cf. figura 2-10.

figura 2-10 Certificate de calitate și conformitate TOPAS 1000

<div style="text-align: right; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">LEM</div> <p>LEM NORMA GmbH</p> <p align="center">PRÜFSCHEIN / TEST CERTIFICATE</p> <p align="center"><i>Power Quality Analyser</i></p> <p>Type / Type: LEM NORMA TOPAS 1000 Listen Nr. / List no: A 5505 10010 Herst. Nr. / Serial no: R6 73793 KD Auftr. Nr. / Order no: K 47468 / 19</p> <p>LEM NORMA bescheinigt, daß das oben angeführte Instrument entsprechend der Gerätebeschreibung geprüft wurde.</p> <p>Die Prüfung erfolgte in Freilaufstellung bei 23°C Raumtemperatur.</p> <p>Das Qualitätssicherungssystem von LEM NORMA entspricht ISO 9001:2000 und wurde von TÜV CERT zertifiziert.</p> <p>Reliabilität: Die NORMALE von LEM NORMA sind nach den Regeln der EAL / European Cooperation for the Accreditation of Laboratories (über die Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen) (REV) auf INTERNATIONALE NORMALE rückführbar.</p> <p>LEM NORMA certifies that the above mentioned instrument was tested in accordance with the instrument specification.</p> <p>The test was performed at 23 °C room temperature in stand alone operation.</p> <p>The Quality Assurance System of LEM NORMA is in accordance with ISO 9001:2000 and certified by TÜV CERT.</p> <p>Traceability: The standards of LEM NORMA are traceable to International Standards via the National Bureau of Standards RUNDZSAMT für EICH- und VERMESSUNGSWESEN (REV) according to the rules of EA1 (European Cooperation for the Accreditation of Laboratories).</p> <p align="right">Kalibrierstelle / Calibration Centre <i>A. J. J. J. J. J.</i></p> <p>LEM NORMA GmbH Akkreditierung nach FAI A 7471, Heerstr. 10, 47809, Krefeld</p> <p>Datum / date: 23.06.2003 Seite / page: 1 von / of 4</p>	<div style="text-align: right; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">LEM</div> <p>LEM NORMA GmbH</p> <p align="center">PRÜFSCHEIN / TEST CERTIFICATE</p> <p align="center"><i>Power Quality Analyser</i></p> <p>Type / Type: LEM NORMA TOPAS 1000 Listen Nr. / List no: A 5505 10010 Herst. Nr. / Serial no: R6 73793 KD Auftr. Nr. / Order no: K 47468 / 19</p> <p>1. Allgemeines / General: Das Instrument wurde durch die oben angeführte Kalibrierstelle ausgereicht in accordance with ISO 9001:2000 EN 45001-3 LEM NORMA and der/die Kalibrierstelle des ÖZD (Österreichischer Kalibrier Dienst) wurde zertifiziert in accordance mit TÜV CERT System gemäß: corresponding to ISO 9001:2000 in July 2003.</p> <p>2. Normale / Standards: Normale / Standards: Comparative Reciprocity (BIPM) Key-Voltage Table (7)1A LEM NORMA M, Bereich: 14846 Kd, Erdb: 5730 A, 5735 A, Kalibrierstation Mod. 5200 A, 5203 A, 5220 A, Präzisionsstandard 5202, Thermal Leistungsmesser Mod. K2004, Wärmestandard D11, LEM NORMA Wide Band Power Analyser 36135 SE, M. Elektr. 1488 Z. C. (Draht 1411), LEM NORMA Frequenzstandard 55470, ohne Struktur etc.</p> <p>3. Maßunsicherheiten der Prüfstelle / Uncertainties of the test centre: Gleichspannung / DC voltage: ± 0,21 % Wechselspannung / AC voltage: ± 0,23 % Widerstand / resistance: ± 0,21 % Wechselstromleistung / AC voltage: ± 0,22 % Wechselstromstrom / AC current: ± 0,24 % Kapazität / capacitance: ± 0,25 % Frequenz / frequency: ± 1 ppm Temperatur / temperature: ± 0,25 K Wirkleistung / active power: 50 Hz: ± 0,11 %, 0,11 %, 0,09 % Leistungsfaktor / power factor: 0,1 10 Hz: 1,4 Hz: ± 0,1 %, ± 1,0 % 1 Hz: 625 MHz: ± 0,2 %, ± 2,0 % 625 - 100 MHz: ± 0,20 %, ± 2,0 % 50 - 100 MHz: ± 0,7 %, ± 7,0 %</p> <p>4. Umgebungsbedingungen / Environment: Temperatur / temperature: (23 ± 1) °C in Freilauf / stand alone Vibration / vibration: Other / other conditions: of test: ± (20 / 0,2) m/s²</p> <p>5. Aktivierungszeit / Time for accommodation: entsprechend der Gebrauchsanleitung / according to operating instructions</p> <p>Datum / date: 23.06.2003 Seite / page: 2 von / of 6</p>																																																																																																																																																							
<div style="text-align: right; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">LEM</div> <p>LEM NORMA GmbH</p> <p align="center">PRÜFSCHEIN / TEST CERTIFICATE</p> <p align="center"><i>Power Quality Analyser</i></p> <p>Type / Type: LEM NORMA TOPAS 1000 Listen Nr. / List no: A 5505 10010 Herst. Nr. / Serial no: R6 73793 KD Auftr. Nr. / Order no: K 47468 / 19</p> <p>6. Messergebnisse / Test results:</p> <p>Verstärkungsfaktor / amplification factor:</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Kanal / channel</th> <th>U_V / LSB</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>0,504925 ± 0,00</td></tr> <tr><td>2</td><td>0,625041 ± 0,00</td></tr> <tr><td>3</td><td>0,625158 ± 0,00</td></tr> <tr><td>4</td><td>0,771521 ± 0,00</td></tr> <tr><td>5</td><td>0,617193 ± 0,00</td></tr> <tr><td>6</td><td>0,611627 ± 0,00</td></tr> <tr><td>7</td><td>0,613885 ± 0,00</td></tr> <tr><td>8</td><td>0,628873 ± 0,00</td></tr> </tbody> </table> <p>Messspannung / test voltage: 100 mV / 62,5 Hz</p> <p>Meßunsicherheiten / uncertainties: 0,05 % v. Meß / of rdg</p> <p>DC - Anteil / offset:</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Kanal / channel</th> <th>U_V / mV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>-0,15828</td></tr> <tr><td>2</td><td>-0,13694</td></tr> <tr><td>3</td><td>-0,17286</td></tr> <tr><td>4</td><td>-0,25336</td></tr> <tr><td>5</td><td>-0,14562</td></tr> <tr><td>6</td><td>-0,15828</td></tr> <tr><td>7</td><td>-0,14456</td></tr> <tr><td>8</td><td>-0,16386</td></tr> </tbody> </table> <p>Messspannung / test voltage: Kurzschluß / short circuit</p> <p>Meßunsicherheiten / uncertainties: ± 0,003 mV</p> <p>Phasenfehler / phase shift: relativ zu Kanal 1 / relative to channel 1</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Kanal / channel</th> <th>φ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>-0,28843</td></tr> <tr><td>3</td><td>-0,25637</td></tr> <tr><td>4</td><td>-0,208107</td></tr> <tr><td>5</td><td>-0,22616</td></tr> <tr><td>6</td><td>-0,20875</td></tr> <tr><td>7</td><td>-0,20724</td></tr> <tr><td>8</td><td>-0,20418</td></tr> </tbody> </table> <p>Messspannung / test voltage: 100 mV / 60 Hz</p> <p>Meßunsicherheiten / uncertainties: 0,01°</p> <p>Datum / date: 23.06.2003 Seite / page: 3 von / of 6</p>	Kanal / channel	U _V / LSB	1	0,504925 ± 0,00	2	0,625041 ± 0,00	3	0,625158 ± 0,00	4	0,771521 ± 0,00	5	0,617193 ± 0,00	6	0,611627 ± 0,00	7	0,613885 ± 0,00	8	0,628873 ± 0,00	Kanal / channel	U _V / mV	1	-0,15828	2	-0,13694	3	-0,17286	4	-0,25336	5	-0,14562	6	-0,15828	7	-0,14456	8	-0,16386	Kanal / channel	φ	2	-0,28843	3	-0,25637	4	-0,208107	5	-0,22616	6	-0,20875	7	-0,20724	8	-0,20418	<div style="text-align: right; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">LEM</div> <p>LEM NORMA GmbH</p> <p align="center">PRÜFSCHEIN / TEST CERTIFICATE</p> <p align="center"><i>Power Quality Analyser</i></p> <p>Type / Type: LEM NORMA TOPAS 1000 Listen Nr. / List no: A 5505 10010 Herst. Nr. / Serial no: R6 73793 KD Auftr. Nr. / Order no: K 47468 / 19</p> <p>Frequenzgang / frequency response:</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Kanal / channel</th> <th rowspan="2">Sollwert / nominal value</th> <th colspan="3">Fehler / error [% v. Meß / of rdg.]</th> </tr> <tr> <th>50 Hz</th> <th>1150 Hz</th> <th>2250 Hz</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td rowspan="8">100 mV</td><td>-0,009</td><td>-0,69</td><td>-0,62</td></tr> <tr><td>2</td><td>-0,003</td><td>-0,69</td><td>-0,61</td></tr> <tr><td>3</td><td>+0,009</td><td>-0,69</td><td>-0,62</td></tr> <tr><td>4</td><td>+0,004</td><td>-0,69</td><td>-0,60</td></tr> <tr><td>5</td><td>+0,005</td><td>0,70</td><td>-0,64</td></tr> <tr><td>6</td><td>+0,001</td><td>0,69</td><td>-0,61</td></tr> <tr><td>7</td><td>+0,008</td><td>-0,69</td><td>-0,60</td></tr> <tr><td>8</td><td>+0,001</td><td>-0,69</td><td>-0,62</td></tr> <tr><td>1</td><td rowspan="8">1 mV</td><td>-0,09</td><td>-0,78</td><td>-0,65</td></tr> <tr><td>2</td><td>+0,04</td><td>-0,69</td><td>-0,63</td></tr> <tr><td>3</td><td>-0,29</td><td>-0,74</td><td>-0,67</td></tr> <tr><td>4</td><td>-0,39</td><td>0,50</td><td>0,51</td></tr> <tr><td>5</td><td>0,02</td><td>0,71</td><td>-0,63</td></tr> <tr><td>6</td><td>-0,31</td><td>-0,54</td><td>-0,73</td></tr> <tr><td>7</td><td>+0,02</td><td>-0,72</td><td>-0,59</td></tr> <tr><td>8</td><td>-0,39</td><td>-0,72</td><td>-0,67</td></tr> </tbody> </table> <p>Meßunsicherheiten / uncertainties: 100 mV: ± 0,03 % v. Meß / of rdg. 1 mV: ± 0,10 % v. Meß / of rdg.</p> <p>Spannungssensoren / voltage sensors - 100 V</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Herst.Nr. / serial no</th> <th>Sollwert / nominal value</th> <th colspan="3">Fehler / error [% v. Meß / of rdg.]</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th>50 Hz</th> <th>1150 Hz</th> <th>2250 Hz</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>R1 1x325 B</td><td>100 V</td><td>+0,01</td><td>+0,06</td><td>+0,04</td></tr> <tr><td>R1 15331 B</td><td>100 V</td><td>+0,00</td><td>+0,03</td><td>+0,02</td></tr> <tr><td>R1 15334 B</td><td>100 V</td><td>0,00</td><td>+0,02</td><td>+0,02</td></tr> </tbody> </table> <p>Meßunsicherheiten / uncertainties: ± 0,03 % v. Meß / of rdg.</p> <p>Datum / date: 23.06.2003 Seite / page: 4 von / of 6</p>	Kanal / channel	Sollwert / nominal value	Fehler / error [% v. Meß / of rdg.]			50 Hz	1150 Hz	2250 Hz	1	100 mV	-0,009	-0,69	-0,62	2	-0,003	-0,69	-0,61	3	+0,009	-0,69	-0,62	4	+0,004	-0,69	-0,60	5	+0,005	0,70	-0,64	6	+0,001	0,69	-0,61	7	+0,008	-0,69	-0,60	8	+0,001	-0,69	-0,62	1	1 mV	-0,09	-0,78	-0,65	2	+0,04	-0,69	-0,63	3	-0,29	-0,74	-0,67	4	-0,39	0,50	0,51	5	0,02	0,71	-0,63	6	-0,31	-0,54	-0,73	7	+0,02	-0,72	-0,59	8	-0,39	-0,72	-0,67	Herst.Nr. / serial no	Sollwert / nominal value	Fehler / error [% v. Meß / of rdg.]					50 Hz	1150 Hz	2250 Hz	R1 1x325 B	100 V	+0,01	+0,06	+0,04	R1 15331 B	100 V	+0,00	+0,03	+0,02	R1 15334 B	100 V	0,00	+0,02	+0,02
Kanal / channel	U _V / LSB																																																																																																																																																							
1	0,504925 ± 0,00																																																																																																																																																							
2	0,625041 ± 0,00																																																																																																																																																							
3	0,625158 ± 0,00																																																																																																																																																							
4	0,771521 ± 0,00																																																																																																																																																							
5	0,617193 ± 0,00																																																																																																																																																							
6	0,611627 ± 0,00																																																																																																																																																							
7	0,613885 ± 0,00																																																																																																																																																							
8	0,628873 ± 0,00																																																																																																																																																							
Kanal / channel	U _V / mV																																																																																																																																																							
1	-0,15828																																																																																																																																																							
2	-0,13694																																																																																																																																																							
3	-0,17286																																																																																																																																																							
4	-0,25336																																																																																																																																																							
5	-0,14562																																																																																																																																																							
6	-0,15828																																																																																																																																																							
7	-0,14456																																																																																																																																																							
8	-0,16386																																																																																																																																																							
Kanal / channel	φ																																																																																																																																																							
2	-0,28843																																																																																																																																																							
3	-0,25637																																																																																																																																																							
4	-0,208107																																																																																																																																																							
5	-0,22616																																																																																																																																																							
6	-0,20875																																																																																																																																																							
7	-0,20724																																																																																																																																																							
8	-0,20418																																																																																																																																																							
Kanal / channel	Sollwert / nominal value	Fehler / error [% v. Meß / of rdg.]																																																																																																																																																						
		50 Hz	1150 Hz	2250 Hz																																																																																																																																																				
1	100 mV	-0,009	-0,69	-0,62																																																																																																																																																				
2		-0,003	-0,69	-0,61																																																																																																																																																				
3		+0,009	-0,69	-0,62																																																																																																																																																				
4		+0,004	-0,69	-0,60																																																																																																																																																				
5		+0,005	0,70	-0,64																																																																																																																																																				
6		+0,001	0,69	-0,61																																																																																																																																																				
7		+0,008	-0,69	-0,60																																																																																																																																																				
8		+0,001	-0,69	-0,62																																																																																																																																																				
1	1 mV	-0,09	-0,78	-0,65																																																																																																																																																				
2		+0,04	-0,69	-0,63																																																																																																																																																				
3		-0,29	-0,74	-0,67																																																																																																																																																				
4		-0,39	0,50	0,51																																																																																																																																																				
5		0,02	0,71	-0,63																																																																																																																																																				
6		-0,31	-0,54	-0,73																																																																																																																																																				
7		+0,02	-0,72	-0,59																																																																																																																																																				
8		-0,39	-0,72	-0,67																																																																																																																																																				
Herst.Nr. / serial no	Sollwert / nominal value	Fehler / error [% v. Meß / of rdg.]																																																																																																																																																						
		50 Hz	1150 Hz	2250 Hz																																																																																																																																																				
R1 1x325 B	100 V	+0,01	+0,06	+0,04																																																																																																																																																				
R1 15331 B	100 V	+0,00	+0,03	+0,02																																																																																																																																																				
R1 15334 B	100 V	0,00	+0,02	+0,02																																																																																																																																																				

2.3.1.1.2 Înregistrarea și transmiterea de date-evenimente

Analizorul CEE ION 7650 asigură înregistrarea datelor, a formelor de semnal și a evenimentelor într-un harddisk, cu capacitate de 420 MB. Pornirea și oprirea înregistrărilor de poate face manual sau automat prin programarea inițială a intervalului de monitorizare, evitând suprascrierea înregistrărilor urmărite..

Numărul maxim de domenii de memorie (9) poate fi definit pentru structuri individuale de date, conform figura 2-11. Aceste domenii previn generarea unui volum prea mare de date de măsurare și asigură salvarea și a altor date importante. Domeniul de memorie poate fi schimbat din 'linear' în 'circular'. Fereastra 'Mbyte' arată volumul total al datelor selectate. Mărimile alocate structurilor de date individuale nu sunt depășite. Prin setarea 'linear' nu sunt salvate alte date după atingerea capacității setate a memoriei. Prin setarea 'circular', datele vechi sunt suprascrise după atingerea capacității setate a memoriei.

figura 2-11 Gestionarea memoriei TOPAS 1000

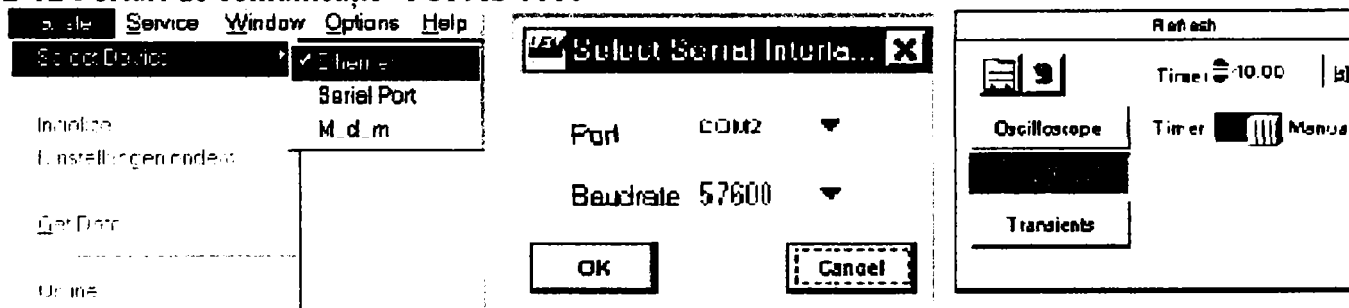
Memory reserved for	MByte		Measurement period
EN50160	10	Linear	5W 5d 1h
Day Database	10	Linear	22W 1d 10h
Long Interval	40	Linear	9W 1d 8h
10 min Database	40	Linear	5W 3d 2h
3 s Database	40	Linear	Quantity: 65
RMS	80	Linear	Quantity: 11037
Oscilloscope	120	Linear	Quantity: 11520
Ripple contr. sig	40	Linear	Quantity: 6990
Event Database	2	Linear	Quantity: 67650
Transients	120	Linear	Quantity: 16360
MByte	502		

Un domeniu de memorie poate fi administrat pentru următoarele date:

- Fișiere EN 50160
- Fișiere pentru interval de măsurare o zi
- Fișiere pentru intervale de măsurare o săptămână
- Fișiere pentru intervale de măsurare 10 min
- Fișiere pentru intervale de măsurare 3 s
- Valori efective
- Osciloscop
- Semnale de tip impuls pentru comandă
- Fișiere pentru evenimente
- Fenomene tranzitorii

Pentru comunicația analizorului CEE TOPAS 1000 cu un PC sunt disponibile atât un port Ethernet cât și un port serial RS232 pentru conexiune serială directă sau modem. Comunicația via Ethernet este folosită în mod uzual, incluzând și facilitățile de rețea, conform figura 2-12 .

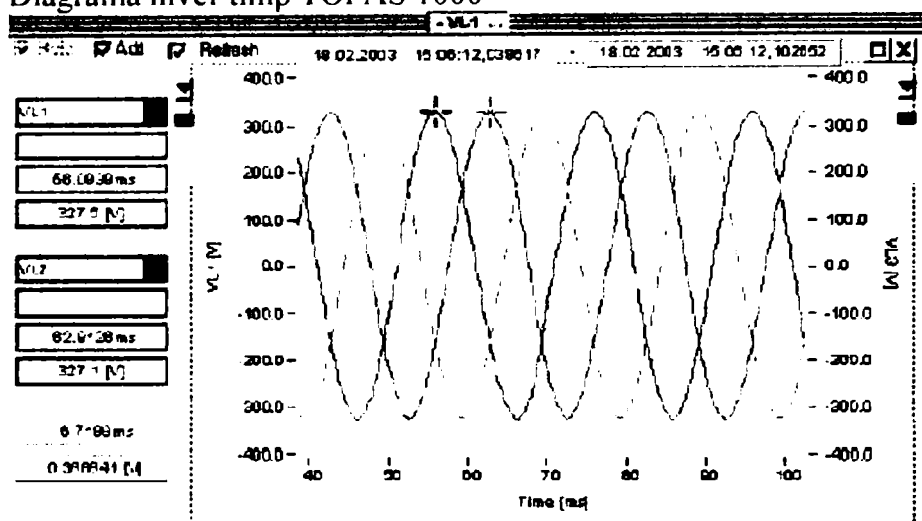
figura 2-12 Porturi de comunicație TOPAS 1000



Se pot efectua măsurători on-line prin activarea opțiunii 'Oscilloscope' din imaginea de mai sus, fiind posibilă afișarea 'Diagramelor nivel-timp' din figura 2-13 , determinarea 'Spectrului în frecvență' sau

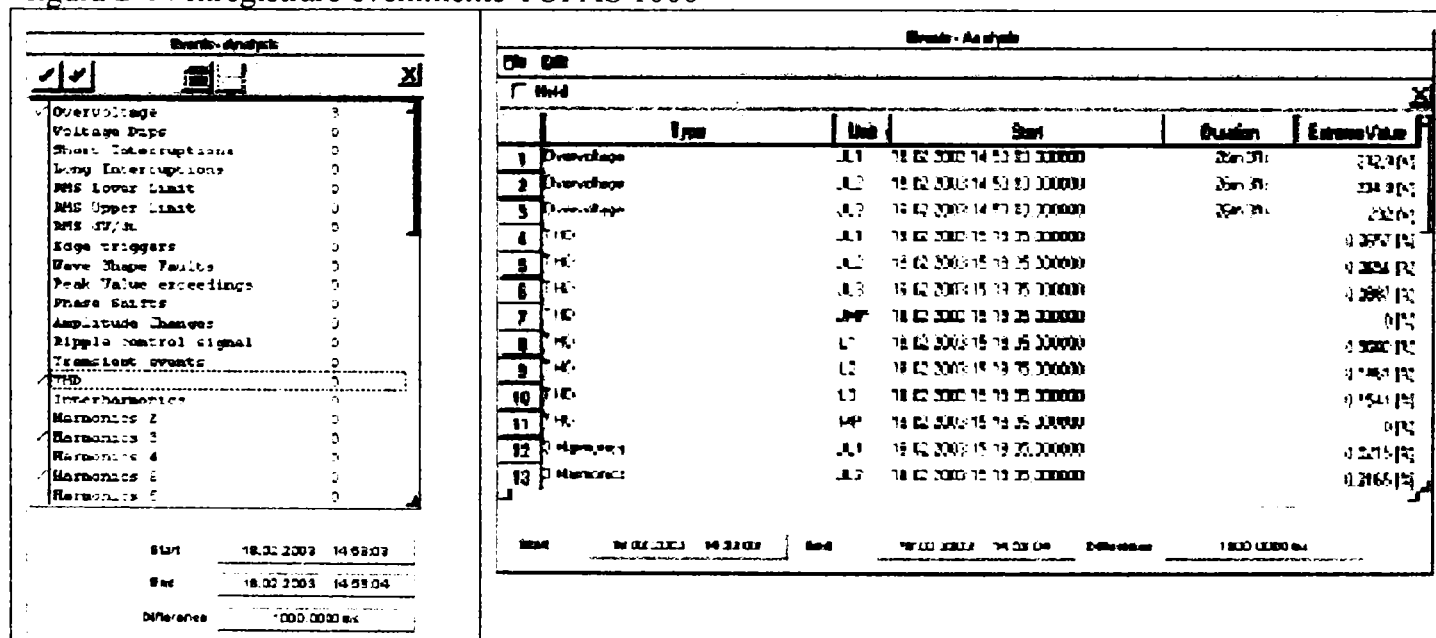
să se afișeze 'Valorile efective și medii' pentru intervalul de măsurare. Limita 'Valoarea medie și efectivă' poate fi folosită pentru a verifica conectarea corectă a traductoarelor.

figura 2-13 Diagrama nivel-timp TOPAS 1000



Funcția 'Event On-line Display' este efectiv un multimetru multifuncțional și afișează valorile măsurate curente. El este un instrument foarte util pentru setarea pragurilor de trigger. Se poate face și o analiză a afișării on-line a evenimentelor figura 2-14, apăsând butonul 'Events' în fereastra 'Online – Refresh' se afișează evenimentele curente. Tipul de afișaj poate fi o listă cu analiza evenimentului 'Event Analysis' sau o reprezentare grafică, cum ar fi 'CBEMA curve'. De asemenea se poate afișa pe ecran valorile instantanee curente și spectrul de frecvență, activând funcția 'Transient on-line display'.

figura 2-14 Înregistrare evenimente TOPAS 1000




Datele de măsurare și evenimentele se pot exporta în fișiere preconfigurate MS Excel. Diagramele din aceste fișiere pot fi copiate automat prin activarea documentului, într-un document preconfigurat MS Word. De asemenea versiunea software menționată permite exportul în fișier de tip ASCII, creându-se un fișier text facil de prelucrat, extensibil prin import de date și totodată exportul în fișier de tip HTML.

2.3.1.2 Calculatorul portabil

Pentru o instalarea reușită a softului TOPAS 1000, calculatorul portabil trebuie să corespundă cerințelor tehnice minime din tabelul 2-3.

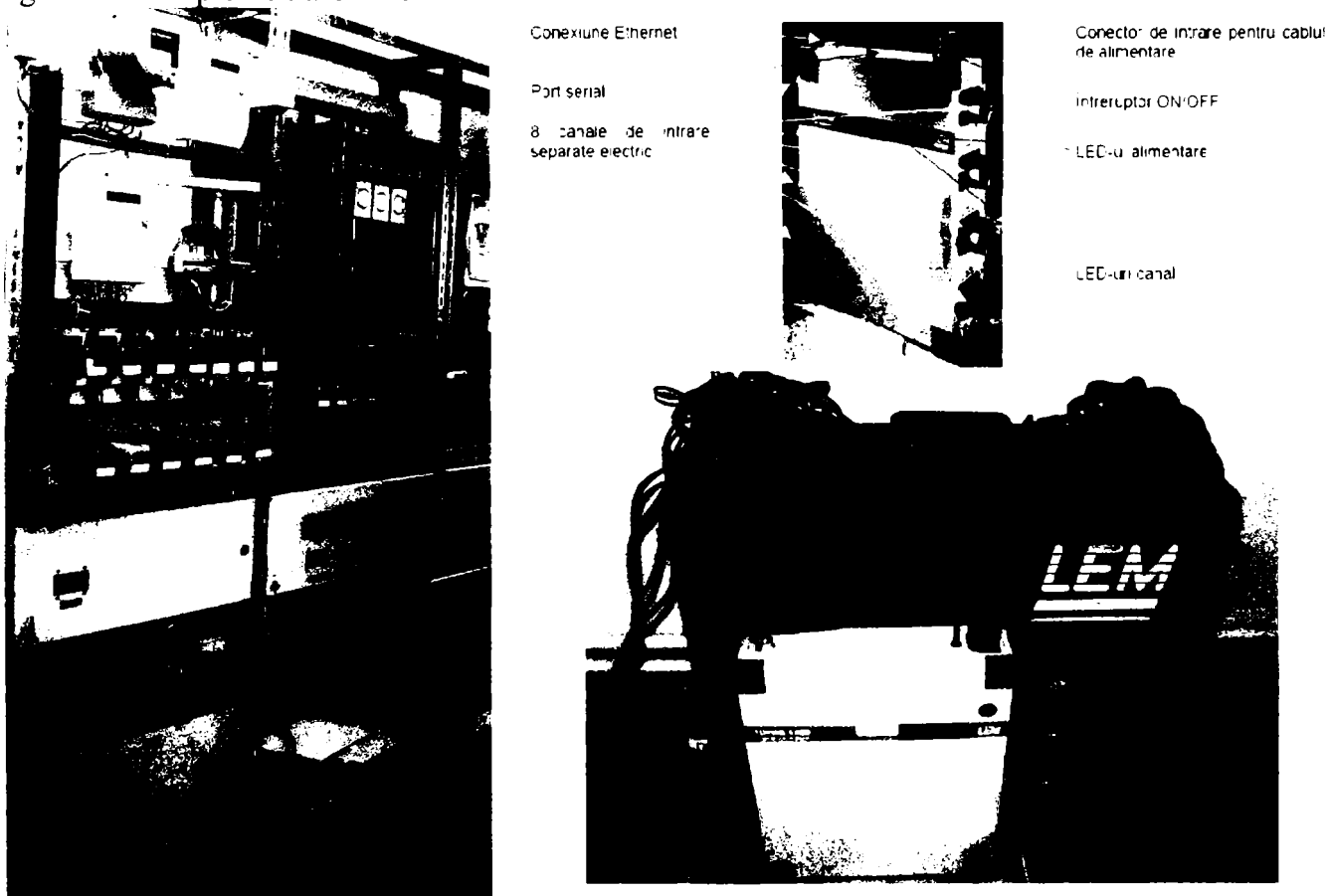
tabelul 2-3 Cerințe tehnice calculator portabil

	Calculator	IBM-PC sau compatibil
	Procesor	Pentium 133 sau mai mult (Pentium este recomandat)
	Memoria principală	16 MB RAM (64 MB recomandat pentru Microsoft Windows NT)
	Hard disk	memorie liberă minim 10 MB
	Sisteme de operare	Microsoft Windows 98/ME/200/XP Microsoft Windows NT
	Rețea	Ethernet IEEE 802.3x 10 Base-T echipamente mai vechi IEEE 802.3x 10 Base-2 (coax)

2.3.2 Implementarea sistemului

Implementarea sistemului portabil s-a concretizat în montarea la punctele de măsurare a celor cinci analizoare CEE portabile, TOPAS 1000 având seriile R673790KD, R673791KD, R673792KD, R673793KD, R673794KD, în configurație adaptată zonei monitorizate. La nivelul punctului de măsurare, din stația de transformare s-au montat analizoarele CEE în celula de măsurare, din cabina de protecții sau sala de protecții, figura 2-15 prin intermediul traductoarelor de curent și tensiune.

figura 2-15 Implementare TOPAS 1000



Display

TOPAS 1000 are 9 LED-uri de afișare a stării. LED-ul de alimentare afișează starea alimentării. Fiecare canal are propriul LED asigurând informația asupra modulării și posibilei funcționări necorespunzătoare privind canalul respectiv.

LED alimentare

- Luminând continuu semnifică alimentare fără perturbări
- Luminând intermitent indică faptul că alimentarea este realizată de la acumulatorul inclus

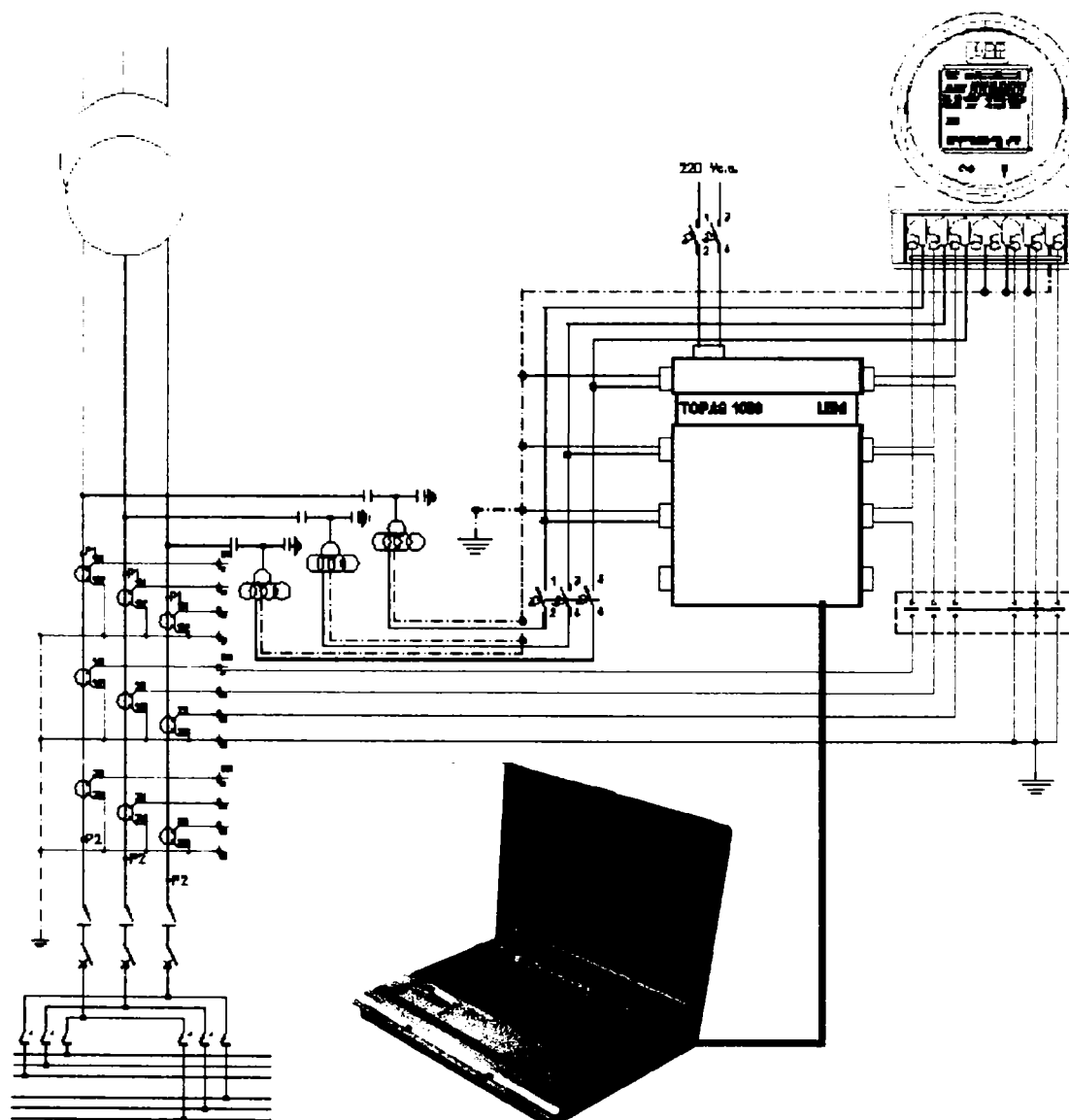
LED de canal

- Luminând intermitent scurt semnifică 'lipsă semnal' sau 'semnal slab'.

Intrări neconectate, cu setări hardware '---', pot conduce la iluminare continuă a LED, datorită emisiilor

- Stingere intermitentă scurtă semnifică 'suprasarcină'
- Luminând continuu indică faptul că traductoarele corespunzătoare au fost conectate și că nivelul intrării este în domeniu.
- Luminare intermitentă rapidă indică faptul că senzorii au fost 'conectați greșit' sau că 'nu sunt conectate traductoarele'. Se conectează traductoarele de tensiune și curent la conectoarele canalelor de intrare aflate pe partea dreaptă și pe partea stângă a carcasei. Pot fi conectate maxim 8 traductoare.

figura 2-16 Schemă conectare TOPAS 1000



Majoritatea punctelor de măsurare au fost amplasate la nivelul de tensiune 110kV, grupurile de măsurare cuprinzând transformatoarele de măsurare de curent și tensiune menționate în tabelul 2-4 și schema de conectare a analizorului CEE conformă cu figura 2-16.

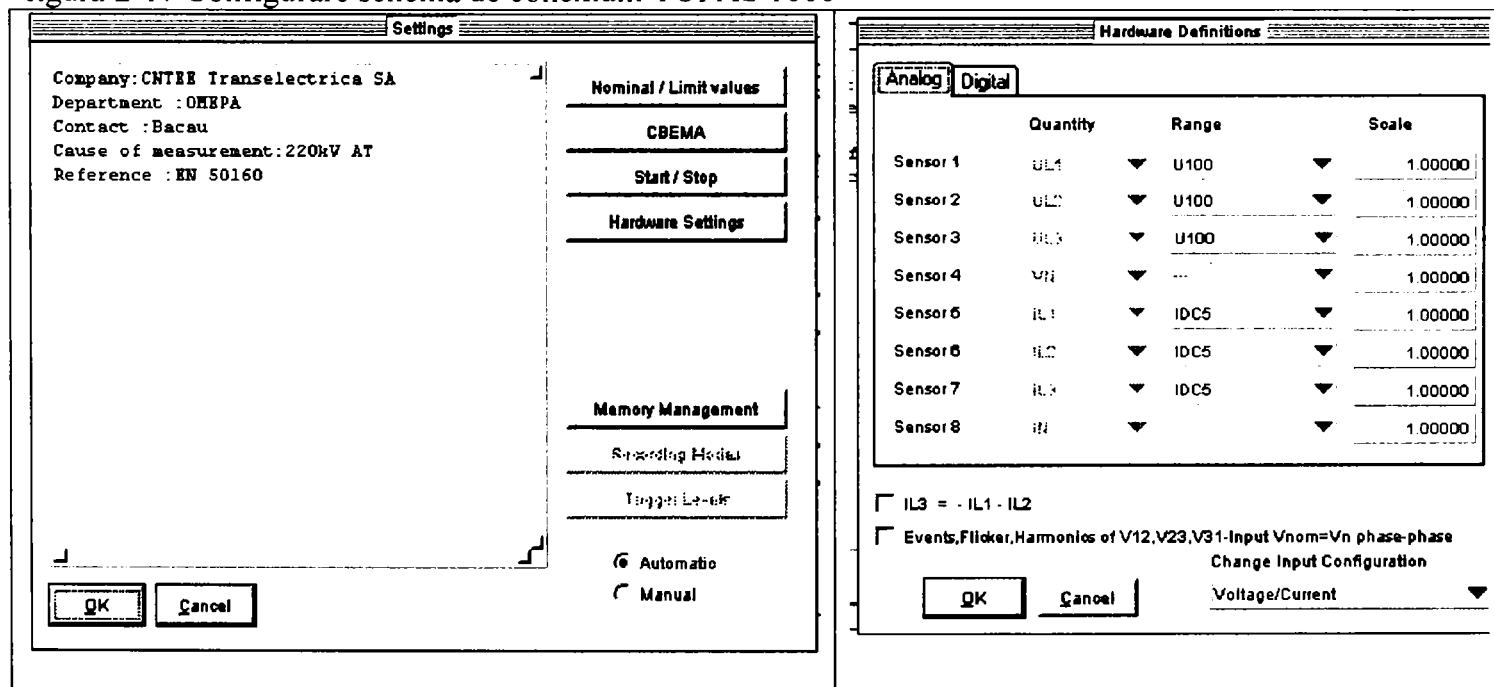
Tructoarele de curent ale analizorului TOPAS 1000 de tip IDC1 și IDC5, corespunzătoare fazelor R,S,T au fost conectate în serie cu aparatele de măsurare existente, în cel de al doilea circuit secundar de măsurare al transformatoarelor de măsurare de curent. Tructoarele de tensiune ale analizorului de tip U100 corespunzătoare fazelor R,S,T au fost conectate în cel de al doilea circuit secundar de măsurare, al transformatoarelor de măsurare de tensiune, în paralel cu aparatele de măsurare existente. Tensiunea de 220 Vca pentru alimentarea auxiliară a analizorului a fost preluată din alimentarea prizelor existente la locul de montare.

tabelul 2-4 Transformatoare de măsurare

Transformator de măsurare de curent			Transformator de măsurare de tensiune		
Fabricație	Tip	Inf. secundară	Fabricație	Tip	Inf. secundară
TRENCH Franța	IOSK 123	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,2	TRENCH Canada	TEVP 115HH	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,2
Electroputere România	CESU 110	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,5	Electroputere România	TEMU 110	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,5

Parametrizarea, configurarea și descărcarea datelor achiziționate se operează cu ajutorul calculatorului portabil conectat la portul de comunicație Ethernet, la viteza de comunicație 115200 baud/s.

figura 2-17 Configurare schemă de conexiuni TOPAS 1000



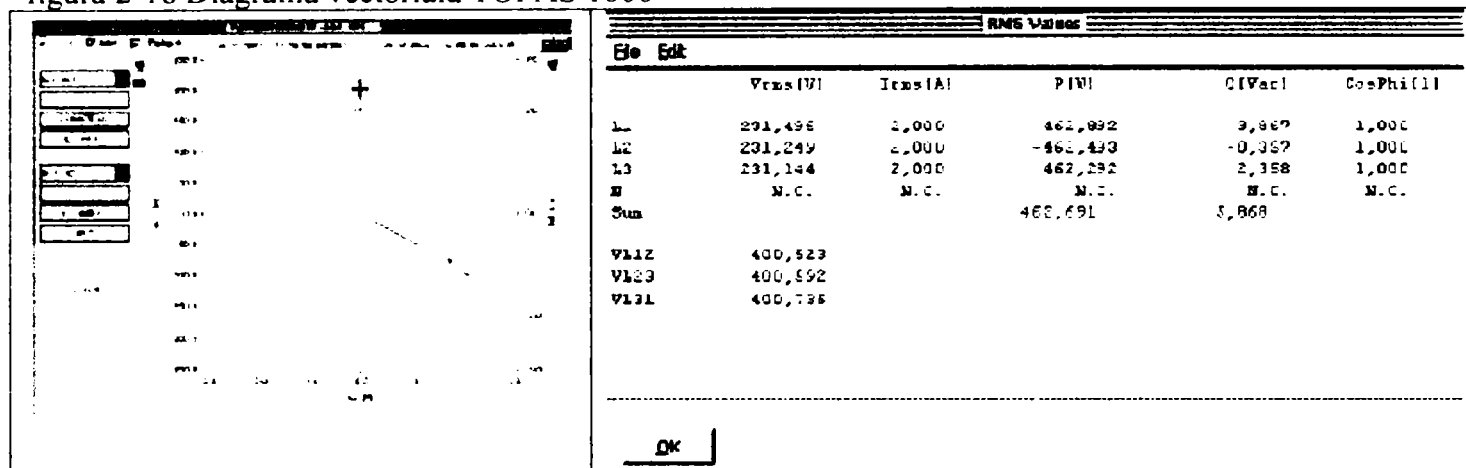
Conform figura 2-17 aplicația software TOPAS 1000-19 versiunea v3.3.0.1 facilitează crearea, editarea și transmiterea fișierului de configurație pentru:

- definirea aplicației concrete,
- configurarea fiecărui canal de intrare a analizorului CEE, a schemei de conexiuni utilizată, a rapoartelor de transformare pentru TT și TC,

- măsurile care vor fi înregistrate, setarea intervalelor de timp pentru măsurare, a valorilor nominale și limitele pentru verificarea indicatorilor CEE,
- afișarea curbei CBEMA,
- gestionarea memoriei harddisk-ului.

Conectare corectă în sistemul de măsurare trifazat a fost verificată la montare prin diagrama vectorială afișată pe ecranul laptop-ului și prin vizualizarea valorilor mărimilor electrice și a sensului de vehiculare a puterilor electrice active și reactive conform figura 2-18. Având în vedere memoria analizorului CEE TOPAS 1000, datele înregistrate, jurnalul de evenimente și rapoartele se descarcă pe laptop doar la terminarea intervalului de monitorizare, cea mai frecventă perioadă fiind de două săptămâni.

figura 2-18 Diagramă vectorială TOPAS 1000



2.3.3 Indicatorii CEE monitorizați

2.3.3.1 Metodele de măsurare și agregare

Relațiile de calcul predefinite în analizor conform specificației [59] sunt exemplificate în tabelul 2-5.

tabelul 2-5 Relații de calcul TOPAS 1000

Nr crt	Mărime calculată	Relație de calcul
1	Puterea aparentă pe fază	$S = U_{rms} * I_{rms}$
2	Puterea reactivă pe fază	$Q = u(t) * i(t - 90^\circ)$
3	Puterea activă totală	$P = u(t) * i(t)_{..}$
4	Factorul de putere (PF)	$PF = \frac{Abs(P)}{Abs(S)} * \frac{Abs(Q)}{Q}$
5	Factorul total de distorsiune de tensiune, THD %	$THD = \sqrt{\sum_{k=2}^{40} \frac{U_k^2}{U_1^2}}$

Notă: RMS reprezintă valoarea medie pătratică (Root Mean Square).

Factorul total de distorsiune de tensiune THD% se calculează independent pentru fiecare fază de tensiune și total pentru sistemul de alimentare trifazat, după cum se poate observa și în figura 2-20.

Intervalele de măsurare, agregare și verificare conform specificației [49] sunt în acord cu CEI 61000-4-7 [17] și corespund tabelul 2-6.

tabelul 2-6 Clasificarea intervalelor de timp TOPAS 1000

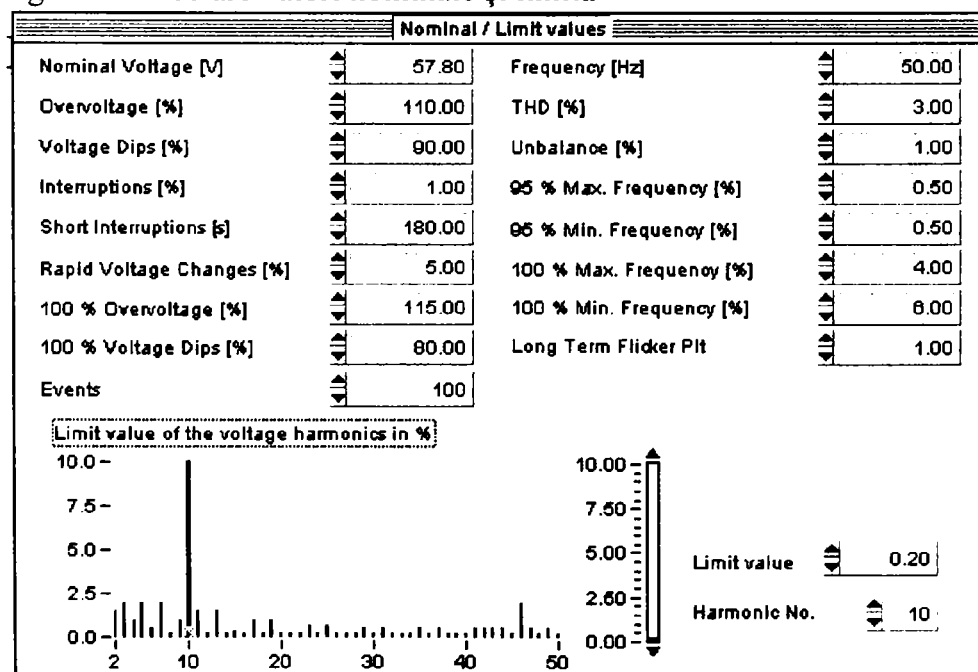
Nr crt	Indicator CEE	Interval de măsurare	Interval de agregare	Interval de verificare
1.	Frecvența tensiunii de alimentare, f	10 secunde		configurabil
2.	Amplitudinea tensiunilor de alimentare pe fază, U_R, U_S, U_T	10 milisecunde	3 secunde, 10 minute, 1 oră, 24 ore	configurabil
3.	Nivelul pentru flicker de lungă durată P_{It}	20 milisecunde	10 minute, 2 ore	configurabil
4.	Factorul total de distorsiune de tensiune THD_U	320 milisecunde	10 minute	configurabil
5.	Golurile tensiunii de alimentare	10 milisecunde		configurabil
6.	Înteruperile de scurtă sau lungă durată	10 milisecunde		configurabil
7.	Supratensiunilor temporare de frecvență industrială	10 milisecunde		configurabil

Intervalul de verificare este configurabil prin selectarea datelor pe intervalul necesar analizei, din reprezentarea grafică.

2.3.3.2 Procedurile de verificare și raportare

Aplicația software TOPAS 1000 oferă proceduri de verificare și raportare dedicate CEE. Procedurile de verificare cuprind setarea valorilor nominale pentru mărimile electrice măsurate și limitele pentru indicatorii CEE conform figura 2-19.

figura 2-19 Setare valori nominale și limită

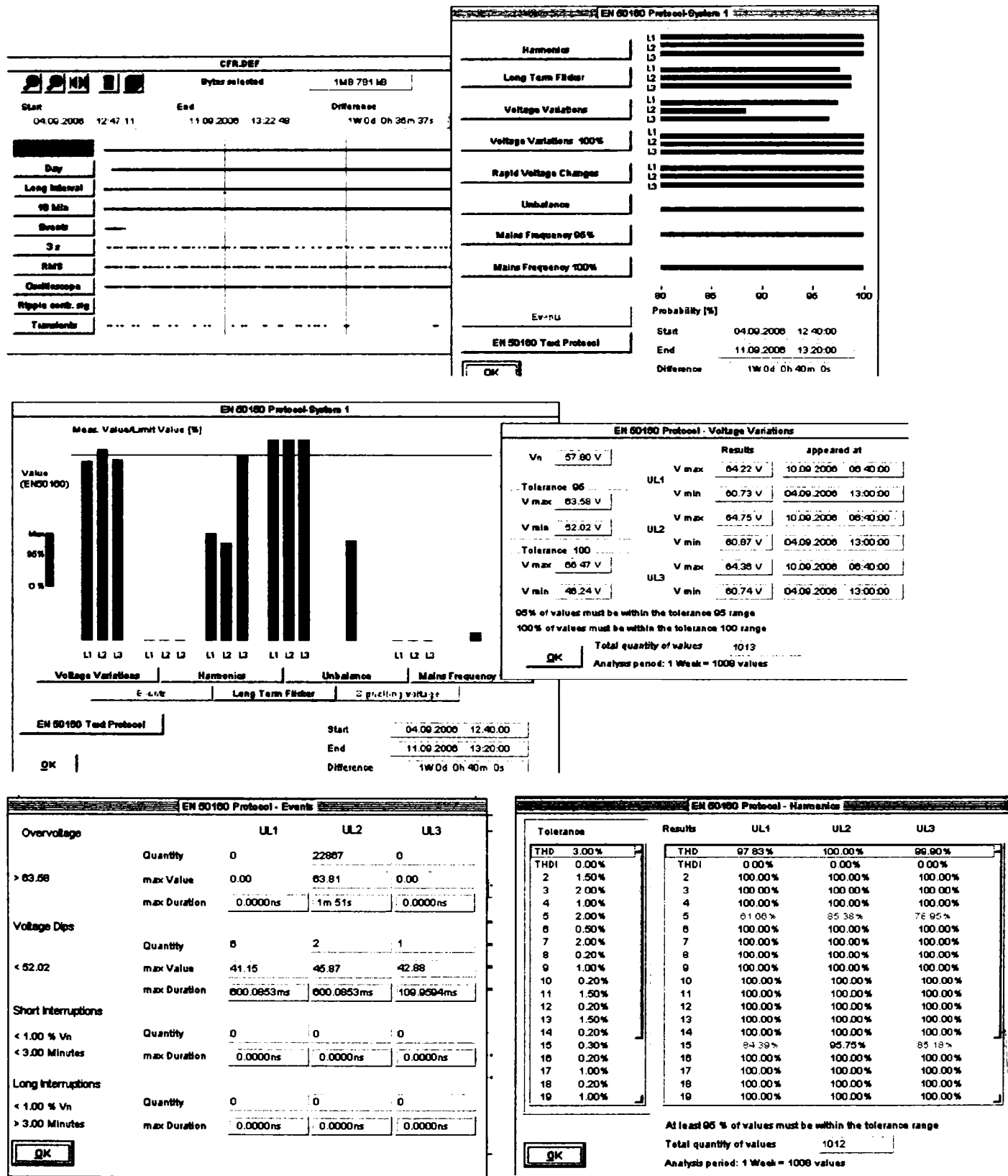


Acestea sunt tensiunea nominală, frecvența, supratensiuni temporare, goluri de tensiune, întreruperi, factor total de distorsiune și individual pentru fiecare armonică, factor de nesimetrie negativă, nivel pentru flicker de lungă durată. Valorile limită cerute de standardul EN50160 pot fi modificate în această fereastră, conform altor standarde sau unei analize mai exigentă decât cea precizată în standardul amintit.

Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

Probabilitatea de realizare în 95% din timp a limitelor setate pentru indicatorii CEE, conform analizei EN 50160:1999 [22] se poate afișa în unul din modurile din figura 2-20. După alegerea intervalului de verificare se utilizează centralizatoare tip bargraf și numerice cuprinzând valorile minime și maxime, momentele la care acestea au fost înregistrate, pentru toți indicatorii CEE monitorizați.

figura 2-20 Verificare indicatori CEE



Raportarea analizei prezentate anterior se poate realiza prin generarea automată a fișierului 'EN50160 Text Protocol', care oferă un centralizator în format text, sau un export în format HTML, Word, Excel conform figura 2-21, pentru valorile de probabilitate 95% și 100% precum și cele numerice corespunzătoare, în intervalul de verificare ales.

figura 2-21 Fișier MS Excel EN 50160 TOPAS 1000

1	Firmware Version 3,3,0,1 20030326 ,26. 3.2003 (C) Copyright LEM NORMA GMBH				
2	TOPAS1000/19 User-Interface 3,3,0,1 20030326 (C) LEM NORMA GmbH 1998-2003				
3		Company:CNTEE Transelectrica SA			
4		Department : OMEPA			
5		Contact : Bacau			
6		Cause of measurement:110kV Laminorul2			
7	General	Reference :EN 50160			
8	Filename:	c:\Topas\data\Roman Nord\Laminor			
9	Start	2\DEFAULT.DEF			
10	End	11.07.2006 12:40:00			
11	Difference	18.07.2006 12:50:00			
12	Quantity of measured 10 min intervals	1W 0d 0h 10m 0s			
13	Nominal Voltage [V]	100,00%			
14		57,80V			
15					
16	Harmonics				
17					
18	Denotation	Tolerance %	UL1 %	UL2 %	UL3 %
19	THD	0 - 3,0	92,57	92,33	92,67
20		2,0 - 1,5	92,48	94,05	92,67
21		3,0 - 2,0	100,00	99,60	99,80
22		4,0 - 1,0	100,00	100,00	100,00

1	Firmware Version 3,3,0,1 20030326 ,26. 3.2003 (C) Copyright LEM NORMA GMBH				
2	TOPAS1000/19 User-Interface 3,3,0,1 20030326 (C) LEM NORMA GmbH 1998-2003				
3		Company:CNTEE Transelectrica SA			
4		Department : OMEPA			
5		Contact : Bacau			
6		Cause of measurement:110kV Laminorul2			
7	General	Reference :EN 50160			
8	Filename:	c:\Topas\data\Roman Nord\Laminor			
9	Start	2\DEFAULT.DEF			
10	End	18.07.2006 12:50:00			
11	Difference	25.07.2006 13:10:00			
12	Quantity of measured 10 min intervals	1W 0d 0h 20m 0s			
13	Nominal Voltage [V]	100,00%			
14		57,80V			
15					
16	Harmonics				
17					
18	Denotation	Tolerance %	UL1 %	UL2 %	UL3 %
19	THD	0 - 3,0	100,00	100,00	100,00
20		2,0 - 1,5	100,00	100,00	100,00
21		3,0 - 2,0	100,00	100,00	100,00
22		4,0 - 1,0	100,00	100,00	100,00
23		5,0 - 2,0	95,15	100,00	99,41
24		6,0 - 0,5	100,00	100,00	100,00

47	Value				
48					
49	Denotation	Tolerance %	UL1 %	UL2 %	UL3 %
50	THD	0 - 3,0	4,14	3,41	3,68
51		2,0 - 1,5	2,59	1,62	3,11
52		3,0 - 2,0	1,14	1,23	1,84
53		4,0 - 1,0	0,42	0,26	0,20
54		5,0 - 2,0	1,69	1,66	1,77
55		6,0 - 0,5	2,16	1,93	1,97
56		7,0 - 2,0	0,68	0,74	0,84
57		8,0 - 0,2	0,28	0,14	0,13
58		9,0 - 1,0	0,35	0,19	0,24
59		10,0 - 0,2	0,18	0,16	0,15
60		11,0 - 1,5	0,42	0,35	0,48
61		12,0 - 0,2	0,19	0,19	0,18
62		13,0 - 1,5	0,52	0,36	0,50
63		14,0 - 0,2	0,14	0,11	0,12

Având în vedere specificația standardului EN 50160:1999 [22] s-a considerat necesară o analiză pe un interval de verificare de o săptămână, fiind necesară o sortare și prelucrare suplimentară a rapoartelor generate de aplicația software TOPAS 1000. În capitolul rezultate experimentale 2.3.4 sunt prezentate rapoartele concepute și realizate de autoarea prezentei lucrări pe baza informațiilor oferite de sistemul de monitorizare temporară a indicatorilor de CEE, incluse într-o aplicație Excel.

Analiza pentru perioada monitorizată trebuie să cuprindă o sinteză a indicatorilor CEE pe intervalul în care sunt cuprinse săptămâni calendaristice complete, fiind necesară o selecție inițială a acestora. Pentru fiecare interval săptămânal aplicația generată realizează preluarea datelor primare exportate din sistem, sintetizarea acestora pentru indicatorii CEE monitorizați și reprezentarea numerică a rezultatelor. Acest tip de raport de sinteză se generează pentru fiecare locație monitorizată, valorile indicatorilor care nu se încadrează în limitele prevăzute de norme sunt marcate cu roșu.

2.3.4 Rezultate experimentale

Ultimele măsurători efectuate cu sistemul de monitorizare temporară a CEE au fost efectuate la solicitarea UNO-DEN. Acestea au avut ca scop monitorizarea CEE la interfața între RED și RET, la nivelul de tensiune 110kV a consumatorilor perturbatori din tabelul 2-7 , precum și reflectarea perturbațiilor la nivelul de tensiune imediat superior, 220kV și 400kV, al auto/transformatoarelor. Programul de monitorizare prezentat în tabelul 2-8 a cuprins trei stații de transformare a energiei electrice Roman Nord, Smârdan și Tulcea Vest. Monitorizarea punctelor de măsurare s-a efectuat în fiecare locație pe un interval de două săptămâni, în perioada iulie–septembrie 2006. Limitele pentru indicatorii CEE au fost parametrizate conform cerințelor din [28], [34] și [29].

tabelul 2-7 Consumatori 110kV monitorizați TOPAS 1000

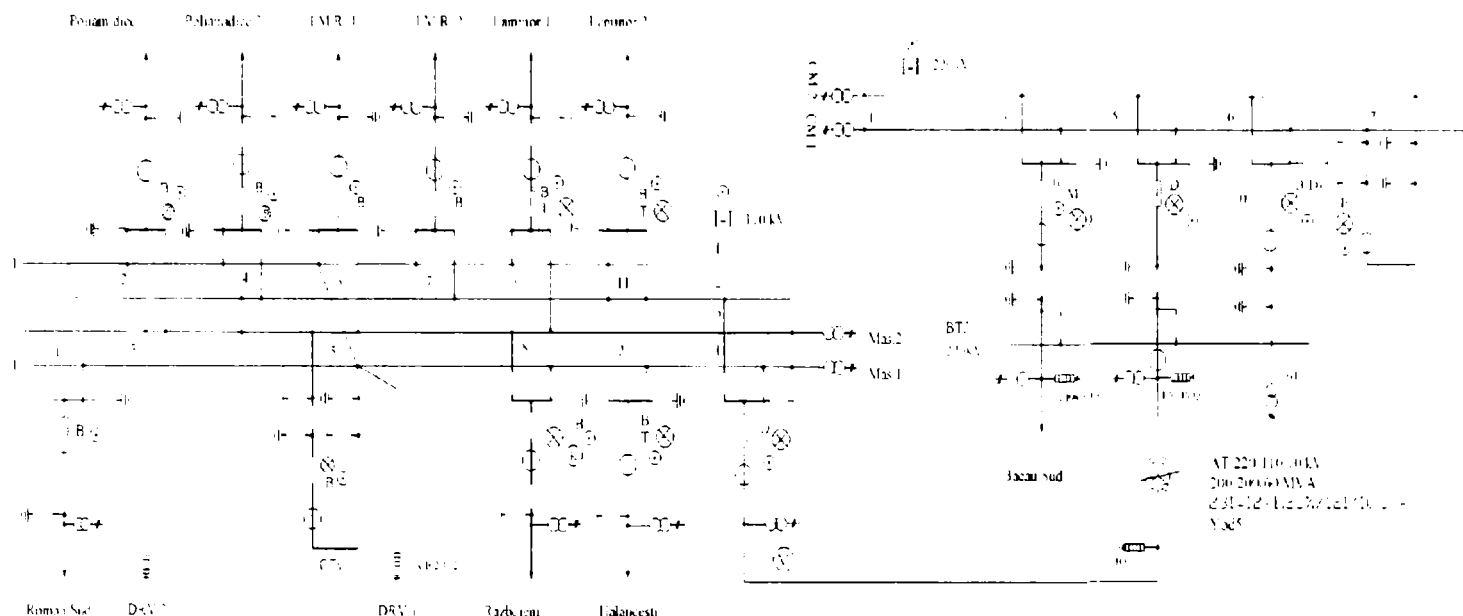
Nr	Consumator 110kV	Domeniu de activitate
1	Stație CFR	tracțiune electrică, alimentare bifazată
2	SC MITTAL STEEL SA	activitate integrată de siderurgie și oțelărie
3	SC ALUM SA	producătoare de materie primă pentru aluminiu
4	Șantier Naval	construcții navale

tabelul 2-8 Program de monitorizare TOPAS 1000

Nr crt	Stația de transf energie electrica	Punctul de măsurare	Consumator	Perioadă de monitorizare
1	Roman Nord 400(220)/110kV	110kV LEA Laminorul 1 110kV LEA Laminorul 2 110kV LEA CFR Războieni 110kV LEACFR Hălăucești 220kV AT	SC Mittal Steel SA SC Mittal Steel SA Stația CFR Stația CFR	11-25.07.2006
2	Tulcea Vest 400/110kV	110kV LEA Alumina circ 1 110kV LEA Alumina circ 2 400kV T1	Santierul Naval SC ALUM SA	27.07-03.08.07
3	Smârdan 400/110kV	110kV LEA CFR Bărboși 110kV LEA SC1-1 110kV LEA SC1-2 110kV LEA SC2 110kV LEA SC3 110kV LEA Șantier Naval 400kV T2	Stația CFR SC Mittal Steel SA SC Mittal Steel SA SC Mittal Steel SA SC Mittal Steel SA Șantier Naval	29.08-12.09.07

2.3.4.1 Stația Roman Nord

figura 2-22 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Roman Nord



În stația Roman Nord măsurătorile s-a efectuat timp de două săptămâni, în perioada 11-25.07.2006. Sinteza realizării indicatorilor CEE conform probabilității săptămânale de 95% din tabelul 2-11, tabelul 2-12, tabelul 2-13 și tabelul 2-14 este centralizată în tabelul 2-9.

tabelul 2-9 Centralizator indicatori CEE stația Roman Nord

Nr crt	Punct de măsurare	Frecvența tensiunii de alimentare, f	Amplitudin ea tens. de alim. U_R, U_S, U_T	Nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt}	Factorul de nesim. negativă al tensiunilor K_U^-	Factorul total de distorsiune de tens. pe faze THD_U
1	110kV LEA Laminorul 1	DA	NU	DA	DA	DA
2	110kV LEA Laminorul 2	DA	NU	NU	NU	NU
3	110kV LEA CFR Războieni	DA	NU	NU	NU	NU
4	110kV LEA CFR Hălăucești	DA	NU	DA	DA	DA
5	220kV AT	DA	DA	NU	DA	DA
Cod	Indicator realizat	DA	nerealizat	NU		

Conform schemei de alimentare normală a stației existența unui singur AT 220/110kV impune cuplarea celor două bare de 110kV prin CTV, acestea devenind un element de amplificare a perturbațiilor produse de stațiile CFR și consumatorul SC MITTAL STEEL SA. Energia electrică activă și reactivă vehiculată în perioada de monitorizare este cuprinsă în tabelul 2-10 și evidențiază funcționarea în condiții normale a acestor consumatori.

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 2-10 Energie electrică vehiculată stația Roman Nord

punct de masurare	en. el. activa MWh primita in bara 110kV	en. el. activa MWh cedata din bara 110kV	en. el. reactiva MWh primita in bara 110kV	en. el. reactiva MWh cedata din bara 110kV
110kV LEA CFR Razboieni	0	1124,64	1925	0
110kV LEA CFR Halaucesti	0	2566,5	711,5	10,5
110kV LEA Laminor 1	3773,22	11,88	2,64	1900,8
110kV LEA Laminor 2	5198,16	19,8	0,66	3172,62
AT 220/110	245,905	4552,875	70,445	3509,155

tabelul 2-11 Centralizator valori probabilitate 95% stația Roman Nord

Statia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Probabilitate de realizare a indicatorilor de CEE [%]						
		Frecventa 99,5% $f_{99,5\%}$ $\leq 100,5\% \cdot f_{n}$	Amplitudinea tensiunii de alim 90% $\cdot U_n \leq U \leq 110\% \cdot U_n$			Flicker de lunga durata Plr $\leq 0,6$		
			U_R	U_G	U_T	U_R	U_G	U_T
Roman Nord 220kV / AT	11 07 06/13:30-18 07 06/14:00 18 07 06/14:00-25 07 06/14:30	100,00 100,00	100,00 99,21	99,51 97,83	100,00 98,72	95,24 96,43	100,00 98,81	97,62 94,05
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11 07 06/12:50-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	100,00 100,00	99,79 85,26	79,60 67,85	93,17 74,88	95,24 96,43	100,00 98,81	97,62 96,43
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	99,96 100,00	99,91 93,73	90,61 49,06	98,54 62,31	86,90 94,35	88,10 92,86	86,90 92,86
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	100,00 100,00	99,10 90,29	81,57 71,22	88,40 80,61	95,24 96,43	100,00 98,81	97,62 96,43
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11 07 06/12:40-18 07 06/12:50 18 07 06/12:50-25 07 06/13:10	99,99 100,00	95,47 86,15	70,20 64,29	75,25 75,57	94,35 96,43	97,62 98,81	91,67 96,43
Statia de transformare Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Regim nesim. neg. $K_{un} \leq 1\%$	Regim deformat tensiune THDu $\leq 3\%$			Observatii: In vederea analizei indicatorilor de CEE s-au considerat valorile masurate la interval de 10min. pe durata unei saptamani. Reglementarile mentioneaza pentru fiecare indicator limitele admise. Indicatorul CEE este realizat daca valorile acestuia se incadreaza in aceste limite pe durata a 95% din timp		
Roman Nord 220kV / AT	11 07 06/13:30-18 07 06/14:00 18 07 06/14:00-25 07 06/14:30	100,00 99,90	98,12 98,32	100,00 100,00	100,00 99,80			
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11 07 06/12:50-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	100,00 99,90	99,90 100,00	100,00 100,00	99,90 100,00			
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	99,58 98,71	92,90 68,24	92,40 63,01	99,58 87,93			
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	100,00 99,90	100,00 100,00	100,00 100,00	100,00 100,00			
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11 07 06/12:40-18 07 06/12:50 18 07 06/12:50-25 07 06/13:10	99,99 99,90	92,32 100,00	92,57 100,00	92,36 100,00			

tabelul 2-12 Centralizator valori numerice stația Roman Nord

Statia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Frecventa 49,75[Hz] $\pm 50,25$ [Hz]	Valorile de 95% pentru indicatorii de CEE								
			Amplitudinea tensiunii de alimentare 52,02[V] $\leq U_{faz}$						Flicker de lunga durata Plr $\leq 0,6$		
			U_R	U_G	U_T	U_R	U_G	U_T	U_R	U_G	U_T
Roman Nord 220kV / AT	11 07 06/13:30-18 07 06/14:00 18 07 06/14:00-25 07 06/14:30		58,08 59,36	58,78 59,93	58,53 59,73	62,45 62,51	63,11 63,20	62,79 62,92	0,67 0,45	0,48 0,57	0,49 0,49
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11 07 06/12:50-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20		59,81 60,30	60,22 60,80	60,23 60,68	64,45 64,01	64,45 64,45	64,89 64,24	0,88 0,43	0,58 0,58	0,49 0,86
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20		8,36 61,05	8,33 60,77	8,29 60,20	66,69 66,22	65,01 65,92	65,82 65,86	0,61 1,31	0,56 1,52	102,53 1,59
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20		59,91 60,36	60,16 60,71	60,11 60,55	63,77 64,35	63,98 64,11	63,74 64,11	0,54 0,42	0,49 0,59	0,47 1,37
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11 07 06/12:40-18 07 06/12:50 18 07 06/12:50-25 07 06/13:10		1,05 60,28	0,88 60,88	1,16 60,68	63,68 63,98	64,20 64,51	63,91 64,21	0,79 0,42	0,45 0,57	96,11 0,87
Statia de transformare Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Regim nesim. neg. $K_{un} \leq 1\%$	Regim deformat tensiune THDu $\leq 3\%$			Goluri de tensiune tensiune valoare minima si durata valoare maxima					
Roman Nord 220kV / AT	11 07 06/13:30-18 07 06/14:00 18 07 06/14:00-25 07 06/14:30	0,66 0,66	2,82 2,89	2,48 2,54	2,76 2,81	45,18 41,15	129,9601ms 600,0853ms	0,00 45,87	0,0000ns 600,0853ms	34,77 48,77	109,9594ms 119,9591ms
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11 07 06/12:50-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	0,51 0,50	1,87 2,15	2,11 2,30	1,99 2,18	0,00 0	0,0000ns 0	0,00 0	0,0000ns 0	44,83 0	89,9765ms 0
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	0,80 0,80	6,73 6,73	6,34 6,34	3,36 3,36	0,00 0	0,0000ns 0	39,67 0	169,9545ms 0	48,77 0	119,9591ms 0
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	0,33 0,32	1,88 2,09	1,90 2,10	2,15 2,42	0,00 0	0,0000ns 0	0,00 0	0,0000ns 0	44,90 0	99,9751ms 0
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11 07 06/12:40-18 07 06/12:50 18 07 06/12:50-25 07 06/13:10	0,44 0,49	4,14 2,29	4,41 1,98	3,46 2,35	0,00 0	0,0000ns 0	0,00 0	0,0000ns 0	44,87 0	99,9682ms 0
Statia de transformare Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Supratensiuni tensiune valoare maxima si durata valoare maxima									
Roman Nord 220kV / AT	11 07 06/13:30-18 07 06/14:00 18 07 06/14:00-25 07 06/14:30	0,00 64,42	0 50m 26s	0 8838	63,91 65,02	1m 51s 1h 35m 53s	28914 16951	0,00 64,66	0,0000ns 1h 35m 53s	0 10854	0 10854
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11 07 06/12:50-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	63,82 0	37,7095s 0	12253 0	64,13 0	13m 51s 0	31549 0	64,09 0	5m 34s 0	23144 0	23144 0
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	81,35 0	3h 38m 0	16821 0	73,52 0	3h 38m 57s 0	37565 0	75,39 0	6h 13m 58s 0	12820 0	12820 0
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11 07 06/13:00-18 07 06/13:00 18 07 06/13:00-25 07 06/13:20	64,04 0	8m 34s 0	30026 0	64,30 0	16m 15s 0	18138 0	64,11 0	13m 11s 0	18783 0	18783 0
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11 07 06/12:40-18 07 06/12:50 18 07 06/12:50-25 07 06/13:10	63,81 0	24,6583s 0	14606 0	64,21 0	28m 20s 0	43009 0	64,08 0	10m 2s 0	9272 0	9272 0

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 2-13 Centralizator analiză armonică valori probabilitate 95% stația Roman Nord

Stafia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Analiza armonică pentru curba de tensiune								
		ordin 3 ± 2°			ordin 5 ± 2°			ordin 7 ± 2°		
		U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
Roman Nord 220kV / AT	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	100,00	100,00	100,00	99,66	99,61	99,77	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	100,00	100,00	100,00	99,80	99,77	99,74	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	100,00	100,00	100,00	99,70	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	100,00	100,00	100,00	99,56	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	94,05	97,95	99,31	98,13	97,91	97,97	99,90	100,00	100,00
	18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	97,63	97,95	100,00	99,86	99,81	99,87	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,81	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	100,00	100,00	100,00	99,90	100,00	98,81	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	100,00	99,60	99,80	99,31	98,61	100,00	100,00	99,70	100,00
	18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	100,00	100,00	100,00	95,15	100,00	99,41	100,00	100,00	100,00
Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 9 ± 1°			ordin 11 ± 1,5°			ordin 13 ± 1,5°		
		U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
		Roman Nord 220kV / AT	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	100,00		100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11.07.06/12.50-18.07.06/13.00	99,90	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	97,92	98,41	100,00	99,93	99,87	100,00	99,76	99,86	100,00
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	99,41	98,62	100,00	99,89	99,87	100,00	99,91	99,95	100,00
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11.07.06/12.40-18.07.06/12.50	100,00	99,60	100,00	100,00	99,70	100,00	100,00	99,70	100,00
	18.07.06/12.50-25.07.06/13.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 15 ± 0,3°			ordin 17 ± 1°			ordin 19 ± 1°		
		U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
		Roman Nord 220kV / AT	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	99,98	95,16	99,54	100,00	100,00	100,00	100,00
18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	99,97		97,43	99,83	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11.07.06/12.50-18.07.06/13.00	99,97	95,00	96,63	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	11,13	99,99	99,80	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	99,06	99,76	99,87	96,43	98,02	100,00	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	99,38	99,49	97,63	97,63	98,52	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	99,97	99,97	99,98	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	99,99	99,97	99,99	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11.07.06/12.40-18.07.06/12.50	99,97	99,11	99,86	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	18.07.06/12.50-25.07.06/13.10	99,97	95,15	95,65	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

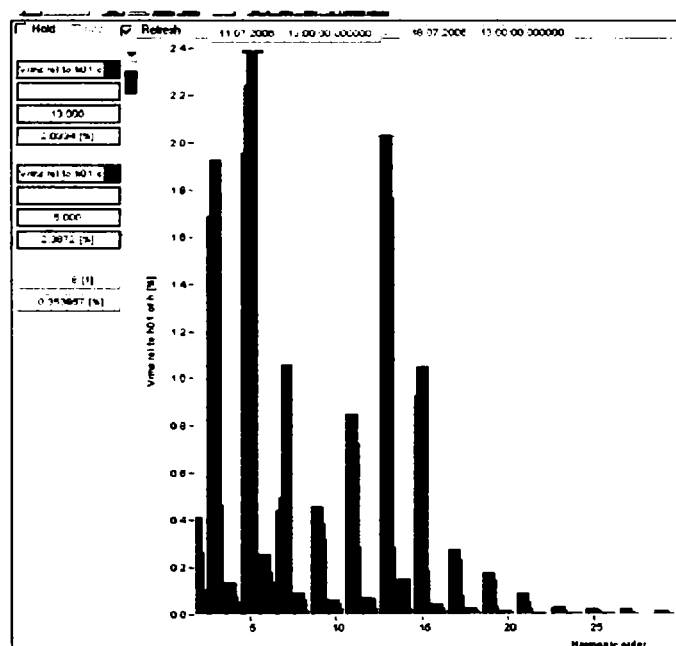
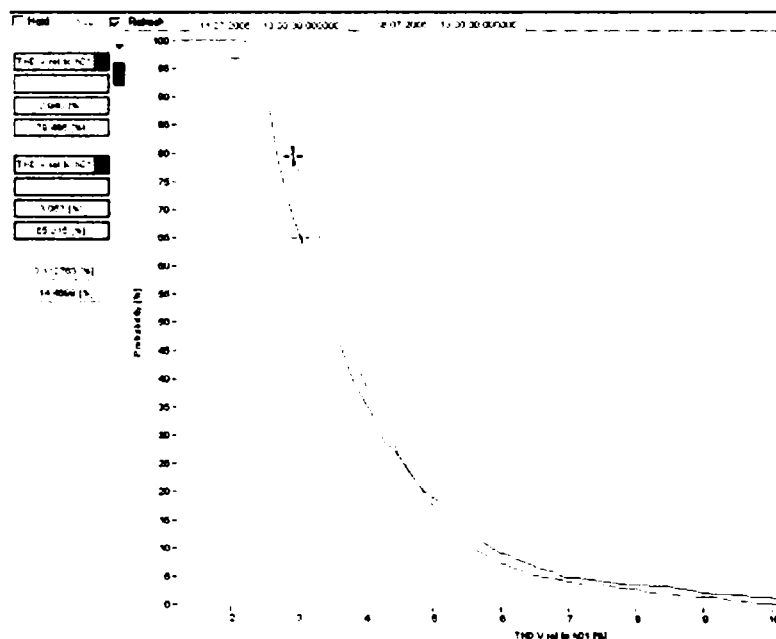
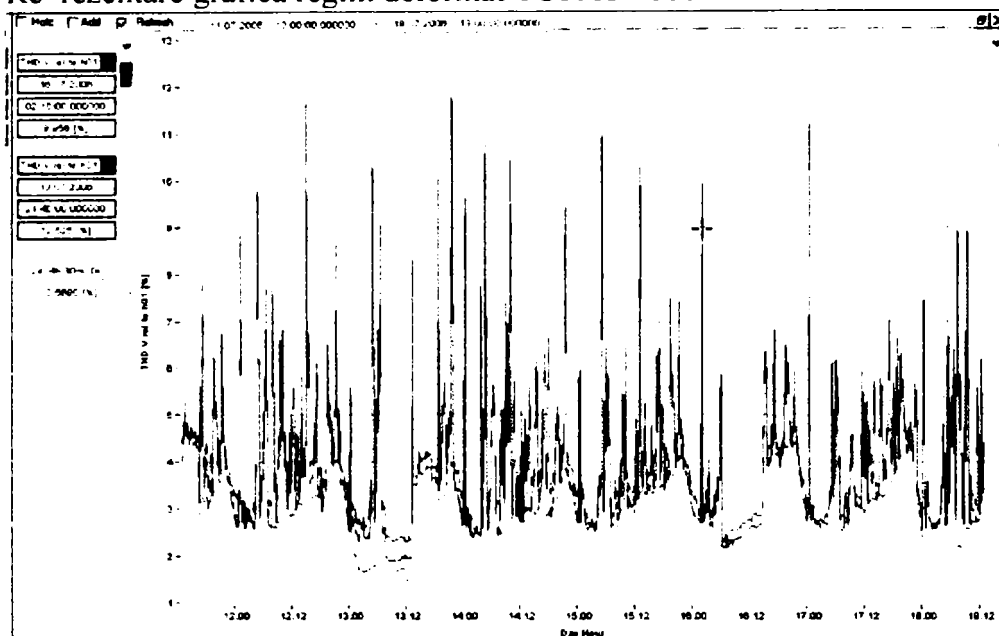
tabelul 2-14 Centralizator analiză armonică valori numerice stația Roman Nord

Stafia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Valorile de 95% pentru indicatorii de CEE								
		Analiza armonică pentru curba de tensiune								
		ordin 3 ± 2°			ordin 5 ± 2°			ordin 7 ± 2°		
U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T		
Roman Nord 220kV / AT	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	0,48	0,91	1,04	2,57	2,22	2,39	0,72	0,69	0,91
	18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	0,46	0,91	1,09	2,57	2,28	2,41	0,76	0,79	0,98
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11.07.06/12.50-18.07.06/13.00	0,44	1,27	1,40	1,73	1,56	1,41	0,26	0,36	0,47
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	0,44	1,33	1,44	2,12	1,81	1,67	0,32	0,35	0,52
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	1,97	2,13	1,54	2,38	2,21	2,06	0,99	1,12	1,60
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	1,90	2,12	0,57	2,36	2,06	2,03	0,65	0,86	1,45
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	0,79	1,05	1,06	1,54	1,50	1,80	0,48	0,29	0,45
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	0,76	1,11	1,13	1,85	1,75	2,07	0,54	0,38	0,58
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11.07.06/12.40-18.07.06/12.50	1,14	1,23	1,42	1,69	1,66	1,77	0,68	0,74	0,84
	18.07.06/12.50-25.07.06/13.10	0,99	1,24	1,39	1,98	1,58	1,88	0,64	0,34	0,50
Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 9 ± 1°			ordin 11 ± 1,5°			ordin 13 ± 1,5°		
		U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
		Roman Nord 220kV / AT	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	0,29	0,10	0,18	0,43	0,35	0,37	0,52
18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	0,30		0,10	0,21	0,44	0,39	0,38	0,48	0,38	0,42
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11.07.06/12.50-18.07.06/13.00	0,36	0,35	0,18	0,32	0,35	0,30	0,28	0,29	0,37
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	0,36	0,37	0,19	0,31	0,35	0,30	0,27	0,28	0,40
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	0,69	0,68	0,53	2,19	1,97	0,52	0,37	0,36	0,47
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	0,52	0,58	0,50	2,07	1,66	0,42	0,15	0,30	0,40
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	0,23	0,22	0,16	0,49	0,34	0,36	0,59	0,28	0,45
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	0,23	0,23	0,17	0,50	0,38	0,39	0,58	0,31	0,52
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11.07.06/12.40-18.07.06/12.50	0,35	0,19	0,24	0,42	0,35	0,48	0,52	0,36	0,50
	18.07.06/12.50-25.07.06/13.10	0,21	0,23	0,18	0,47	0,39	0,52	0,50	0,40	0,54
Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 15 ± 0,3°			ordin 17 ± 1°			ordin 19 ± 1°		
		U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
		Roman Nord 220kV / AT	11.07.06/13.30-18.07.06/14.00	0,36	0,29	0,35	0,18	0,16	0,13	0,13
18.07.06/14.00-25.07.06/14.30	0,33		0,27	0,34	0,18	0,17	0,15	0,13	0,11	0,09
Roman Nord 110kV / CFR Halaucesti	11.07.06/12.50-18.07.06/13.00	0,47	0,71	0,26	0,30	0,41	0,12	0,12	0,13	0,04
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	0,48	0,72	0,34	0,31	0,43	0,13	0,13	0,14	0,05
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	2,86	2,77	0,31	0,88	0,74	0,16	0,25	0,23	0,09
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	2,51	2,59	0,26	0,78	0,63	0,10	0,21	0,19	0,04
Roman Nord 110kV / Laminorul 1	11.07.06/13.00-18.07.06/13.00	0,36	0,48	0,43	0,16	0,30	0,17	0,12	0,10	0,09
	18.07.06/13.00-25.07.06/13.20	0,39	0,48	0,51	0,20	0,34	0,20	0,14	0,12	0,10
Roman Nord 110kV / Laminorul 2	11.07.06/12.40-18.07.06/12.50	0,35	0,30	0,34	0,18	0,31	0,16	0,15	0,16	0,13
	18.07.06/12.50-25.07.06/13.10	0,38	0,29	0,29	0,19	0,34	0,17	0,17	0,16	0,06

BIBLIOTECA CENTRALA

LEA CFR Hălăucești, alimentată bifazat prin fazele R și S, prezintă cea mai mică probabilitate de realizare a indicatorului CEE factorul total de distorsiune pentru tensiune. Utilizând facilitățile aplicației software TOPAS 1000 se reprezintă pentru săptămâna 11-18.07.2006 curba de variație THD_U [%] în timp, curba de probabilitate cumulată și spectrul de armonici pentru toate fazele de tensiune R-albastru, S-roșu, T-verde conform figura 2-23.

Figura 2-23 Re prezentare grafică regim deformat TOPAS 1000

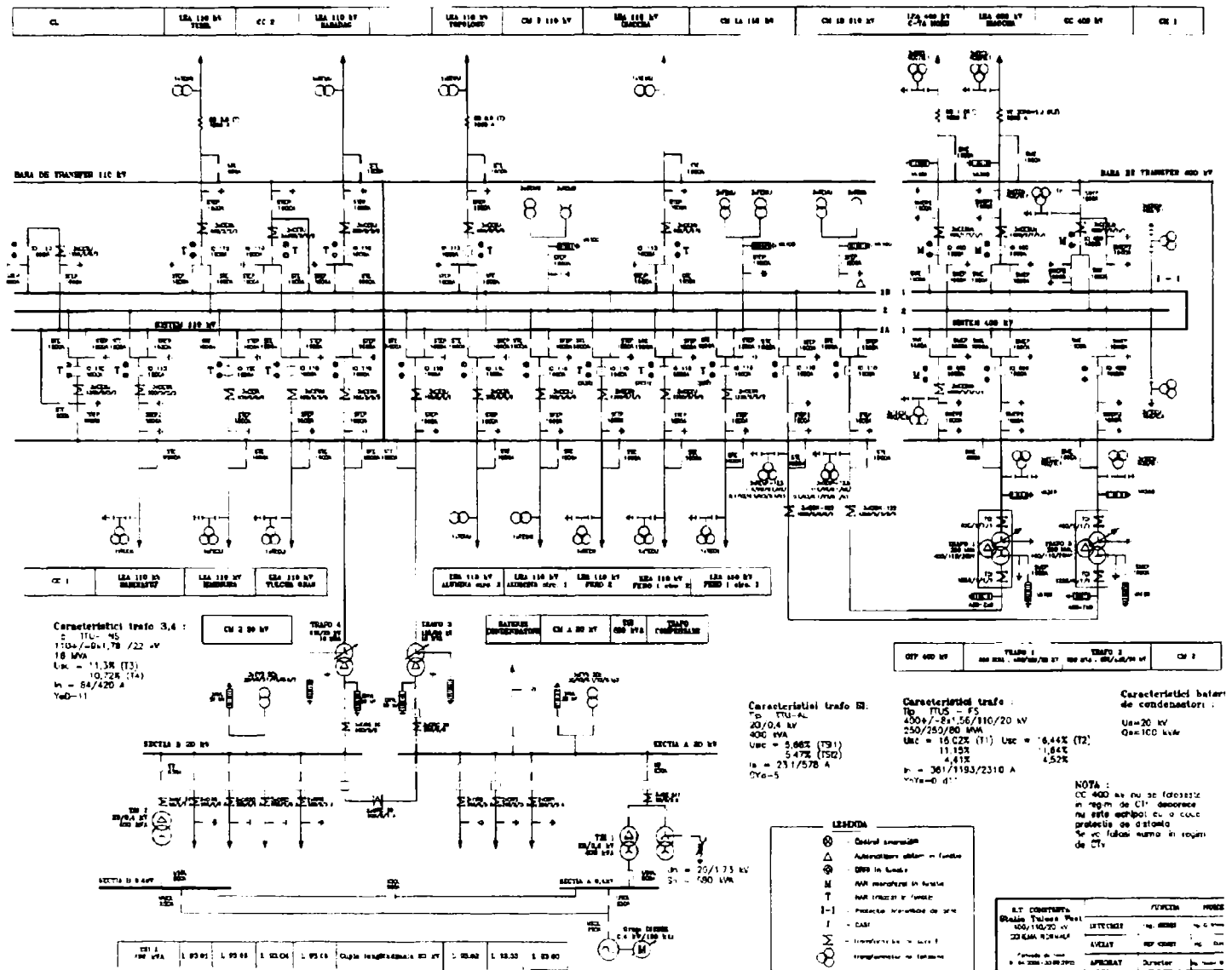


Din compararea valorilor pentru THD_U [%] și probabilitatea de realizare săptămânală de 95% a THD_U se observă că pentru valori apropiate ale THD_U , prima spt. 6,59–a doua spt. 6,34 (scade cu 3,79%) valorile probabilității de realizare diferă foarte mult, prima spt. 22,4–a doua spt. 63,1 (crește cu 181%). Aceasta subliniază necesitatea unei analize complete și corecte pentru realizarea indicatorilor CEE din punct de vedere al probabilității de realizare și nu doar a valorii numerice pentru 95% din săptămână.

Factor total de distorsiune de tensiune		THD_U [%]			probabilitate realizare 95%		
Roman Nord 110kV / CFR Razboieni	11.07.06/13:00-18.07.06/13:00	6,94	6,59	4,17	32,90	22,40	59,56
	18.07.06/13:00-25.07.06/13:20	6,73	6,34	3,36	68,94	63,01	87,83

2.3.4.2 Tulcea Vest

figura 2-24 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Tulcea Vest



În stația Tulcea Vest măsurătorile s-a efectuat timp de două săptămâni, în perioada 27.07-03.08.2006. Sinteza realizării indicatorilor CEE conform probabilității săptămânale de 95% din tabelul 2-16, tabelul 2-17, tabelul 2-18 și tabelul 2-19 este centralizată în tabelul 2-15.

tabelul 2-15 Centralizator indicatori CEE stația Tulcea Vest

Nr crt	Punct de măsurare	Frecvența tensiunii de alimentare, f	Amplitudinea tens. de alim. U_R, U_S, U_T	Nivelul de flicker de lungă durată, P_{ll}	Factorul de nesim. negativă al tensiunilor K_U^-	Factorul total de distorsiune de tens. pe faze THD_U
1	110kV LEA Alumina circ 1	DA	DA	DA	DA	DA
2	110kV LEA Alumina circ 2	DA	DA	DA	DA	DA
3	400kV T1	DA	DA	DA	DA	DA
Cod inf.	Indicator realizat	DA	Indicator nerealizat	NU		

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 2-16 Centralizator valori probabilitate 95% stația Tulcea Vest

Nr crt	Stafia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Probabilitate de realizare a indicatorilor de CEE [%]							
			Frecventa 99.5% \leq fn \leq \leq 100.5% \leq fn	Amplitudinea tensiunii de alim. 90% \leq Un \leq U \leq 110% \leq Un			Flicker de lunga durata Plt \leq 0.6			
				UR	US	UT	UR	US	UT	
1	Tulcea Vest 400kV / T	27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,78
2	Tulcea Vest 110kV / Alumna1	27.07.06/13-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	100,00	98,03	99,70	97,24	98,80	97,59	100,00	100,00
3	Tulcea Vest 110kV / Alumna2	27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	100,00	100,00	99,90	96,92	98,80	98,80	100,00	100,00
Nr crt	Stafia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Regim nesim. neg. Kns \leq 1%	Regim deformant tensiune THDu \leq 3%			In vederea analizei indicatorilor de CEE s-au considerat valorile masurate la interval de 10min, pe durata unei saptamani. Reglementarile mentioneaza limitele admise indicator. Indicatorul este realizat daca valorile acestuia se incadreaza in aceste limite pe 95% din timp.			
1	Tulcea Vest 400kV / T	27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	100,00	UR	US	UT	UR	US	UT	
2	Tulcea Vest 110kV / Alumna1	27.07.06/13-10-03 08.06/14.40-03.08.06/15.20	100,00	UR	US	UT	UR	US	UT	
3	Tulcea Vest 110kV / Alumna2	27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/01.10	100,00	UR	US	UT	UR	US	UT	

tabelul 2-17 Centralizator valori numerice stația Tulcea Vest

Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Valorile de 95% pentru indicatorii de CEE									
	Frecventa 49.75[Hz] \leq \leq 50.25[Hz]	Amplitudinea tensiunii de alimentare 52.02[V] \leq Ufaza Ufaza \leq 63.58[V]						Flicker de lunga durata Plt \leq 0.6		
		UR	US	UT	UR	US	UT	UR	US	UT
27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00		58,59	58,44	58,79	60,46	60,49	60,64	0,42	0,41	0,45
27.07.06/13-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/15.20		59,61	59,27	59,71	63,21	62,85	63,39	0,45	0,42	0,54
27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10		60,10	59,97	60,72	63,29	62,91	63,44	0,52	0,50	0,46
27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10		59,13	59,17	59,86	62,75	62,80	63,43	0,45	0,41	0,50
27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00		60,66	60,30	60,87	63,11	62,91	63,50	0,56	0,50	0,42
Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Regim nesim. neg. Kns \leq 1%	Regim deformant tensiune THDu \leq 3%			Goluri de tensiune tensiune valoare minima si durata valoare maxima					
		UR	US	UT	UR	durata	US	durata	UT	durata
27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	0,25	1,68	1,77	2,01	0,00	0.0000ns	0,00	0.0000ns	0,00	0.0000ns
27.07.06/13-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	0,30	1,52	1,65	1,89	48,49	139.9703ms	0,00	0.0000ns	0,00	0.0000ns
27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	0,59	1,37	1,05	1,24	51,92	30.0002ms	51,22	8.6266s	0,00	0.0000ns
27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	0,56	1,54	1,15	1,28	0	0	0	0	0	0
27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	0,63	1,36	1,01	1,24	51,07	99.9892ms	0,00	0.0000ns	0,00	0.0000ns
27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	0,54	1,50	1,12	1,27	0	0	0	0	0	0

tabelul 2-18 Centralizator analiză armonică valori probabilitate 95% stația Tulcea Vest

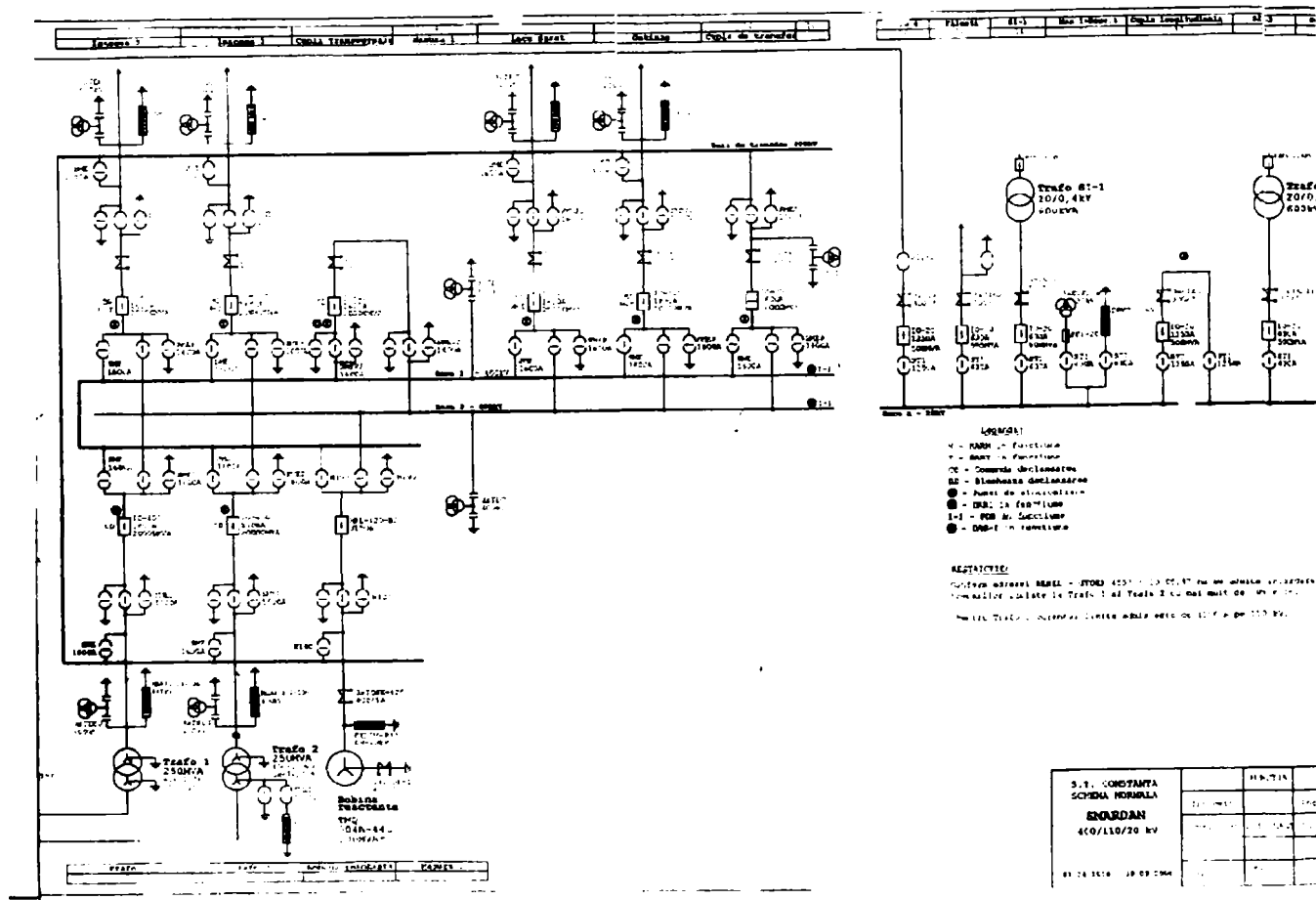
Nr crt	Stafia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Probabilitate de realizare a indicatorilor de CEE [%]								
			Analiza armonică pentru curba de tensiune								
			ordin 3 \leq 2%			ordin 5 \leq 2%			ordin 7 \leq 2%		
			UR	US	UT	UR	US	UT	UR	US	UT
1	Tulcea Vest 400kV / T	27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2	Tulcea Vest 110kV / Alumna1	27.07.06/13-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Tulcea Vest 110kV / Alumna2	27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Nr crt	Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 9 \leq 1%			ordin 11 \leq 1.5%			ordin 13 \leq 1.5%		
			UR	US	UT	UR	US	UT	UR	US	UT
1	Tulcea Vest 400kV / T	27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2	Tulcea Vest 110kV / Alumna1	27.07.06/13-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Tulcea Vest 110kV / Alumna2	27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Nr crt	Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 15 \leq 0.3%			ordin 17 \leq 1%			ordin 19 \leq 1%		
			UR	US	UT	UR	US	UT	UR	US	UT
1	Tulcea Vest 400kV / T	27.07.06/15-10-03 08.06/16.00-03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2	Tulcea Vest 110kV / Alumna1	27.07.06/13-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Tulcea Vest 110kV / Alumna2	27.07.06/14-10-03 08.06/14.40-03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

tabelul 2-19 Centralizator analiză armonică valori numerice stația Tulcea Vest

Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Analiza armonică pentru curba de tensiune								
	ordin 3 $\leq 2\%$			ordin 5 $\leq 2\%$			ordin 7 $\leq 2\%$		
	U_R	U_S	U_T	U_R	U_S	U_T	U_R	U_S	U_T
27.07.06/15.10-03.08.06/16.00	0,92	1,01	1,28	1,37	1,40	1,52	0,54	0,74	0,60
03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	0,90	1,01	1,27	1,25	1,28	1,35	0,41	0,61	0,52
27.07.06/13.10-03.08.06/14.40	0,83	0,46	0,60	1,09	0,89	1,03	0,49	0,43	0,50
03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	0,95	0,53	0,61	1,22	0,97	1,07	0,51	0,50	0,52
27.07.06/14.10-03.08.06/14.40	0,86	0,48	0,58	1,07	0,84	1,06	0,43	0,42	0,46
03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	0,91	0,49	0,61	1,19	0,95	1,07	0,47	0,48	0,50
Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 9 $\leq 1\%$			ordin 11 $\leq 1,5\%$			ordin 13 $\leq 1,5\%$		
	U_R	U_S	U_T	U_R	U_S	U_T	U_R	U_S	U_T
	27.07.06/15.10-03.08.06/16.00	0,13	0,18	0,14	0,30	0,25	0,41	0,13	0,18
03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	0,11	0,19	0,14	0,32	0,22	0,40	0,13	0,17	0,07
27.07.06/13.10-03.08.06/14.40	0,04	0,04	0,04	0,18	0,20	0,17	0,13	0,16	0,14
03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	0,04	0,05	0,04	0,13	0,14	0,10	0,12	0,13	0,12
27.07.06/14.10-03.08.06/14.40	0,05	0,04	0,04	0,17	0,19	0,16	0,15	0,17	0,14
03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	0,05	0,05	0,04	0,14	0,15	0,11	0,13	0,13	0,12
Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 15 $\leq 0,3\%$			ordin 17 $\leq 1\%$			ordin 19 $\leq 1\%$		
	U_R	U_S	U_T	U_R	U_S	U_T	U_R	U_S	U_T
	27.07.06/15.10-03.08.06/16.00	0,08	0,10	0,04	0,02	0,05	0,01	0,01	0,01
03.08.06/16.00-10.08.06/17.00	0,08	0,09	0,04	0,02	0,05	0,01	0,01	0,01	0,01
27.07.06/13.10-03.08.06/14.40	0,08	0,11	0,10	0,07	0,08	0,08	0,06	0,05	0,05
03.08.06/14.40-10.08.06/15.20	0,07	0,10	0,08	0,07	0,09	0,07	0,07	0,06	0,06
27.07.06/14.10-03.08.06/14.40	0,09	0,11	0,09	0,08	0,08	0,06	0,06	0,05	0,03
03.08.06/14.40-10.08.06/01.10	0,07	0,10	0,07	0,07	0,08	0,06	0,06	0,06	0,03

2.3.4.3 Smârdan

figura 2-25 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Smârdan



**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

Sistemul de monitorizare temporară din gestiunea OMEPA poate să monitorizeze maxim cinci puncte de măsurare simultan. Astfel în stația Smârdan acest sistem nu a acoperit solicitările zonei monitorizate și s-a colaborat cu echipa de la ICEMENERG București, care derulează un contract pe această temă cu UNO-DEN. Aceștia au monitorizat cu analizoare CEE proprii ultimele două puncte de măsurare menționate în program, iar rezultatele acestora au fost cuprinse în analiza finală a indicatorilor CEE.

În stația Smârdan măsurătorile s-a efectuat timp de două săptămâni, în perioada 29.08-12.09.2006. Sinteza realizării indicatorilor CEE conform probabilității săptămânale de 95% din tabelul 2-21, tabelul 2-22, tabelul 2-23, tabelul 2-24, tabelul 2-25 este centralizată în tabelul 2-20

tabelul 2-20 Centralizator indicatori CEE stația Tulcea Vest

Nr crt	Punct de măsurare	Frecvența tensiunii de alimentare, f	Amplitudinea tensiunilor de alimentare U_R, U_S, U_T	Nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt}	Factorul de nesimetrie negativă al tensiunilor K_U^-	Factorul total d distorsiune de tensiune, pe faz THD_U
1	110kV LEA CFR Bârboși	DA	NU	DA	DA	DA
2	110kV LEA SC1-1	DA	DA	DA	DA	DA
3	110kV LEA SC1-2	DA	DA	DA	DA	DA
4	110kV LEA SC2	DA	DA	DA	DA	DA
5	110kV LEA SC3	DA	DA	DA	DA	DA
6	110kV LEA Șantier Naval	DA	DA	DA	NU	DA
7	400kV T2	DA	DA	DA	DA	DA
Codi nf.	Indicator realizat	DA	Indicator nerealizat	NU		

tabelul 2-21 Centralizator valori probabilitate 95% stația Smârdan

Nr crt	Stafia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data:ora inceput-sfarsit	Probabilitate de realizare a indicatorilor de CEE [%]						
			Frecventa $99.5\% \cdot f_{nL} \leq 100.5\% \cdot f_n$	Amplitudinea tensiunii de alim. $90\% \cdot U_n \leq U_{faza} \leq 110\% \cdot U_n$			Flicker de lunga durata $P_{lt} \leq 0.6$		
				U_R	U_S	U_T	U_R	U_S	U_T
1	Smardan 110kV / CFR	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	97,13	83,60	94,27	97,62	97,62	100,00
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	97,33	85,78	96,15	97,62	98,81	98,81
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,81
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	99,90	100,00	100,00	100,00	100,00
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,81	98,81
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00	98,81	100,00	98,81
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00	97,62	100,00	100,00
Nr crt	Stafia de transformare Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data:ora inceput-sfarsit	Regim nesim. neg. $K_U \leq 1\%$	Regim deformant tensiune $THD_U \leq 3\%$			Observatii: In vederea analizei indicatorilor de CEE s-au considerat valorile masurate la interval de 10min. pe durata unei saptamani. Reglementarile mentioneaza pentru fiecare indicator limitele admise. Indicatorul CEE este realizat daca valorile acestuia se incadreaza in aceste limite pe durata a 95% din timp.		
1	Smardan 110kV / CFR	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00			
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00			
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00			
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00			
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00			
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00			
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00			
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00			
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13:00-05.09.06/13:30	100,00	100,00	100,00	100,00			
		05.09.06/13:30-12.09.06/14:10	100,00	100,00	100,00	100,00			

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 2-22 Centralizator valori numerice stația Smârdan

Nr crt	Stata de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Valori de 95° pentru indicatorii de CEE									
			Frecventa 49.75[Hz] ± ± 50.25[Hz]	Amplitudinea tensiunii de alimentare						Flicker de lunga durata		
				52.02[V] ± Ufaza			Ufaza ± 63.58[V]			Flt ± 0.6		
			U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	
1	Smardan 110kV / CFR	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	60,73	60,87	60,74	63,38	63,57	63,57	0,44	0,44	0,45	
			61,32	61,58	61,22	63,41	63,50	63,50	0,47	0,45	0,46	
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	59,44	59,71	59,44	62,14	62,51	62,22	0,70	0,73	0,67	
			59,72	60,15	59,78	62,10	62,50	62,17	0,78	0,76	0,78	
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	59,24	59,59	59,37	62,03	62,34	62,23	0,70	0,75	0,67	
			59,68	59,88	59,86	61,99	62,30	62,18	0,78	0,77	0,77	
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	59,34	59,26	59,32	62,16	62,19	62,21	0,71	0,80	0,68	
			59,81	59,98	59,82	62,11	62,27	62,12	0,77	0,80	0,77	
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	59,31	59,71	59,56	61,95	62,51	62,36	0,83	0,74	0,67	
			59,55	60,15	59,94	61,94	62,47	62,29	0,91	0,76	0,78	
Nr crt	Stata de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Regim nesim. neg. Ku ± 1°	Regim deformant tensiune THDU _n 3°			Goluri de tensiune tensiune valoare minima si durata si durata valoare maxima					
				U _R	U _S	U _T	U _R	durata	U _S	durata	U _T	durata
						0,41	1,01	0,84	1,87	0,00	0,0000ms	0,00
1	Smardan 110kV / CFR	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,46	1,01	0,95	1,85	0	0	0	0	0	0
			0,49	0,69	0,73	1,53	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,55	0,70	0,87	1,59	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms
			0,57	0,53	0,80	1,59	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,64	0,59	0,96	1,64	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms
			0,30	0,58	0,83	1,26	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,38	0,68	0,85	1,32	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms
			0,59	0,74	0,81	1,40	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,58	0,83	0,90	1,46	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms	0,00	0,0000ms

tabelul 2-23 Centralizator analiză armonică valori probabilitate 95% stația Smârdan

Nr crt	Stata de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Probabilitate de realizare a indicatorilor CEE								
			Analiza armonică pentru curba de tensiune								
			ordin 3 ± 2°			ordin 5 ± 2°			ordin 7 ± 2°		
			U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
1	Smardan 110kV / CFR	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	99,80	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Nr crt	Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 9 ± 1°			ordin 11 ± 1,5°			ordin 13 ± 1,5°		
			U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
						100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
1	Smardan 110kV / CFR	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Nr crt	Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 15 ± 0,3°			ordin 17 ± 1°			ordin 19 ± 1°		
			U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
						100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
1	Smardan 110kV / CFR	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30 05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 2-24 Centralizator analiză armonică valori numerice stația Smârdan

Nr crt	Stia de transformare a energiei electrice Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	Valorile de 95% pentru indicatorii de CEE								
			Analiza armonică pentru curba de tensiune								
			ordin 3 ± 2%			ordin 5 ± 2%			ordin 7 ± 2%		
			U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
1	Smardan 110kV / CFF	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,99	0,79	1,85	0,32	0,34	0,26	0,06	0,07	0,02
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,99	0,92	1,83	0,43	0,39	0,37	0,06	0,08	0,04
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,36	0,59	1,29	0,40	0,50	0,82	0,18	0,10	0,12
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,37	0,72	1,33	0,40	0,64	0,90	0,19	0,10	0,12
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,35	0,59	1,41	0,37	0,59	0,76	0,15	0,11	0,16
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,40	0,77	1,43	0,45	0,76	0,84	0,16	0,12	0,16
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,32	0,51	1,07	0,51	0,68	0,69	0,09	0,19	0,08
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,36	0,54	1,10	0,62	0,73	0,79	0,10	0,15	0,07
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,31	0,52	1,23	0,64	0,57	0,70	0,14	0,19	0,05
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,34	0,65	1,26	0,74	0,70	0,80	0,15	0,18	0,06
Nr crt	Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 9 ± 1%			ordin 11 ± 1,5%			ordin 13 ± 1,5%		
			U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
1	Smardan 110kV / CFF	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,01	0,02	0,01	0,05	0,07	0,06	0,07	0,09	0,06
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,01	0,02	0,01	0,04	0,06	0,06	0,07	0,09	0,04
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,18	0,04	0,06	0,46	0,25	0,29	0,16	0,11	0,10
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,17	0,04	0,06	0,48	0,26	0,30	0,17	0,12	0,10
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,10	0,02	0,09	0,25	0,17	0,27	0,12	0,09	0,09
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,09	0,02	0,09	0,26	0,18	0,28	0,12	0,09	0,09
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,04	0,06	0,02	0,18	0,19	0,16	0,10	0,11	0,08
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,04	0,04	0,02	0,19	0,20	0,16	0,10	0,11	0,08
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,06	0,04	0,04	0,19	0,19	0,25	0,11	0,11	0,10
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,06	0,04	0,04	0,20	0,20	0,26	0,11	0,11	0,10
Nr crt	Nivel de tensiune Punct de masurare	Intervalul de masurare data ora inceput-sfarsit	ordin 15 ± 0,3%			ordin 17 ± 1%			ordin 19 ± 1%		
			U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T	U _R	U _S	U _T
1	Smardan 110kV / CFF	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,06	0,08	0,03	0,04	0,04	0,03	0,04	0,05	0,03
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,07	0,08	0,03	0,04	0,05	0,03	0,05	0,05	0,04
2	Smardan 110kV / SC2	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
3	Smardan 110kV / SC3	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01	0,03	0,02	0,01	0,02
4	Smardan 110kV / SC11	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,01	0,06	0,01	0,02	0,03	0,02	0,01	0,02	0,01
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,01	0,04	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
5	Smardan 110kV / SC12	29.08.06/13.00-05.09.06/13.30	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
		05.09.06/13.30-12.09.06/14.10	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01

Conform raportărilor efectuate de ICEMENERG București în urma analizei CEE în punctele de măsurare 110kV LEA SNG Șantierul Naval Galați și 400kV T400/110kV s-au încadrat în limitele impuse timp de 95% din săptămână, toți indicatorii CEE, cu excepția factorului de nesimetrie negativă pentru tensiune din tabelul 2-25.

tabelul 2-25 Factor de nesimetrie negativă SNG

Tabel statistic al variației factorului de nesimetrie de secvență negativă de tensiune pe barele colectoare din Stația 110 kV Smardan Intervalul 29.08.2006 – 05.09.2006						
Puncte de măsurare	Variația factorului de nesimetrie de secvență negativă și de nesimetrie zero					
		Valoare minimă	Valoare maximă	Valoare medie	Valoare probabilitate 95%	Valoare limită admisă (conf. Cod RET)
	Comp Directa	59967,75	70127,5	68116,42	69106,22	
	Comp Inversa	99,14	3991,84	753,45	934,08	
Comp homopolara	234,89	1217,43	971,32	1131,03		
Celula de masurare Smardan 110 kV - SNG	(inversa/directa)100%	0.16%	5.69%	1.1%	1.35%	1%
	(homopolara/directa)100%	0.39%	1.73%	1.42%	1.63%	nenormat

2.3.4.4 Concluzii și contribuții personale

Sistemul de monitorizare temporară a CEE, la interfața dintre RET și RED, prezentat în acest capitol este o premieră în Transelectrica, raportat la măsurătorile efectuate până în prezent prin contractele de studii și cercetări. Datele achiziționate sunt o primă informare asupra nivelului indicatorilor CEE din aceste zone monitorizate. Raportat la analizele CEE conform EN 50160:1999 [22] existente în Transelectrica, acestea sunt primele prezentare sub aspectul probabilității de realizare 95% a indicatorilor CEE.

Începând cu anul 2007 în Transelectrica este în curs de implementare rețeaua de intranet pentru echipamentele destinate teleconducerii SEN, de pe teritoriul stațiilor de transformare a energiei electrice. Analizorul CEE Topas 1000 este echipat cu un port de comunicație Ethernet, fiind posibilă conectarea acestuia în viitoarea rețea locală și comunicarea cu punctul central. Astfel se vor putea analiza mult mai eficient și în timp real perturbațiile privind CEE.

În această lucrare am cuprins doar o sinteză a datelor, cu scopul de a sublinia necesitatea analizei indicatorilor CEE în raport cu probabilitatea de realizare 95% a acestora. Cazul prezentat în stația Roman Nord pe LEA CFR Hălăucești subliniază necesitatea acestei analize. Valoarea numerică a indicatorului CEE calculată statistic nu este suficientă, fiind necesară completarea informației cu probabilitatea de realizare a acestuia în 95% din săptămână.

În această stație la nivelul de tensiune 110kV s-au suprapus multiple perturbații specifice activității stațiilor de tracțiune electrică și consumatorului SC Laminorul SA, dedicată producerii oțelului. Acesta este alimentat dintr-o stație proprie prin cele două LEA 110kV din stația Roman Nord. Aceasta este singura stație în care s-a identificat nerealizări ale indicatorilor CEE inclusiv la nivelul de tensiune 220kV, 400kV, prin depășirea nivelului de flicker de lungă durată.

Baza de date obținută din aceste măsurători este un punct de plecare pentru studiu și analiză detaliată a zonelor identificate a avea nerealizări ale indicatorilor CEE. În urma monitorizării din cele două săptămâni s-a identificat doar stația 220/110kV Roman Nord cu nerealizări ale indicatorilor CEE, la ambele nivele de tensiune. Se impune o analiză detaliată, realizată prin evaluarea indicatorilor CEE pentru fiecare consumator în parte. Aceasta se poate realiza prin alimentarea succesivă de pe o singură bară a tuturor consumatorilor perturbatori stații CFR și SC MITTAL STEEL prin monitorizarea CEE în ambele capete ale LEA.

În stația Tulcea Vest s-au realizat toți indicatorii CEE în perioada de monitorizare. În aceea perioadă consumatorul SC ALUM SA a fost alimentat preponderent prin LEA 110kV Alumina 2. În stația Smârdan, pentru perioada de monitorizare nu s-au realizat indicatorii CEE, amplitudinea tensiunii de alimentare pentru CFR Bârboși și factorul de nesimetrie negativă pentru SNG. În această stație consumatorul SC MITTAL STEEL SA nu prezintă nerealizări ale indicatorilor CEE, perturbațiile fiind în limitele normate.

Contribuții personale:

- propunerea achiziționării analizoarelor CEE portabile,
- menționarea datelor tehnice în caietul de sarcini necesar licitației sistemului,
- analiza ofertelor tehnice din cadrul licitației sistemului,
- stabilirea împreună cu UNO-DEN a punctelor de măsurare și a perioadei de monitorizare temporară a CEE în anul 2006, prin participarea OMEPA,

- propunerea monitorizării indicatorilor CEE la nivelul de tensiune 110kV, de la interfața între RET și RED precum și reflectarea acestora la nivelul de tensiune imediat superior,
- participarea la montarea analizoarelor CEE în punctele de măsurare din stațiile de transformare,
- parametrizarea analizoarelor CEE,
- analizarea tuturor măsurătorilor prezentate în acest capitol,
- realizarea unui program generator de rapoarte privind evaluarea indicatorilor CEE,
- prezentarea pentru prima dată în Transelectrica a indicatorilor CEE conform probabilității de realizare săptămânală 95%.
- evidențierea necesității de a completa valorile numerice ale indicatorilor CEE cu valorile corespunzătoare probabilității de realizare săptămânală 95%
- întocmirea și analiza rapoartelor către UNO-DEN pentru monitorizarea temporară a CEE prezentată în acest capitol,
- analiza nerealizării indicatorilor CEE prin corelarea acestora cu schema de funcționare normală a stației de transformare,
- colaborarea cu ICEMENERG București pentru realizarea completă a măsurătorilor în stația Smârdan .

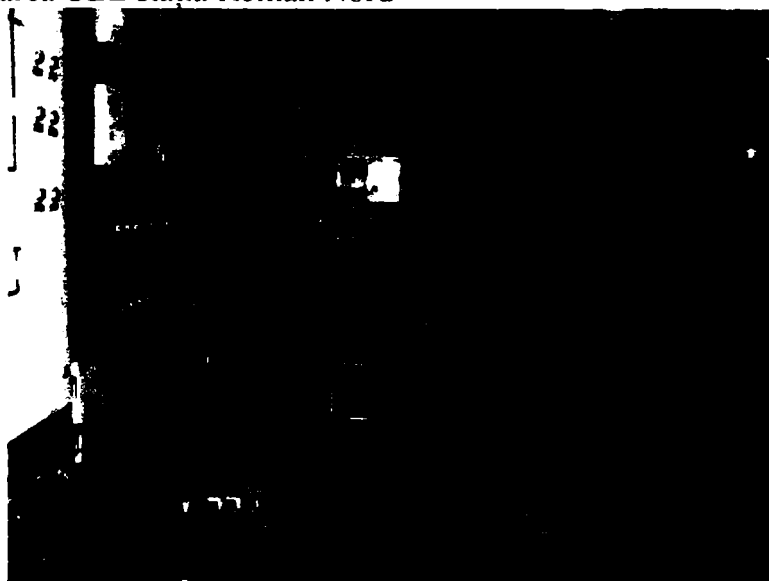
In acest capitol am soluționat:

- implementarea sistemului de monitorizare temporară a indicatorilor CEE,
- monitorizarea unei zone cu posibile surse de perturbații,
- existența propagării perturbațiilor de la nivelul de tensiune 110kV la 220kV,
- metoda de analiză statistică conform probabilității de realizare săptămânală 95% a indicatorilor CEE,
- modelul de raportare a realizării indicatorilor CEE

și propun pentru soluționare:

- continuarea monitorizării temporare a CEE detaliată pentru fiecare consumator perturbator în stația Roman Nord ,
- monitorizarea permanentă a consumatorilor perturbatori identificați în stația Roman Nord,
- posibilitățile de reducere a perturbațiilor existente la consumatorilor perturbatori identificați în stația Roman Nord.
- integrarea analizorului CEE tip TOPAS 1000 în viitoarele rețele de intranet din stațiile Transelectrica.

figura 2-26 Monitorizarea CEE stația Roman Nord



Capitolul 3. Pilotul de monitorizare permanentă a CEE

Acest capitol prezintă prima monitorizare permanentă a CEE în cadrul CNTEE Transelectrica SA, prin instalarea în montaj fix a unui analizor CEE într-un punct de măsurare. Ca obiect de studiu a fost ales un punct de decontare pe piața angro de energie electrică la interfața între RET și RED, la nivelul de tensiune 110kV. Analizorul CEE utilizat este fabricație Electro Industries GaugeTech USA, tip NEXUS 1252 și măsoară performant mărimile electrice din înfășurarea secundară a noilor transformatoare de măsurare de curent și tensiune montate cu ocazia implementării sistemului de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro, prezentat succint la începutul capitolului. Punctul de măsurare monitorizat reprezintă 0,93% din totalul punctelor de decontare de pe piața angro de energie electrică între RET și RED. Pentru a obține o imagine de ansamblu a schimburilor de energie electrică pe această piață, și pentru a facilita definirea unei strategii pentru monitorizarea permanentă a CEE prin accesarea rapidă a informațiilor necesare am dezvoltat o aplicație WEB în cadrul căreia au fost definite conturile energetice ale fiecărei sucursale de transport.

3.1 Sistemul de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro

Conform definiției sistemul de telemăsurare reprezintă ansamblu de echipamente de măsurare, prelucrare și transmitere a datelor care asigură concentrarea și prelucrarea informațiilor privind tranzacțiile cu energie electrică pe conturul unei rețele.

Codul de măsurare a energiei electrice [46] stabilește pentru Operatorul de măsurare a energiei următoarele funcții de bază:

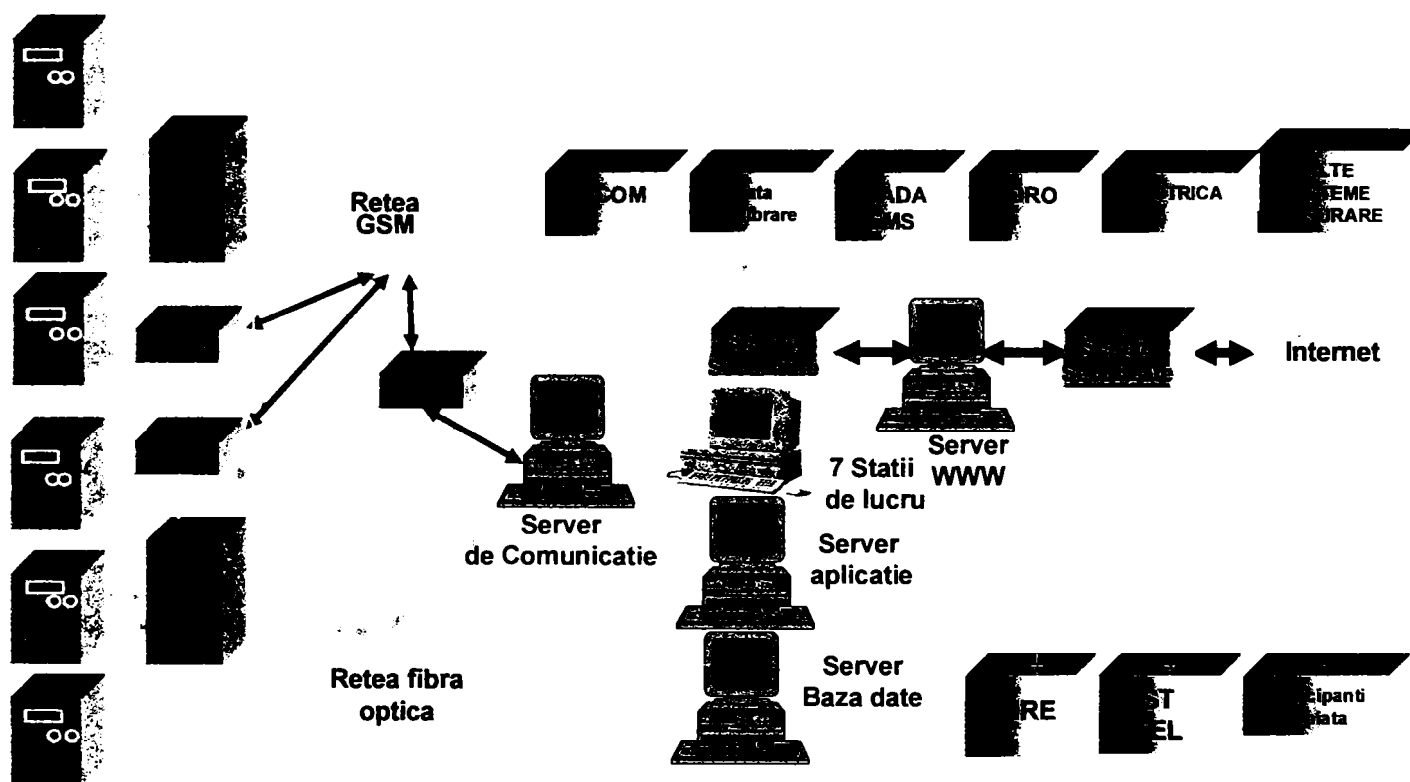
- măsurarea energiei electrice și a mărimilor specifice pentru determinarea serviciilor de sistem tehnologice prin: dotarea cu echipamente de măsurare în toate punctele de măsurare aflate în responsabilitatea sa, configurarea, instalarea, testarea și operarea grupurilor de măsurare, asigurând măsurarea tuturor mărimilor necesare, funcționarea sistemului de măsurare în clasa de exactitate, respectând cerințele de securitate, asigurarea accesului partenerilor de schimb la informațiile din contoare/concentratoare și echipamentele de măsurare, citirea la fața locului, verificarea schemei de conectare, sigilarea și montarea de contoare martor, repunerea în funcțiune sau înlocuirea în cel mai scurt timp a echipamentului de măsurare pentru care s-a înregistrat un incident,
- achiziționarea valorilor mărimilor măsurate prin: obținerea informațiilor din contoare/concentratoare, asigurarea unui acces preferențial la datele din contoare,
- gestionarea bazei de date aferente mărimilor măsurate prin: colectarea tuturor datelor din contoare/concentratoare în punctul central, asigurarea securității și confidențialității datelor primare și a rezultatelor obținute în urma prelucrării lor, arhivarea bazei de date cu citirile contoarelor/concentratoarelor, crearea și actualizarea bazei de date pentru echipamentele de măsurare utilizate, păstrată pe toată durata de viața a echipamentelor,
- furnizarea de informații către entitățile autorizate prin: stabilirea unor acorduri/contracte bilaterale, asigurarea că partenerii de schimb au acces numai la datele primare sau prelucrate aferente punctelor de schimb unde se face tranzacția, asigurarea că alți Operatori de măsurare au acces numai la datele primare sau prelucrate aferente punctelor de măsurare aflate în responsabilitatea lor,

Pentru dezvoltarea și operarea corectă a sistemului de măsurare a energiei electrice, Operatorul de măsurare are următoarele atribuții: să asigure proiectarea sistemului de măsurare, să asigure instalarea

sistemului de măsurare sau a unor părți din acesta, după caz, să testeze și să asigure mentenanța sistemului de măsurare, să pună în funcțiune sistemul de măsurare, inclusiv în urma unor incidente.

În concordanță cu cerințele exprimate mai sus, CNTEE Transelectrica SA a semnat în decembrie 2002 contractul de implementare a sistemului de telemăsurare a energiei electrice în punctele de măsurare de categoria A cu firma Landis+Gyr Elveția. Punctele de decontare cuprinse în acest contract, cu numărul EBRD RO 906-D1-1, au fost: între RET și rețelele de interconexiune vecine, între RED și rețelele de interconexiune vecine, între producători, între producere și transport, între producere și distribuție, între RET și RED, între operatorii de distribuție, ale consumatorilor eligibili de categoria A, ale producătorilor independenți de energie, aparținând RET, ale auto-producătorilor, aparținând RET, punctele de schimb între Sucursalele de Transport. În prezent acest contract este în ultima etapă de implementare, cu termen de finalizare 31.05.2007, și anume introducerea punctelor de decontare între Operatorii de distribuție în sistemul de telemăsurare. Operatorului de măsurare a energiei electrice pe piața angro, OMEPA, îi revine sarcina de a gestiona, exploata și a efectua mentenanța sistemului cu structura reprezentată în figura 3-1.

figura 3-1 Sistem de telemăsurare energie electrică pe piața angro



Acest sistem funcționează după următorul ciclu: achiziționarea directă a datelor din contoare-concentratoare, importul de date din alte sisteme de măsurare ale participanților la piață, importul de date din sistemul EMS\SCADA a Transelectrica, introducere manuală a datelor, analiza datelor pentru fiecare punct de măsurare și validarea lor după criterii configurabile și acceptate de către părțile implicate în schimb, editarea rapoartelor, accesul părților la datele de interes, securizarea tuturor informațiilor.

Acest sistem asigură prestarea acestor servicii în condiții de acuratețe, timp real, securitate, transparență și neutralitate, folosind ca sursă 2000 de valori calculate și 2000 de valori aprobate importate. Prin aceasta se asigură facturarea tuturor tranzacțiilor, managementul energiei participanților la piață, alocarea cantității de energie electrică la participanții la piață, individuali,

pentru fiecare perioadă stabilită, tranzacții, stabilind și încheind contracte între participanții la piață, comercializarea energiei electrice prin contracte standard pe piață. Accesarea datelor se face cu ajutorul browser-ului, pe un site dedicat, prin aplicația www100.

Implementarea sistemului de telecontorizare a energiei electrice pe piața angro cuprinde în cele 180 de stații mijloacele de măsurare din tabelul 3-1.

tabelul 3-1 Centralizator mijloace de măsurare sistem telemăsurare TEL

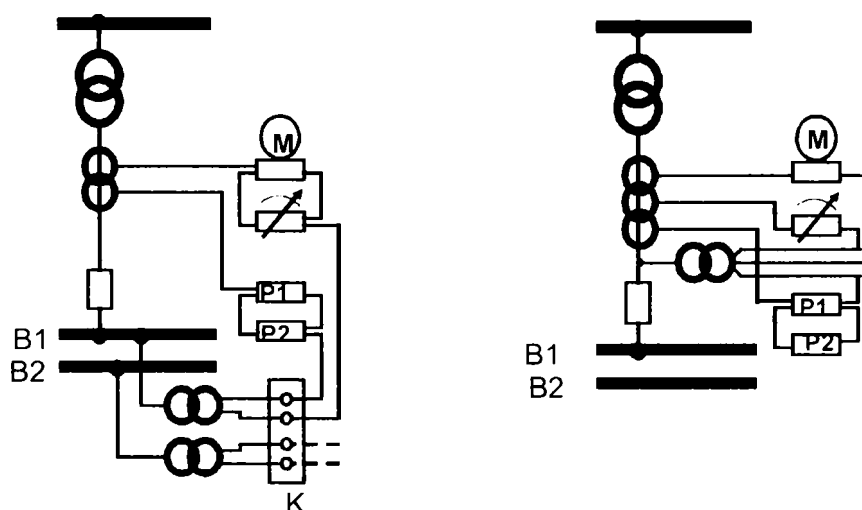
Nr.	Denumire mijloc de măsurare	Fabricant	Buc.
1	Contor electronic trifazat de energie electrică activă și reactivă	Landis Gyr Elveția	879
2	Transformatoare de măsurare de curent	Trench Franța	287
3	Transformatoare de măsurare de tensiune	Trench Canada	254
4	Transformatoare de măsurare de curent și tensiune, mixte	Trench Franța	23

Prin înlocuirea transformatoarelor de măsurare, figura 3-2 s-au respectat cerințele Codului de măsurare a energiei electrice [46], pentru punctele de măsurare de categoria A. A fost suplimentat numărul înfășurărilor secundare de măsurare cu o înfășurare dedicată decontării pe piața angro, având clasa de exactitate 0,2S, pentru transformatoarele de măsurare de curent și 0,2, pentru cele de tensiune. Contorul de energie electrică este singurul echipament montat pe această înfășurare suplimentară și asigură clasa de exactitate 0,2S pentru măsurarea energiei electrice active și I pentru cea reactivă. Aparatele de măsură locale precum și grupele de protecții P1 și P2 sunt inseriate în înfășurări secundare diferite ale transformatoarelor de măsurare.

figura 3-2 Înlocuirea transformatoarelor de măsurare

a. grup de măsurare inițial

b. grup de măsurare final



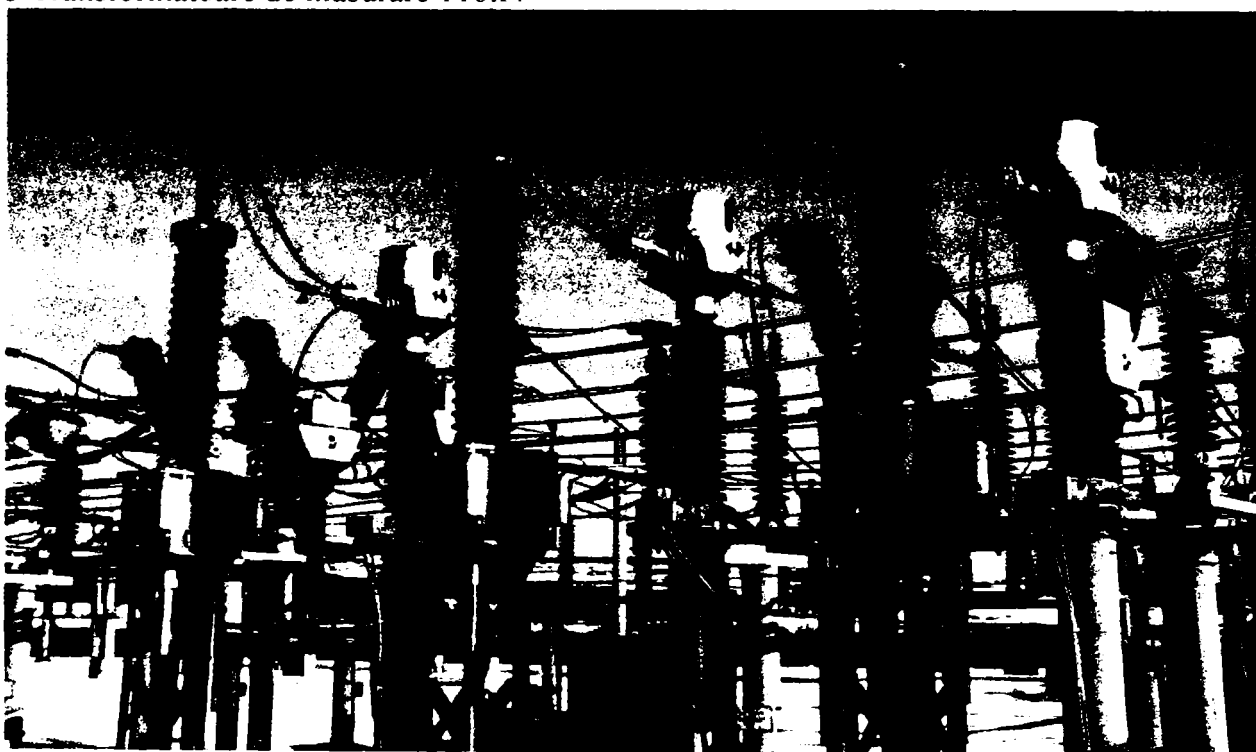
Realizarea unei măsurări performante pentru grupul de măsurare se datorează în primul rând îmbunătățirii clasei de exactitate a transformatoarelor de măsurare de curent de la 0,5 la 0,2S. Supradimensionarea transformatoarelor de putere față de sarcinile actuale din RET este o problemă de actualitate și astfel se poate asigura o acuratețe mărită și la sarcini mici, când erorile de măsurare cresc semnificativ, ceea ce se poate observa și în Tabelul 3-2.

Tabelul 3-2 Erori de măsurare conform CEI 44-1

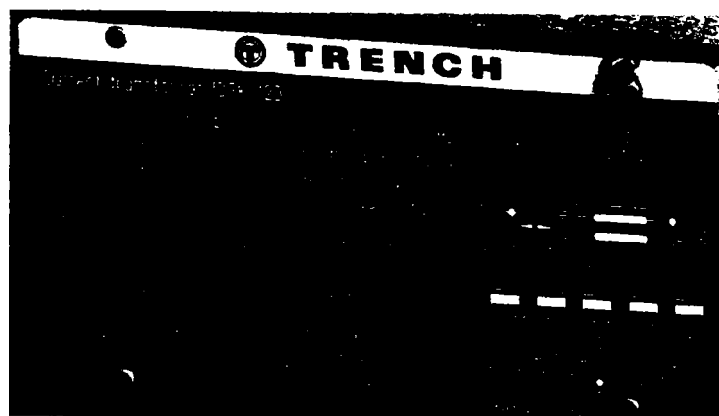
Clasa de exactitate	1%In	5%In	20%In	100%In	120%In
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2

De asemenea, noile transformatoare de măsurare de tensiune montate au completat grupul de măsurare propriu elementului de rețea, preluând rolul transformatoarelor de măsurare de tensiune de bare utilizate anterior. În acest sens, au fost înlocuite transformatoarele de măsurare de tensiune, tip TECU care asigură transferul corect al informațiilor numai la frecvența nominală de 50 Hz. Transformatoarele de măsurare dimensionate pentru o anumită frecvență nu sunt recomandate în procesul de măsurare a mărimilor distorsionate deoarece prezintă caracteristici diferite pentru alte frecvențe și toate celelalte armonici sunt transmise deformat. [63], [65]

figura 3-3 Transformatoare de măsurare 110kV



a) Echipamente în stația exterioară



b) Exemplu caracteristici TC

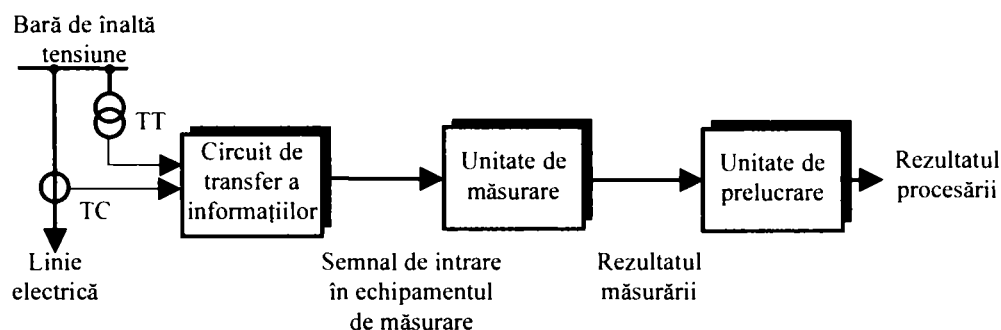


c) Exemplu caracteristici TT

La nivelul de tensiune de 110kV, la interfața între RET și RED s-au instalat în stațiile TEL 115 buc. transformatoare de măsurare de curent și 115 buc. transformatoare de măsurare de tensiune, fabricație Trench, care asigură pentru cea de a doua înfășurare de măsurare clasa de exactitate 0,2, conform caracteristicilor din figura 3-3.

Măsurarea și monitorizarea necesită să se acorde o atenție deosebită întregului lanț de măsurare din figura 3-4, care cuprinde traductoarele de măsurare (de cele mai multe ori, transformatoare de măsurare de tensiune și de curent electric), circuitele de transfer a informațiilor (circuite de cupru sau cablu optic), unitatea de măsurare (în mod obișnuit convertoare analog numerice) și unitatea de procesare-evaluare (procesor specializat). Evaluarea exactității informațiilor finale obținute depinde în mare măsură de caracteristicile de transfer ale fiecărui element al lanțului de măsurare. [9]

figura 3-4 Lanțul de măsurare CEE



3.2 Conturile energetice TEL

Punctele de măsurare cuprinse în proiectul de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro au fost centralizate în vederea stabilirii punctelor de măsurare de interes pentru o monitorizare permanentă a CEE. Ca suport am creat și utilizat reprezentarea pe conturul energetic al fiecărei Sucursale de Transport a tuturor

- partenerilor pe piața angro,
- punctelor de măsurare pe piața angro,
- nivelului de tensiune al acestora conform codului culorilor,
- stațiilor de transformare a energiei electrice aflate în gestiunea TEL sau a partenerilor,
- punctelor de schimb dintre Sucursalele de Transport învecinate.

Conturile prezentate evidențiază amploarea proiectului de telemăsurare a energiei electrice ce a fost implementat în toate punctele de schimb din TEL, centralizate în tabelul 3-3, nu doar pentru punctele de decontare a energiei electrice pe piața angro.

Pentru regăsirea rapidă a informațiilor legate de punctele de schimb a energiei electrice a fost realizată o structură de fișiere de tip HTML care permit interogarea prin intermediul aplicației Internet Explorer. Fiecare contur energetic are asociată harta rețelei de înaltă tensiune din zona geografică a sucursalei respective. Suplimentar pentru Sucursala de Transport Sibiu am realizat pentru fiecare stație de transformare amplasată în conturul energetic, asocierea cu baza de date privind caracteristicile tehnice pentru echipamentele montate în grupurile de măsurare din punctele de schimb.

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 3-3 Punctele de schimb energie electrică din TEL

Nr. crt.	Sucursala	Nr. stații transf.	TRANSELECTRICA			ELECTRICA			TERMOEL.			HIDROEL.			Nucleare./Interconex/Cons RET		
			total parteneri	puncte schimb	nivel tensiune	total parteneri	puncte schimb	nivel tensiune	total parteneri	puncte schimb	nivel tensiune	total parteneri	puncte schimb	nivel tensiune	total parteneri	puncte schimb	nivel tensiune
1	Bacău	9	2	2	400	6	14	110	1	2	220				interconexiuni 1	5	110
				2	220		24	MT									
2	București	12	4	7	400	9	1	220	3	5	220				3	3	220
				3	220		24	110		2	MT				consumatori RET		
							28	MT									
3	Cluj	10	1	1	400	5	10	110							1	2	220
				3	220		21	MT							consumatori RET		
															1	1	400
															interconexiuni		
4	Constanța	9	2	4	400	4	15	110	1	1	400				1	3	400
				2	220		17	MT		3	220				Nucleare	4	MT
															2	1	750
															interconexiuni	1	400
5	Craiova	11	5	6	400	3	12	110	3	11	400	1	6	220	2	3	400
				7	220		21	MT		7	220		1	110	interconexiuni	1	220
																2	110
6	Pitești	8	3	5	400	3	11	110				2	5	220	1	4	220
				8	220		22	MT							consumatori RET	1	110
							1	JT								2	JT
7	Sibiu	8	6	6	400	5	13	110	1	4	220	1	2	220			
				7	220		15	MT		1	110						
										1	JT						
8	Timișoara	11	2	1	400	4	18	110	1	6	220	1	1	220	2	1	400
				4	220		19	MT		4	MT				interconexiuni	1	110
							2	JT									

tabelul 3-4 Centralizatorul punctelor de schimb pe nivele de tensiune.

Participanți	parteneri	puncte de schimb energie electrica					
		110kV		220kV		400kV	
TRANSELECTRICA	8		16	18			
ELECTRICA	39			1	117	167	3
TERMOELECTRICA	10		12	27	6		
HIDROELECTRICA	5			14	1		
NUCLEARELECTRICA	1		3			4	
CONSUMATORI RET	5			9	1		2
INTERCONEXIUNI	8	1	6	1	8		
TOTAL	76	1	37	70	133	171	5

Pentru organizarea informațiilor aferente numărului mare de puncte de schimb care se pot observa în tabelul 3-3 și tabelul 3-4, a fost necesar ca acestea să fie grupate și structurate cu ajutorul unei aplicații informatice.

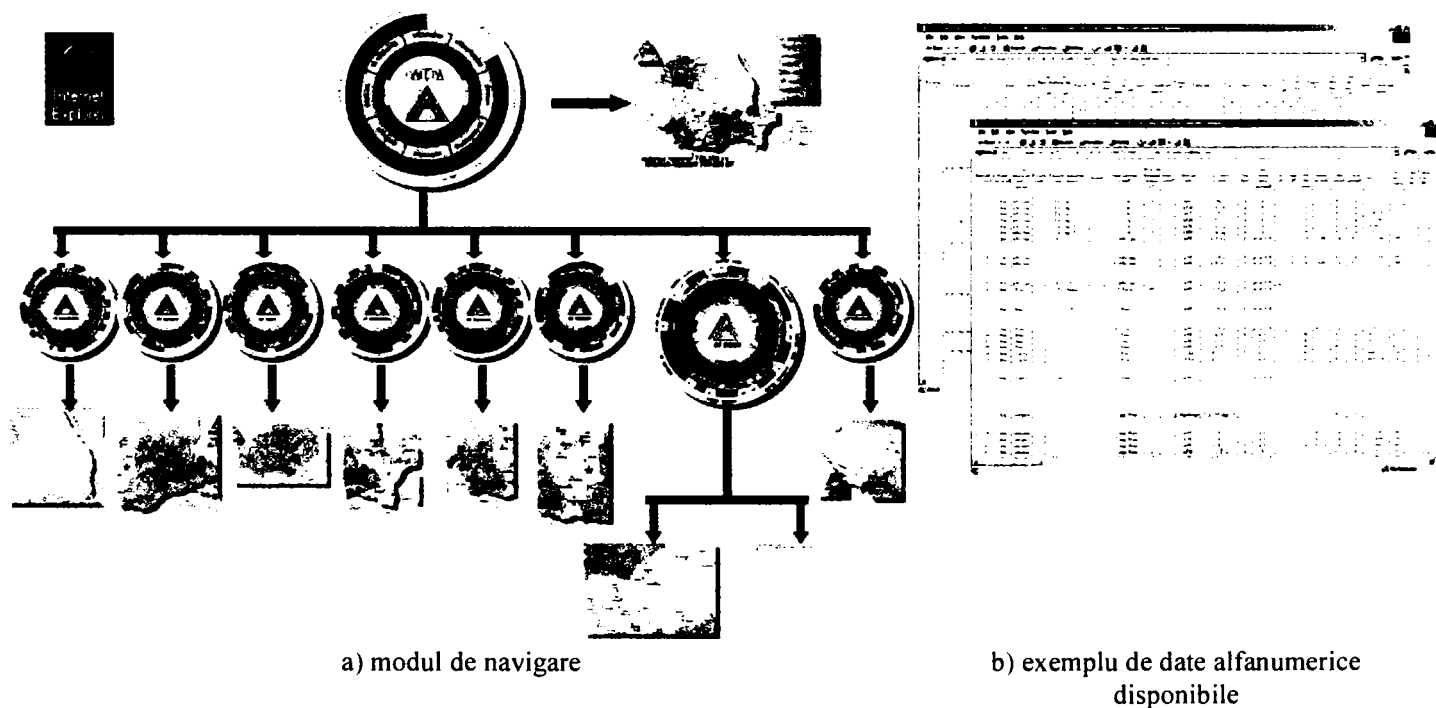
Datorită diversității tipurilor de date disponibile am ales ca suport pentru accesarea lor interfața prietenoasă oferită de browserele WEB.

Structura site-ului, prezentată în figura 3-5 are la bază reprezentarea conturului energetic pentru sucursalele de transport sub forma unor discuri concentrice care reprezintă nivelul tensiunii conform codului culorilor utilizat în RET așa cum se poate observa în figurile 3-6 la 3-14. Au fost reprezentate stațiile de transformare proprii, cele ale partenerilor de schimb precum și elementul de rețea prin care se vehiculează energia, linii electrice, autotransformatoare și transformatoare. Fiecare dintre elementele respective are atașată o legătură de tip hotlink către o pagină HTML cu informații suplimentare. Pentru Sucursala de Transport Sibiu datele care pot fi accesate includ și caracteristicile tehnice ale grupurilor de măsurare incluse în sistemul de telemăsurare pe piața angro.

Pentru fiecare dintre sucursale este disponibilă și harta geografică a rețelelor proprii de transport ce poate fi accesată prin executarea unui click pe sigla din centrul discului.

Pagina de start este executată în mod similar cu deosebirea că de aici pot fi accesate paginile corespunzătoare sucursalelor de transport și cele ale partenerilor de schimb.

figura 3-5 Structura WEB-site



Acest mod de structurare a informațiilor cu ajutorul tehnologiei internet a fost utilizată cu succes în timpul implementării sistemului de telemăsurare deoarece oferă pe de o parte imaginea sintetică a schimburilor de energie aferente unei sucursale de transport și pe de altă parte regăsirea rapidă a informațiilor de detaliu structurate ierarhic.

figura 3-6 Contur energetic TEL

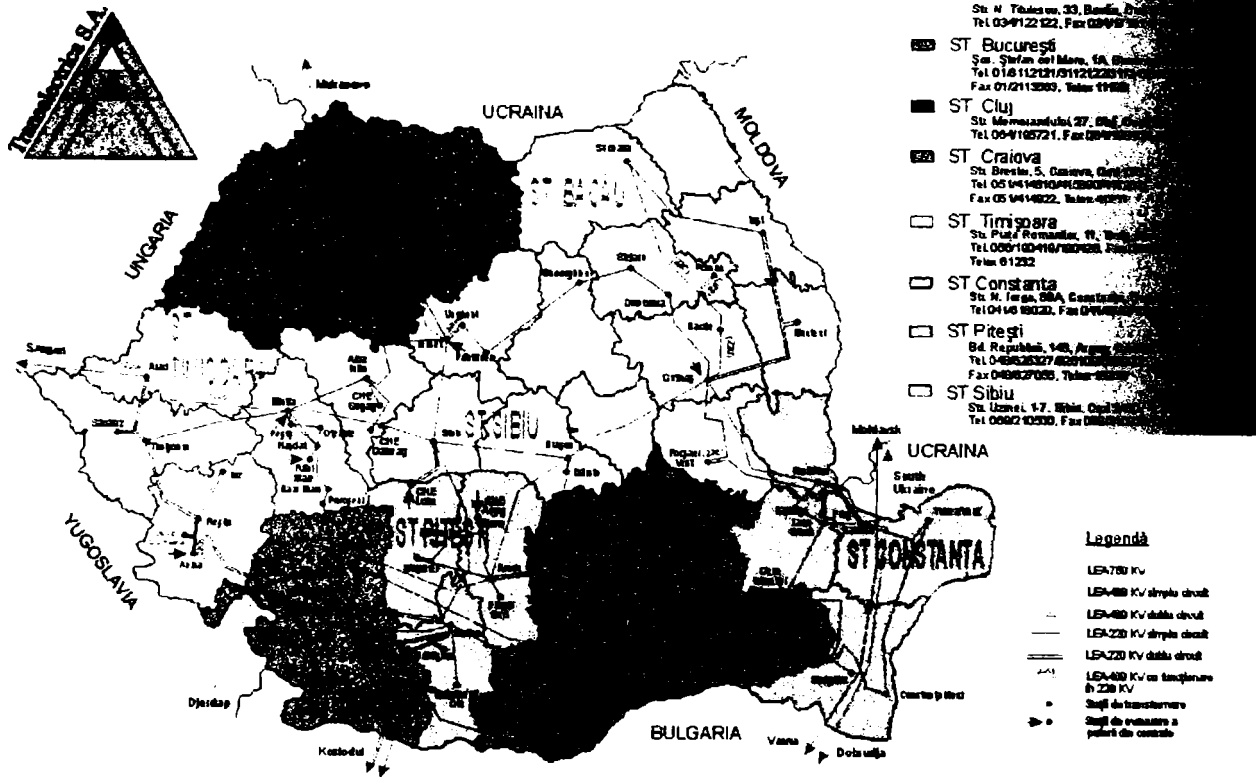
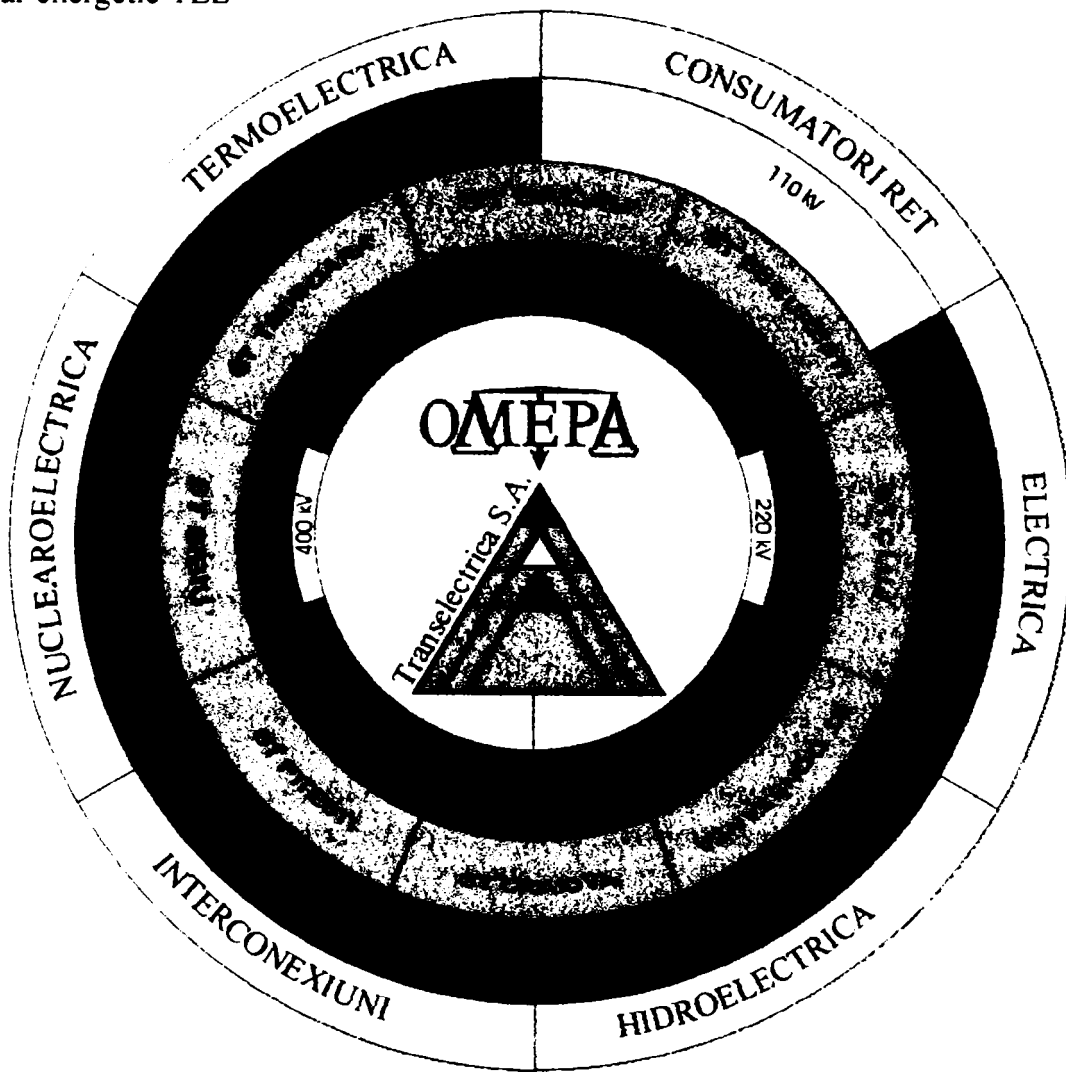


figura 3-7 Contur energetic ST Bacău

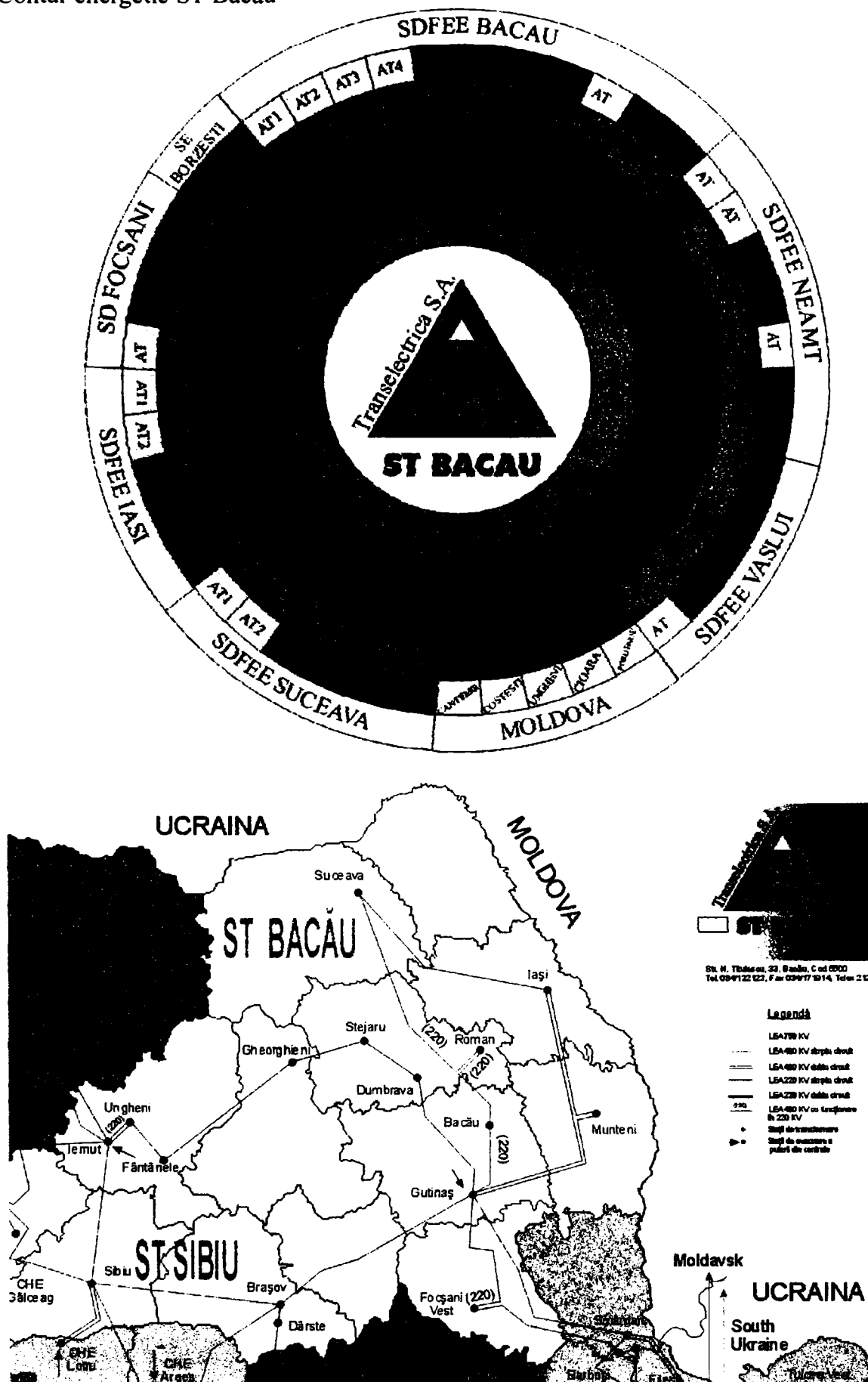


figura 3-8 Contur energetic ST București

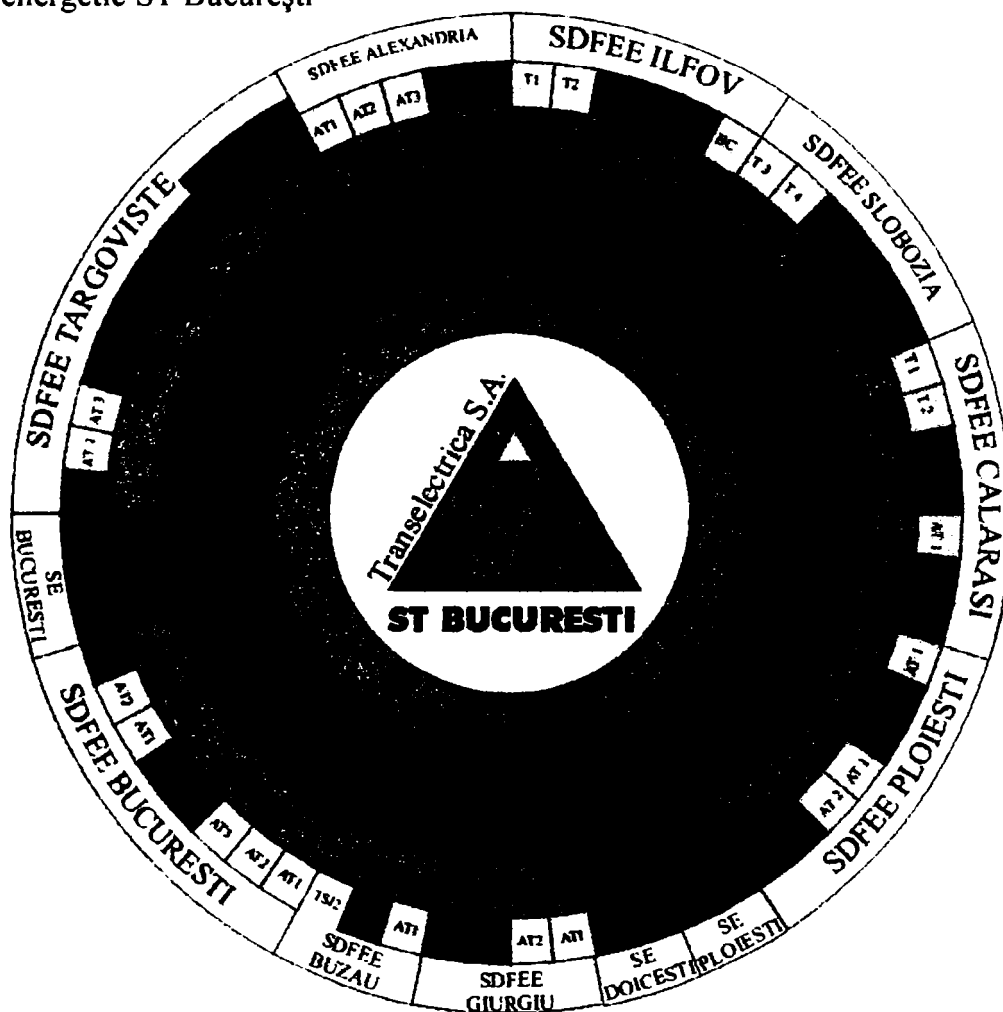


figura 3-9 Contur energetic ST Cluj

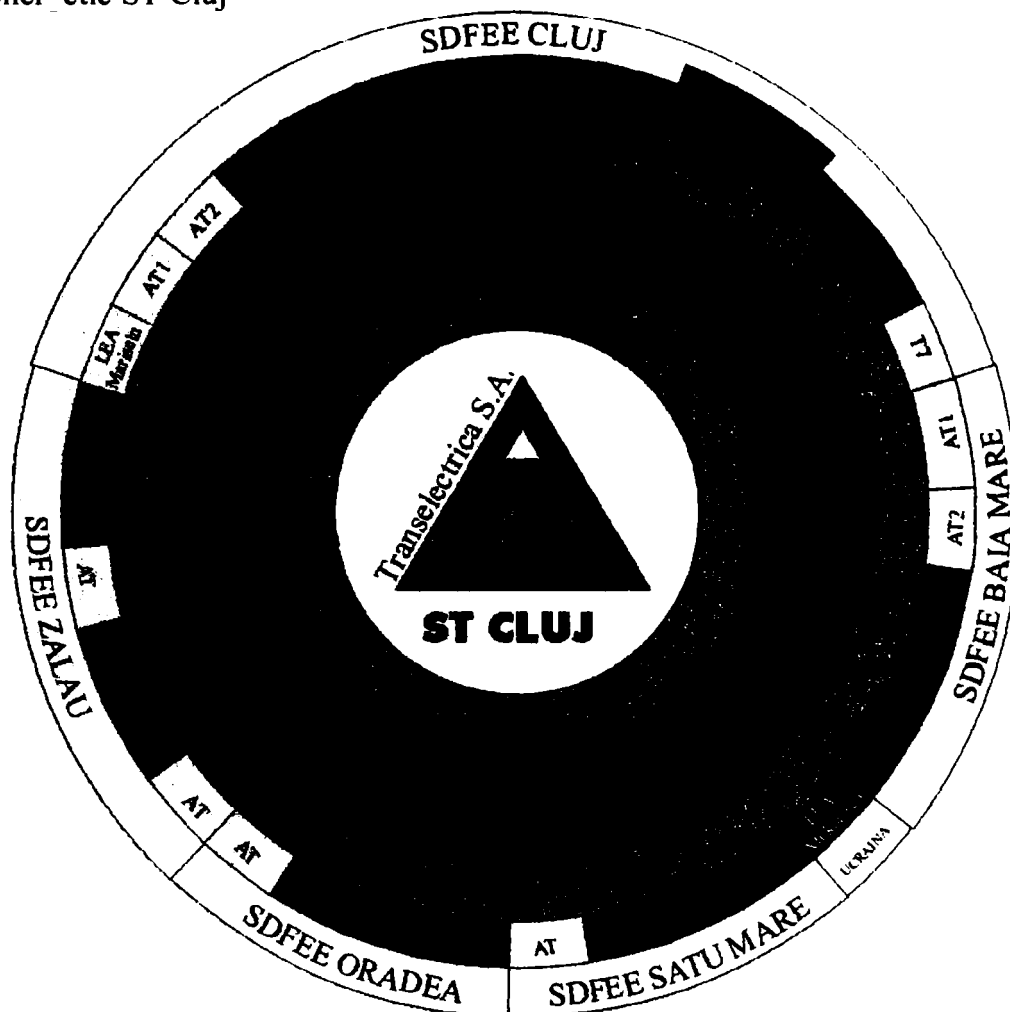


figura 3-10 Contur energetic ST Constanța

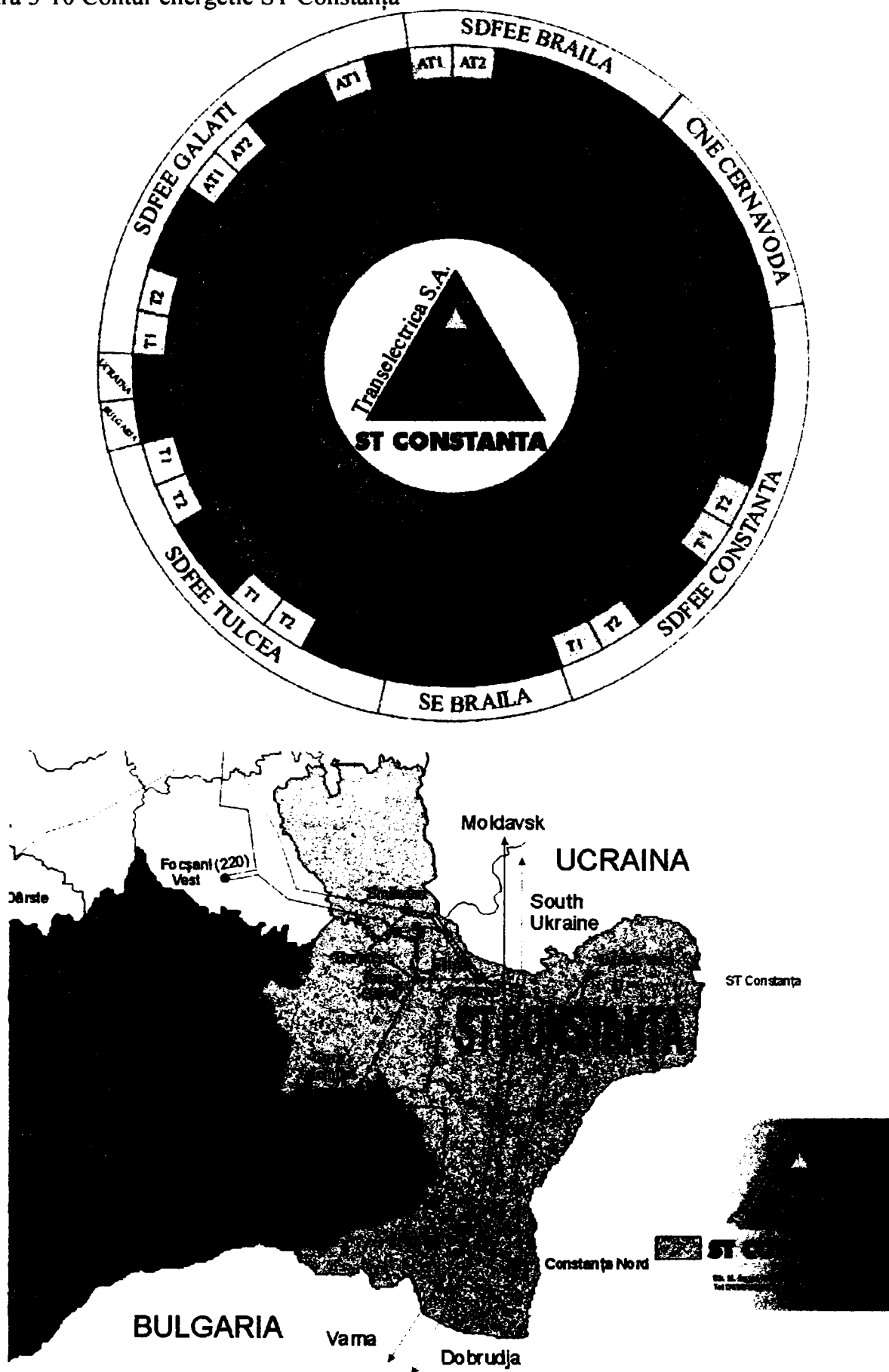


figura 3-11 Contur energetic ST Craiova

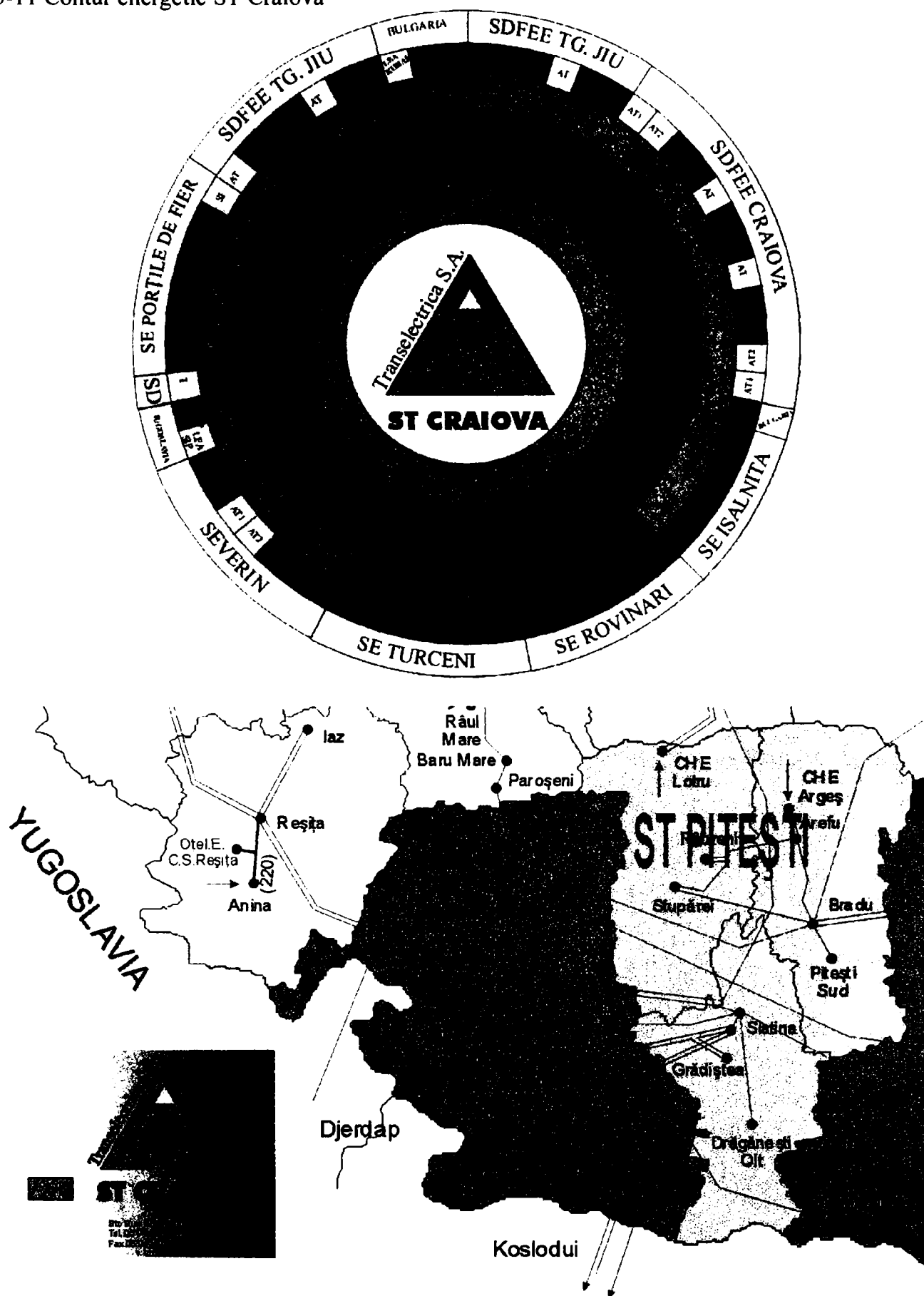


figura 3-12 Contur energetic ST Pitești

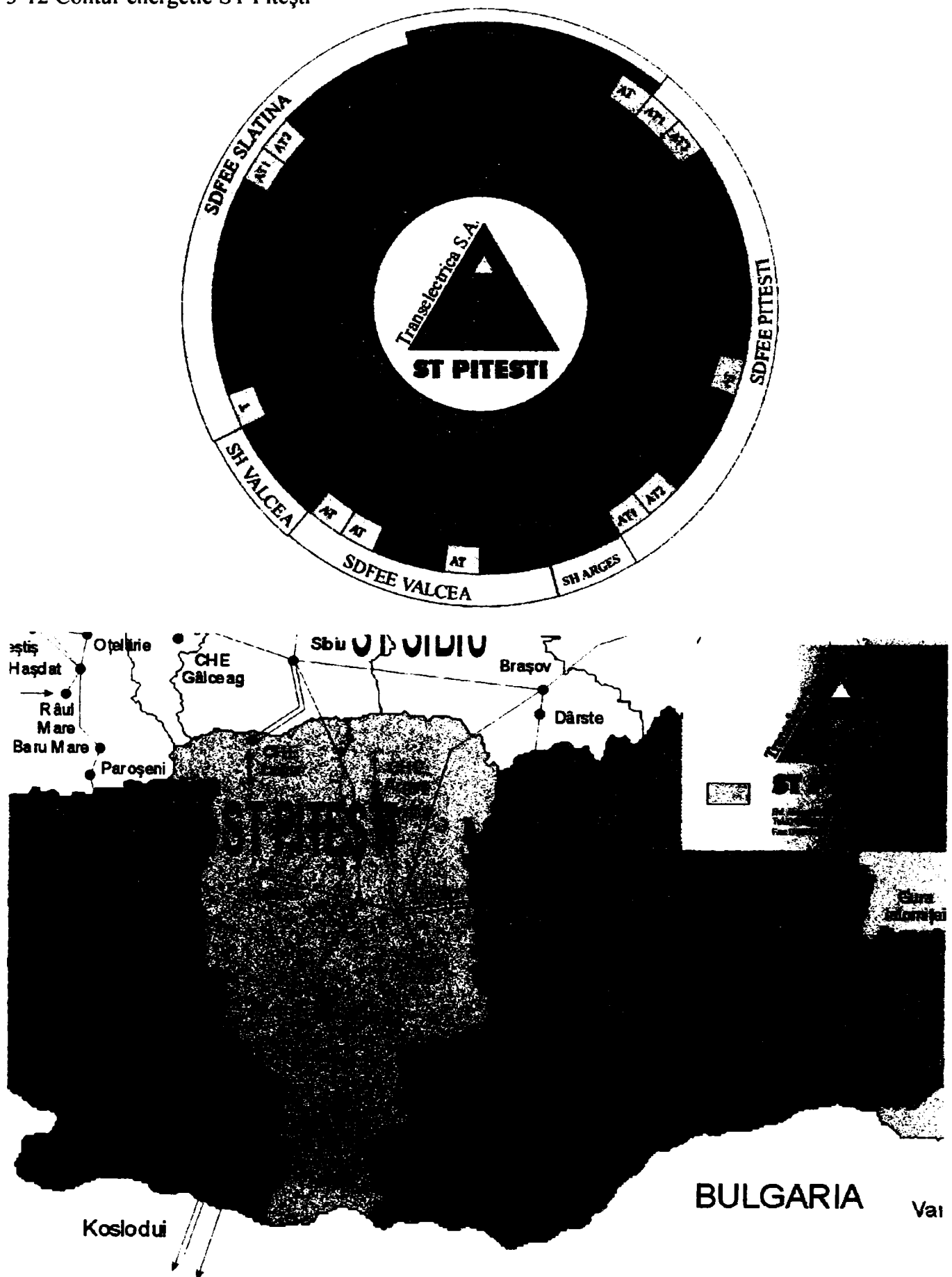


figura 3-13 Contur energetic ST Sibiu

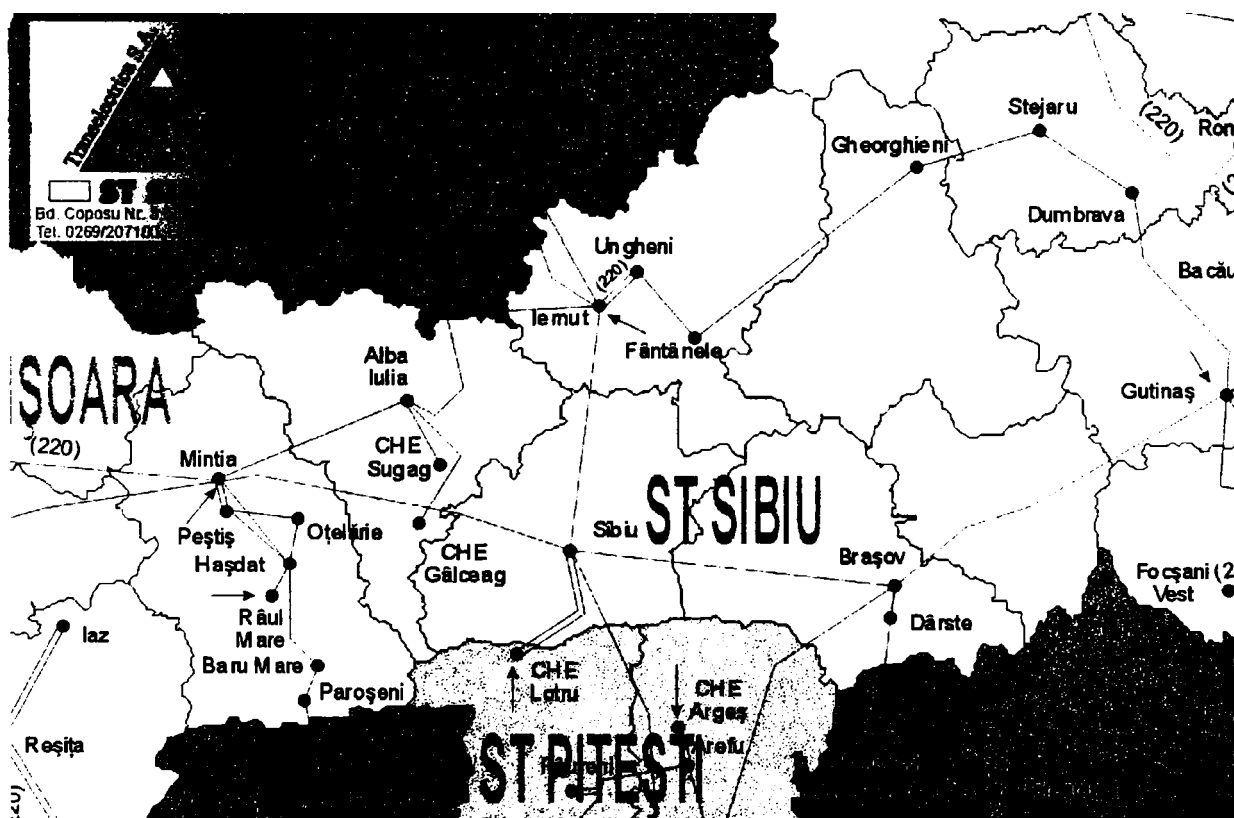
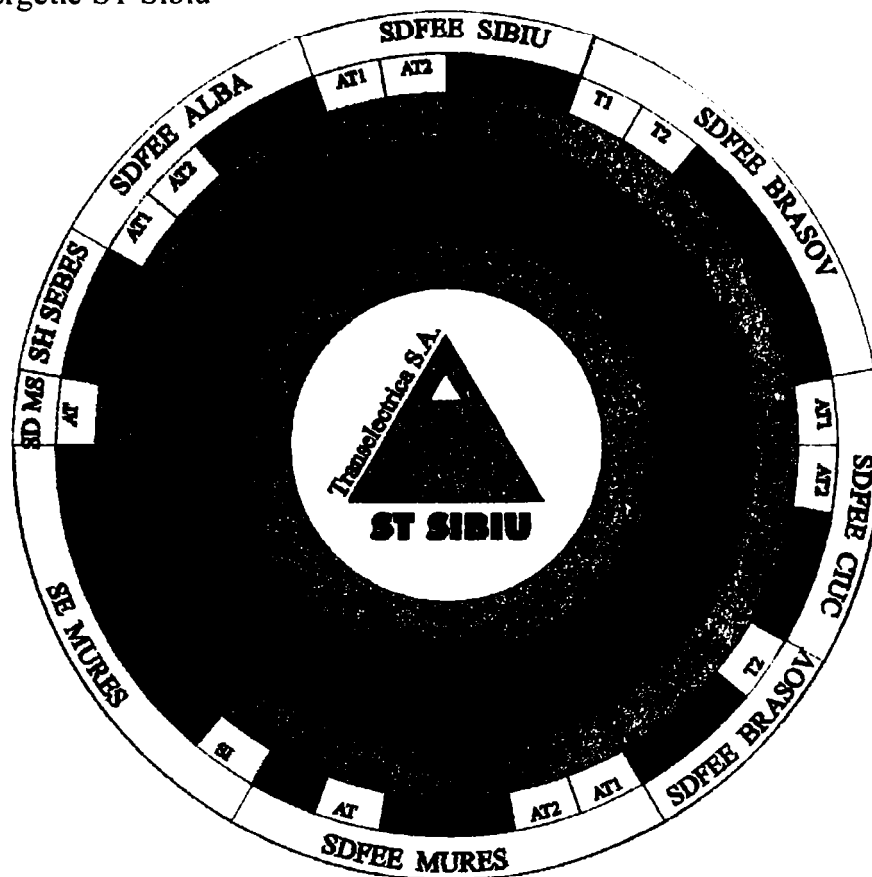
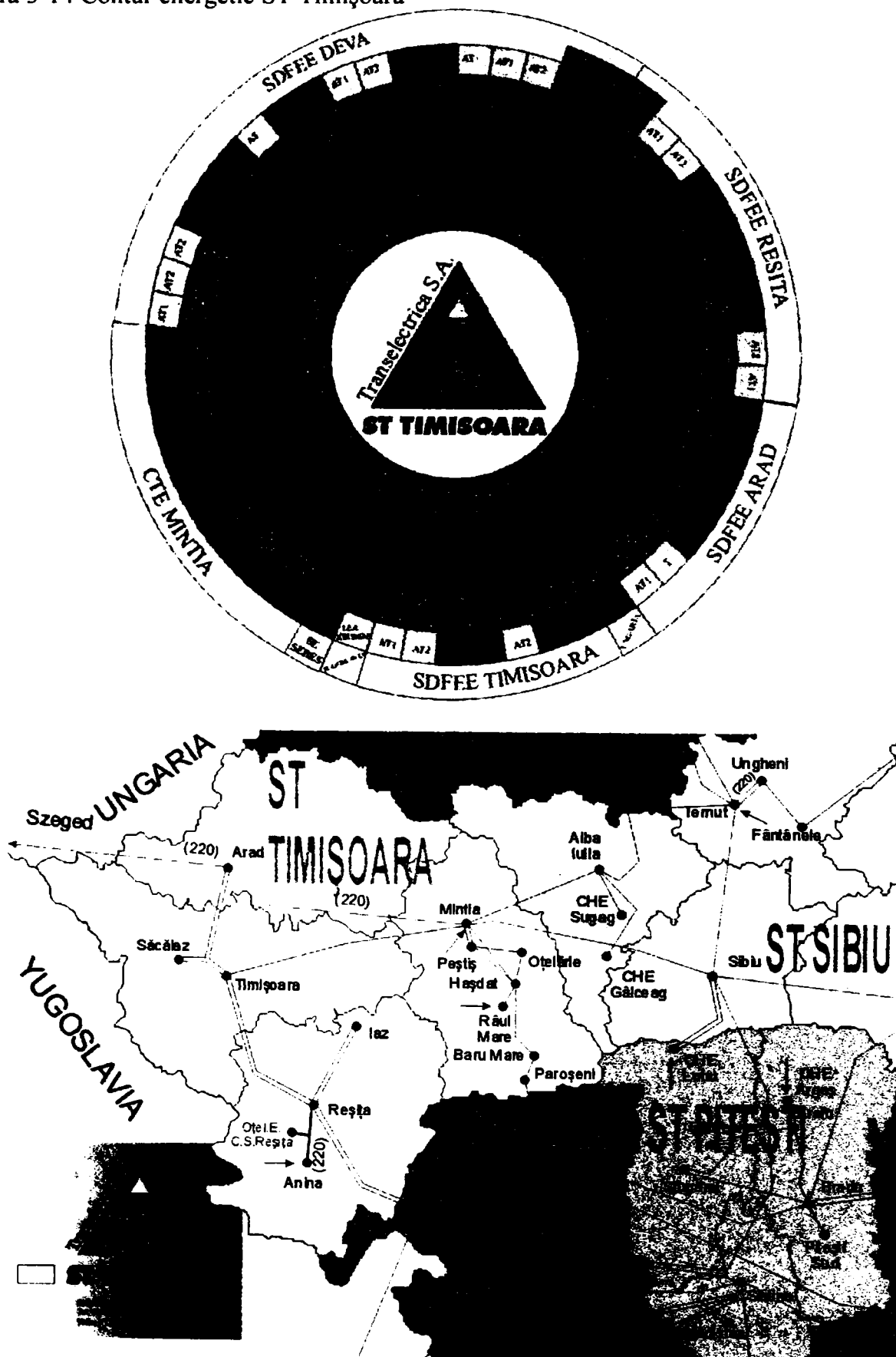


figura 3-14 Contur energetic ST Timișoara



3.3 Pilotul CEE

Vizualizarea punctelor de decontare pe piața angro pe conturul energetic a fiecărei Sucursale de Transport a facilitat analiza privind necesitatea și prioritățile unei monitorizări permanente CEE. Luând în considerare rezultatele măsurărilor temporare CEE anterioare și recomandările specialiștilor din țară, interfața între RET și RED a fost stabilită ca prioritate majoră. Această acțiune a fost demarată printr-un proiect pilot implementat la Sucursala de Transport Sibiu în anul 2004.

Proiectul a constat în montarea unui analizor CEE la interfața între RET și RED din stația Sibiu Sud 400/220/110 kV, în punctul de decontare pe piața angro AT1/110kV. Această stație reprezintă un nod important în cadrul SEN deoarece stația 400 kV constituie alimentarea de bază a zonei Ardealului de Sud, stația 220 kV asigură evacuarea puterii din CHE Lotru, stația 110 kV asigură alimentarea consumatorilor din zona Sibiu iar stația 20 kV asigură alimentarea consumatorilor din municipiul Sibiu.

Pentru acest pilot de monitorizare permanentă a CEE se va prezenta: arhitectura proiectului, implementarea acestuia, evaluarea indicatorilor CEE și ultimele rezultatele experimentale obținute în perioada august-septembrie 2006, înaintea demontării acestuia datorită începerii lucrărilor de rețehnologizare a stației.

3.3.1 Arhitectura pilotului CEE

Proiectul pilot CEE este alcătuit echipamentele și aplicațiile software specificate în tabelul 3-5.

tabelul 3-5 Echipamente componente ale proiectului pilot

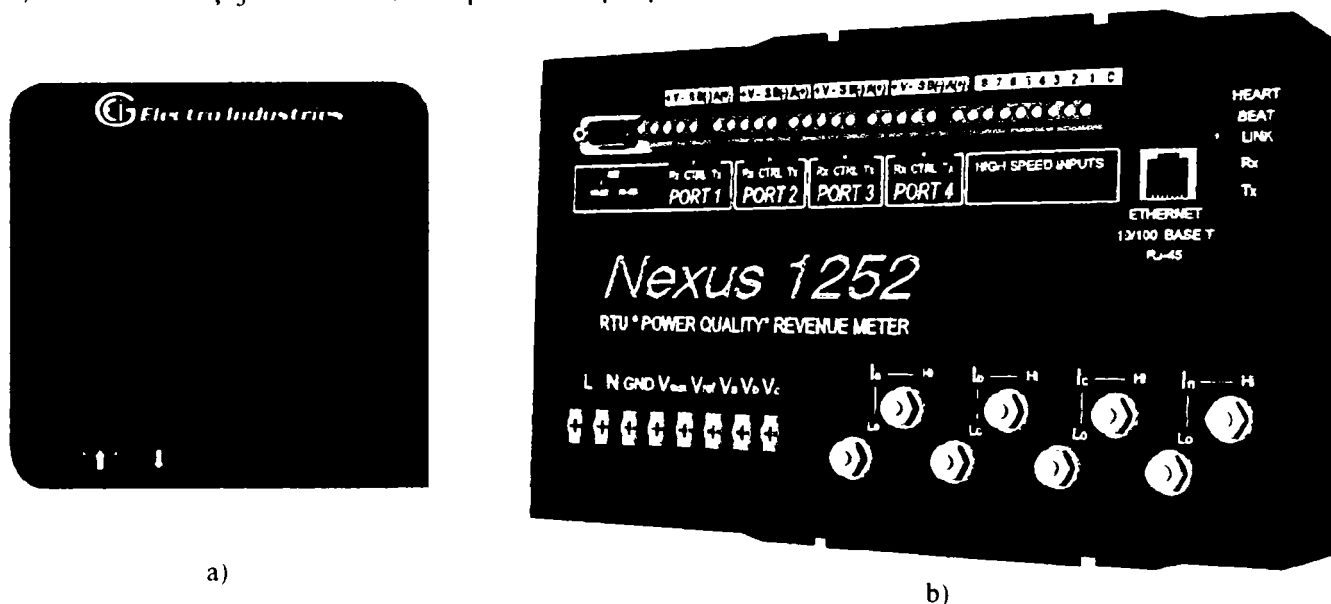
Nr	Echipament	Fabricant	Tip	Cantitate
1	Analizor CEE	Electro Industries GaugeTech USA	NEXUS 1252	1 buc
2	Afișaj LED	Electro Industries GaugeTech USA		1 buc
3	Laptop	Hewlet Packard	Intel P2	1 buc
4	Licență software	Electro Industries GaugeTech USA	Nexus Comunicator	1 buc

Analizorul CEE achiziționat pentru proiectul pilot din stația de transformare 400/220/110/20kV Sibiu Sud este fabricație Electro Industries GaugeTech USA, tip NEXUS 1252, din figura 3-15. Acesta reprezintă vârful de gamă al familiei de echipamente oferite de firma americană EIG, specializată în domeniul cercetării, dezvoltării și producerii de echipamente digitale pentru măsurarea mărimilor electrice în general și a energiei electrice în special. Acesta realizează măsurarea cu acuratețe ridicată a mărimilor de instrumentație, contorizarea performantă a energiei electrice, monitorizarea calității energiei electrice, prezentând o interfață software facilă utilizatorului, multiple posibilități de comunicație și integrare avansate.

Analizorul CEE este proiectat pentru montaj fix în panourile electrice destinate supravegherii și monitorizării instalațiilor de alimentare cu energie electrică. Conform [41] sunt enumerate în continuare caracteristicile tehnice, metrologice, de comunicații și înregistrare de date și evenimente. Analizorul are un certificat de calitate și calibrare de la producător și un buletin de verificare metrologică de la Institutul Național de Metrologie București, pentru mărimile electrice măsurate.

figura 3-15 Analizorul CEE tip NEXUS 1252

a) modul de afișaj cu LED b) echipamentul propriu zis



3.3.1.1 Caracteristicile tehnice și metrologice

Mediul ambiant

- dimensiuni înălțime-lățime-adâncime: 164-266-59 mm,
- temperatura de funcționare: între -40 °C și 80 °C,
- umiditate acceptată: între 5-95% fără condensare.

Carcasa din oțel inoxidabil permite utilizarea aparatului și în cazul existenței unor cerințe de mediu speciale.

Alimentarea auxiliară

Alimentarea aparatului se realizează cu o gama de tensiune extinsă în domeniul

- $90 \div 276$ Vc.a /Vc.c la 20-400 Hz,
- $18 \div 60$ Vc.c

Alimentarea tensiune electrică

Intrările de tensiune sunt optoizolate și nu sunt afectate de supratensiuni de comutație sau zgomot pe legătura la pământ. Echipamentul admite o plajă largă de variație a tensiunii de alimentare 90–285 Volt AC/DC și un consum propriu redus de max. 20VA. Sursa de alimentare internă este prevăzută cu protecție la supratensiuni și filtrare activă .

- 6 intrări de tensiune: $V_a, V_b, V_c, V_{ref}, V_{aux}, GND$.
- Tensiune maximă: 300 V fază-nul sau 600 V fază-fază,
- Supratensiune: 2500 Vcc.

Alimentarea curent electric

- 4 intrări de curent: $I_{aHi}+I_{aLo}, I_{bHi}+I_{bLo}, I_{cHi}+I_{cLo}, I_{nHi}+I_{nLo}$.
- Curent nominal: 5 A,
- Curent de pornire: 0,005 A,
- Suprasarcina: 100 A pentru 10 secunde, 300 A pentru 1 secundă,
- Consum: 0,05 VA/faza.

Schema de conexiune

Analizorul CEE tip Nexus 1252 oferă 7 configurații în montaj direct și indirect. La implementarea sistemului s-a utilizat schema din figura 3-17.

Măsurarea mărimilor electrice

- Frecvența de eșantionare: 25600 Hz,
- Rezoluția pe perioadă: 512 eșantioane ,
- Memorie de date: 4 MB.

Analizorul CEE NEXUS 1252 măsoară mărimile electrice, utilizând un convertor Analog/Numeric dual pe 16 biți, cu rezoluția menționată ceea ce permite înregistrarea fenomenelor tranzitorii cu durată mai mică decât 20ms și a armonicilor până la ordinul 127. Măsurătorile sunt înregistrate cu etichetă de timp, dispune de un calendar intern pentru 20 ani, iar ceasul intern poate fi sincronizat extern. Vizualizarea locală a valorilor pentru mărimile măsurate se poate realiza prin utilizarea unui modul suplimentar de afișaj cu LED ca cel prezentat din figura 3-15.

Pentru toate mărimile măsurate se utilizează două intervale de integrare și anume 100ms la determinarea evoluțiilor rapide și 1s la obținerea mărimilor electrice necesare pentru decontarea energiei și puterii electrice active și reactive. Analizorul CEE măsoară mărimile electrice cu foarte mare exactitate conform ANSI C12.20, clasă 0,2 și IEC 687, după cum se observă în tabelul 3-6. Pentru acesta el realizează autocalibrarea periodică automată în două situații, dacă s-a înregistrat o abatere de peste 1,5°C față de temperatura precedentei calibrări, sau a expirat timpul prestabilit de la ultima calibrare.

tabelul 3-6 Clasa de exactitate NEXUS 1252

Mărime electrică măsurată	100 milisecunde	1 secundă	Rezoluție numerică
Tensiune	0,1%	0,01%	5 Digiți
Curent	0,1%	0,025%	5 Digiți
Frecvență în interval 20 – 400 Hz	0,01 %	0,001 %	0,001 HZ
Putere electrica activă, la factor de putere 1	0,1%	0,04%	5 Digiți
Putere electrica activă, la factor de putere 0,5	0,1%	0,1%	5 Digiți
Putere electrica reactivă , aparentă	0,1%	0,08%	5 Digiți
Factor de putere	0,1%	0,06%	3 Digiți
Armonici	N/A	0,1%	3 Digiți
Energie electrica activă	N/A	0,04%	16 Digiți
Energie electrica reactivă,aparentă	N/A	0,08%	16 Digiți

Mărimi calculate:

- nivel de flicker de scurtă și lungă durată, în conformitate cu cerințele EN50160:1999[20]
- armonice: permite analiza spectrală individuală a semnalelor de tensiune și de curent (armonici cu rang maxim 128),
- nesimetrii de tensiune, utilizând definiția IEEE.
- detectarea tranzientelor: rezoluție 20 μ s, înregistrare goluri-vârfuri de tensiune
- verificarea încadrării tensiunilor (supratensiuni, goluri de tensiune, întreruperi de scurtă durată, întreruperi de lungă durată),

- verificarea încadrării tensiunilor în limitele determinate de curbele CBEMA. Aceste curbe au fost definite de asociația producătorilor de tehnică de calcul în scopul standardizării cerințelor de compatibilitate electromagnetică pentru acest tip de echipamente.

3.3.1.2 Înregistrarea și transmiterea de date-evenimente

Analizorul CEE NEXUS 1252 asigură înregistrarea datelor, a formelor de semnal și a evenimentelor într-o memorie nevolatilă, detaliată în tabelul 3-7, pentru a asigura stocarea datelor între momentele în care fișierele sunt preluate prin intermediul interfețelor de comunicație.

tabelul 3-7 Opțiuni de memorie NEXUS 1252

Opțiuni de memorie	RAM	Capacitate de înregistrare
Istoric LOG1	1808kB	602 zile
Istoric LOG2	400kB	66 zile
Depășire limite	96kB	1024 evenimente
CBEMA	64kB	1024 evenimente
Istoric ieșiri numerice	48kB	512 evenimente
Istoric intrări numerice	48kB	512 evenimente
Înregistrări forme de unda	1568kB	96 evenimente

Tipuri de înregistrări disponibile:

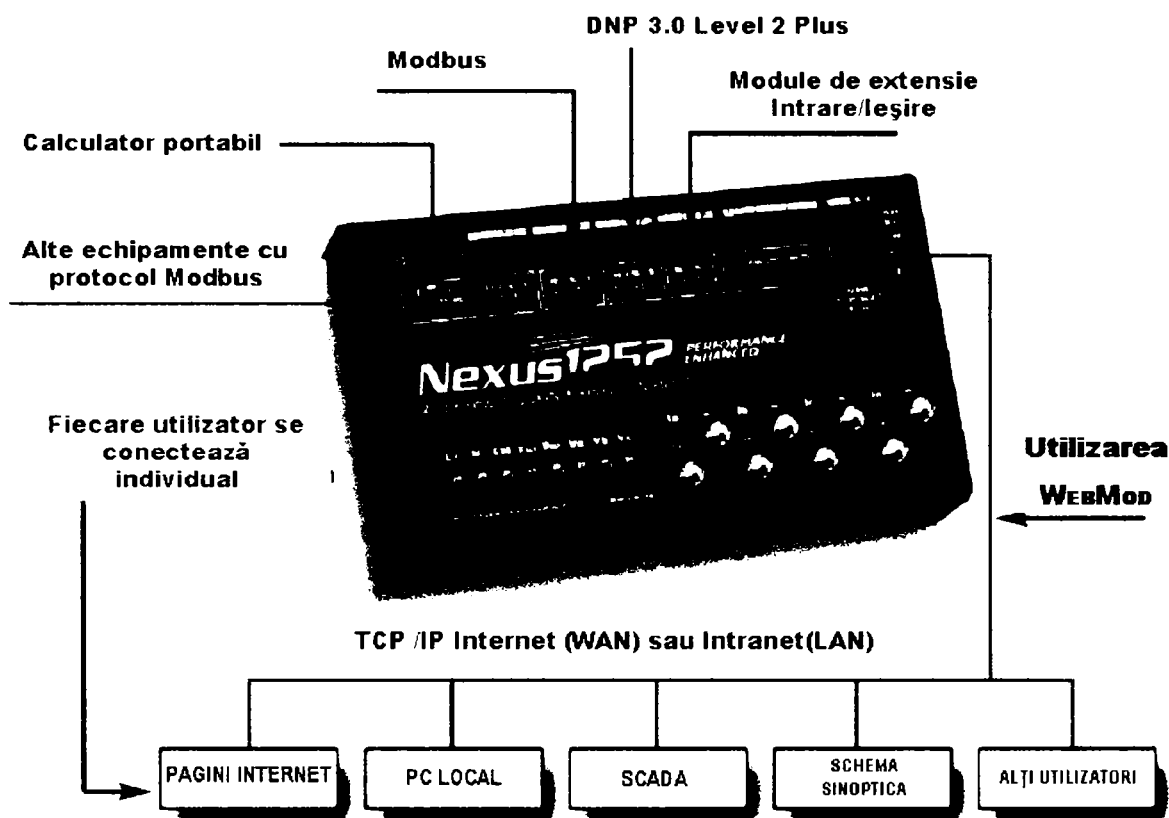
- istoric evoluție mărimi analogice măsurate LOG 1, pentru oricare dintre mărimile măsurate sau calculate, în grupe de 8/16/32/64 parametrii, la interval programabil între înregistrări succesive,
- istoric evoluție mărimi calculate LOG 2, istoric pentru evoluția în timp a energiilor calculate,
- depășirea limitelor programate, când se generează o înregistrare care conține valoarea parametrului, limita depășită, durata evenimentului și eticheta de timp,
- înregistrările din mai multe puncte de măsurare pot fi corelate cu o rezoluție de 1ms pentru analize postavarie pe o porțiune extinsă de rețea,
- sinteza evenimentelor referitoare la calitatea energiei, printr-un istoric separat care stochează durata și magnitudinea unei perturbații și permite analiza globală a evenimentelor CBEMA,
- istoric stări ieșiri numerice, prin înregistrarea cu etichetă de timp modificarea stării releelor de ieșire și cauza care a produs-o,
- istoric stări intrări numerice, înregistrează cu etichetă de timp modificarea stării intrărilor numerice,
- forme de undă înregistrate ca urmare a unui eveniment, înregistrarea se efectuează atât la depășirea limitei prescrise cât și la revenirea în limite normale. Pornirea înregistrării se poate face și prin modificarea stării intrărilor rapide.

O caracteristică foarte importantă a NEXUS 1252 este aceea că are incluse ca standard funcții de comunicație și achiziție de date specifice unui RTU. În figura 3-16 sunt prezentate porturile de comunicație disponibile și destinația acestora, 4 porturi de comunicație rapidă, cu protocoale standardizate, Modbus TCP/IP, Modbus ASCII/RTU, DNP 3.0 nivel 2 cu posibilitatea de mapare DNP a maxim 136 puncte de măsurare și de comandă a maxim 16 rele controlate prin DNP și conectare directă pe rețea Ethernet prin protocol TCP/IP.

Opțiunea de acces direct la internet/ethernet și utilizarea modulului WebMod permite accesul concurențial la date pentru diferite tipuri de utilizatori. Echipamentul poate fi adresat direct cu o

aplicație de tip Internet Browser printr-o adresă IP și poate fi privit ca un server WEB, informațiile achiziționate de echipament putând fi vizualizate sub formă de pagină HTML.

figura 3-16 Facilități comunicație NEXUS 1252



Acest echipament utilizează o platformă hardware unică pentru a îndeplini simultan mai multe funcții, fiecare dintre acestea la un nivel superior din punct de vedere al specificațiilor tehnice după cum urmează:

- **Contor de energie electrică de mare precizie**

Datorită tehnologiei utilizate (convertor Analog/Numeric dual pe 16 biți, două referințe interne cu precizia de 1 la un milion IPPM pentru menținerea calibrării și calibrare automată cu compensarea diferențelor de temperatură), clasa de acuratețe pentru măsurarea energiei electrice active este de 0,04%, ceea ce permite obținerea unei precizii specifice echipamentelor de laborator pentru un echipament montat în teren. Sunt disponibile toate facilitățile de programare necesare unui contor multitarif.

- **Echipament pentru monitorizarea indicatorilor de calitate ai energiei electrice**

Permite măsurarea, înregistrarea și arhivarea tuturor mărimilor necesare pentru determinarea indicatorilor de calitate ai energiei electrice. Performanțele, caracteristicile tehnice dar și limitele echipamentului vor fi detaliate în cadrul acestui capitol.

- **RTU (Remote Terminal Unit)**

Echipamentul dispune standard de 8 intrări numerice de mare viteză pentru achiziția unor semnale suplimentare din sistem, Este posibilă utilizarea de module suplimentare pentru intrări / ieșiri analogice sau numerice, Echipamentul dispune de asemenea de posibilitatea programării de funcții logice pentru sintetizarea software a diferitelor funcții de automatizare necesare,

- **Concentrator de comunicații**

Echipamentul este dotat standard cu 4 porturi de comunicație serială și opțional cu modem inclus sau conectare directă la rețeaua ethernet. Sunt disponibile de asemenea un număr mare de protocoale de

comunicație standardizate. Aceste caracteristici permit transmiterea la distanță atât a datelor specifice lui NEXUS 1252 cât și a altor echipamente conectate în bucla de comunicație serială RS485.

3.3.2 Implementarea proiectului

Analizorul CEE NEXUS 1252 seria 82856, a fost instalat în stația de transformare Sibiu Sud, în cabina de protecții, pe panoul de circuite secundare aferent celei 110kV AT1, în montaj fix. Circuitele de curent ale analizorului, prin bornele $I_{aHi}+I_{aLo}$, $I_{bHi}+I_{bLo}$, $I_{cHi}+I_{cLo}$ s-au conectat în cel de al doilea circuit secundar de măsurare, al transformatoarelor de măsurare de curent, în serie cu aparatele de măsurare existente. Curentul de nul $I_{nHi}+I_{nLo}$ nu a fost conectat, valoarea sa fiind obținută prin calcul în aplicația software. Circuitele de tensiune ale analizorului $V_a, V_b, V_c, V_{ref}, GND$ s-au conectat în cel de al doilea circuit secundar de măsurare, al transformatoarelor de măsurare de tensiune, în paralel cu aparatele de măsurare existente. Alimentarea auxiliară a analizorului prin bornele L, N s-a conectat la 220 V_{CC}. cu siguranțe automate.

Schema de conectare realizată corespunde conexiunii indirecte 4 fire 3 sisteme cu 4 TC stea plus neutru, conform

figura 3-17 și a fost configurată și în aplicația software. Analizorul a fost montat în circuitele secundare de măsurare ale noilor transformatoarelor de măsurare de curent și tensiune montate prin proiectul de teleconținere a energiei electrice pe piața angro conform tabelul 3-8.

tabelul 3-8 Transformatoare de măsurare

Transformator de măsurare de curent			Transformator de măsurare de tensiune		
Fabricație	Tip	Inf. secundară	Fabricație	Tip	Inf. secundară
TRENCH Franța	IOSK 123	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,2	TRENCH Canada	TEVP 115HH	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,2

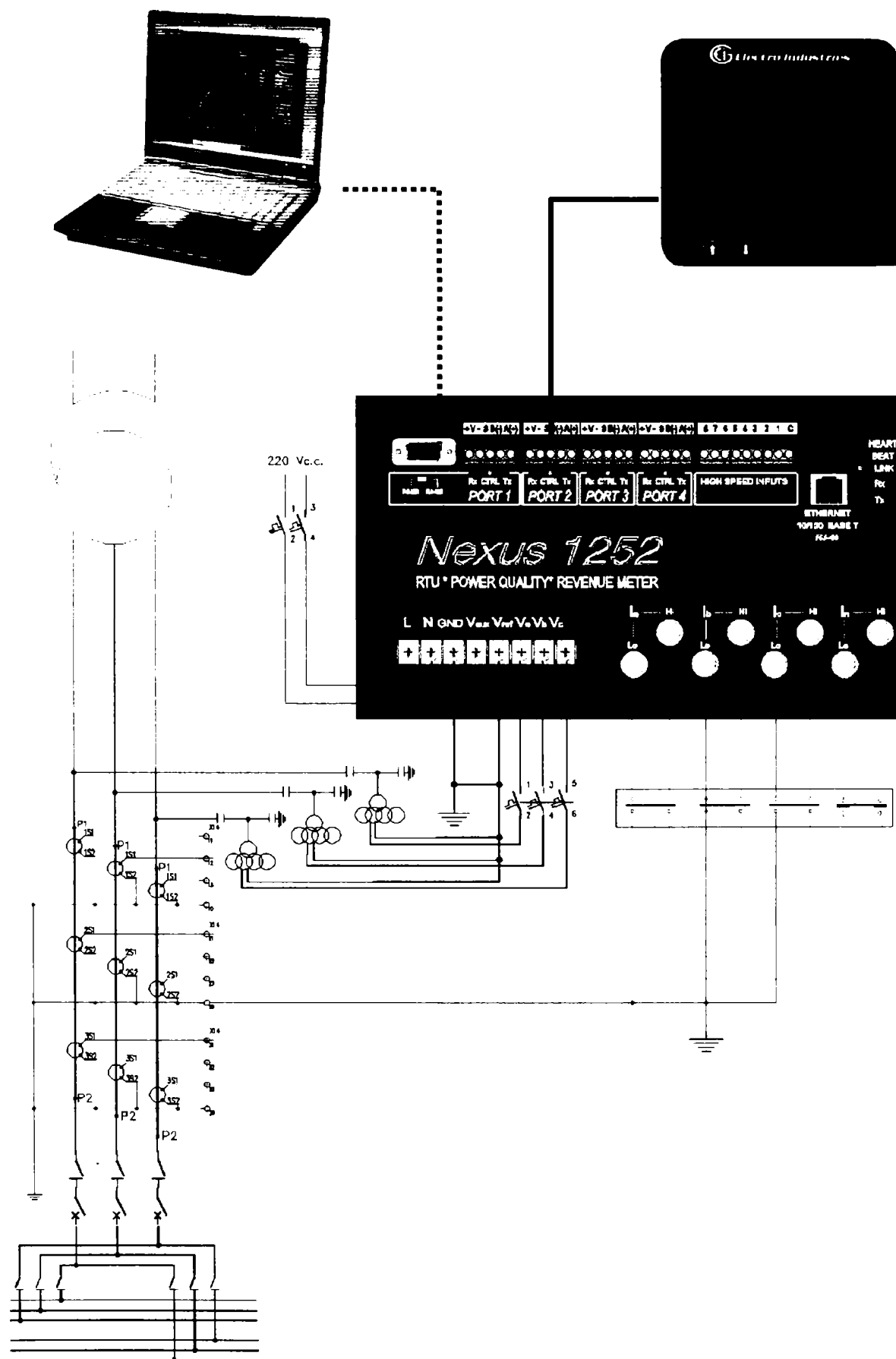
Parametrizarea, configurarea și descărcarea datelor achiziționate se operează cu ajutorul unui calculator portabil conectat la interfața serială RS232, la viteza de comunicație 57600 baud/s. Conectare corectă în sistemul de măsurare trifazat a fost verificată prin diagrama vectorială afișată pe ecranul acestuia. Mărimile electrice măsurate sunt afișate local pe modulul de afișare cu LED conectat la portul nr.2 de tip RS485. Celelalte porturi seriale RS485 nu au fost conectate.

Aplicația software NEXUS Communicator versiunea 02.782/2003 permite realizarea următoarelor funcții:

- setarea parametrilor pentru comunicația serială,
- crearea, editarea și transmiterea fișierului de configurație care include parametrii selectați pentru definirea aplicației concrete. Acesta definește schema de conexiuni utilizată, rapoarte de transformare pentru TT și TC, mărimile care vor fi înregistrate, limitele de variație ale acestora pentru încadrarea în valorile acceptate din punct de vedere al CEE,
- interogarea on-line a echipamentului și afișarea în timp real a măsurătorilor, diagramei vectoriale, spectrului de armonici,
- descărcarea datelor stocate, a jurnalului de evenimente și a rapoartelor pentru intervalul monitorizat.

NEXUS 1252 vizualizează pe afișaj mai multe informații utile pentru utilizator, spre exemplu ecran afișare: tensiuni de fază , tensiuni de linie, curenți pe fiecare fază , putere activă, reactivă, aparentă, factor de putere, frecvență, energie activă.

figura 3-17 Schemă conectare Nexus 1252



3.3.3 Indicatorii CEE monitorizați

3.3.3.1 Metodele de măsurare și agregare

Analizorul CEE Nexus 1252 măsoară mărimile electrice și calculează indicatorii CEE utilizând pentru conexiunea stea valorile instantanee ale tensiunilor de fază $v_{an}(t), v_{bn}(t), v_{cn}(t)$ și curenților $i_a(t), i_b(t), i_c(t)$ și pentru conexiunea triunghi valorile instantanee ale tensiunilor de linie $v_{ab}(t), v_{bc}(t), v_{ca}(t)$ și curenților de fază $i_a(t), i_b(t), i_c(t)$, ce revin celor n eșantioane, conform relațiilor predefinite din tabelul 3-9.

tabelul 3-9 Relații calcul NEXUS 1252

Nr. crt	Mărimi calculate	Conexiune stea	Conexiune triunghi
1	Valoarea efectivă tensiune de fază	$V_{RMS_x} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n v_x^2(t)}{n}}$ x= an,bn,cn	-
2	Valoarea efectivă curent	$I_{RMS_x} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n i_x^2(t)}{n}}$ x= a,b,c,n	$I_{RMS_x} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n i_x^2(t)}{n}}$ x= a,b,c
3	Valoarea efectivă tensiune de linie	$V_{RMS_x} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (v_x(t) - v_y(t))^2}{n}}$ x= an,bn sau bn,cn sau cn,an	$V_{RMS_x} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n v_{xy}^2(t)}{n}}$ xy= ab,bc,ca
4	Puterea activa pe fază	$W_x = \frac{\sum_{t=1}^n v_{xn}(t) \cdot i_x(t)}{n}$ x=a,b,c	
5	Puterea aparentă pe fază	$VA_x = V_{RMS_{AN}} \cdot I_{RMS_x}$ x=a,b,c	
6	Puterea reactivă pe fază	$VAR_x = \sqrt{VA_x^2 - W_x^2}$ x=a,b,c	
7	Puterea activă totală	$W_T = W_a + W_b + W_c$	$W_T = \frac{\sum_{t=1}^n (v_{AB}(t) \cdot i_A(t) - v_{BC}(t) \cdot i_C(t))}{n}$
8	Puterea reactivă totală	$VAR_T = VAR_A + VAR_B + VAR_C$	$VAR_T = \sqrt{(v_{AB} \cdot I_{A0})^2 - \left[\frac{\sum_{t=1}^n v_{AB} \cdot i_A}{n}\right]^2} + \sqrt{(v_{BC} \cdot I_{C0})^2 - \left[\frac{\sum_{t=1}^n v_{BC} \cdot i_C}{n}\right]^2}$
9	Puterea aparentă totală	$VA_T = VA_A + VA_B + VA_C$	$VA_T = \sqrt{W_T^2 + VAR_T^2}$
10	Factorul de putere (PF)	$PF_x = \frac{Watt_x}{VA_x}$ x=A,B,C,T	$PF_T = \frac{Watt_T}{VA_T}$
11	Factorul total de distorsiune de tensiune, THD %	$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{127} (RMS_{x_h})^2}}{RMS_{x_1}}$ x=V _{AN} ,V _{BN} ,V _{CN} ,I _A ,I _B ,I _C	$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{127} (RMS_{x_h})^2}}{RMS_{x_1}}$ x=V _{AB} ,V _{BC} ,V _{CA} ,I _A ,I _B ,I _C

12	Factorul de formă, K	$K = \frac{\sum_{h=1}^{127} (h \cdot RMS_{v_h})^2}{\sqrt{\sum_{h=2}^{127} (RMS_{v_h})^2}}$ <p>$x = I_A, I_B, I_C$</p>
13	Factorul de nesimetrie negativă al tensiunilor pe fază	$Im b_f = \frac{\sqrt{\frac{\sum (v_{AN} + v_{BN} + v_{CN})^2}{n}}}{RMS_{I_{AN}} + RMS_{I_{BN}} + RMS_{I_{CN}}}$

Notă: Relațiile de calcul sunt prezentate în conformitate cu [41], în care RMS reprezintă valoarea medie pătratică (Root Mean Square).

Factorul de distorsiune armonică totală este calculat pentru toate tensiunile de fază, linie și curenții aferenți. Nesimetria negativă de tensiune este calculată conform IEEE, în care aceasta se definește pe baza valorilor efective măsurate ale tensiunilor pe cele trei faze, fără a lua în considerare existența unor regimuri nesinusoidale și nici existența unor defazaje diferite între fazorii celor trei mărimi de fază. Utilizarea acestei definiții, care are la bază egalitatea valorilor efective, poate conduce în cazul mărimilor nesinusoidale la valori foarte diferite față de valorile obținute pe baza definiției CEI, prin care se realizează descompunerea în componente simetrice a mărimilor corespunzătoare celor trei faze.

Deși echipamentul Nexus 1252 este dezvoltat pentru piața americană caracteristicile tehnice superioare permit încadrarea în cerințele normelor europene pentru analizoarele CEE. Acesta realizează măsurarea, și agregarea indicatorilor CEE conform tabelul 3-10:

tabelul 3-10 Clasificarea intervalelor de timp NEXUS 1252

Nr crt	Indicator CEE	Interval de măsurare	Interval de agregare
1.	Frecvența tensiunii de alimentare, f	10 secunde	-
2.	Amplitudinea tensiunilor de alimentare pe fază, U_R, U_S, U_T	6 perioade 120ms pentru f=50Hz	-
3.	Nivelul pentru flicker de scurtă și lungă durată P_{st}, P_{lt}	CEI 61000-4-15:2003 [19]	$P_{lt} / 2$ ore din 12 P_{st} /10 min succesive
4.	Factorul de nesimetrie negativă al tensiunilor pe fază, I_{mbV}	10 perioade 200ms pentru f=50Hz	-
5.	Factorul total de distorsiune de tensiune THD_U	10 perioade 200ms pentru f=50Hz	-
6.	Golurile tensiunii de alimentare	1/2 perioada 10ms pentru f=50Hz	-
7.	Înteruperile de scurtă sau lungă durată	1/2 perioada 10ms pentru f=50Hz	-
8.	Supratensiunilor temporare de frecvență industrială	1/2 perioada 10ms pentru f=50Hz	-

Agregarea datelor este reglementată de standardul european EN 50160 1999 [22]. Analizorul CEE NEXUS 1252, fabricație americană, nu realizează agregarea datelor în standardul european amintit decât pentru indicatorul CEE-nivelul pentru flicker de scurtă și lungă durată P_{st}, P_{lt} conform documentației tehnice [41].

3.3.3.2 Procedurile de verificare și raportare

Datele descărcate cu ajutorul aplicației software NEXUS Communicator sunt stocate într-o bază de date de tip Microsoft ACCES. Pentru generarea de rapoarte, analiza detaliată a înregistrărilor sub formă tabelară sau în reprezentare grafică este disponibilă aplicația Log Viewer care poate fi vizualizată direct din Nexus Communicator sau independent, cu următoarele facilități:

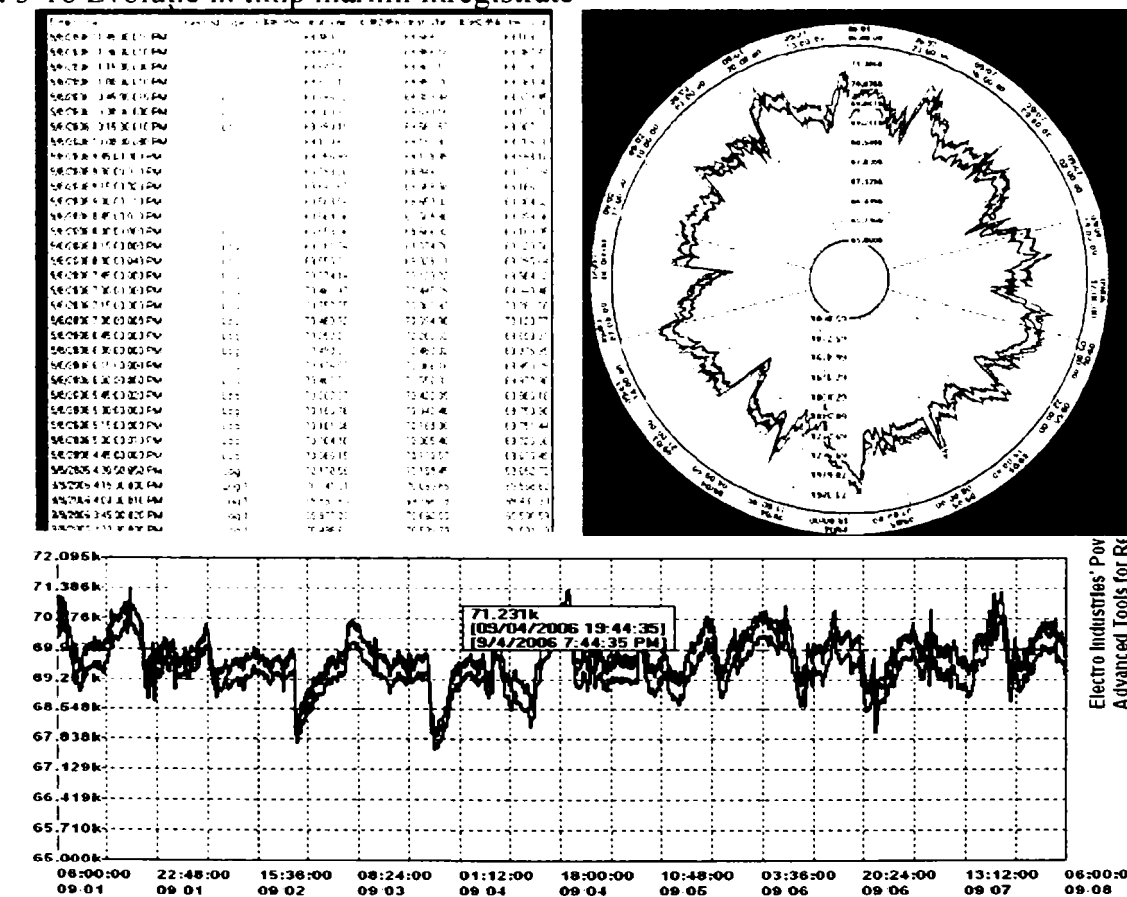
- administrarea bazei de date.
- reprezentarea evoluției în timp pentru mărimile selectate,
- setarea limitelor pentru înregistrarea evenimentelor.
- jurnalul de evenimente pentru depășirea limitelor.
- oscilogramele mărimilor electrice măsurate,
- reprezentarea evenimentelor prin curba CBEMA-ITIC.
- analiza flickerului de scurtă și lungă durată.

setarea intrărilor și ieșirilor numerice, înregistrarea datelor necesare pentru tarifarare.



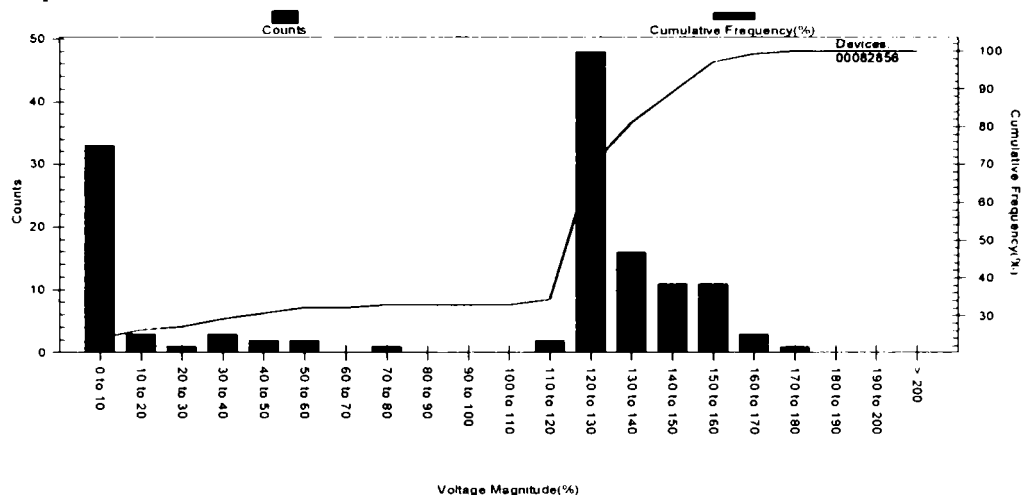
Principalele tipuri de rapoarte pentru evoluția în timp a mărimilor înregistrate, tensiune și curent pe toate fazele, la interval de 15min, sub formă tabelară, diagramă circulară, reprezentare grafică în coordonatele durată-amplitudine, se pot observa în figura 3-18.

figura 3-18 Evoluție în timp mărimi înregistrate

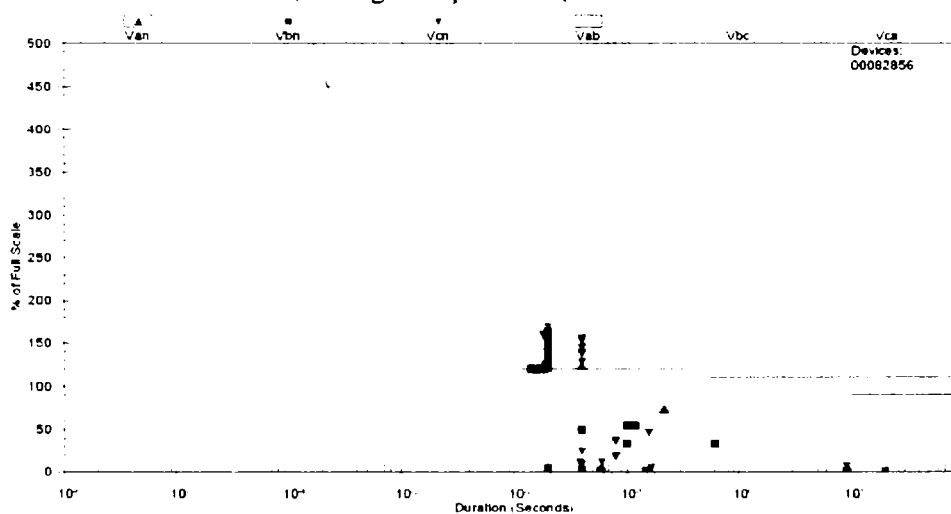


Analiza dedicată CEE (Power Quality Log) raportează evenimentele prin reprezentarea grafică a acestora sub forma histogramei, a curbelor CBEMA-ITIC și sinteza durată-amplitudine în imagine 3D, conform figura 3-19.

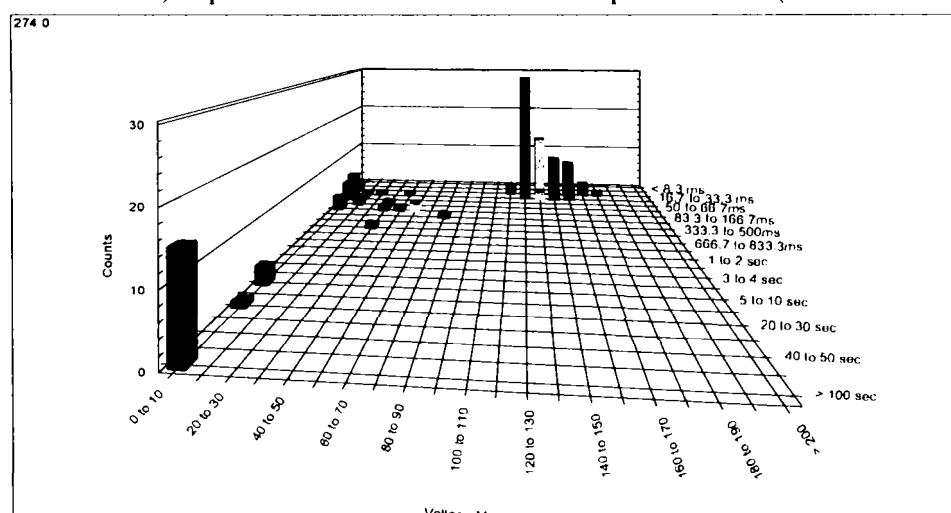
figura 3-19 Raportare CEE NEXUS 1252



a) Histograma și frecvența cumulată a evenimentelor de CEE

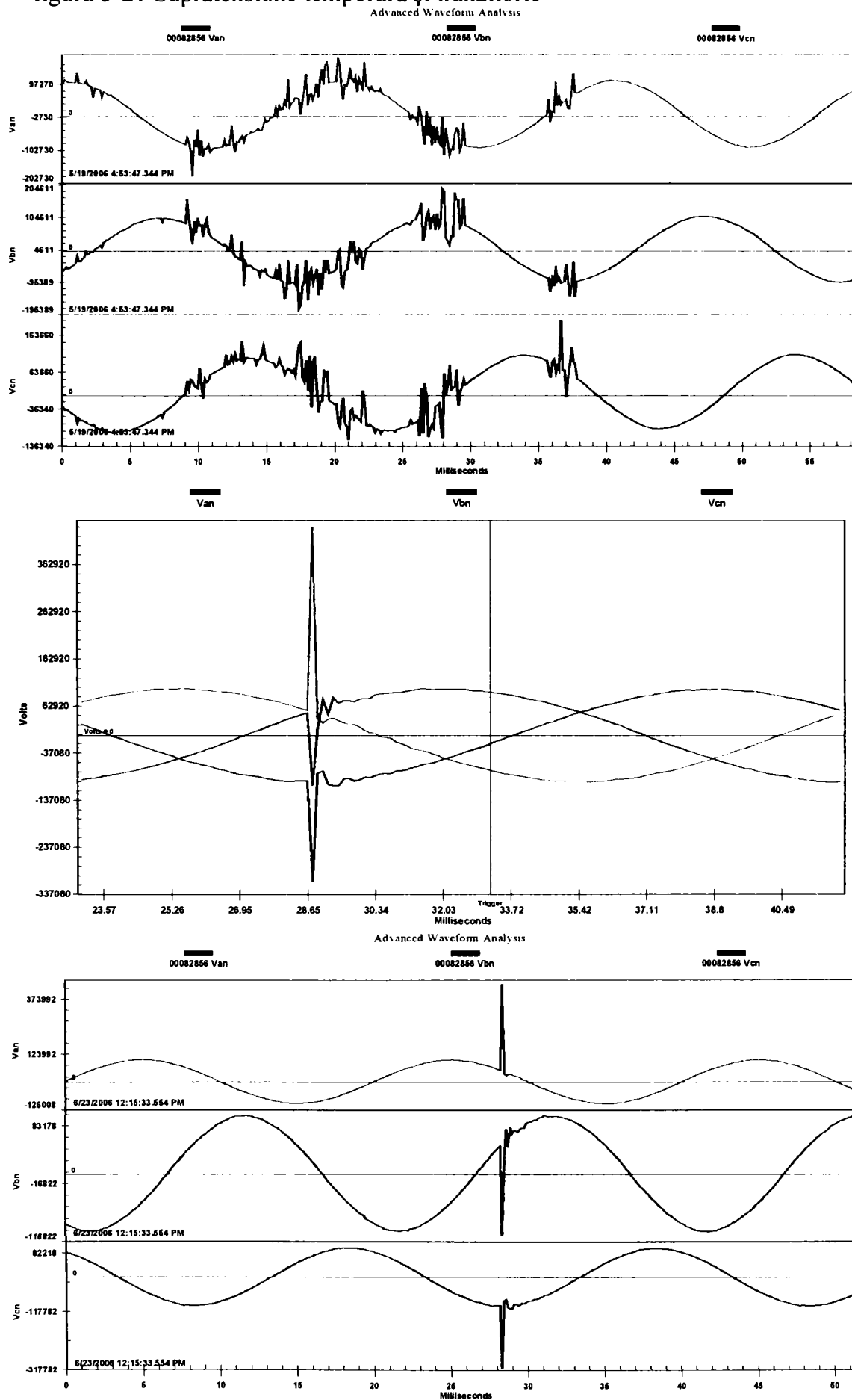


b) Reprezentarea evenimentelor de CEE pe curba ITIC (liniarizarea curbei CBEMA)



c) Reprezentarea tridimensională amplitudine/durăată/număr a evenimentelor de CEE

figura 3-21 Supratensiune temporară și tranzitorie



Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

În vederea verificării și raportării indicatorul CEE amplitudinea tensiunii de alimentare, pentru fiecare fază, conform standardului EN 50160:1999 [22] am realizat un program de calcul cu ajutorul căruia se prelucrează suplimentar datele, prin parcurgerea următoarelor etape:

- exportarea datelor din Nexus Communicator în format Excel,
- importarea acestor date în program,
- validarea datelor, prin eliminarea valorilor pentru care tensiunea este în afara intervalului $\pm 15\%U_C$,
- determinarea numărului total de date valide N, prin eliminarea celor marcate,
- stabilirea limitei pentru indicatorul CEE conform Codului Tehnic RET,
- selectarea setului de date corespunzătoare săptămânii analizate,
- determinarea din datele valide a celor neconforme N1, în afara limitelor setate,
- determinarea valorilor minime și maxime și a raportului N1/N,
- afișare sub formă grafică a evoluției mărimii analizate, având marcate limitele impuse,
- analiza unui interval redus și afișarea mărită, într-o fereastră separată (lupă),

Indicatorul CEE este analizat în intervalul $\pm 10\%U_C$, conform Codului Tehnic RET pentru nivelul de tensiune 110kV. Abaterile de la valoarea normată este analizată săptămânal și reprezentată grafic pentru fiecare fază, atât ca evoluție în timp, cât și ca funcție de probabilitate cumulată (CPF). De asemenea sunt calculate pentru fiecare săptămână valorile maxime, minime, medii și cele corespunzătoare probabilității de 95%, în vederea comparării acestuia cu limitele impuse.

Rapoartele realizate cu această aplicație se prezintă sub forma din figura 3-24. În partea stânga sus se observă zona de selecție a intervalului de analizat. Prin alegerea săptămânii dorite din lista derulantă graficele și valorile calculate se actualizează automat. În primul grafic este reprezentată evoluția amplitudinii tensiunilor de fază în săptămâna aleasă. Limita admisibilă maximă este reprezentată cu o linie de culoare mov iar limita admisibilă minimă cu o linie de culoare roșie. Se mai distinge și un dreptunghi încadrat cu linie verde întreruptă care marchează intervalul de o zi detaliat în cel de-al doilea grafic. Acest interval poate fi deplasat cu ajutorul unor butoane prin care se poate alege intervalul dorit pentru analiză detaliată.

În cazul tensiunii indicatorul CEE urmărit este de fapt abaterea față de tensiunea contractată. Din acest motiv în cel de-al treilea grafic este reprezentată evoluția în timp a abaterii de tensiune în procente față de tensiunea contractată. Ultimul grafic reprezintă curba de probabilitate cumulată pentru abaterile de tensiune cu indicarea limitei de 10% în care valorile trebuie să se încadreze în 95% din intervalul analizat.

Această curbă este utilizată la determinarea valorilor de 95% și 100% pentru fiecare dintre abaterile de tensiune pe fază. Valorile calculate sunt afișate în partea stângă sub formă numerică și sub formă de grafic tip bară în forma de raportare uzuală pentru analizoare CEE. Cu culoare roșie este reprezentată valoarea de 95% iar cu culoare albastră valoarea de 100%.

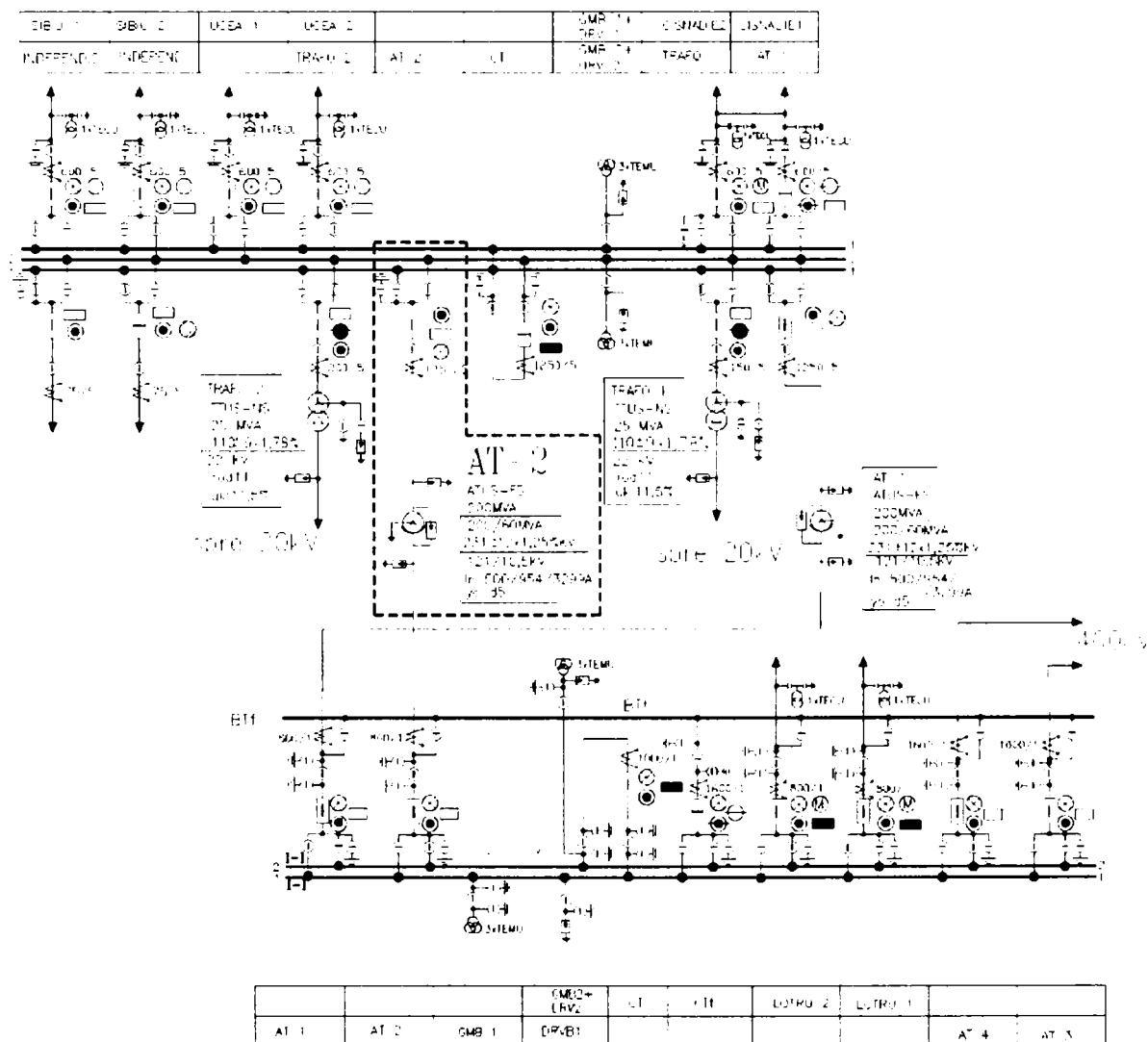
Prin utilizarea acestei aplicații datele înregistrate de analizorul Nexus pot fi analizate și raportate conform standardelor CEE europene.

3.3.4 Rezultatele experimentale

Rezultatele experimentale obținute corespund schemei de funcționare a stației Sibiu Sud din figura 3-22. Începând cu anul 2006 stația se află într-un proces de re tehnologizare la toate nivelele de tensiune, iar lucrările la nivelul de 110kV au impus demontarea lui NEXUS 1252. În anul 2007 analizorul CEE urmează să fie remontat în celula de 110kV a noului transformator T4 400/110kV, conform schemei noi de funcționare a stației. Rezultatele experimentale prezintă monitorizarea permanentă, din intervalul 1.08-29.09 premergător demontării, pentru următorii indicatori CEE:

- amplitudinea tensiunii de alimentare,
- factorul total de distorsiune de tensiune,
- golurile de tensiune
- supratensiunile temporare

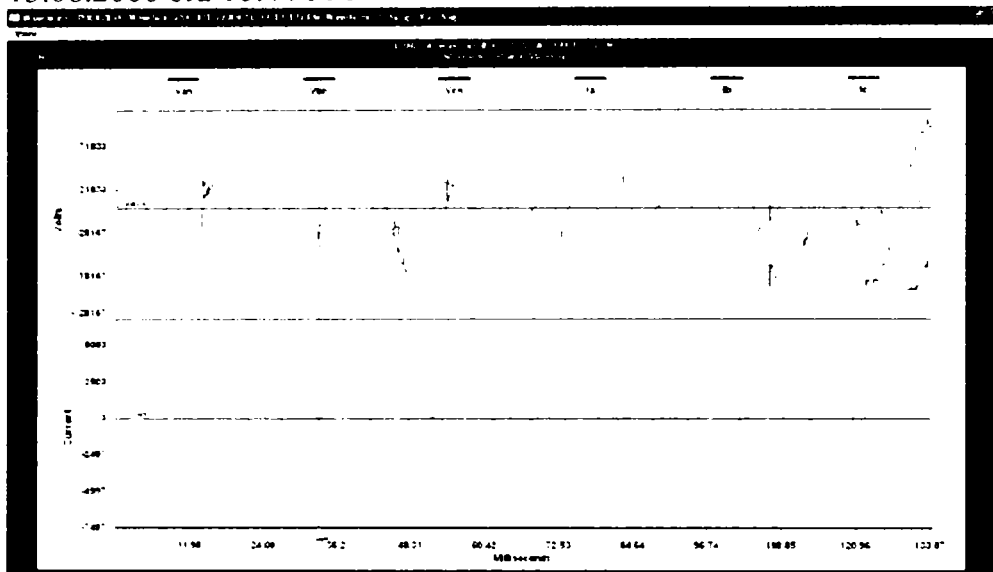
figura 3-22 Schema normală de funcționare stația Sibiu Sud



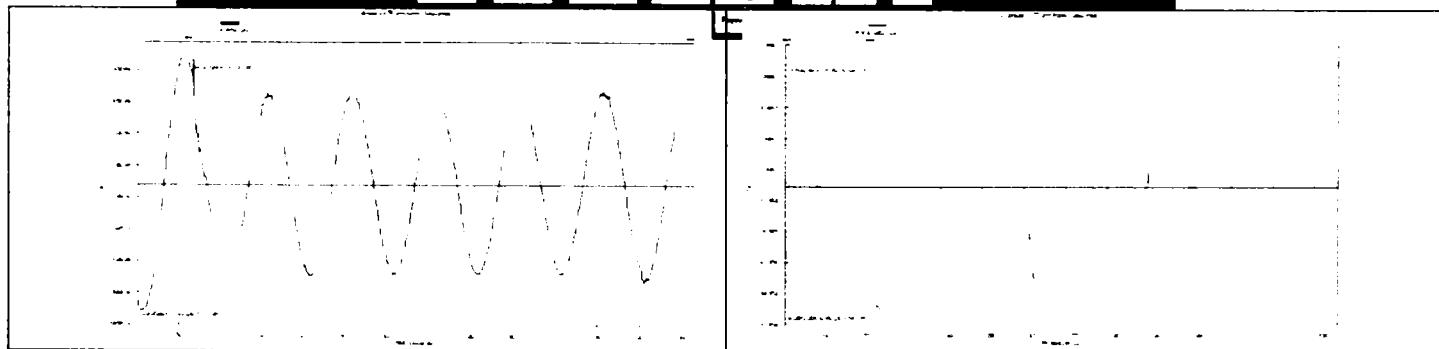
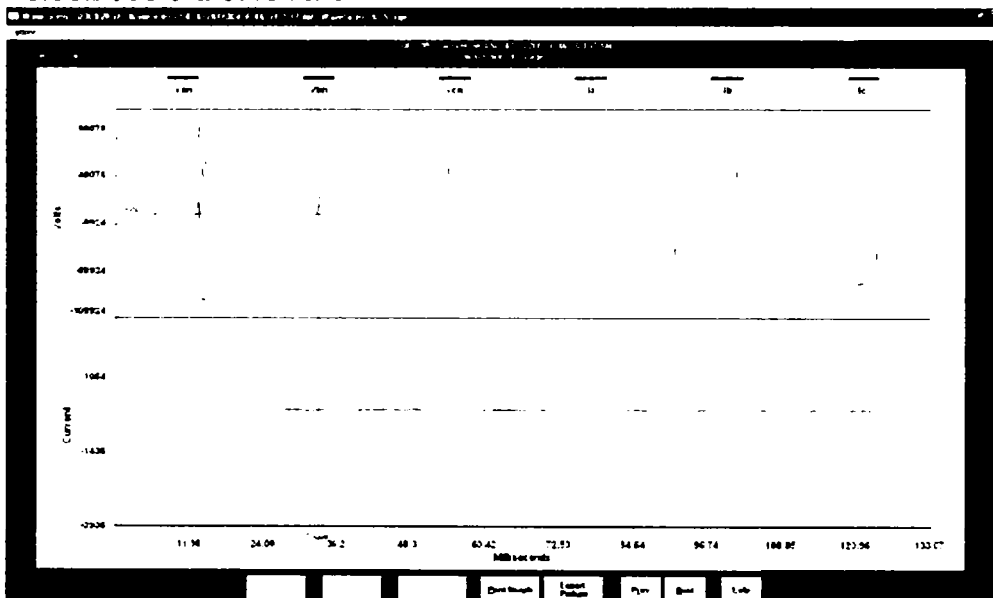
Acest proiect pilot pentru calitatea energiei electrice a avut ca scop monitorizarea indicatorilor CEE menționați doar pentru a identifica problemele existente în analiza CEE la interfața RET-RED, la nivelul de tensiune 110kV. Din acest considerent rezultatele experimentale au urmărit analiza indicatorilor CEE în corelare cu oscilogramele curbelor de tensiune și curent, pentru care acest echipament oferă performanță și exactitate, ceea ce se poate observa și prin înregistrarea golurilor din figura 3-23.

figura 3-23 Gol de tensiune

13.08.2006 ora 10:44 PM



28.08.2006 ora 6:46 AM



Analizorul CEE memorează evenimentele pe o durată mai mare decât înregistrările curbei de tensiune și curent. Corelând cu evenimentele înregistrate de personalul de servire operativă s-a înregistrat în data de 13.08.2006 ora 10:44PM un RAR+ pe LEA 110kV Cisnădie1 și în data 28.08.06 ora 6:46AM un RAR+ pe LEA 110kV Ucea1, ilustrate în figura 3-23. Amplitudinea golului de tensiune diferă la cele două evenimente datorită distanței dintre stația Sibiu Sud și locul incidentului.

Utilizând programul de calcul propriu și datele înregistrate de către analizorul CEE pe durata ultimilor 6 săptămâni, am centralizat în tabelul 3-11 analiza săptămânală pentru indicatorul CEE

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

variația tensiunii de alimentare conform probabilității de realizare 95% și valoarea acesteia pentru abaterea relativă. Conform rezultatelor din figura 3-24, figura 3-25, figura 3-26, figura 3-27, figura 3-28, figura 3-29 se observă că a doua săptămână 25.08-01.09.2007 are cea mai mică probabilitate de realizare a indicatorului CEE analizat.

tabelul 3-11 Centralizarea analizei variației de tensiune Nexus 1252

		Variația tensiunii de alimentare			Abateri relative de tensiune				
		U_{min}	U_n	U_{max}	Limita 95% EN50160	10,00%	10,00%	10,00%	
		57157,68	63508,53	69859,38					
		V_{AN}	V_{BN}	V_{CN}	ΔV_{AN}	ΔV_{BN}	ΔV_{CN}		
Saptamana 1	Data inceput 18.08.2006 04:30	Max (V)	71381,43	71490,63	70895,58	Max %	12,40%	12,57%	11,63%
		Min(V)	68557,61	68826,34	68201,81	Min %	7,95%	8,37%	7,39%
		Media(V)	70073,70	70284,74	69635,52				
		Valoare 95%	70986,10	71170,92	70545,39	Valoare 95%	11,77%	12,07%	11,08%
	Data Sfarsit 25.08.2006 04:15	$N1''/N N1'' > 1.1 Un$	451	498	266				
		$N1'/N N1' < 0.9 Un$	0	0	0				
		$N1=N1'+N1''$	451	498	266				
		$N1/N$	0,67	0,74	0,40				
Saptamana 2	Data inceput 25.08.2006 04:30	Max (V)	71498,02	71615,78	71052,62	Max %	12,58%	12,77%	11,88%
		Min(V)	68366,24	68557,61	67942,62	Min %	7,65%	7,95%	6,98%
		Media(V)	70292,32	70457,82	69861,69				
		Valoare 95%	71122,21	71309,96	70679,42	Valoare 95%	11,99%	12,28%	11,29%
	Data Sfarsit 01.09.2006 04:15	$N1''/N N1'' > 1.1 Un$	518	553	376				
		$N1'/N N1' < 0.9 Un$	0	0	0				
		$N1=N1'+N1''$	518	553	376				
		$N1/N$	0,77	0,82	0,56				
Saptamana 3	Data inceput 01.09.2006 04:30	Max (V)	71381,57	71360,05	70917,03	Max %	12,40%	12,36%	11,67%
		Min(V)	67939,17	68052,13	67631,91	Min %	6,98%	7,15%	6,49%
		Media(V)	69871,75	69947,49	69445,13				
		Valoare 95%	70865,21	70930,02	70424,27	Valoare 95%	11,58%	11,69%	10,89%
	Data Sfarsit 08.09.2006 04:15	$N1''/N N1'' > 1.1 Un$	311	347	141				
		$N1'/N N1' < 0.9 Un$	0	0	0				
		$N1=N1'+N1''$	311	347	141				
		$N1/N$	0,46	0,52	0,21				
Saptamana 4	Data inceput 08.09.2006 04:30	Max (V)	71178,37	71323,63	70714,61	Max	12,08%	12,31%	11,35%
		Min(V)	67839,33	68032,96	67465,64	Min	6,82%	7,12%	6,23%
		Media(V)	69762,43	69801,61	69313,67				
		Valoare 95%	70610,74	70533,87	70162,29	Valoare 95%	11,18%	11,06%	10,48%
	Data Sfarsit 15.09.2006 04:15	$N1''/N N1'' > 1.1 Un$	318	350	116				
		$N1'/N N1' < 0.9 Un$	0	0	0				
		$N1=N1'+N1''$	318	350	116				
		$N1/N$	0,47	0,52	0,17				
Saptamana 5	Data inceput 15.09.2006 04:30	Max (V)	71439,11	71283,41	70912,74	Max	12,49%	12,24%	11,66%
		Min(V)	68644,12	68653,32	68218,36	Min	8,09%	8,10%	7,42%
		Media(V)	69995,57	69932,00	69551,66				
		Valoare 95%	70796,26	70731,09	70346,92	Valoare 95%	11,48%	11,37%	10,77%
	Data Sfarsit 22.09.2006 04:15	$N1''/N N1'' > 1.1 Un$	397	365	232				
		$N1'/N N1' < 0.9 Un$	0	0	0				
		$N1=N1'+N1''$	397	365	232				
		$N1/N$	0,59	0,54	0,35				
Saptamana 6	Data inceput 22.09.2006 04:30	Max (V)	71396,54	71472,24	70925,02	Max	12,42%	12,54%	11,68%
		Min(V)	68299,37	68598,74	67807,34	Min	7,54%	8,01%	6,77%
		Media(V)	70061,84	70158,25	69643,61				
		Valoare 95%	70931,96	70983,74	70550,90	Valoare 95%	11,69%	11,77%	11,09%
	Data Sfarsit 29.09.2006 04:15	$N1''/N N1'' > 1.1 Un$	415	442	305				
		$N1'/N N1' < 0.9 Un$	0	0	0				
		$N1=N1'+N1''$	415	442	305				
		$N1/N$	0,62	0,66	0,45				
saptamana 1	probabilitatea de	1-N1/N [%]	33%	26%	60%		11,77%	12,07%	11,08%
saptamana 2	realizare	1-N1/N [%]	23%	18%	44%	valoarea de 95%	11,99%	12,28%	11,29%
saptamana 3	săptămânală 95%	1-N1/N [%]	54%	48%	79%	pentru abaterea	11,58%	11,69%	10,89%
saptamana 4	aindicatorului	1-N1/N [%]	53%	48%	83%	relativa a	11,18%	11,06%	10,48%
saptamana 5	CEE variația	1-N1/N [%]	41%	46%	65%	tensiunii de	11,48%	11,37%	10,77%
saptamana 6	tensiunii alim.	1-N1/N [%]	38%	34%	55%	alimentare	11,69%	11,77%	11,09%

Figura 3-24 Analiză CEE NEXUS 1252 săptămâna I

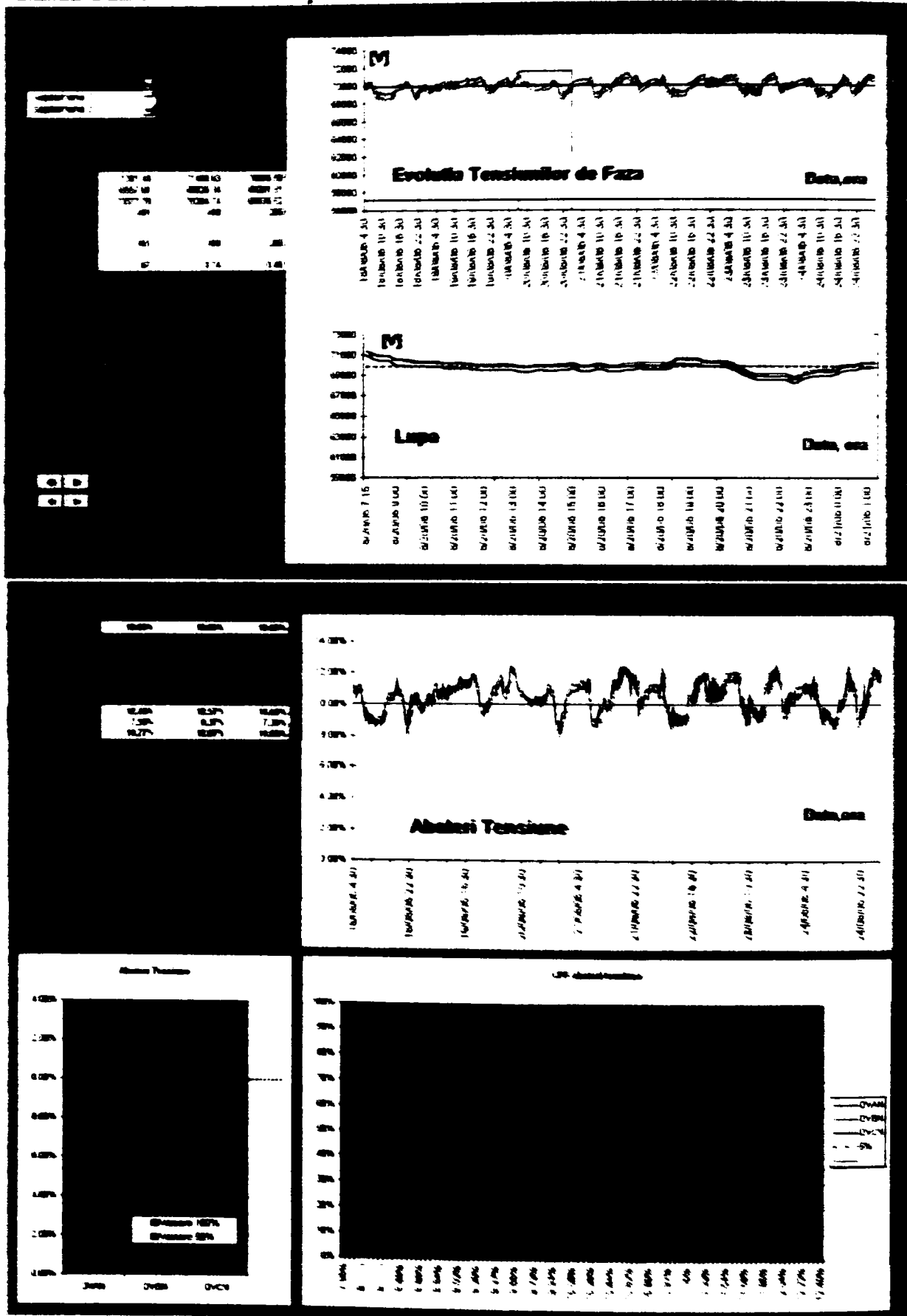


figura 3-25 Analiză CEE NEXUS 1252 săptămâna 2

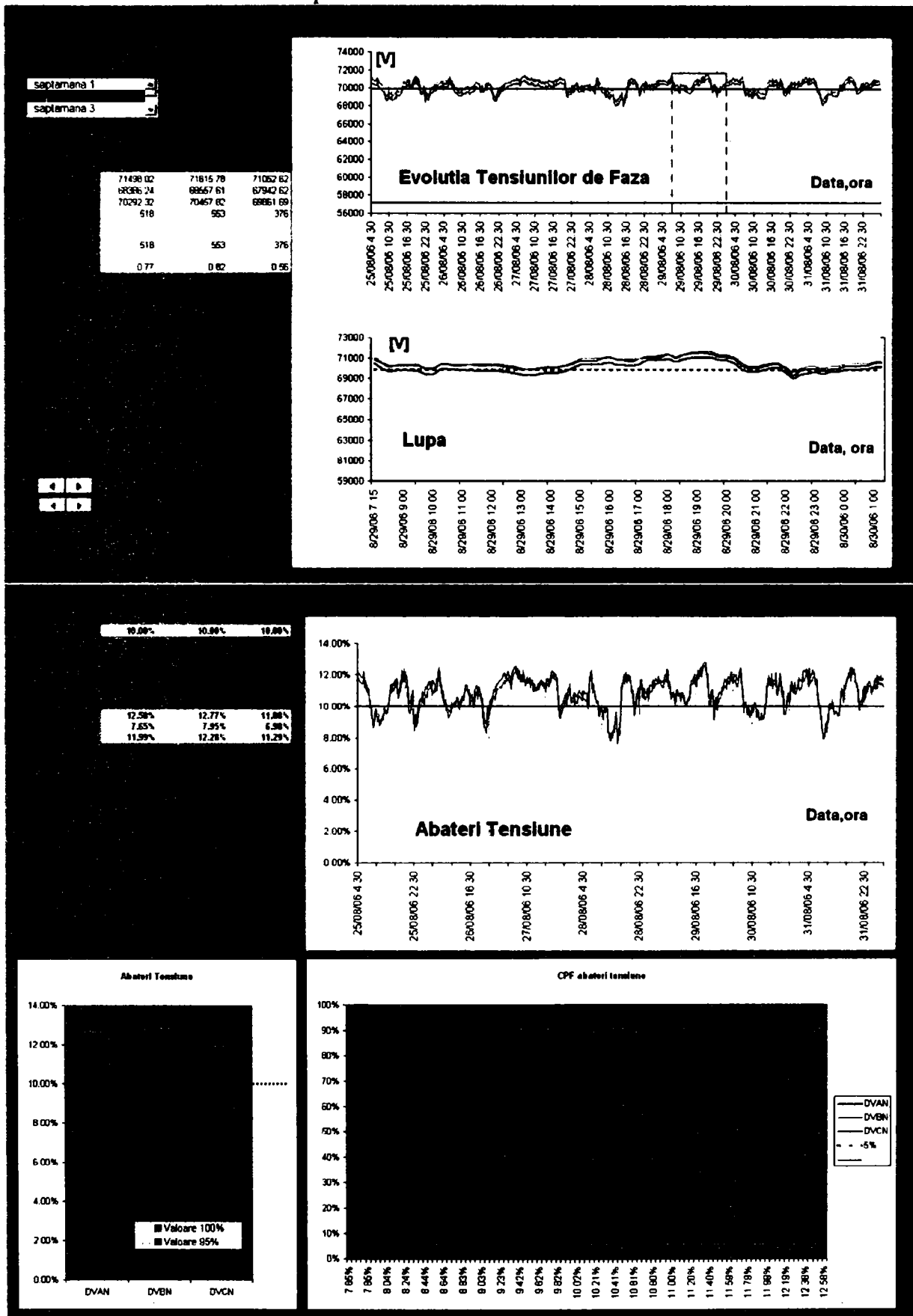


figura 3-26 Analiză CEE NEXUS 1252 săptămâna 3

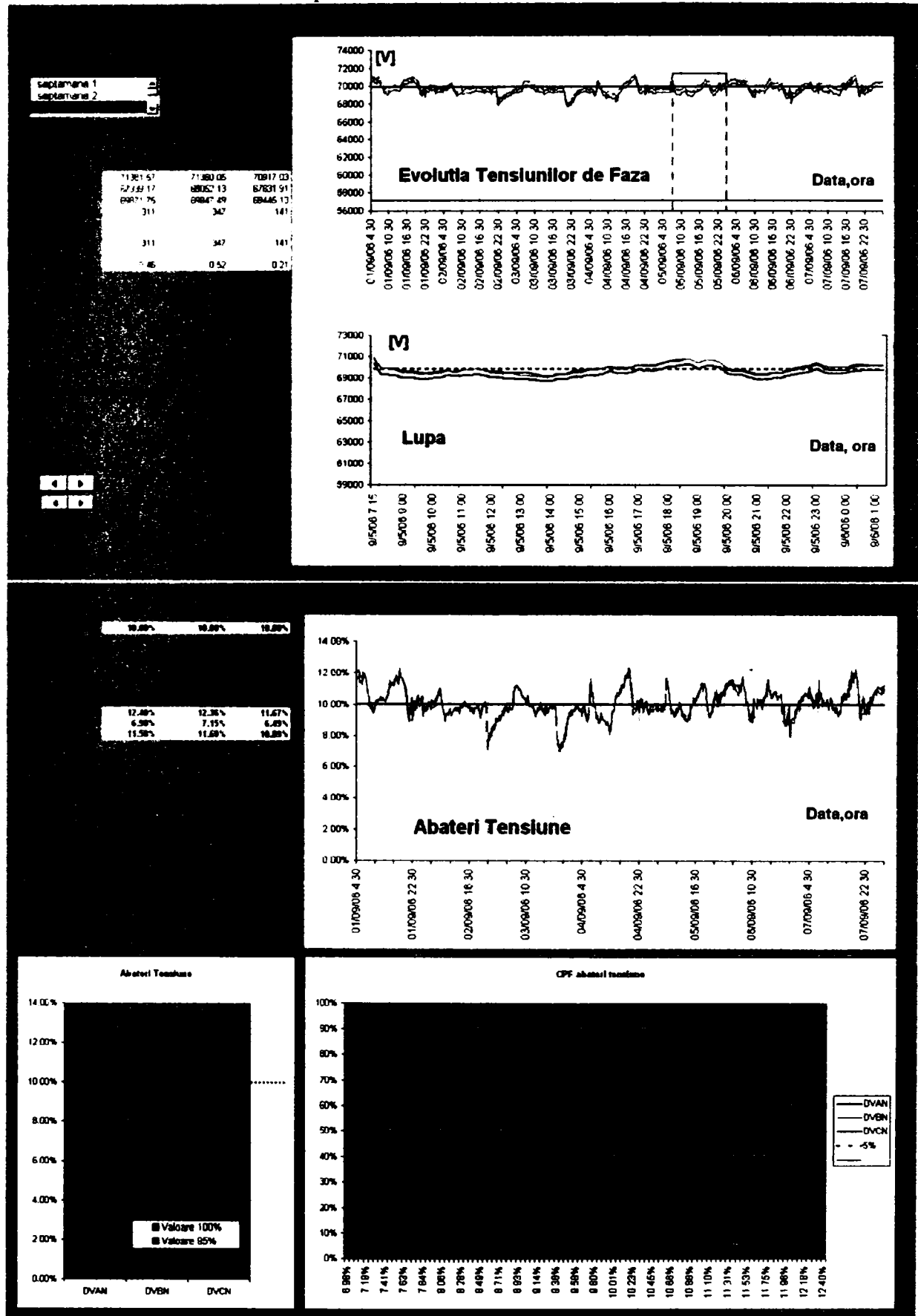


figura 3-27 Analiză CEE NEXUS 1252 săptămâna 4

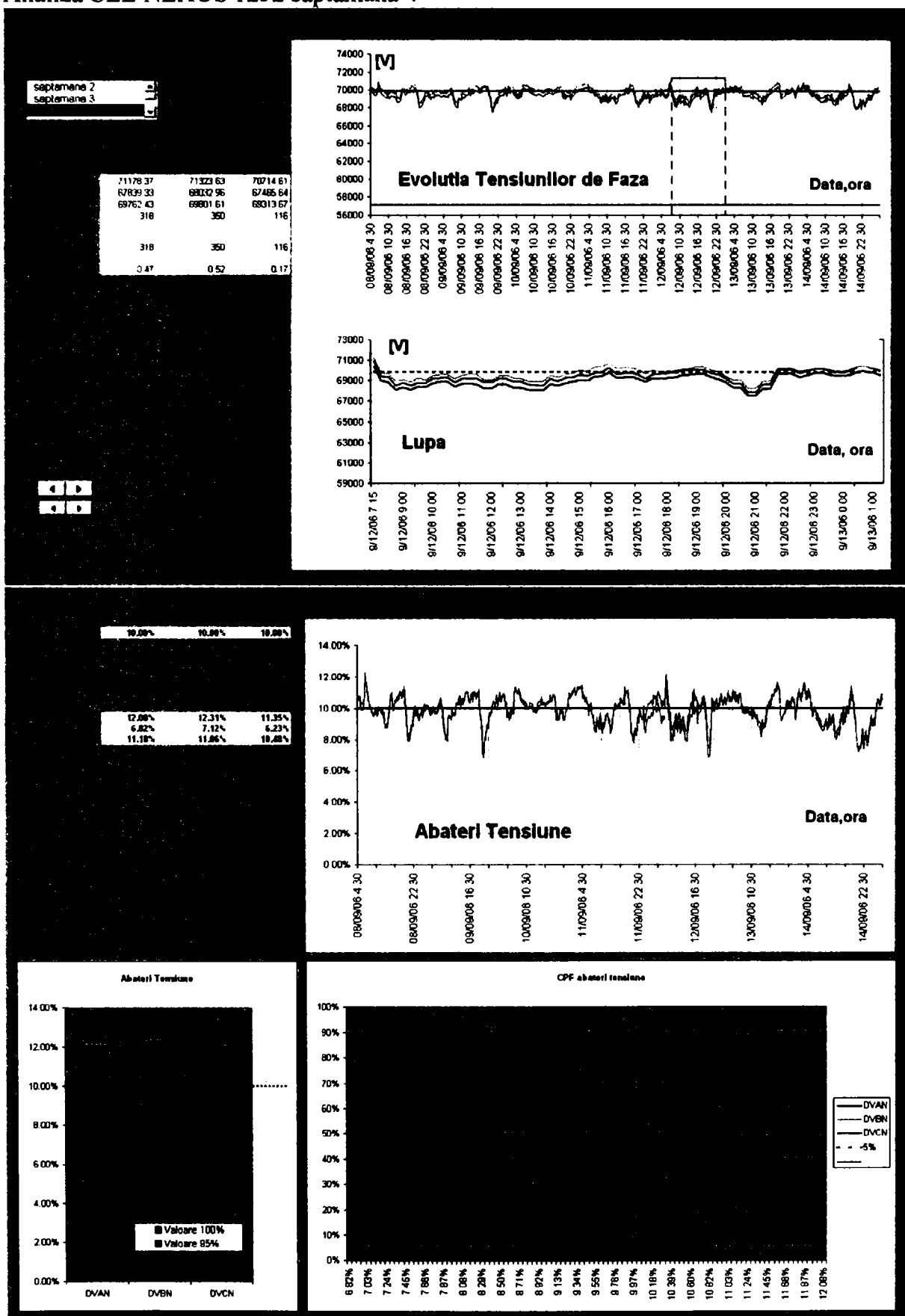


figura 3-28 Analiză CEE NEXUS 1252 săptămâna 5

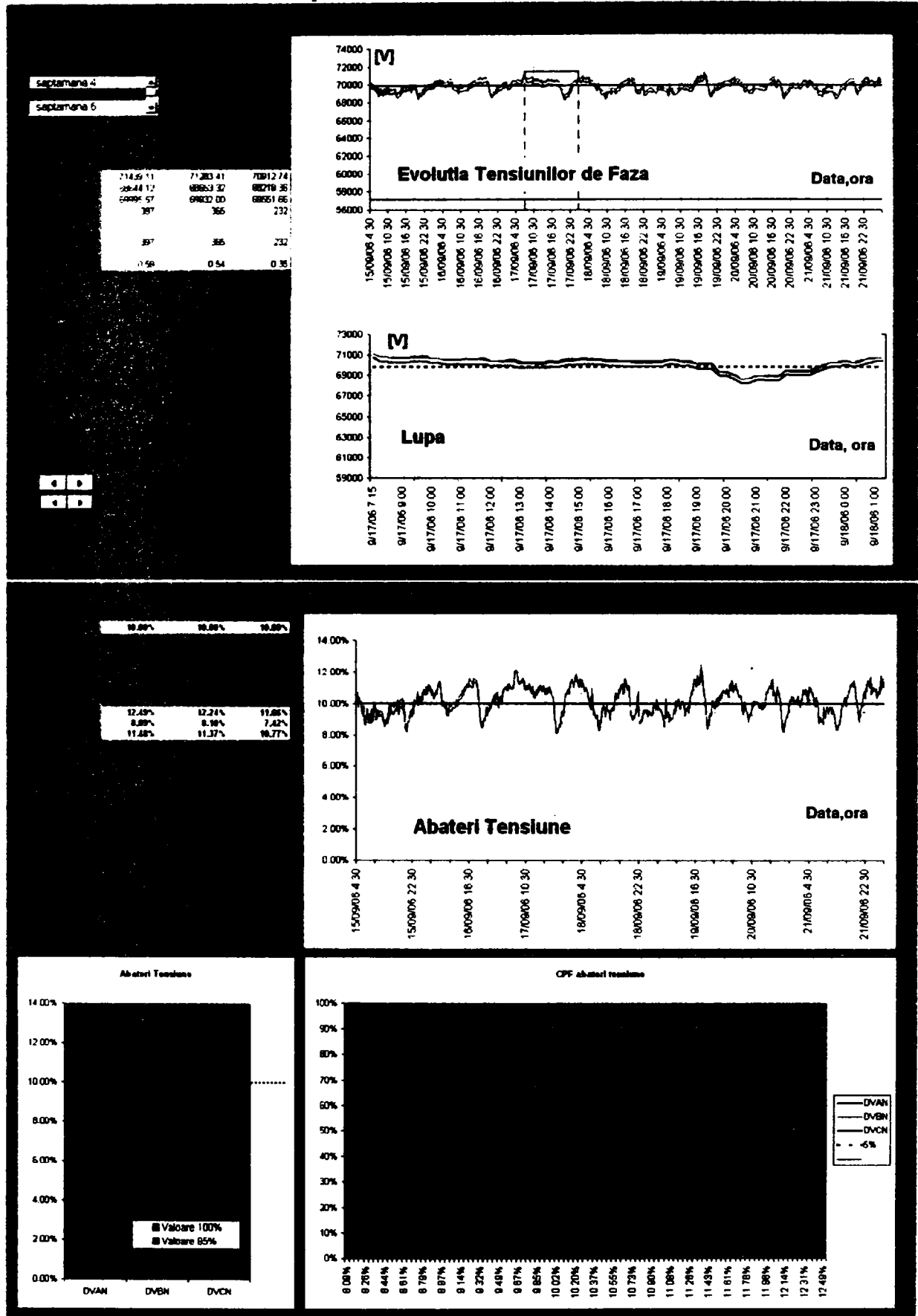
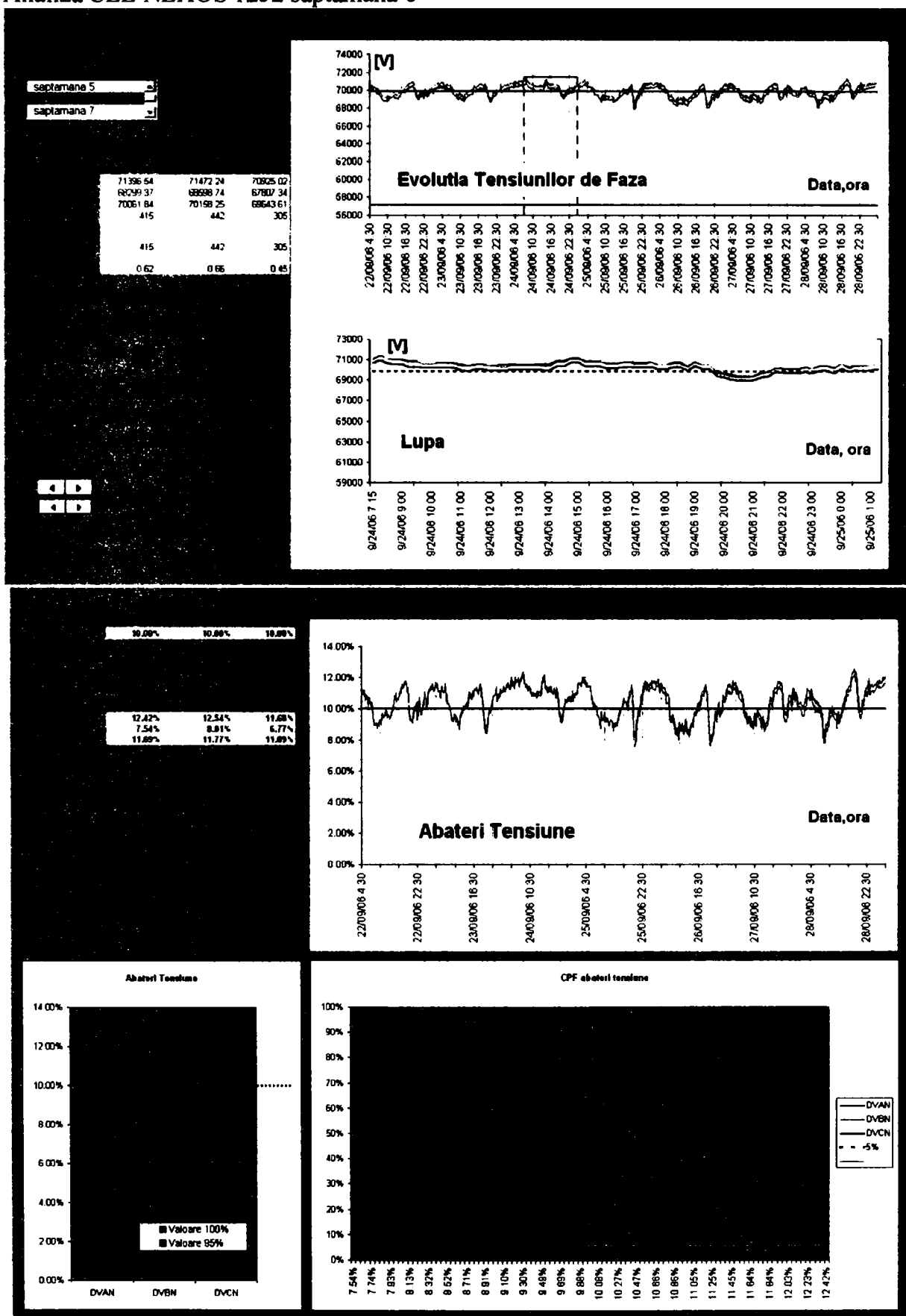


figura 3-29 Analiză CEE NEXUS 1252 săptămâna 6



3.4 Concluziile și contribuțiile personale

Prin implementarea Sistemului de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro Transelectrica a realizat cerințele tehnice impuse de Codul de Măsurare a Energiei Electrice [46] pentru funcționarea acestei piețe de energie electrică. Mijloacele de măsurare instalate prin intermediul sistemului asigură măsurarea performantă a cantității de energie electrică și oferă cadrul pentru măsurarea corectă a calității energiei electrice vehiculate.

Măsurarea CEE în RET utilizează ca mărimi electrice de intrare, tensiunea și curentul electric din circuitele secundare ale transformatoarelor de măsurare de tensiune și curent. Noile transformatoare de măsurare fabricație Trench, asigură prima înfășurare secundară de măsurare pentru decontarea energiei electrice pe piața angro și a doua pentru monitorizarea CEE, la o clasă de exactitate 0,2. Transformatoarele de măsurare de tensiune de tip TEVP115HH, montate în grupul de măsurare propriu elementului de rețea au înlocuit transformatoarelor de tensiune de tip TECU, nerecomandate pentru măsurarea mărimilor deformatate.

Aplicația Internet Explorer generată ne-a sintetizat punctele de decontare pe piața angro, vizualizând interfața RET cu producătorii, RED și consumatorii. Astfel s-a realizat conturul energetic pentru fiecare Sucursală de Transport din Transelectrica, putându-se facilita o perspectivă de monitorizare a CEE. Interfața dintre RET și RED a fost considerată o prioritate în monitorizarea permanentă și s-a stabilit începerea acesteia cu un pilot.

Pilotul CEE implementat la ST Sibiu a oferit o bază de date foarte importantă pentru studiu și analiză fiind o primă informare asupra calității energiei electrice într-un punct de decontare la interfața între RET și RED, la nivelul de tensiune 110kV. Acest proiect a urmărit calitatea energiei electrice prin monitorizarea permanentă a patru indicatori CEE, scopul fiind corelarea acestei analize cu variația în timp a curbei tensiunii de alimentare, pentru o analiză fenomenologică, nu doar numerică. Pentru acești indicatori aplicația software Nexus Communicator nu efectuează analiza statistică conform standardului EN 50160:1999 [22], devenind necesară completarea acesteia cu programul de calcul prezentat.

Prin determinarea valorii indicatorilor CEE conform probabilității săptămânale de 95% s-a putut face analiza în raport cu limitele impuse de standardele în vigoare, obținându-se în perioada de monitorizare 18.08-29.09.2006 rezultatele :

- Amplitudinea tensiunilor de alimentare pe fiecare fază U_{AN} , U_{BN} , U_{CN} , nu s-a încadrat timp de 95% din săptămână, în limitele setate 99-121kV, impuse de Codul tehnic RET [34]. Neîncadrările în banda admisă s-au înregistrat prin depășirea limitei superioare.
- Factorul total de distorsiune de tensiune, pe faze THD_U , s-a încadrat în limita setată 3%, timp de 95% din săptămână, impusă de Codul tehnic RET [36]. Astfel, în perioada monitorizată nu s-a considerat necesară o analiză armonică detaliată.
- Numărul supratensiunilor temporare, nu au fost clasificate conform tabelului impus de EN 50160:1999 [22].
- Numărul golurilor de tensiune nu au fost clasificate conform tabelului impus de EN 50160:1999 [22]. Din vizualizarea oscilogramei curbei de tensiune în cazul evenimentelor memorate de analizor pentru golurile de tensiune s-a putut realiza o corelare a acestora cu înregistrările de RAR ale personalului de servire operativă din stația Sibiu Sud.

Electro Industries GaugeTech declară că asigură suportul total pentru protocoale deschise, standardizate, de largă utilizare.

NEXUS 1252 poate fi configurat astfel încât să poată îndeplini funcția de server web pentru rapoarte în format compatibil cu browserele de internet. Această funcție asigură colectarea datelor, formatarea și găzduirea paginii. Soluția este foarte prietenoasă deoarece traficul de rețea este foarte scăzut și toate datele sunt accesibile printr-o interfață standard HTTP fără a necesita un software client rezident.

Această facilitate se va concretiza după retehnologizarea stației Sibiu Sud, când se va realiza pe teritoriul acesteia o rețea Ethernet.

Având în vedere că până în prezent datele au fost colectate local, utilizând calculatorul portabil, după remontarea analizorului se va realiza și transmiterea datelor la distanță utilizând portul de Ethernet existent. Remontarea acestuia în punctul de decontare RET cu RED va putea asigura și date de rezervă pentru energia electrică activă decontată pe piața angro, prin fișiere de date în format XML.

Proiectul pilot a creat premisele dezvoltării unui sistem de monitorizare permanentă a CEE în ST Sibiu, experiența acumulată ajutând la definirea unui caiet de sarcini corect și complet.

Contribuțiile personale:

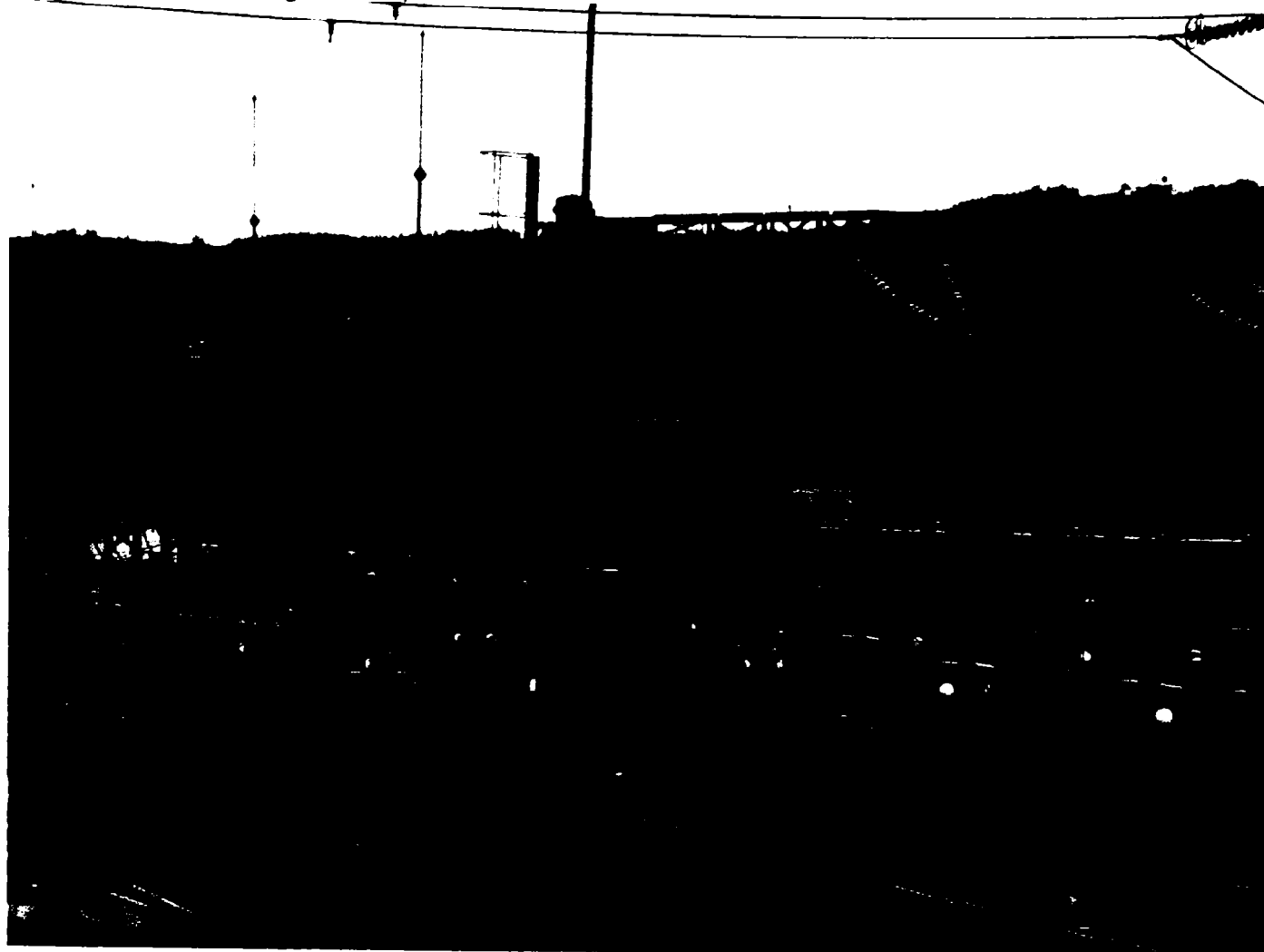
- specificarea cerințelor tehnice necesare echipamentelor primare și secundare din caietul de sarcini pentru licitația Sistemului de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro, în instalațiile ST Sibiu ,
- analiza ofertelor tehnice ale licitației, prin urmărirea conformității acestora cu cerințele tehnice ale echipamentelor și elaborarea de clarificări suplimentare referitoare la acestea,
- întocmirea documentelor necesare pentru corecta derulare a contractului EBRD RO 906 D1-1 și recepționarea lucrărilor de montare și punere în funcție a transformatoarelor de măsurare și a contoarelor de energie electrică din instalațiile ST Sibiu ,
- participarea prin verificări în instalații, la mentenanța preventivă și corectivă, a contoarelor de energie electrică din acest sistem,
- realizarea imaginii grafice a conturilor energetice pentru fiecare Sucursala de Transport,
- realizarea aplicației în Internet Explorer de accesare a acestora,
- promovarea în lucrări publicate și prezentate a necesității monitorizării permanente a CEE la interfața între RET-RED,
- propunerea unui proiect pilot pentru monitorizarea permanentă a CEE,
- menționarea caracteristicilor tehnice din caietul de sarcini în vederea achiziționării analizorului CEE,
- participarea la analiza ofertelor tehnice din cadrul licitației,
- colaborarea cu Institutul Național de Metrologie București în vederea clarificării cerințelor metrologice și emiterii unui Buletin de verificare metrologică,
- parametrizarea analizorului CEE,
- realizarea unui program de calcul pentru analiza indicatorilor CEE conform standardului EN 50160:1999 [22],
- analiza tuturor datelor înregistrate în corelare cu oscilografierea curbei de tensiune și a evenimentelor înregistrate de personalul de servire operativă,

In acest capitol am soluționat:

- implementarea proiectului pilot de monitorizare permanentă a CEE,
- metodele de analiză statistică numerică și grafică a amplitudinii tensiunii de alimentare,

- corelarea rezultatelor obținute cu oscilograma curbei tensiunii de alimentare,
- corelarea rezultatelor obținute cu evenimente înregistrate de personalul de servire operativă și propun pentru soluționare:
 - parametrizarea analizorului CEE în vederea analizei frecvenței tensiunii de alimentare, curbei CBEMA, nivelului de flicker de lungă și scurtă durată,
 - parametrizarea analizorului CEE pentru măsurarea energiei electrice active și reactive, conform cerințelor pieței angro,
 - remontarea analizorului CEE în noua configurație a stației de transformare Sibiu Sud, în curs de retehnologizare ilustrată în figura 3-30 ,
 - integrarea acestuia în viitoarea rețea de ethernet a stației în vederea comunicării cu sediul ST Sibiu, pentru o exploatare operativă și mentenanță eficientă,
 - utilizarea performanțelor în comunicație ale lui NEXUS 1252, în vederea utilizării datelor înregistrate pentru aplicații de telecontorizare și SCADA.

figura 3-30 Retehnologizare stație 400/220/110/20kV Sibiu Sud

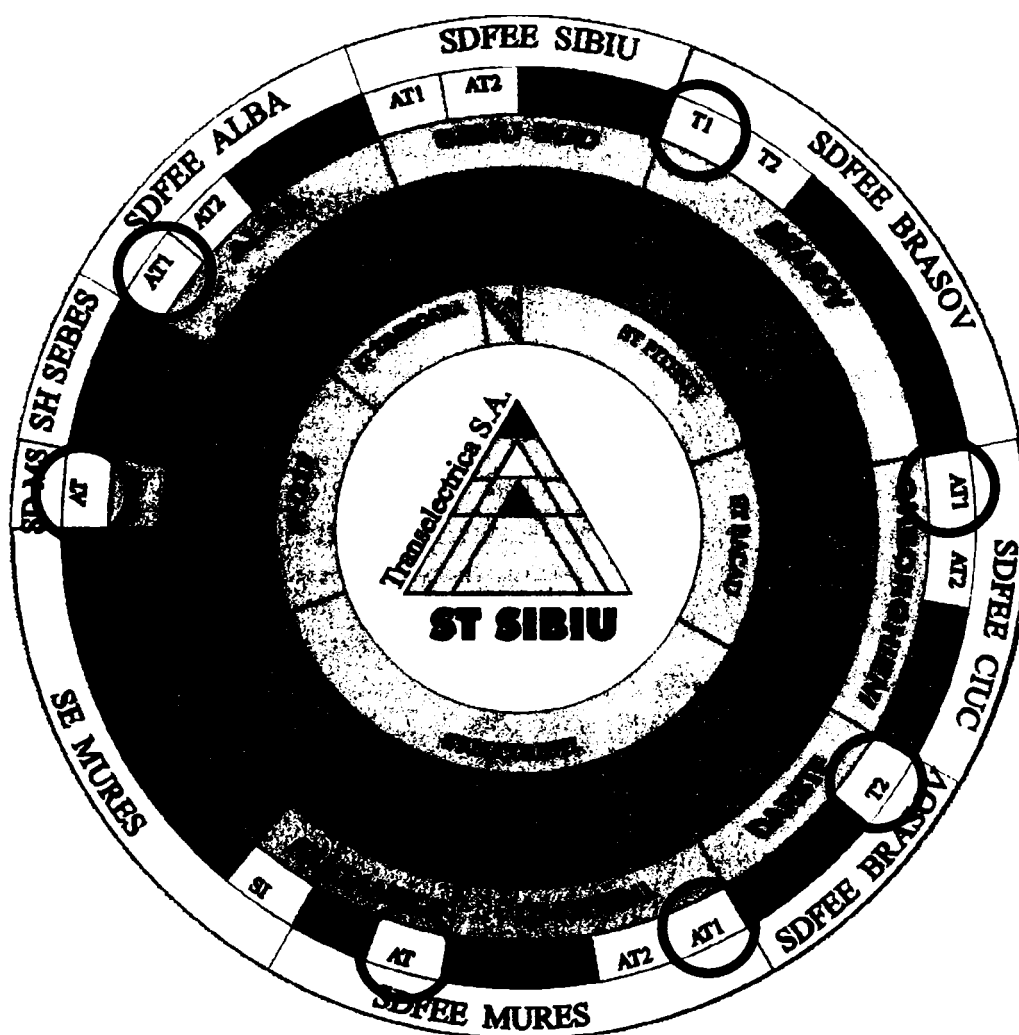


Capitolul 4. Sistemul de monitorizare permanentă a CEE

În cadrul CNTEE Transelectrica SA la Sucursala de Transport Sibiu au continuat demersurile pentru monitorizarea permanentă a CEE la interfața între RET și RED prin dezvoltarea pilotului CEE realizat în anul 2004 și a cărei ultime rezultate experimentale au fost prezentate în capitolul anterior. Astfel, în anul 2006 a fost implementat un sistem de monitorizare permanentă a indicatorilor CEE în 7 puncte de decontare pe conturul energetic al ST Sibiu prezentat în figura 4-1 și detaliat în tabelul 4-2.

Cu cercuri albastre sunt marcate cele 7 puncte de decontare a energiei electrice pe piața angro monitorizate. Acestea sunt amplasate la interfața între RET și RED, la nivelul de tensiune 110kV a auto-transformatoarelor, între CNTEE Transelectrica SA ST Sibiu și sucursalele SDFEE Alba Iulia, SDFEE Brașov, SDFEE Târgu Mureș și SDFEE Miercurea Ciuc din cadrul SC Electrica SA FDFEE Transilvania Sud. În acest capitol se prezintă arhitectura sistemului, implementarea acestuia, evaluarea indicatorilor CEE și rezultatele experimentale obținute în perioada martie-decembrie 2006.

figura 4-1 Conturul energetic ST Sibiu



4.1 Arhitectura sistemului

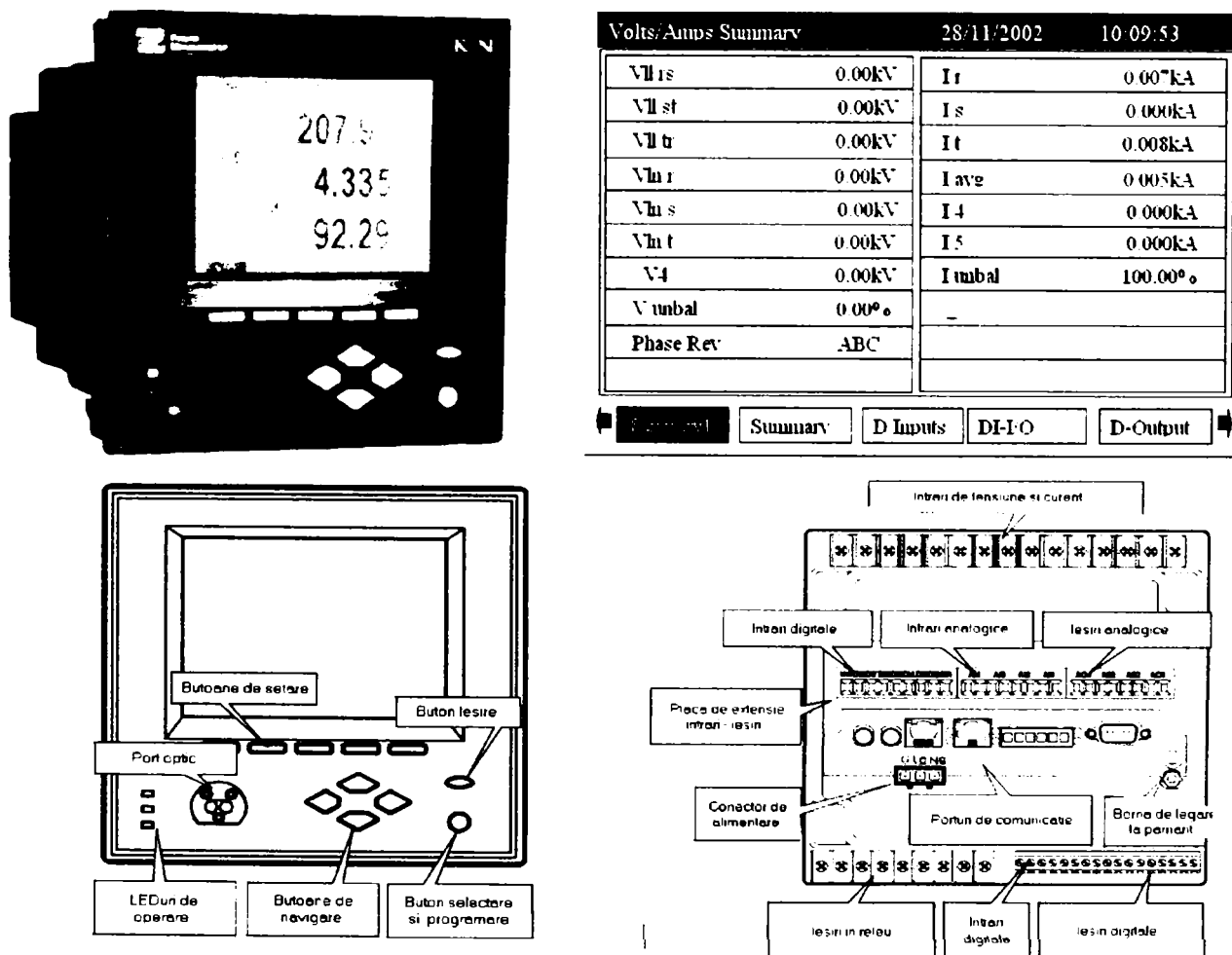
Sistemul este alcătuit din următoarele echipamente și aplicații software:

Nr crt	Echipament	Fabricant	Tip	Cantitate
1	Analizor CEE	Power Measurement Canada	7650 ION™	7 buc
2	Modem PSTN	US Robotics	Courier 56K Bussines	8 buc
3	Server date	Hewlet Packard	Procesor Pentium 4	1 buc
4	Licență software	Power Measurement Canada	ION Enterprise 5.5	1 buc

4.1.1 Analizorul CEE

Analizorul CEE tip ION 7650, fabricație Power Measurement, din figura 4-2 este un aparat de măsurare trifazat pentru rețele electrice, având funcții avansate de analiză a calității energiei electrice, contorizare și mai multe porturi de comunicație. Analizorul este configurat de către fabricant să efectueze toate funcțiile de bază pentru monitorizarea energiei electrice, asigurând facilități sporite de monitorizare, analiză și control a CEE în rețele electrice trifazate. Analizorul are o structură modulară și un design deschis pentru crearea unor funcții utilizator și adaptarea practic la orice aplicație specifică, dispunând de flexibilitate și putere de calcul necesară pentru o monitorizare completă. În general acesta se utilizează în montaj fix. Conform [42] și [43] sunt enumerate în continuare caracteristicile tehnice, metrologice, de parametrizare, înregistrare și comunicare de date și evenimente. Fiecare analizor are un certificat de calitate și calibrare de la producător.

figura 4-2 Analizorul CEE ION 7650



4.1.1.1 Caracteristicile tehnice și metrologice

Mediul ambiant

- dimensiuni înălțime-lățime-adâncime: 600-400-340 mm,
- temperatura de funcționare: între $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ și $70\text{ }^{\circ}\text{C}$,
- temperatura de stocare: între $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ și $85\text{ }^{\circ}\text{C}$,
- umiditate acceptată: între 5-95% fără condensare.

Alimentarea auxiliară

Alimentarea aparatului se realizează cu o gamă de tensiune extinsă în domeniul

- $85\div 240(\pm 10\%)$ Vc.a la 47-63 Hz,
- $110\div 330(\pm 10\%)$ Vc.c.

Alimentarea tensiune electrică

- 5 intrări de tensiune: $V_1, V_2, V_3, V_4, V_{ref}$,
- Maxim: 347 V (L-N) sau 600 V (L-L),
- Supratensiune: 1500 Vca,
- Impedanța de intrare: $5\text{M}\Omega/\text{faza}$.

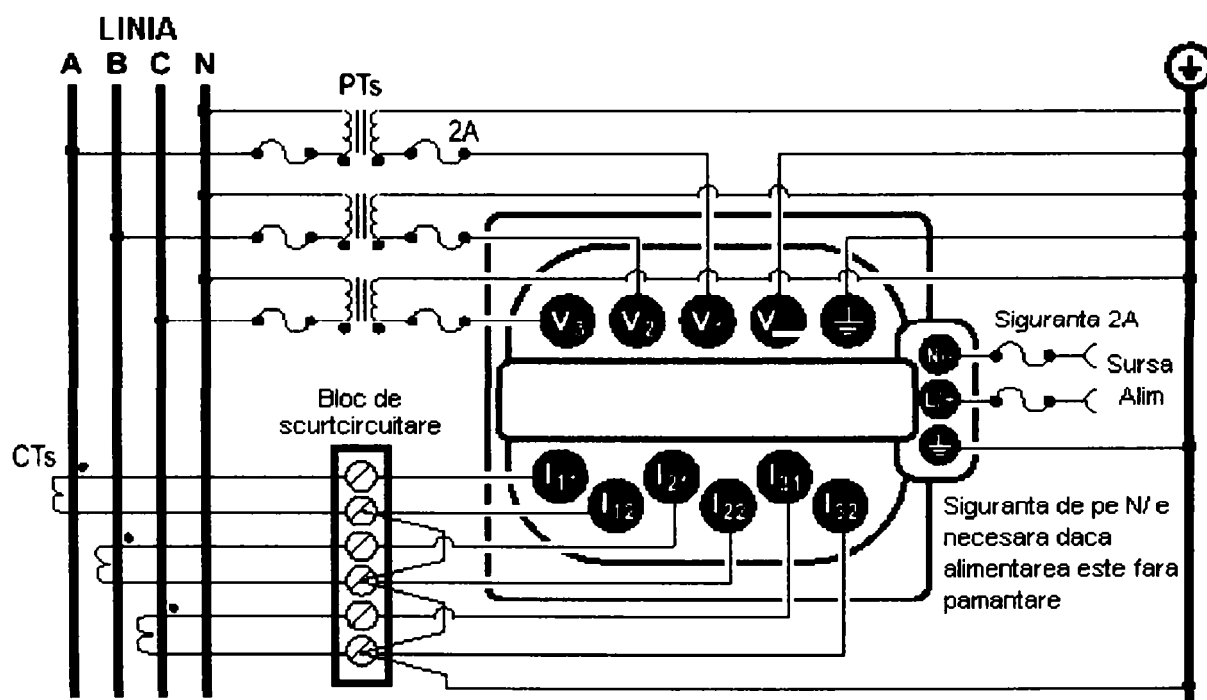
Alimentarea curent electric

- 5 intrări de curent: $I_{11+12}, I_{21+22}, I_{31+32}, I_{41+42}, I_{51+52}$,
- Curent nominal: 5 A,
- Curent de pornire: 0,005 A,
- Suprasarcină: 500 A pentru 1 secundă, fără repetare,
- Consum: 0,05 VA/fază,
- Impedanță: $0,002\ \Omega/\text{fază}$.

Schema de conexiune

Oferă configurații multiple în montaj direct și indirect. La implementarea sistemului s-au utilizat schemele din figura 4-3 și figura 4-7.

figura 4-3 Schemă conexiune 3 circuite de curent



Măsurarea mărimilor electrice

- Frecvența de eșantionare: 25600 Hz.
- Rezoluția pe perioadă: 512 eșantioane .
- Memorie de date: 5 MB.

Analizorul CEE ION 7650 măsoară mărimile electrice utilizând un convertor analog-digital de 16 bit pentru tensiune și 19 bit pentru curent, cu o rezoluție menționată, ceea ce permite înregistrarea fenomenelor tranzitorii cu durată de 10ms și a armonicilor până la ordinul 63. Măsurătorile sunt înregistrate cu etichetă de timp, dispune de un calendar intern pentru 2 ani, iar ceasul intern poate fi sincronizat automat în timpul citirii de la distanță.

Analizorul CEE ION 7650 asigură măsurarea cu exactitate ridicată a valorilor efective ale tensiunilor și curenților, a puterilor, energiilor și factorului de putere conform tabelul 4-1. Citirile sunt actualizate la fiecare ciclu și la fiecare secundă.

tabelul 4-1 Clasa de exactitate pentru mărimi electrice

Nr. crt	Mărime electrică măsurată	Clasă de exactitate
1	valori instantanee și medii ale tensiunilor de linie și de fază	0,1%
2	valori instantanee și medii ale curenților, pe fiecare fază și pe conductorul neutru	0,4%
3	frecvența tensiunii de alimentare	0,005 Hz
4	putere activă, reactivă, aparentă pe fiecare fază și în total puteri medii: ferestre alunecătoare, fixe, predictive	0,2%
	energie activă și reactivă, primită, cedată, absolută și energia aparentă primită	0,2%
5	factorul de putere pe fiecare fază și în total	0,2%


Mărimi calculate:

- nivel de flicker de scurtă și lungă durată. P_{st} și P_{lt} corespunzător 95% și 99% pe un interval,
- armonice: permite analiza spectrală individuală a semnalelor de tensiune și de curent (armonici cu rang maxim 63), calculează factorii individuali de distorsiune pentru toate semnalele de intrare, precum și distorsiunile armonice totale, de asemenea factorul K pentru curent – conform IEC 61000-4-7,
- nesimetrii de curent și de tensiune, utilizând definiția CEI și separat definiția IEEE. Analizorul calculează componentele simetrice de secvență pozitivă, negativă și zero, pentru tensiune și curent,
- detectarea perturbațiilor tranzitorii: rezoluție 20 μ s, înregistrare goluri sau vârfuri de tensiune,
- verificarea încadrării tensiunilor (supratensiuni, goluri de tensiune, întreruperi de scurtă durată, întreruperi de lungă durată) în matricele corespunzătoare normativelor EN 50160:1999 [22];
- verificarea încadrării tensiunilor în curbele CBEMA,
- inversarea sensului de circulație a puterilor pentru fiecare fază,
- frecvența semnalelor primare.

De menționat că analizorul CEE ION 7650 determină puterea reactivă în regim nesinusoidal (conform definiției Budeanu), calculând $Q=U_1I_1\sin\varphi_1+ U_3I_3\sin\varphi_3$ și nu puterea complementară puterii active.

Certificarea producătorului (figura 4-4) atestă pentru fiecare echipament calitatea și conformitatea testelor de funcționare, a verificării metrologice pentru măsurarea energiei electrice activă și reactivă și a inspecției.

figura 4-4 Certificate de calitate și conformitate



CERTIFICATE OF COMPLIANCE AND CALIBRATION

Power Measurement certifies that the product listed below meets the published specifications and has been calibrated and tested using equipment and standards traceable to the National Institute of Standards and Technology (NIST) in the US or the National Research Council of Canada (NRC).

Model	Serial #	Calibration Date
ION 7650	PJ-0511A166-01	11/28/2005

AUTOMATED TESTING:

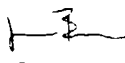
- Power supply levels tested and checked on variable power supply units
 - Communications verified
 - Unit ID and serial number programmed
 - Voltage and current inputs calibrated
 - Accuracy calibrated and tested (if applicable)
 - Required software options programmed
 - Calibration constants saved to external file

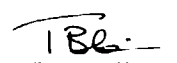
FINAL TESTING AND INSPECTION:

- Serial number verified
- Firmware version verified
- LCD Keypad functionality checked (if applicable)
 - Menu checked
 - Calibration verified
- Software options downloaded and verified (if applicable)
- Applicable counters and registers cleared

Model	SN	Test Equipment	Calibration Due Date
ION 7650	0511A166-01	11/28/2005	11/28/2005


TEST EQUIPMENT USED TO CALIBRATE METER


 Quality Manager


 Production Manager

Quality System
Certified to
ISO 9001:2000

www.pwrms.com



Certificate of Compliance and Verification


Model ION 7650
Serial # PJ-0511A166-01

The following data contains the energy test results verifying the accuracy of the above meter at the time this test was performed.

Power Measurement certifies that the meter listed above meets the published specifications and has been calibrated and tested using equipment and standards traceable to the National Institute of Standards and Technology (NIST) in the US or the National Research Council of Canada (NRC).

Accuracy Data

Model	Serial #	Test Point	Test Result	Test Date	Test Location
ION 7650	PJ-0511A166-01	100V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	200V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	300V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	400V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	500V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	600V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	700V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	800V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	900V	0.05%	11/28/2005	ION 7650
ION 7650	PJ-0511A166-01	1000V	0.05%	11/28/2005	ION 7650


 Quality System
 Certified to
 ISO 9001:2000

www.pwrms.com

4.1.1.2 Înregistrarea și transmiterea de date-evenimente

Parametrizarea analizorului ION 7650 se poate realiza local, utilizând afișajul și tastele, precum și de la distanță, utilizând aplicația software dedicată.

Afișajul cu cristale lichide, permite vizualizarea în timp real a parametrilor mășurați. Parametrii se pot afișa sub formă de: valori numerice, bare, fazorii, curbe, grafice. Afișarea curbelor, a rezultatelor analizei spectrale și a parametrilor de stare menționați anterior este efectuată prin intermediul unui terminal grafic modular cu cristale lichide cu contrast ajustabil, care dispune de 24 pagini optimizabile de către utilizator. Meniul aparatului permite realizarea de diferite funcții: alegerea tipului de conexiune (stea, delta, monofazat), stabilirea rapoartelor de transformare pentru tensiuni și curenți, parametrizarea porturilor de comunicație, analiza CEE, afișajul mărimilor electrice, setare dată-oră, setări de securitate.

Toate funcțiile de configurare ale aparatului sunt protejate prin parolă. Parola se poate schimba sau elimina din meniul Security. Într-o sesiune de configurare, la schimbarea unor parametri, este necesară introducerea parolei o singură dată.

Analizorul CEE ION 7650 asigură înregistrarea datelor, a formelor de semnal și a evenimentelor într-o memorie nevolatilă de tip NVRAM, cu capacitate de 5 MB, pentru a asigura stocarea datelor între momentele în care fișierele sunt preluate prin intermediul interfețelor de comunicație.

Pot fi înregistrate simultan până la 800 de mărimi electrice diferite, în orice combinație de măsurători, efectuate la intervale de timp preprogramate, determinate de condiții logice. Implicit, se înregistrează toți parametrii de stare, distorsiunile armonice totale și componentele simetrice la fiecare 15 secunde. De asemenea, pot fi înregistrate valorile minime/maxime ale oricărui parametru pe orice interval de timp predefinit sau la apariția unor evenimente exemplificate în figura 4-5.

figura 4-5 Jurnal de date și evenimente

Time	Value	Unit	Event	Value	Unit	Event	Value	Unit	Event
11/24/2007 15:00:00 AM	118346.2	18141.2	113030	117873.4	0.951	118665.3	118476.2	113410.8	118185.3
11/24/2007 15:00:15	118193.9	17906.2	113011.3	117635.4	0.87	118666.4	118221.7	113411.1	118070.1
11/24/2007 15:00:30	118077.4	17611.4	112975.6	117316.1	0.86	118637.7	118322.7	113331.3	118086.4
11/24/2007 15:00:45	118222.3	18266.7	113041.8	117362.4	0.666	118664.9	118670.5	113628.7	118378.6
11/24/2007 15:01:00	118041.6	17907.9	112989.9	117566.5	0.887	118674.1	119300.9	113720	117940.5
11/24/2007 15:01:15	118212.2	18475.1	113196.3	117533.5	0.799	118497.4	118608.6	114804.7	118219.3
11/24/2007 15:01:30	118531.9	19511.8	113789.3	117869.3	0.807	118840.4	118547.3	119744.7	118267.8
11/24/2007 15:01:45	118396.7	18469.4	113481.2	117809.2	0.706	119396.1	114712.2	114980	118418.1
11/24/2007 15:02:00	118300.6	18300.6	113441.1	117841.7	0.64	119162.2	11849.1	114896.5	118275
11/24/2007 15:02:15	118636.7	19609.6	114061.6	118009.7	0.656	119197.5	118027.1	118952.6	118690
11/24/2007 15:02:30	118416.4	18421.4	113784.1	117941.1	0.71	118714.9	118022.2	114700.1	118160.0
11/24/2007 15:02:45	118303.6	18402.6	113781.9	118006.9	0.687	118936.1	118265.3	120029.5	118313.3
11/24/2007 15:03:00	118662.5	19256.2	114576.7	118113.7	0.62	118952.4	118532	118879.5	118226.9
11/24/2007 15:03:15	118222.3	18266.7	113454.1	117813.7	0.784	118422.2	119210.6	114822.1	118311.9
11/24/2007 15:03:30	118636.7	19609.6	114061.6	118011.6	0.71	118906.7	118664.4	113805.7	118393
11/24/2007 15:03:45	118709.9	19327.3	114265.6	117999	0.697	118950.3	118636.6	118757.6	118266.6
11/24/2007 15:04:00	118604.9	19256.2	114001.2	118001.2	0.687	118965.9	118837.7	118666.8	118414.6
11/24/2007 15:04:15	118252.2	18206.4	113816.3	117753.6	0.674	118952.7	118299.6	113371.1	118060.6
11/24/2007 15:04:30	119041.1	19766.2	114341.3	118222.7	0.645	118222.9	118109.5	118116.9	118231.5
11/24/2007 15:04:45	118941.6	19706.6	114381.6	118247.3	0.64	118430.1	118100.6	114339.8	118229
11/24/2007 15:05:00	118609.2	19506.4	114358	118195.1	0.666	118210.1	118296.7	118936.7	118277.4
11/24/2007 15:05:15	118764.7	19762.3	114709.6	118486.9	0.616	118422.6	118161.4	118162.9	118286.9
11/24/2007 15:05:30	118611.1	19716.1	114686.3	118521.3	0.617	118422.9	118106.8	114211.5	118211.3
11/24/2007 15:05:45	118322.3	18266.7	113444.1	118204.5	0.512	118996	118415.2	119219.5	118257.3
11/24/2007 15:06:00	117732.1	17467.2	113444.1	118204.5	0.564	118112.5	118765	118782.5	118214.9
11/24/2007 15:06:15	117756.5	17482.1	113434.4	118196.6	0.58	118166.7	118342.7	118721.1	118236.4
11/24/2007 15:06:30	117476.7	17192.7	113254.9	118088.4	0.647	117796.9	118222.9	118520.3	118246.5
11/24/2007 15:06:45	117162.1	16889.7	113190.7	118088.7	0.6	117702.6	118167.7	118411.7	118219.4
11/24/2007 15:07:00	116852.6	16614.7	112621.6	118413.4	0.613	117091.6	116919.9	117854.9	116664.3

Time	Value	Unit	Event	Value	Unit	Event
11/24/2007 15:07:00 AM	25	Comm 1	232/485 Time Change Request	Clock 1	Time About to be Changed	
11/24/2007 15:07:00 AM	25	Comm 1	232/485 Time Change	Clock 1	Time Changed	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I NegSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 D	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 A	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	50	V PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I NegSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 D	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 A	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	V PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I NegSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 D	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 A	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	50	V PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I NegSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 D	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 A	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	50	V PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I NegSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 D	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 A	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	50	V PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I NegSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 D	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	10	I PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1 A	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	50	V PosSeqMag	Lmt Exceeded	Funb1 N1	Incremented	
11/24/2007 15:30:00 AM	200	V1	Transient Detected	TR1 TransV1Mag	128	

Jurnalul de evenimente implementat în analizorul CEE ION 7650 reține în memoria internă ultimele 500 de evenimente împreună cu data și ora la care au avut loc. Acest jurnal este foarte util în reconstituirea evenimentelor deoarece înregistrează cu precizie:

- depășirea sau scăderea sub anumite limite reglate: tensiune, curent, putere, factor de putere, etc.,
- acționarea releelor de ieșire: anclanșare sau declanșare întrerupător (timpul de acționare și de revenire),
- schimbarea poziției intrărilor de semnalizare: închidere sau deschidere întrerupător, separator, alarme,
- întreruperea tensiunii de alimentare a aparatului sau întreruperea unei faze,
- reprogramarea aparatului, etc.

Analizorul ION 7650 dispune de multiple porturi de comunicație: Ethernet, RS-232, RS-485, port optic frontal. Legătura dintre echipament și calculator personal poate fi de tip RS-485, utilizând modem-uri conectate pe linii telefonice închiriate sau dedicate, fibră optică și/sau legături radio. Echipamentul poate fi integrat într-un sistem SCADA sau în rețele de echipamente pentru monitorizarea energiei, de management a acestuia , deoarece este disponibilă o varietate mare de protocoale de comunicație.

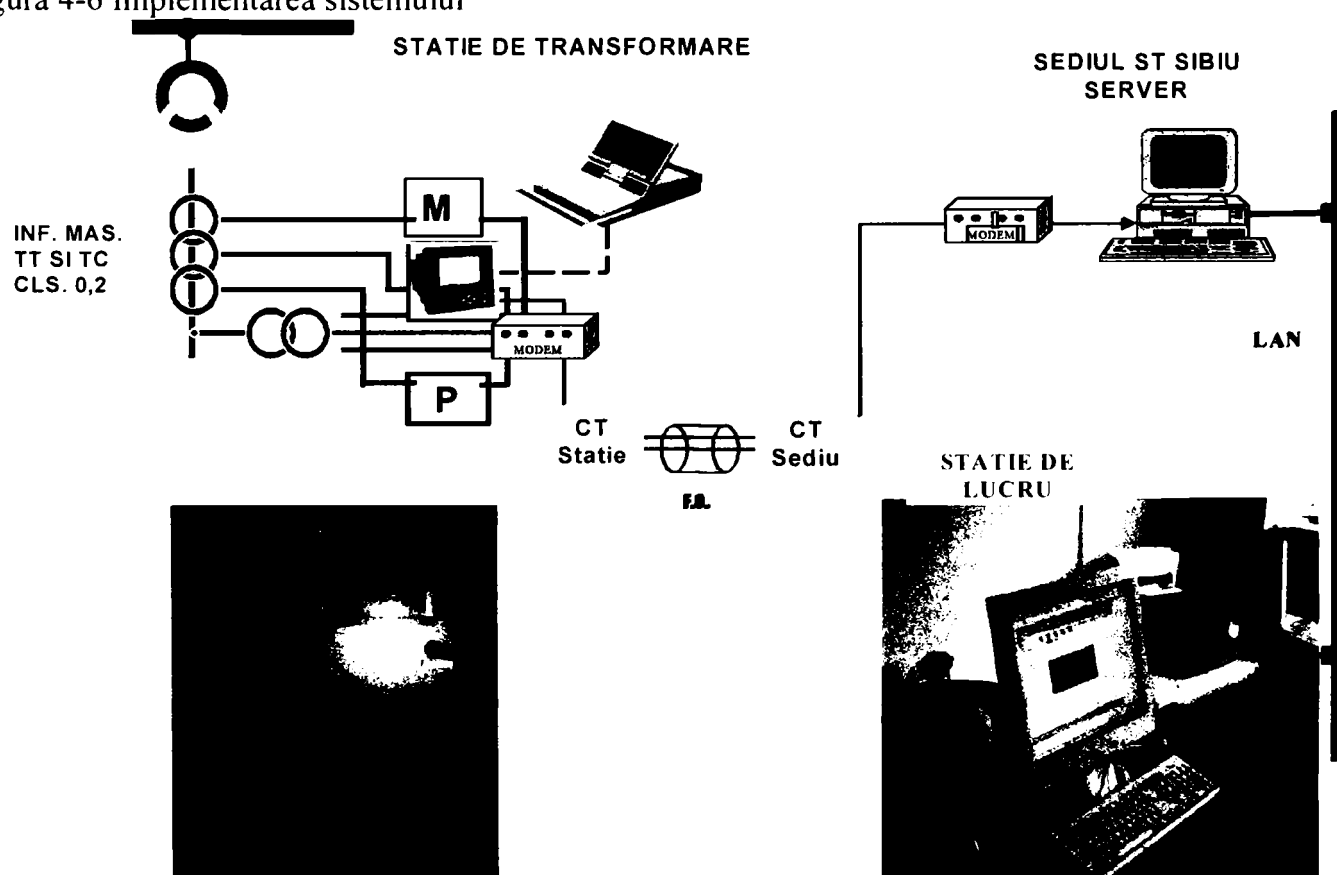
4.1.2 Modemul și serverul de date

Modemul este de tip "US Robotics Courier 56K Bussines dial-up" pentru linie telefonică comutată. Viteza de comunicație selectată este 19200 baud/s. Acest tip de modem păstrează setările proprii în cazul întreruperii accidentale a tensiunii de alimentare. Serverul de date este un calculator personal HP Intel P4, 3GHz. Datorita volumului foarte mare de date înregistrate, în vederea prelucrării lor în diferite forme statistice, capacitatea de stocare este 1024MB RAM, HDD Sata 120GB. Alimentarea auxiliară este asigurată de UPS. Serverul de date dispune de un monitor LCD 19", un sistem de imprimare color multifuncțional A4. Comunicația cu analizoarele din cadrul sistemului se realizează prin conectarea serverului la modemul extern prezentat mai sus, pe circuit telefonic analogic. Sistemul de operare este Microsoft Windows NT. Analizorul CEE este compatibil cu aplicația software de monitorizare ION Enterprise 5.5 a firmei Power Measurement, instalată pe acest server. La cerere se preiau datele transmise de analizoare și se stochează automat într-o bază de date dedicată. Sistemul permite arhivarea externă a datelor transmise, prin DVD RW încorporat și totodată securizarea acestora. Există și o stație de lucru pe care a fost instalată cu licență individuală aceeași aplicație software de analiză a calității energiei electrice. Întreaga bază de date stocată pe serverul de date se poate accesa la cerere în vederea generării propriilor programe de prelucrare a datelor primare, tipării datelor, graficelor, rapoartelor.

4.2 Implementarea sistemului

Implementarea sistemului a necesitat efectuarea de lucrări pe două nivele, în fiecare celulă de măsură din stațiile de transformare și la punctul central. Lucrările s-au desfășurat în perioada ianuarie-aprilie 2006 analizoarele fiind puse în funcțiune succesiv pe parcursul acestui interval în locațiile indicate în figura 4-1. Din acest motiv perioada de monitorizare aferentă fiecărui analizor diferă.

figura 4-6 Implementarea sistemului



În figura 4-6 se prezintă arhitectura sistemului, în variantă simplificată ce cuprinde numai o singură locație din teren și punctul central. La nivelul punctului de măsurare, din stația de transformare s-au montat echipamentele în celula de măsurare, din cabina de protecții sau sala de protecții. După cum se observă în figură analizoarele au fost instalate în montaj fix pe dulapul de metering corespunzător celulei monitorizate.

La nivelul punctului central din sediului Sucursalei de Transport Sibiu, s-a instalat serverul de date și aplicația dedicată în biroul SSCPA.

4.2.1 Nivelul punct de măsurare

Implementarea sistemului la nivelul punctului de măsurare a cuprins etapele de montare a echipamentelor, analizor CEE și modem PSTN, în cele 7 puncte de măsurare, conform tabelul 4-2, realizarea circuitului de comunicație între modem și centrala telefonică din stație precum și verificarea comunicației cu serverul de date.

tabelul 4-2 Echipamentele la nivelul punctului de măsurare

Nr. Crt	Stație transformare	Celula măsurare	Analizor CEE	Modem PSTN	Data montare
1	Alba Iulia	AT1 / 110kV	ION 7650 s: PJ-0511A165-01	Robotics 3453B s: 3MBSY97F0049	17.01.2006
2	Brașov	T1 / 110kV	ION 7650 s: PJ-0511A164-01	Robotics 3453B s: 3MBSY97F0100	26.01.2006
3	Dârste	T2 / 110kV	ION 7650 s: PJ-0511A167-01	Robotics 3453B s: 3MBSY97F0095	20.04.2006
4	Iernut	AT / 110kV	ION 7650 s: PJ-0511A169-01	Robotics 3453B s: 3MBSY97F0104	19.01.2006
5	Fântânele	AT / 110kV	ION 7650 s: PJ-0511A168-01	Robotics 3453B s: 3MBSY97F0016	20.01.2006
6	Gheorgheni	AT1 / 110kV	ION 7650 s: PJ-0511A166-01	Robotics 3453B s: 3MBSY97F0094	31.01.2006
7	Ungheni	AT1 / 110kV	ION 7650 s: PJ-0511A170-01	Robotics 3453B s: 3MBSY97F0096	18.01.2006

Montarea echipamentelor în stația Dârste a fost întârziată de lucrările necesare pentru cablarea circuitelor de măsurare de curent. Analizoarele CEE ION 7650 au fost montate în circuitele secundare de măsurare ale noilor transformatoarelor de măsurare de curent și tensiune montate prin proiectul de telecontrolizare a energiei electrice pe piața angro indicate în tabelul 3-8.

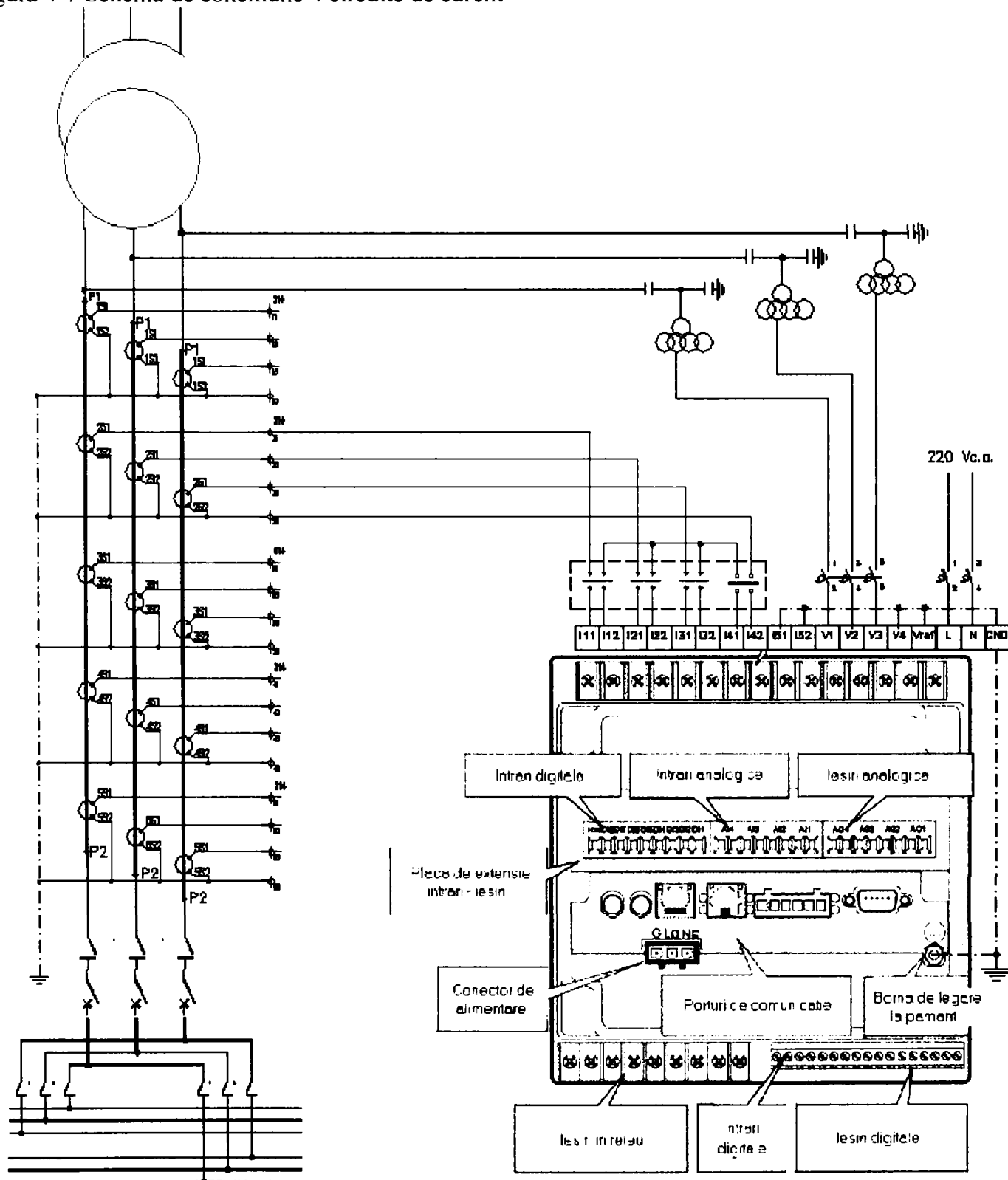
tabelul 4-3 Transformatoarele de măsurare

Transformator de măsurare de curent			Transformator de măsurare de tensiune		
Fabricație	Tip	Inf. secundară	Fabricație	Tip	Inf. secundară
TRENCH Franța	IOSK 123	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,2	TRENCH Canada	TEVP 115HH	a II-a de măsurare cls. exactitate 0,2

Circuitele de curent ale analizorului ION 7650 au fost conectate la bornele I_{11+12} , I_{21+22} , I_{31+32} , I_{41+42} , în serie cu aparatele de măsurare existente, în cel de al doilea circuit secundar de măsurare al transformatoarelor de măsurare de curent. Circuitele de tensiune ale analizorului $V_1, V_2, V_3, V_4, V_{ref}$ au fost conectate în cel de al doilea circuit secundar de măsurare, al transformatoarelor de măsurare de tensiune, în paralel cu aparatele de măsurare existente. Tensiunea de 220 V_{CC} pentru alimentarea

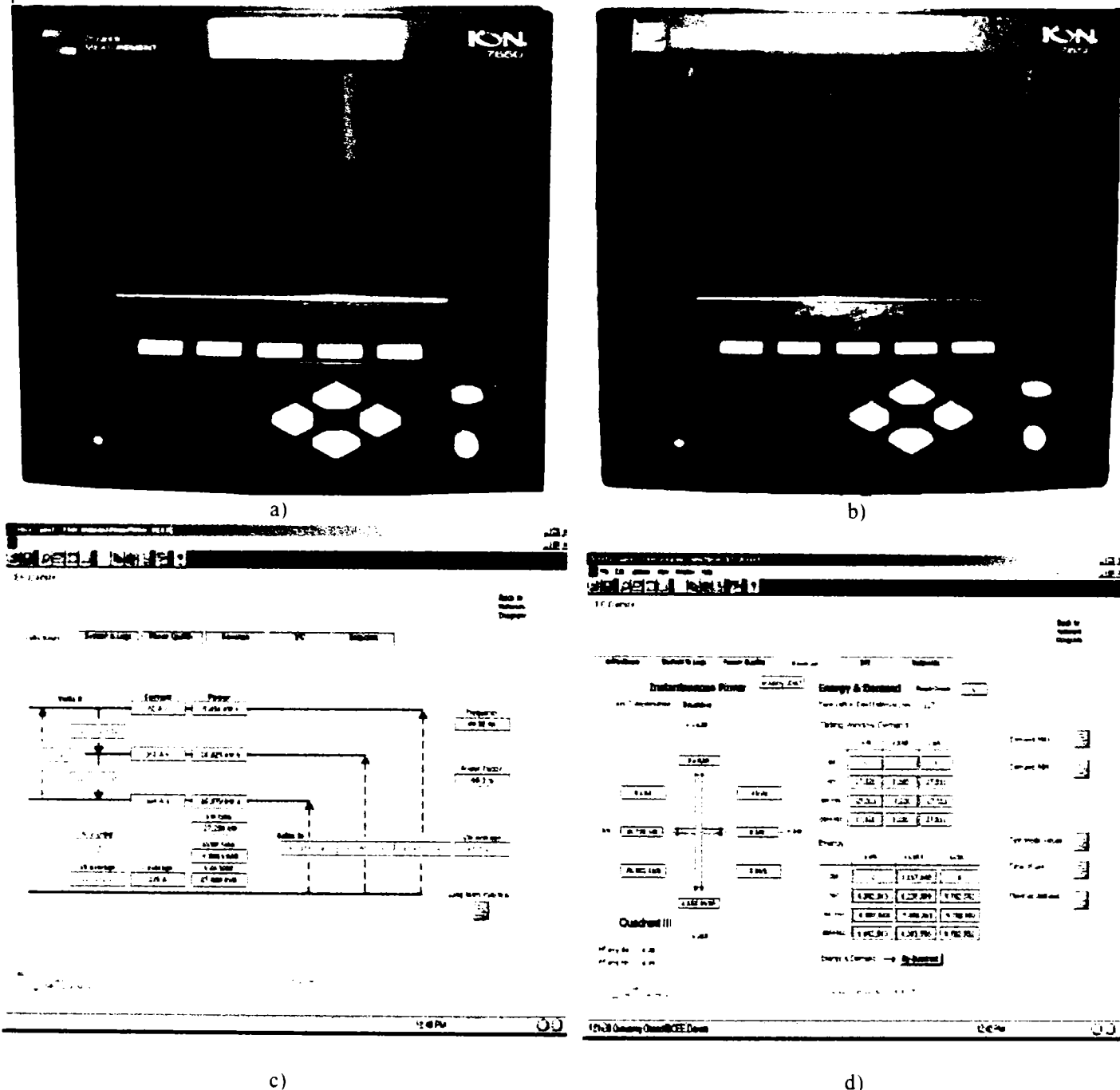
auxiliară a analizorului a fost adusă prin siguranțe automate la bornele L, N. Conexiunile efectuate pot fi observate în figura 4-7. Se remarcă blocul de încercare și protecție pentru conectarea circuitelor din al doilea secundar al transformatoarelor de măsură de curent și siguranțele automate pentru protecția circuitelor de tensiune. Intrările de curent și tensiune au fost legate între ele și la pământ prin borna GND a analizorului pentru protecția echipamentului și eliminarea semnalelor parazite.

figura 4-7 Schema de conexiune 4 circuite de curent



Conectarea corectă în sistemul de măsurare trifazat a fost verificată la nivelul punctului de măsurare prin diagrama vectorială afișată pe ecranul analizorului și la nivelul punctului central prin vizualizarea valorilor mărimilor electrice și a sensului de vehiculare a energiilor electrice active și reactive ca în figura 4-8.

figura 4-8 Verificare schemă montare analizor CEE a) Ecran inițial; b) diagrama fazorială ON-LINE; c) verificarea software a mărimilor electrice; d) verificarea software a sensului de vehiculare a puterilor



ION 7650 vizualizează pe afișaj mai multe informații utile pentru utilizator, spre exemplu ecran afișare:

- tensiune medie, curent mediu, factor de putere total,
- tensiuni de linie ,
- curenți pe fiecare linie ,
- puteri totale (activă, reactivă, aparentă).

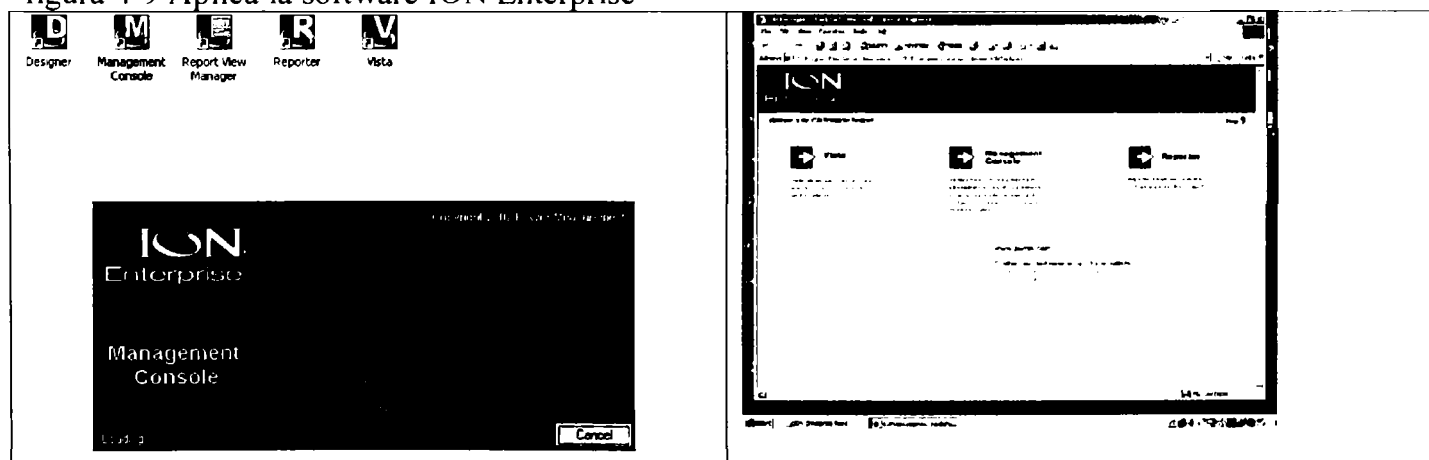
- energii exportate,
- putere medie absorbită,
- energii de vârf exportate,
- tensiuni sub formă de grafuri bară, cu indicatori de min. și max.,
- tensiuni, curenți – sumar1,
- energie activă, reactivă, aparentă, factor de putere (pe fiecare linie și total)sumar2,
- intrări și ieșiri digitale,
- intrări și ieșiri analogice,
- date informative despre configurare și beneficiar,
- diagramă vectorială,
- evenimente,
- Setpoint Status,
- energie și putere medie importată,
- puteri medii în vârf ,
- coeficientul total de distorsiune(THD) pentru tensiuni și curenți,
- armonice pentru fiecare tensiune de fază și nul,
- armonice pentru fiecare curent pe cele 5 faze,
- tarife
- energii și puteri medii pe tarife,
- frecvență (nominală și maximă).

Datele sunt transmise către punctul central, prin intermediul unui modem conectat la portul de comunicație RS-232, al analizoarelor CEE. Între locul de amplasare a echipamentelor (respectiv sediu) și centralele telefonice din stație mediul de transmisie este canal telefonic analogic comutat. Între centralele telefonice din stații și sediul ST Sibiu se utilizează ca mediu de transmisie fibra optică proprietate Transelectrica. Pentru fiecare analizor CEE există câte un număr telefonic dedicat, în centrala telefonică a stației de transformare, disponibil prin sistemul de telefonie Transelectrica. Informațiile se transmit la cerere către punctul central.

4.2.2 Nivelul punct central

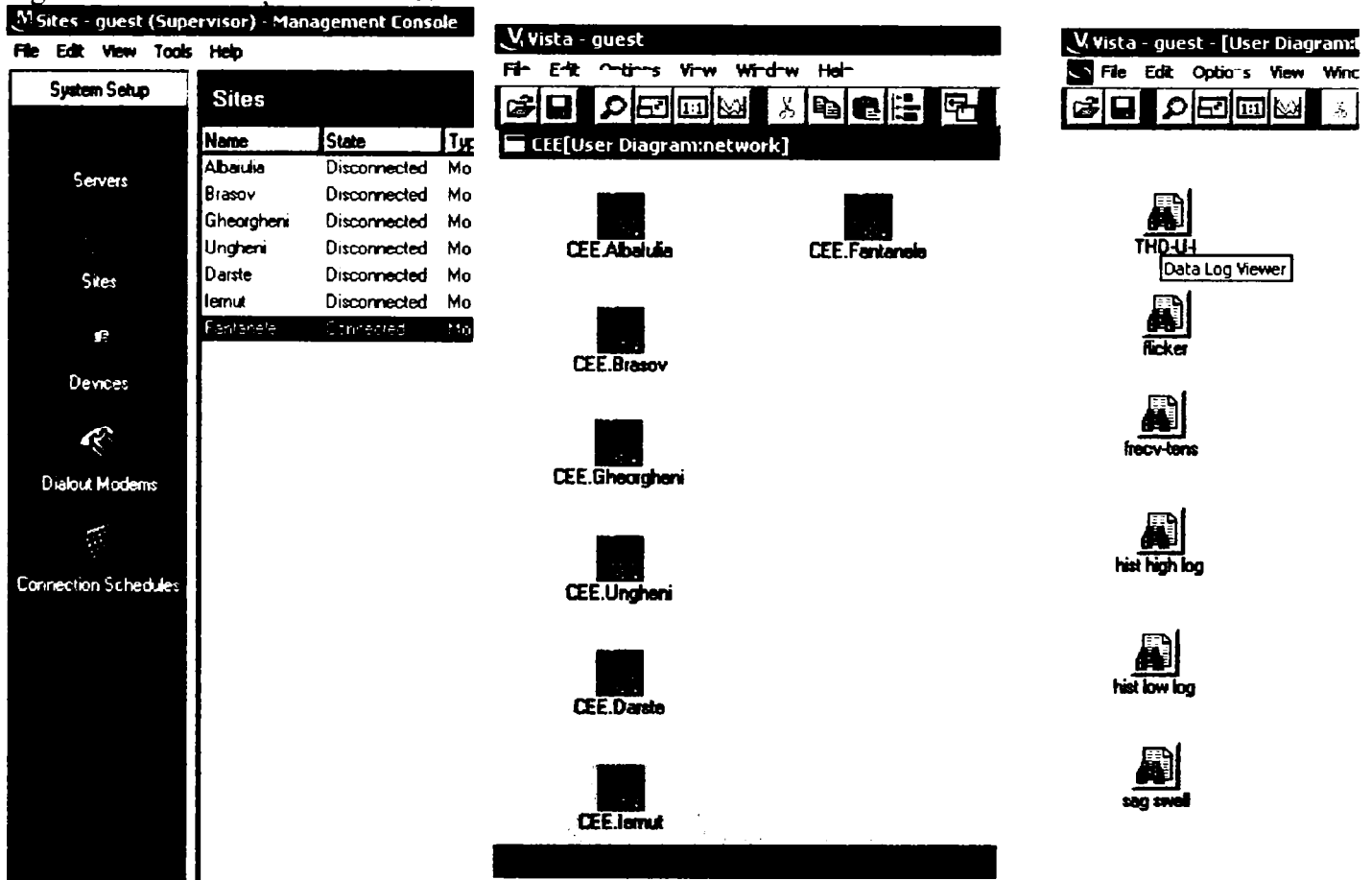
La nivelul punct central lucrările au constat în instalarea serverului de date, cu aplicația software de monitorizare, cu licență, ION Enterprise 5.5 a firmei Power Measurement și conectarea modemului aferent. Aplicația software este structurată pe modulele afișate în figura 4-9.

figura 4-9 Aplicația software ION Enterprise



- "Designer" permite parametrizarea de la distanță a analizoarelor CEE și a fost utilizat la parametrizarea celor 7 analizoare CEE.
- "Management Console" prezintă uneltele utilizate de administrator pentru organizarea rețelei de analizoare CEE, și permite configurarea, adăugarea, ștergerea de locații. O funcție a acestui modul permite activarea și dezactivarea comunicației cu analizorul CEE selectat,
- "Report View Manager" permite crearea, actualizarea și ștergerea bazei de date achiziționate,
- "Reporter" permite generarea automată de rapoarte pentru interpretarea datelor achiziționate. S-au generat 7 rapoarte EN50160, unul pentru fiecare punct de măsurare, cu periodicitate de actualizare săptămânală. Activarea acestora pe o perioadă definită de utilizator generează raportul, spre exemplu figura 4-14 . Aceste rapoarte se pot tipări și exporta în format Excel și XML
- "Vista" permite, (după stabilirea comunicației cu analizorul selectat prin "Management Console"), afișarea în timp real a valorilor mărimilor electrice, conform schemelor de alimentare, a datelor măsurate și evenimentelor înregistrate, oferind controlul manual și facilități de configurare de la distanță. În acest modul s-au definit machete pentru vizualizarea datelor măsurate, spre exemplu frecvență și tensiune la interval de 10min, flicker de scurtă și lungă durată la 10min, factor total de distorsiune pentru fiecare fază de tensiune și curent, valori maxime la 60min, valori maxime pentru frecvență, tensiuni de linie, curenți pe fiecare fază, nesimetrie negativă de tensiune, factor de putere inductiv și capacitiv, energie electrică activă, reactivă și aparentă. Exemplificări ale aplicației sunt prezentate în
- figura 4-10 și figura 4-8.

figura 4-10 Facilități modul Vista



	timestamp	Vl ab high	Vl bc high	Vl ca high	Vl avg high	V unbal high	I a high	I b high	I c high	I avg
1	02/02/2007 10:30:00.00	122.245 477	123.026 758	122.106 039	122.440 531	0.546	269.338	273.192	269.672	270.734
2	02/02/2007 11:45:00.00	122.207 609	122.933 727	122.017 813	122.381 945	0.558	268.56	270.334	265.721	268
3	02/02/2007 11:30:00.00	122.203 266	122.926 164	121.989 578	122.368 211	0.601	262.735	267.056	265.769	265.051
4	02/02/2007 11:15:00.00	122.377 305	123.045 266	122.181 094	122.531 047	0.523	262.394	266.434	265.11	264.556
5	02/02/2007 10:30:00.00	122.307 906	122.966 344	122.135 609	122.456 477	0.504	262.58	266.434	264.553	264.407
6	02/02/2007 10:45:00.00	122.338 359	122.991 844	122.136 164	122.488 789	0.507	263.103	266.626	264.792	264.436
7	02/02/2007 10:30:00.00	122.441 977	123.140 023	122.197 063	122.592 055	0.538	259.41	263.445	263.44	262.096
8	02/02/2007 10:15:00.00	122.429 688	123.105 922	122.203 82	122.567 432	0.561	258.467	262.576	261.956	260.971
9	02/02/2007 10:30:00.00	122.519 414	123.219 539	122.306 516	122.678 641	0.557	261.021	263.743	262.64	262.347
10	02/02/2007 09:45:00.00	122.192 836	122.913 273	122.030 711	122.352 656	0.537	263.027	265.999	262.521	263.745
11	02/02/2007 09:30:00.00	122.274 82	122.990 914	122.123 813	122.454 289	0.545	263.259	267.23	265.976	265.486
12	02/02/2007 09:15:00.00	122.341 313	123.094 07	122.229 469	122.537.5	0.573	261.99	265.304	263.14	262.872

4.3 Indicatorii CEE monitorizați

Analizorul CEE ION 7650 efectuează măsurarea și agregarea indicatorilor CEE conform standardelor EN 50160:1999 [22], CEI 61000-4-7:2000 [19], CEI 61000-4-15:2003 [19], și poate fi adaptat ușor și pentru analiza CEE conform altor standarde, de exemplu IEEE 519:1992 [23].

4.3.1 Metodele de măsurare și agregare

Relațiile de calcul predefinite în analizorul CEE ION 7650 sunt exemplificate în tabelul 4-4.

tabelul 4-4 Relații de calcul ION 7650

Nr crt	Indicator CEE	Relație de calcul
1	Amplitudinea tensiunii de alimentare	$V_{\alpha} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (V_k^2)}{N}}$ <p>V_{α} și I_{α} : Valorile efective pe fază V_k și I_k : Valorile de tensiune sau curent pentru eșantionul k N : Numărul de eșantioane pe durata măsurării</p>
2	Factorul de nesimetrie negativă pentru tensiune	$PQV_{nesim} = \frac{NPS}{PPS} \times 100\%$ <p>NPS : Componenta de secvență inversă pentru tensiune sau curent PPS : Componenta de secvență directă pentru tensiune sau curent</p>
3	Factorul total de distorsiune pentru tensiune	$V_{THD\alpha} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^M (V_h^2)}}{V_1} \times 100\%$ <p>$V_{THD\alpha}$: Factorul de distorsiune pe fază V_h : Valoarea efectivă pentru armonica de ordinul h V_1 : Valoarea efectivă pentru componenta fundamentală M : Armonica de cel mai mare ordin calculată - 63</p>

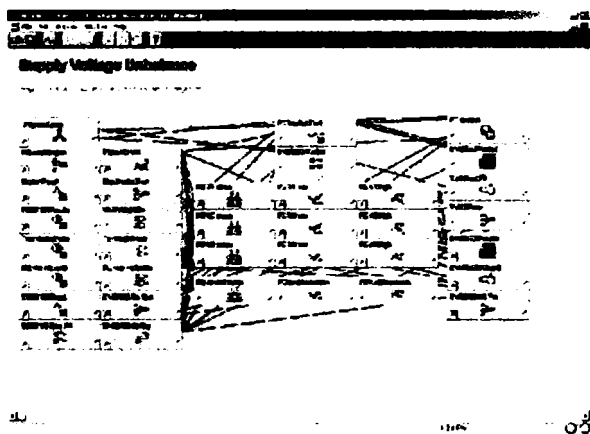
Observație: Analizorul CEE are implementate pentru calcularea factorului de nesimetrie negativă pentru tensiune două relații, conform CEI în Europa, relația din tabel bazată pe teoria componentelor simetrice și NEMA National Electrical Manufacturers Association în SUA.

Structura internă a aparatului permite extinderea funcțiilor de analiză de bază, prin definirea unor logici programabile personalizate, în funcție de algoritmul dorit de utilizator. Se pot implementa diferite metode de calcul pentru parametrii furnizați de analizor, utilizând 64 de funcții matematice, cu operatori aritmetici, de comparare, logici, trigonometrici sau operații matematice complexe. Acestea sunt configurate în blocuri de calcul pentru definirea oricărui indicator CEE, spre exemplu figura 4-11.

figura 4-11 Relație calcul nesimetrie ION 7650

factorul de nesimetrie zero k_u^0 al tensiunilor pe fază, determinat ca raportul dintre componenta de secvență zero \underline{V}^0 (homopolară) și componenta de secvență pozitivă \underline{V}^+ (directă) a tensiunii, corespunzătoare armonicii fundamentale

$$k_u^0 = \frac{|\underline{V}^0|}{|\underline{V}^-|} \cdot 100 = \frac{|\underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c|}{|\underline{U}_a + a\underline{U}_b + a^2\underline{U}_c|} \cdot 100$$



Analizorul CEE realizează măsurarea, agregarea și verificarea indicatorilor CEE conform tabelului de mai jos:

tabelul 4-5 Clasificarea intervalelor de timp ION 7650

Nr crt	Indicator CEE	Interval de măsurare	Interval de agregare	Interval de verificare
9.	Frecvența tensiunii de alimentare, f	10 secunde		1 saptamana
10	Amplitudinea tensiunilor de alimentare pe fază, U_R, U_S, U_T	10 perioade 200ms pentru f=50Hz	10 minute	1 saptamana
11	Nivelul pentru flicker de scurtă și lungă durată P_{st}, P_{lt}	CEI 61000-4-15:2003 [19]	$P_{lt} / 2$ ore din 12 $P_{st} / 10$ min succesive	1 saptamana
12	Factorul de nesimetrie negativă al tensiunilor pe fază, K_U^-	10 perioade 200ms pentru f=50Hz	10 minute	1 saptamana
13	Factorul total de distorsiune de tensiune THD_U	10 perioade 200ms pentru f=50Hz	3 secunde 10 minute	1 saptamana
14	Golurile tensiunii de alimentare	1/2 perioada 10ms pentru f=50Hz		1 an
15	Înteruperile de scurtă sau lungă durată	1/2 perioada 10ms pentru f=50Hz		1 an
16	Supratensiunilor temporare de frecvență industrială	1/2 perioada 10ms pentru f=50Hz		1 an

Totodată sunt măsurate interarmonicile și semnalele suprapuse peste tensiunea rețelei de alimentare, acestea nefiind urmărite în sistemul de monitorizare prezentat.

După cum se poate constata din caracteristicile enumerate anterior analizorul CEE fabricație Power Measurement, tip ION 7650 se încadrează în categoria analizatoarelor de clasă A, conform CEI 61000-4-30:2003 [20].

4.3.2 Procedurile de verificare și raportare

Sucursala OMEPA Centrul Sibiu are ca sarcină întocmirea raportărilor cu periodicitate lunară și anuală privind evaluarea indicatorilor CEE din sistemul de monitorizare permanentă către Sucursala de Transport Sibiu. Deoarece achiziția sistemului nu a cuprins în pachetul de software și "generatorul de rapoarte" specifice activității de transport a fost necesar ca, pe lângă modulul de raportare disponibil în aplicația software ION Enterprise, să fie concepute și realizate machete de raportare proprii conforme cu cerințele standardelor actuale.

Din acest punct de vedere am creat și generat rapoarte în configurația dorită, cu utilizarea limitelor de probabilitate de 95% conform teoriei probabilității prezentată în lucrare. Probabilitatea de realizare a unui indicator CEE este $P_i[\%]=100- N_i/N$, unde $i=1,2..$, N este numărul total de valori măsurate și validate iar N_i valorile măsurate și validate care depășesc limitele prescrise. Un indicator CEE se consideră realizat dacă probabilitatea de realizare a acestuia este mai mare sau egală cu 95% pentru intervalul considerat. Valorile indicatorilor urmăriți sunt centralizate în tabelul 4-6.

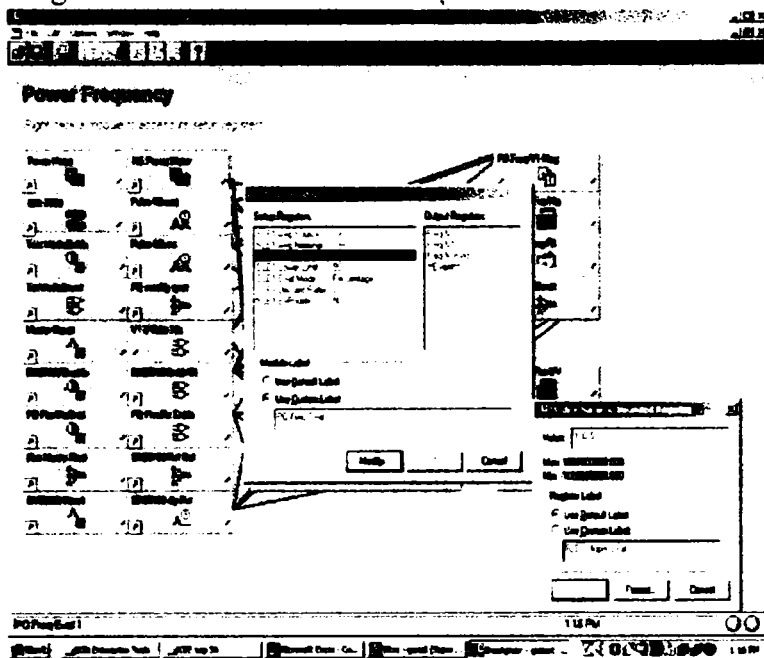
tabelul 4-6 Metoda calcul indicatori CEE ION 7650

	Marime electrica masurata Indicator CEE	N agregari valide interval de agregare	N1 din cele N neconforme cu	N2 din cele N neconforme cu	N1 evaluat statistic probabilitate 95%	N2 evaluat statistic probabilitate 95%
1	frecventa tensiunii de alimentare f	max 60480 10 s	Cod tehnic RET $99,8\% f_n \leq f \leq 100,2\% f_n$	Cod tehnic RET $99,5\% f_n \leq f \leq 100,5\% f_n$	neconform. $N1/N[\%]$ admise $\leq 5\%$, max 3024	neconform. $N2/N[\%]$ admise $\leq 5\%$, max 3024
2	amplitudinea tensiunii de alimentare U_R, U_S, U_T	max 1008 10 min	SR CEI 38+A1/97 $90\% U_c \leq U \leq 110\% U_c$		neconform. $N1/N[\%]$ admise $\leq 5\%$, max 50	
3	nivelul pentru flicker de lunga durata P_T	max 84 2 ore	IEC 61000-4-15 $0 \leq P_T \leq 0,6$		neconform. $N1/N[\%]$ admise $\leq 5\%$, max 4	
4	factorul de nesimetriie negatva K_U	max 1008 10 min	PE 143/94 $0 \leq K_U \leq 1\%$		neconform. $N1/N[\%]$ admise $\leq 5\%$, max 50	
5	nivel armonica individuala factorul total de distorsiune THD _U	max 1008 10 min	IEC 61000-4-7 nivel arm individuale	IEC 61000-4-7 $0 \leq THD_U \leq 3\%$	neconform. $N1/N[\%]$ admise $\leq 5\%$, max 50	neconform. $N2/N[\%]$ admise $\leq 5\%$, max 51

Supravegherea completă a unei rețele electrice, impune exigențe severe în materie de tehnici de măsurare, date achiziționate, prelucrate și analizate.

În vederea verificării indicatorilor CEE, aplicația software ION Enterprise oferă flexibilitate pentru definirea intervalelor de verificare, și permite adaptarea limitelor stabilite de standardul EN 50160:1999 [22] la reglementările românești, pentru nivelul de tensiune 110kV. Spre exemplu au fost modificate limitele pentru cele doua intervale ale frecvenței tensiunii de alimentare, așa cum se exemplifică în figura 4-12. Implicit primul interval de verificare este [49,5Hz...50,5Hz] și al doilea [47Hz...52Hz]. Acestea au fost adaptate Codului Tehnic RET astfel încât primul interval de verificare a devenit [49,9Hz...50,1Hz] și al doilea [49,75Hz...50,25Hz]. Limitele intervalelor de verificare corespunzătoare fiecărui indicator CEE sunt menționate în tabelul 4-7.

figura 4-12 Evaluarea frecvenței tensiunii de alimentare



Flicker | V-Unbalance | Harmonics | Interharmonics | Mains Signaling
Frequency | V-Magnitude | V-Interruptions | Voltage Dips | Overvoltage

Current Observation Period						Previous Observation Period (PO)			
Counters →						Counters →			
N	Ni	N1	N2	N1/N	N2/N	N	N1	N2	N1/N
20,837	0	1	0	0.0	0.0 %	60,480	11	0	0.0

Counters

N: Number of valid Evaluation Periods
Ni : Number of invalid Evaluation Periods
N1: Number of periods in which the frequency is outside the set inner range
N2: Number of periods in which the frequency is outside the set outer range

Limits (Shown as % of Nominal, Nominal = 50 Hz)

Inner	99.8 %	100.2 %
Outer	99.5 %	100.5 %

Observation Periods Current (Start): 1/20/2007 12:00:02.000 AM Previous: 1/13/2007

Verificarea indicatorilor CEE se realizează pentru două intervale de timp reglementate, de o săptămână și un an. Verificarea săptămânală a indicatorilor CEE, în regim normal de funcționare, cu o probabilitate de 95% pe săptămână se realizează conform procedurilor cuprinse în tabelul 4-7.

tabelul 4-7 Procedura de verificare saptamanala pentru indicatori CEE

Nr. crt.	Indicator CEE	Procedura de verificare	
		Ref.	Observații
1	Frecvența tensiunii de alimentare, f	3.2-3	Verificarea $N_1/N \leq 0,1$ se înlocuiește cu $N_1/N \leq 0,05$ Nu se verifică a doua durata de monitorizare de un an
2	Amplitudinea tensiunilor de alimentare pe fază, U_R, U_S, U_T	3.3-3	determinarea numărului N_1 de intervale de agregare valide în care amplitudinea tensiunii a avut o abatere mai mare decât $\pm 10\% U_C$, dar mai mică decât $\pm 15\% U_C$
3	Nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt}	3.4-3	determinarea numărului N_1 de intervale de agregare valide în care indicatorul $P_{lt} \geq 0,6$
4	Factorul de nesimetrie negativă al tensiunilor pe fază, K_U^-	3.9-3	determinarea numărului N_1 de intervale de agregare valide în care nesimetria pe intervalele de 10 minute a depășit limita de 1%
5	Factorul total de distorsiune de tensiune THD_U	3.10-3	determinarea numărului N_2 de intervale de agregare valide în care factorul total de distorsiune a depășit limita de 3%

Rezultatele acestor proceduri se pot obține utilizând modulul "Reporter" din aplicația software ION Enterprise. Acest modul facilitează definirea unor rapoarte specifice pentru fiecare analizor CEE din sistem, rapoarte care conțin valorile pentru indicatorii CEE care se doresc analizați conform standardului EN 50160:1999 [22]. Un raport generat de acest modul conține mai multe blocuri de informații, un centralizator și detalierea acestuia pentru fiecare indicator analizat. Aceste rapoarte, ca de exemplu cel prezentat în figura 4-13., pot fi exportate ca fișiere în formate ușor de prelucrat și prezentat de tip .XLS sau .XML.

figura 4-13 Analiză săptămânală EN 50160:1999 [22]

EN 50160 Observation Period Report			Meter Name: CEE.Gheorgheni			
			Observation Period (End Date): 2006/Nov/11			
1	Power Frequency	N	N1	N2	N1 Eval	N2 Eval
	System Frequency	60480	160	10	0.26%	0.02%
2	Supply Voltage Magnitude	N	N1	N1 Eval		
	Phase 1	1008	63			
	Phase 2	1008	254			
	Phase 3	1008	253			
3	Flicker	N	N1	N1 Eval		
	Phase 1	84	2	2.38%		
	Phase 2	84	1	1.19%		
	Phase 3	84	3	3.57%		
4	System Voltage Unbalance	N	N1	N1 Eval		
		1008	3	0.30%		
5	Harmonic Voltage	N	N1	N2	N1 Eval	N2 Eval
	Phase 1	1008	0	92	0.00%	
	Phase 2	1008	0	97	0.00%	
	Phase 3	1008	0	70	0.00%	

Verificarea anuală a indicatorilor CEE este reglementată conform procedurilor din tabelul 4-8.

tabelul 4-8 Procedura de verificare anuală pentru indicatori CEE

Nr. crt.	Indicator CEE	Procedura de verificare	
		Ref.	Observații
1	Golurile tensiunii de alimentare	3.5-2	Se utilizează matricea din figura 4-14, în care fiecare celulă conține numărul maxim de goluri de tensiune înregistrate la nivel de rețea electrică având adâncimea și durata corespunzătoare celulei respective
2	Înteruperile de scurtă sau lungă durată	3.6-3	Se utilizează tabelul din figura 4-14
3	Supratensiunile temporare de frecvență industrială	3.7-3	Se utilizează tabelul din figura 4-14

Utilizând facilitățile modului "Reporter", amintit mai sus, sinteza indicatorilor CEE din categoria celor cu periodicitatea verificării anuală poate fi obținută și săptămânal. Aceste rapoarte săptămânale sunt cumulate pe un an calendaristic conform exemplurilor din figura 4-14. De asemenea, pentru informațiile prezentate în figură, sunt disponibile în macheta raportului definit detalii ale înregistrărilor.

figura 4-14 Analiză anuală EN 50160:1999 [22]

Supply Voltage Dips						
Phase 1	Depth (%)	10ms<t<100ms	100ms<t<500ms	500ms<t<1s	1s<t<3s	3s<t<20s
	/Duration	00ms	500ms	1s	1s<t<3s	3s<t<20s
	10<d<15	0	0	0	0	0
	15<d<30	0	0	0	0	0
	30<d<60	0	0	0	0	0
	60<d<99	0	0	0	0	0
Phase 2	Depth (%)	10ms<t<100ms	100ms<t<500ms	500ms<t<1s	1s<t<3s	3s<t<20s
	/Duration	00ms	500ms	1s	1s<t<3s	3s<t<20s
	10<d<15	0	0	0	0	0
	15<d<30	0	0	0	0	0
	30<d<60	0	0	0	0	0
	60<d<99	0	0	0	0	0
Phase 3	Depth (%)	10ms<t<100ms	100ms<t<500ms	500ms<t<1s	1s<t<3s	3s<t<20s
	/Duration	00ms	500ms	1s	1s<t<3s	3s<t<20s
	10<d<15	0	0	0	0	0
	15<d<30	0	0	0	0	0
	30<d<60	0	0	0	0	0
	60<d<99	0	0	0	0	0

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

Short and Long Interruptions				Temporary Overvoltages			
Phase 1	Interrupts / Duration	1s < t < 3 min		Phase 1	Magnitude (%)	1s < t < 1 min	
		t < 1s	t > 3 min			t < 1s	t > 1 min
	Tot-I	0	0			110 < m < 12	0
Phase 2	Interrupts / Duration	1s < t < 3 min		Phase 2	Magnitude (%)	1s < t < 1 min	
		t < 1s	t > 3 min			t < 1s	t > 1 min
	Total	0	0			120 < m < 14	0
Phase 3	Interrupts / Duration	1s < t < 3 min		Phase 3	Magnitude (%)	1s < t < 1 min	
		t < 1s	t > 3 min			t < 1s	t > 1 min
	Total	0	0			140 < m < 16	0
					160 < m < 20	0	0

După cum am menționat, pentru a obține o sinteză a monitorizării indicatorilor de CEE a fost necesar ca rapoartele generate de către aplicația ION Enterprise să fie prelucrate suplimentar. În continuare sunt prezentate rapoartele concepute și realizate de autoarea prezentei lucrări pe baza informațiilor oferite de sistemul de monitorizare permanentă a indicatorilor de CEE pus în funcțiune la ST Sibiu.

Raportarea lunară cuprinde o sinteză a indicatorilor CEE pe durata a cinci săptămâni, pentru fiecare locație, așa cum este exemplificat în tabelul 4-9. Raportările pe toate lunile din anul 2006, în care analizoarele CEE au funcționat corect sunt prezentate în subcapitolul 4.4.

Raportarea lunară pornește de la datele furnizate de raportul de analiză săptămânală din figura 4-13. Pentru fiecare săptămână se realizează sinteza acestui tip de rapoarte d.p.d.v. al probabilității de realizare a indicatorilor CEE așa cum este prezentată în tabelul 4-9. Valorile indicatorilor care nu se încadrează în limitele prevăzute de norme sunt marcate cu roșu. Acest tip de raport de sinteză se generează pentru fiecare locație monitorizată.

Pentru interpretarea și corelarea datelor obținute cu alte informații disponibile a fost necesară dezvoltarea unor aplicații software suplimentare care permit evidențierea modului de variație a diferitelor mărimi electrice monitorizate precum și a valorilor indicatorilor de CEE.


O primă aplicație de tip calcul tabelar permite urmărirea energiilor vehiculate prin elementul de rețea monitorizat pentru perioada de analiză dorită de utilizator. Datele primare sunt descărcate din sistemul de telecontrolare a energiei electrice pe piața angro pentru fiecare locație în parte, utilizând aplicația „meter2cash www1000 Captive Browser”, dedicată energiei electrice tranzitată pe piața angro, conform imaginii

Utilizatorul alege în continuare luna pentru care se face reprezentarea grafică a energiilor vehiculate în concordanță cu perioada studiată. Pentru analiza de detaliu este disponibilă o zonă grafică suplimentară, denumită „Lupa” în care se poate selecta pentru reprezentare zona de interes.

Cea de-a doua aplicație permite preluarea datelor primare furnizate de sistemul de monitorizare permanentă a indicatorilor de CEE, prelucrarea lor statistică și reprezentarea rezultatelor atât în formă grafică cât și numerică. Raportul astfel obținut este asemănător cu cel realizat prin aplicații dedicate de analiza CEE și permite prezentarea rezultatelor într-o formă sintetică cu care specialiștii în CEE sunt obișnuiți.

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 4-9 Probabilitatea de realizare lunară a indicatorilor CEE

		Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. Sucursala de măsurare a energiei electrice tranzitate pe piața angro "OMEPA" Bd. Hristo Botev Nr. 16-18, RO-70035, sector 3, București, Nr. înregistrare J40/7034/2002, Cod unic înregistrare 14792652 Tel.: +4021 3035892, Fax: +4021 3035756, www.transelectrica.ro										
Sucursala OMEPA Centru Sibiu		Nr. înregistrare.....										
CEE Gheorgheni AT 1 - 110kV		Probabilitatea de realizare a indicatorilor de calitate a energiei electrice [%]										
Nr crt	Intervalul de măsurare început-sfârșit săptămâna calendaristică	Frecvența tensiunii de alimentare 99,8% $f_n \leq 100,2\% f_n$ 99,5% $f_n \leq 100,5\% f_n$	Amplitudinea tensiunii de alimentare 90% $U_c \leq U \leq 110\% U_c$			Flicker de lungă durată $P_{lt} \leq 0,6$			Regim nesimetrii negativă $K_u \leq 1\%$	Regim deformant tensiune nivelul armonurilor individuale factor total de distors THDu $\leq 3\%$		
			U_p	U_c	U_T	U_p	U_c	U_T		U_p	U_c	U_T
1	2006/Oct/28 2006/Nov/04	99 99 100 00	85 70 86 58	63 51	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	
2	2006/Nov/04 2006/Nov/11	99 74 99 98	93 75 74 80	74 91	97 62	98 81	96 43	100 00	100 00	100 00	100 00	
3	2006/Nov/11 2006/Nov/18	100 00 100 00	98 02 86 41	84 03	98 80	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	
4	2006/Nov/18 2006/Nov/25	99 98 100 00	100 00 99 70	99 90	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	
5	2006/Nov/25 2006/Dec/02	99 99 100 00	99 31 96 33	96 92	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	100 00	
Nr crt	Intervalul de măsurare început-sfârșit săptămâna calendaristică	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Intervalul de timp al supratensiunilor temporare în funcție de amplitudine și durată									
			$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t < 10min$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t < 10min$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t < 10min$	
1	2006/Oct/28 2006/Nov/04	110% $U_c < U < 120\% U_c$ 120% $U_c \leq U < 140\% U_c$ 140% $U_c \leq U < 160\% U_c$	0 0 0	1 0 0	4 0 0	0 0 0	0 0 0	20 0 0	0 0 0	1 0 0	4 0 0	
2	2006/Nov/04 2006/Nov/11	110% $U_c < U < 120\% U_c$ 120% $U_c \leq U < 140\% U_c$ 140% $U_c \leq U < 160\% U_c$	0 0 0	2 0 0	5 0 0	0 0 0	0 0 0	32 0 0	0 0 0	2 0 0	5 0 0	
3	2006/Nov/11 2006/Nov/18	110% $U_c < U < 120\% U_c$ 120% $U_c \leq U < 140\% U_c$ 140% $U_c \leq U < 160\% U_c$	0 0 0	0 0 0	3 0 0	0 0 0	0 0 0	13 0 0	0 0 0	2 0 0	4 0 0	
4	2006/Nov/18 2006/Nov/25	110% $U_c < U < 120\% U_c$ 120% $U_c \leq U < 140\% U_c$ 140% $U_c \leq U < 160\% U_c$	0 0 0	0 0 0	0 0 0	0 0 0	0 0 0	3 0 0	0 0 0	0 0 0	2 0 0	
5	2006/Nov/25 2006/Dec/02	110% $U_c < U < 120\% U_c$ 120% $U_c \leq U < 140\% U_c$ 140% $U_c \leq U < 160\% U_c$	0 0 0	0 0 0	0 0 0	0 0 0	1 0 0	5 0 0	0 0 0	1 0 0	1 0 0	
	TOTAL	110% $U_c < U < 120\% U_c$ 120% $U_c \leq U < 140\% U_c$ 140% $U_c \leq U < 160\% U_c$	0 0 0	4 0 0	14 0 0	0 0 0	1 0 0	75 0 0	0 0 0	2 0 0	15 0 0	

Nota: Indicatorii CEE prezintă un caracter aleatoriu, fiind necesară o analiză statistică a acestora. Limitele impuse de reglementări pentru fiecare indicator corespund probabilității de 95%, pe durata unei săptămâni. Un indicator CEE se consideră realizat dacă probabilitatea de realizare a acestuia este $\geq 95\%$.

Carmen Stanescu
Sef Centru Sibiu

Indicatorii CEE pentru care se impune o verificare anuală, în vederea unei imagini detaliate se urmăresc și lunar. Astfel apar în pagina a doua a raportului anterior sub forma centralizării numerice din tabelul 4-10. Este foarte utilă această informare în vederea analizei neconformităților semnalate lunar sau anual și corelarea acestora cu evenimente legate de golurile, întreruperile sau supratensiunile înregistrate în tensiunea de alimentare.

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 4-10 Centralizarea numerică lunară a indicatorilor CEE

Nr crt	Intervalul de masurare inceput sfarsit saptamana calendaristica		Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
			U_R			U_S			U_T		
			$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
1	2006/Oct/28	2006/Nov/04	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2006/Nov/04	2006/Nov/11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	2006/Nov/11	2006/Nov/18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	2006/Nov/18	2006/Nov/25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	2006/Nov/25	2006/Dec/02	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr. Crt	Intervalul de masurare inceput sfarsit saptamana calendaristica		Amplitudinea gurilor de tensiune	Numarul gurilor de tensiune in functie de amplitudinea si durata								
				U_R			U_S			U_T		
				$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1s$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1s$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1s$
1	2006/Oct/28 2006/Nov/04	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	2006/Nov/04 2006/Nov/11	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	2006/Nov/11 2006/Nov/18	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	2006/Nov/18 2006/Nov/25	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	2006/Nov/25 2006/Dec/02	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Nr	Numarul gurilor de tensiune		$1s \leq \Delta t < 3s$	$3s \leq \Delta t < 20s$	$20s \leq \Delta t < 1min$	$1s \leq \Delta t < 3s$	$3s \leq \Delta t < 20s$	$20s \leq \Delta t < 1min$	$1s \leq \Delta t < 3s$	$3s \leq \Delta t < 20s$	$20s \leq \Delta t < 1min$	
1	2006/Oct/28 2006/Nov/04	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	2006/Nov/04 2006/Nov/11	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	2006/Nov/11 2006/Nov/18	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	2006/Nov/18 2006/Nov/25	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	2006/Nov/25 2006/Dec/02	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Raportarea anuală la momentul elaborării prezentei lucrări nu s-a putut realiza decât pe maxim 9 luni, de la data montării primului analizor. În vederea viitoarei raportări anuale am întocmit o propunere pentru reprezentarea grafică a indicatorilor CEE urmăriți săptămânal și o centralizare numerică a celor urmăriți anual. Raportările pe intervalul de timp din anul 2006, în care analizoarele CEE au funcționat corect sunt prezentate la rezultate experimentale în subcapitolul care urmează.

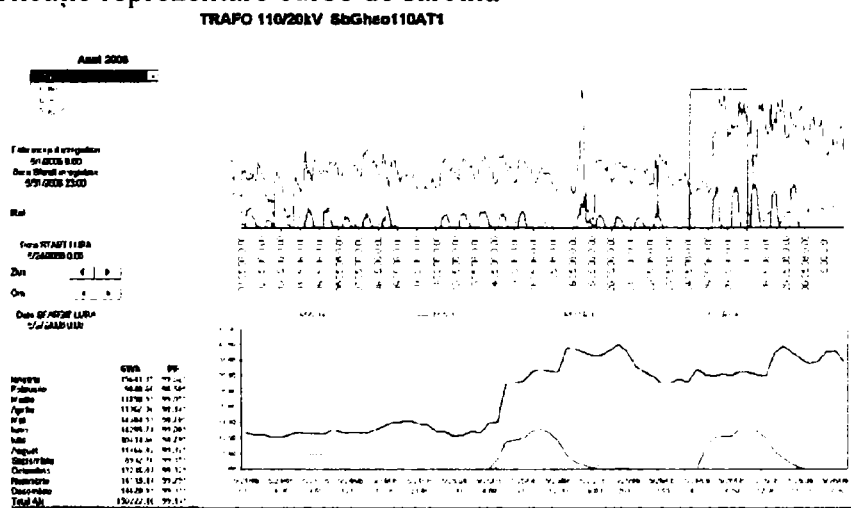
4.4 Rezultatele experimentale

Rezultatele experimentale din fiecare punct de măsurare vor prezenta:

- schema normală de funcționare a stației de transformare a energiei electrice
- amplasarea punctului de măsurare prin delimitarea punctată a zonei elementului de rețea,
- continuitatea în alimentarea punctului de măsurare,
- mentenanța analizorului CEE montat în punctul de măsurare,
- reprezentarea grafică a analizei săptămânale pentru indicatorii CEE,
- reprezentarea numerică a analizei anuale pentru indicatorii CEE,
- analiza neîncadrării indicatorilor în limitele admise prin reflectarea acestora în curbele de sarcină activă și reactivă.

Energia electrică activă și reactivă vehiculată în ambele sensuri prin punctul de măsurare a fost înregistrată în analizorul CEE, dar și în contorul de energie electrică de decontare. Acest contor a fost montat prin proiectul de telecontorizare a energiei electrice pe piața angro, oferind o măsurare de exactitate superioară analizorului CEE. Datele înregistrate în sistemul de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro au fost utilizate în analizele următoare. Generând un program de calcul dedicat acestei analize a fost reprezentată evoluția lunară a energiei electrice active și reactive. Aplicația Excel utilizată pentru reprezentarea curbelor de sarcină figura 4-15 conține o zonă alfanumerică care permite selectarea intervalului analizat și o zonă grafică în care este reprezentată evoluția în timp a energiilor vehiculate prin elementul de rețea. Modul de lucru constă în alegerea lunii din lista de opțiuni, pentru care va fi reprezentată în graficul din partea superioară, evoluția energiilor vehiculate. Pentru analiza de detaliu sunt disponibile un set de butoane care permit deplasarea zonei de interes (dreptunghiul verde din graficul de sus) ce va fi reprezentată în graficul din partea inferioară. Se obține astfel efectul de "Lupă" care permite observarea simultană atât a evoluției lunare cât și a zonei de interes.

figura 4-15 Aplicație reprezentare curbe de sarcină

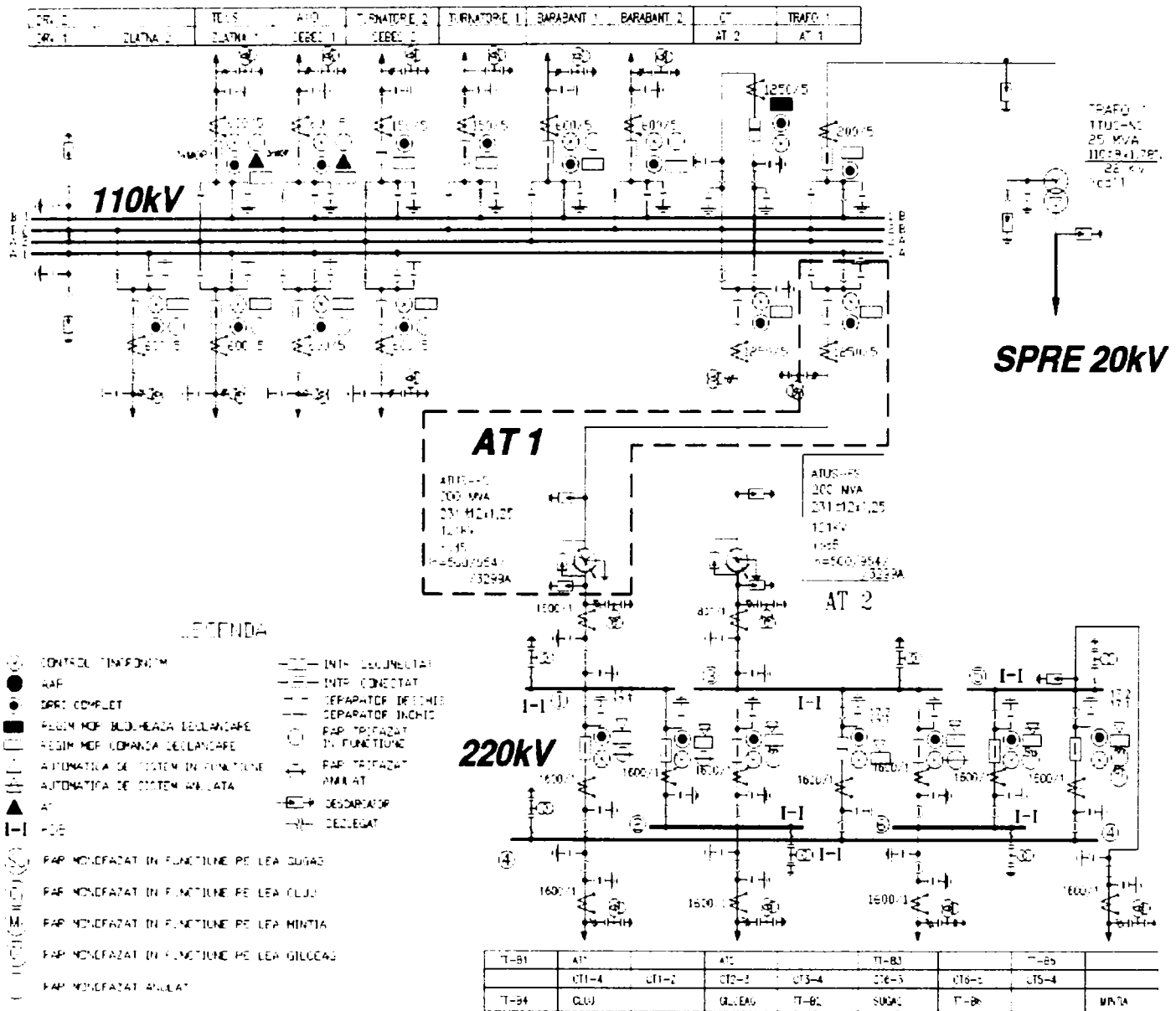


Codul culorilor din aceste grafice este următorul: energia electrică activă cedată în 110kV – bleumarin, energia electrică activă primită din 110kV – roșu, energia electrică reactivă primită în 110kV – bleu, energia electrică reactivă cedată în 110kV – roz.

Cauzele concrete care conduc la deprecierea indicatorilor de calitate a energiei electrice trebuie determinate din analiza de detaliu a evenimentelor înregistrate și mai mult, corelarea acestora cu datele de exploatare a stațiilor și rețelelor, inclusiv cele arhivate în sistemele SCADA. Analiza cauzelor neîncadrării indicatorilor CEE în limitele admise a fost realizată doar în punctul de măsurare din stația Iernut. S-a ales acest studiu de caz datorită evoluției șocante a amplitudinii tensiunii de alimentare.

4.4.1 Alba Iulia 220/110/20kV

figura 4-16 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Alba Iulia



În stația Alba Iulia măsurătorile s-au efectuat în perioada 25.02-07.10.2006. După această dată analizorul CEE s-a defectat și a fost demontat. Conform sintezei pe anul 2006 a indicatorilor CEE din figura 4-17 se remarcă cel mai mare număr de întreruperi de scurtă durată $\Delta t \leq 1s$ și cel mai mare număr de supratensiuni temporare cu valoarea de $110\%U_C \leq U \leq 120\%U_C$ și $1min \leq \Delta t$, în comparație cu măsurătorile efectuate în celelalte locații analizate. Întreruperile au fost înregistrate preponderent în săptămâna 08-15.07.2006, defalcat pe faze $U_R-97buc.$, $U_S-115buc.$ și $U_T-329buc.$ și supratensiunile în luna septembrie, $U_R-354buc.$, $U_S-435buc.$ și $U_T-228buc.$ Corelând cu evenimentele înregistrate de personalul de servire operativă din stație, aceste întreruperi nu se pot considera valide, fiind o eroare grosolană de măsurare. Vehicularea energiei electrice active și reactive se realizează la cel mai bun factor de putere 99,77 (tabelul 4-11), ceea ce se poate observa și în figura 4-18, unde indiferent de variația energiei electrice active, cantitatea de energie electrică reactivă este neglijabilă, chiar la vehicularea acesteia în ambele sensuri. Totodată se remarcă și cel mai mare grad de încărcare al autotransformatorului, de 27,13%. Nu s-au încadrat în limitele admise amplitudinea tensiunii de alimentare pe fazele U_R , U_S , U_T și nivelul de flicker de lungă durată, P_{It} .

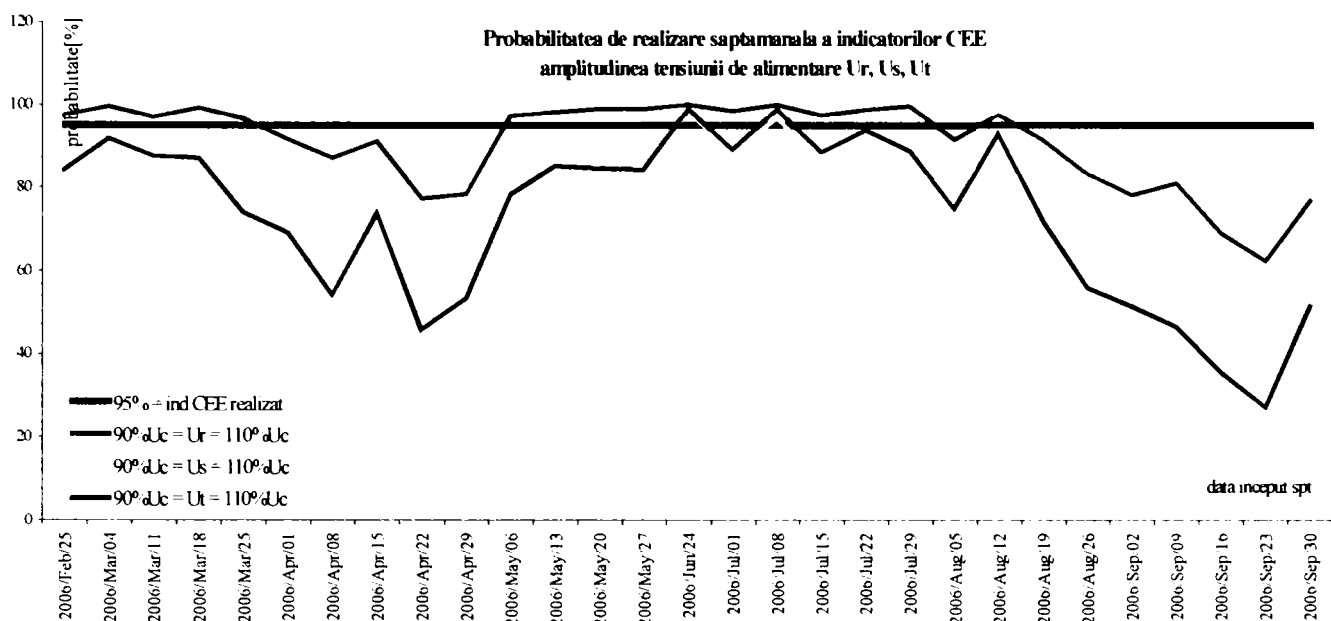
Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

figura 4-17 Sinteza 2006 indicatori CEE AT1/110kV Alba Iulia

CEE Alba Iulia
AT 1 / 110kV

CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE
Analizor CEE fabricatie Power Measurement Canada tip ION 7650

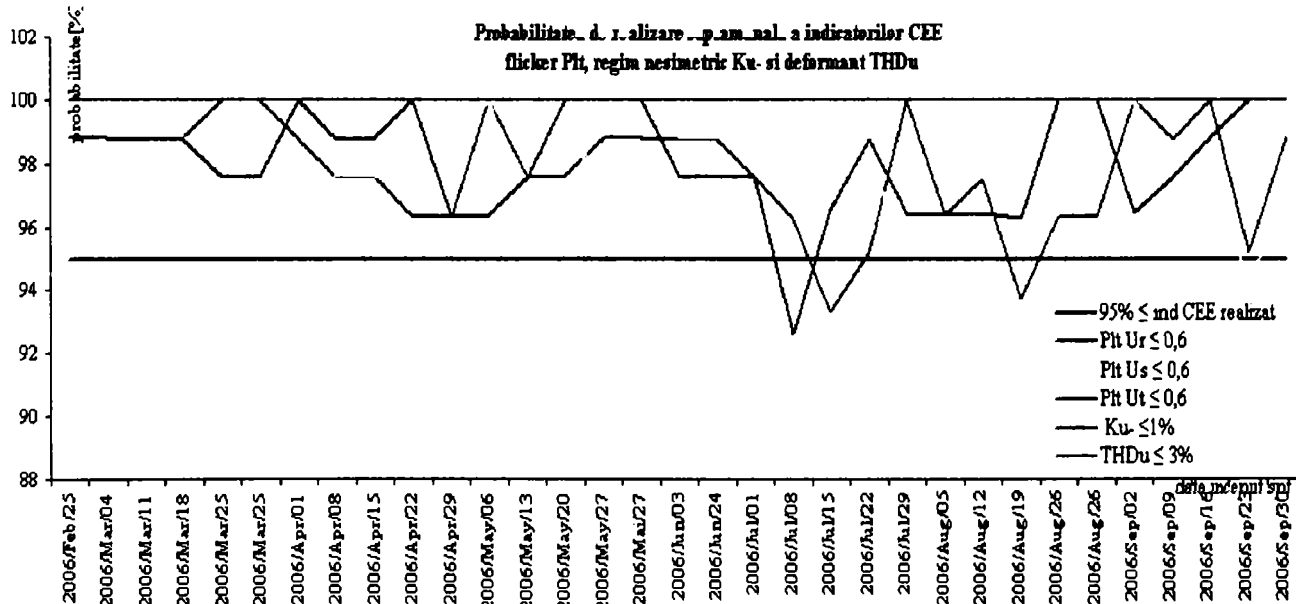
25.02-07.10.2006
sn: PJ-0511A165-01



Nr crt	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Numarul supratensiunilor temporare fct. de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$
1	$110\%U_c < U < 120\%U_c$	40	92	1052	29	149	1865	31	150	1087
2	$120\%U_c \leq U < 140\%U_c$	1	0	1	7	0	0	2	1	0
3	$140\%U_c \leq U < 160\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Amplitudinea golurilor de tensiune	Numarul golurilor de tensiune in functie de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$
1	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	12	8	1	6	4	1	5	12	0
2	$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	2	21	2	1	7	2	2	22	1
3	$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	14	4	0	11	5	0	11	2
4	$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	0	0	0	1	0	0	0	0

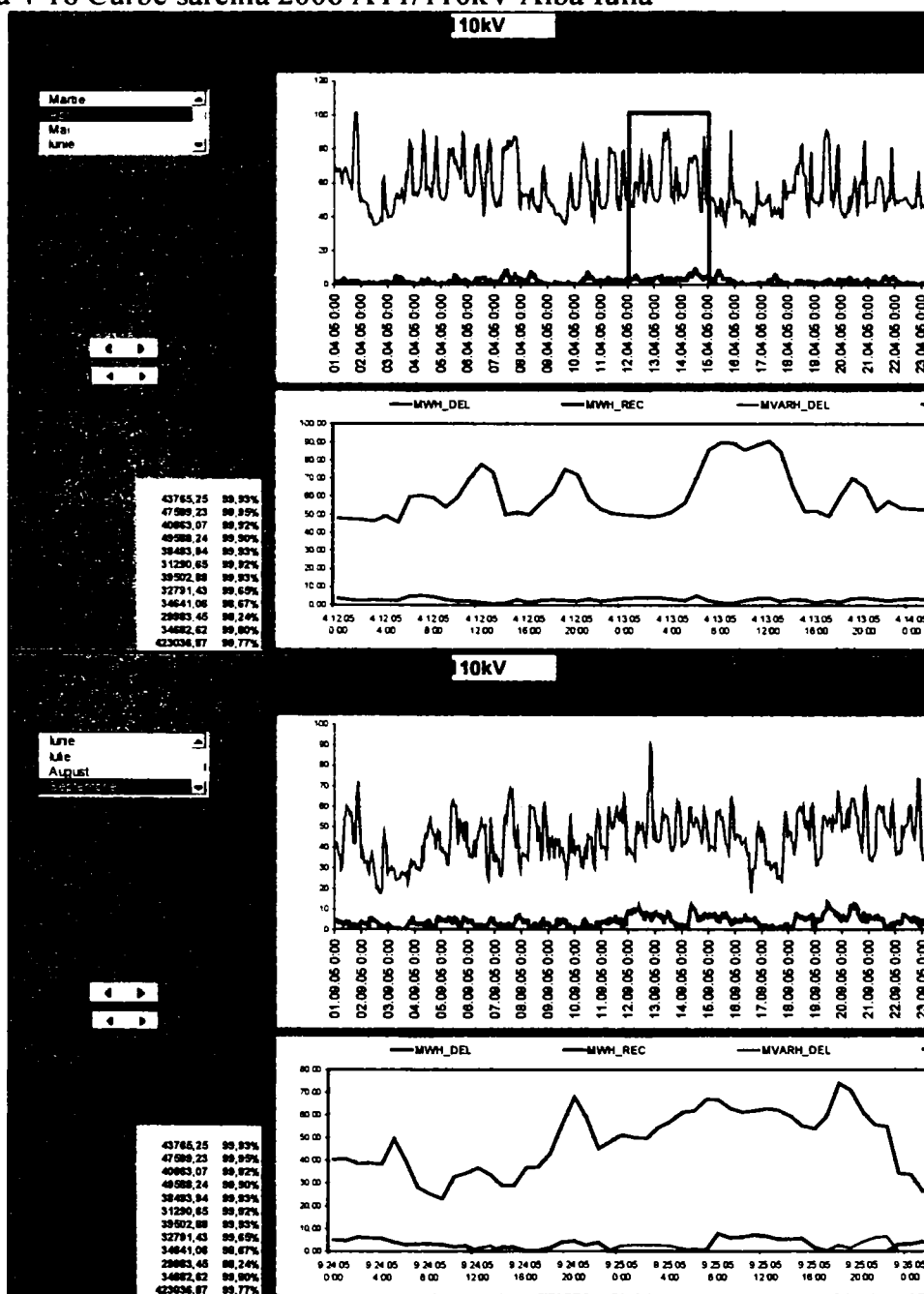
Nr crt	Intervalul de masurare incepuit - sfarsit saptamana calendaristic	Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
1	2006/Feb/25-2006/Oct/07	100	14	23	119	21	26	337	107	36



tabelul 4-11 Condiții funcționare 2006 AT1/110kV Alba Iulia

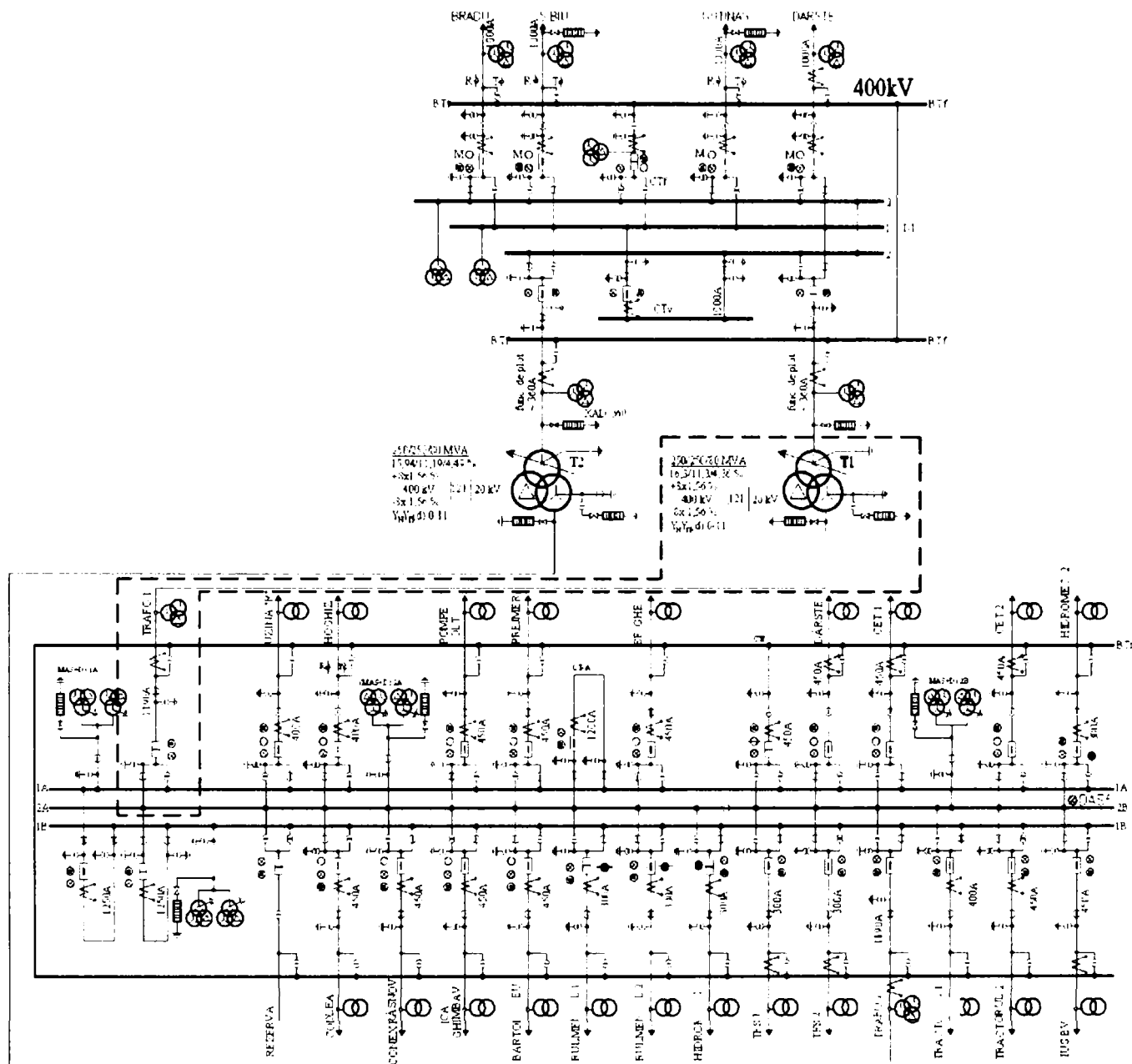
Elementul de rețea	Raportul de transformare	Puterea nominală	Plotul de tensiune în fct. normală	Rap transf de măsurare de curent	Rap transf de măsurare de tensiune
Auto transformator de putere AT1 în condiții de funcționare din anul 2006	220/110kV	200MVA	11	1200/5A	110000/100V
	Retrageri din funcționare	Grad de încărcare mediu	En. electrică activă cedată în 110kV	En. electrică activă primită din 110kV	Factor de putere
	10-21.07.06 04-05.12.06	27,13%	466,757GWh	0GWh	99,77

fi_ura 4-18 Curbe sarcină 2006 AT1/110kV Alba Iulia



4.4.2 Brașov 400/110kV

figura 4-19 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Brașov



În stația Brașov măsurătorile s-au efectuat în perioada 25.02-30.12.2006. Dintre toate stațiile analizate, în aceasta sunt cele mai multe alimentări la nivelul de tensiune de 110kV, 21 buc. LEA și 2 buc. transformatoare. Raportat la celelalte elemente de rețea analizate se remarcă cea mai mare cantitate de energie electrică activă vehiculată în anul 2006, conform tabelul 4-12. În figura 4-21 se observă variația curbei de sarcină la întreruperea în vederea mentenanței din perioada 03-14.07.06. Sinteza indicatorilor CEE din figura 4-20 arată că amplitudinea tensiunii de alimentare pe fazele U_R , U_S , U_T și nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt} nu s-au încadrat în limitele admise. Transformatorul de interconectare T1, tip TTUS-FS 400kV±8*12,5%/121kV este prevăzut cu posibilitatea reglării tensiunii în circuitul primar, prin comutatorul de reglaj sub sarcină a tensiunii, tip T-III-1000, fabr. Reinheisen, din figura 4-22. Acesta a fost reglat pe poziția 8 în perioada 25.02-21.04.2006 și pe poziția 7, în perioada 21.04-30.12.2006. Modificarea plotului se evidențiază și în variația bruscă a amplitudinii tensiunii de alimentare, precum și în vehicularea energiei reactive înainte și după comutare.

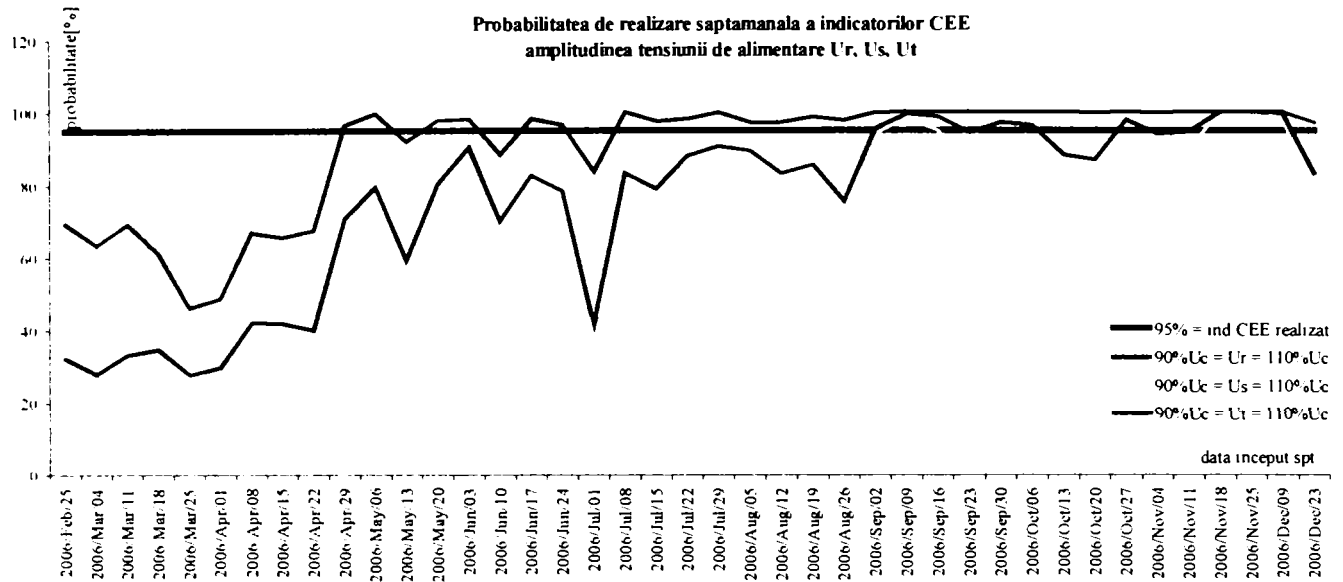
Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

figura 4-20 Sinteză 2006 indicatori CEE T1/110kV Brașov

CEE, Brașov
T1/110kV

CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE
Analizor CEE fabricatie Power Measurement Canada tip ION 7650

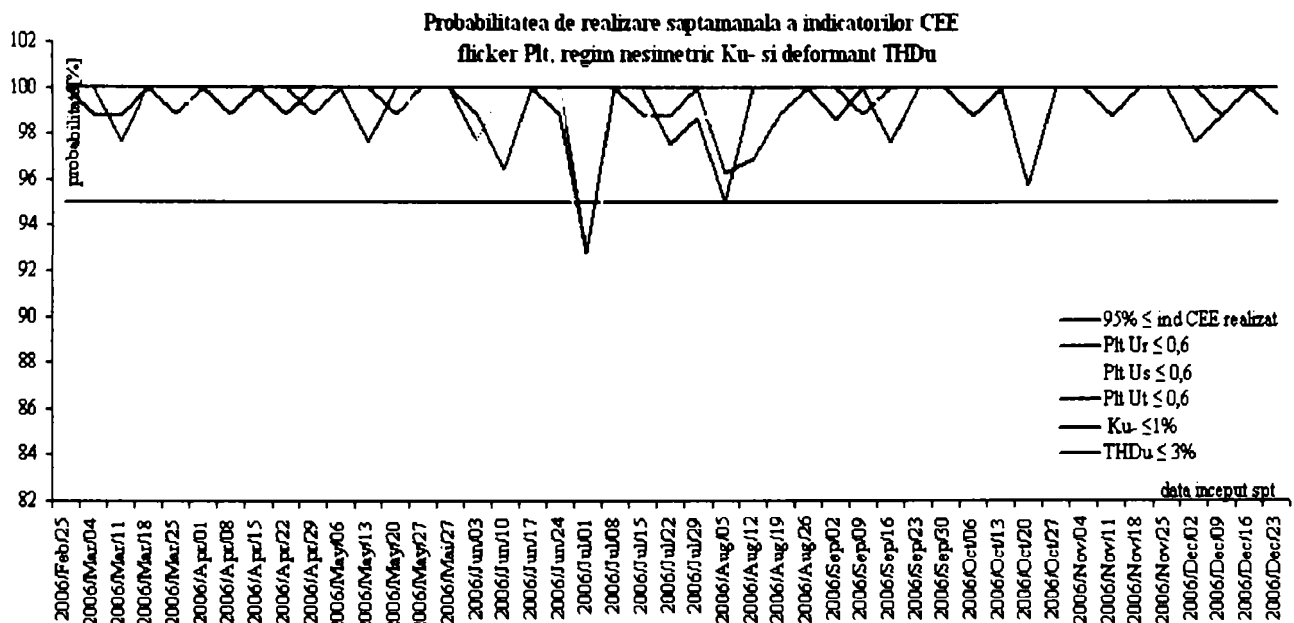
25.02-30.12.2006
sn: PJ-0511A164-01



Nr crt	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Numarul supratensiunilor temporare fct. de amplitudine si durata								
		U _R			U _S			U _T		
		Δt < 1s	1s ≤ Δt < 1min	1min ≤ Δt	Δt < 1s	1s ≤ Δt < 1min	1min ≤ Δt	Δt < 1s	1s ≤ Δt < 1min	1min ≤ Δt
1	110%U _c < U < 120%U _c	12	36	700	39	52	907	34	150	1199
2	120%U _c ≤ U < 140%U _c	0	0	0	0	0	0	2	1	0
3	140%U _c ≤ U < 160%U _c	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Amplitudinea golurilor de tensiune	Numarul golurilor de tensiune in functie de amplitudine si durata								
		U _R			U _S			U _T		
		10ms ≤ Δt < 100ms	100ms ≤ Δt < 500ms	500ms ≤ Δt < 1ms	10ms ≤ Δt < 100ms	100ms ≤ Δt < 500ms	500ms ≤ Δt < 1ms	10ms ≤ Δt < 100ms	100ms ≤ Δt < 500ms	500ms ≤ Δt < 1ms
1	10%U _c < ΔU < 15%U _c	3	1	0	1	2	0	6	3	0
2	15%U _c ≤ ΔU < 30%U _c	6	3	0	8	2	0	4	5	0
3	30%U _c ≤ ΔU < 60%U _c	1	6	0	1	2	0	0	1	0
4	60%U _c ≤ ΔU < 99%U _c	0	0	0	0	2	0	0	0	0

Nr crt	Intervalul de masurare inceput - sfarsit saptamana calendaristica	Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
		U _R			U _S			U _T		
		Δt < 1s	1s ≤ Δt < 3min	3min ≤ Δt	Δt < 1s	1s ≤ Δt < 3min	3min ≤ Δt	Δt < 1s	1s ≤ Δt < 3min	3min ≤ Δt
1	25.02-30.12.2006	12	2	15	9	2	16	0	0	0



tabelul 4-12 Condiții funcționare 2006 T1/110kV Brașov

Elementul de rețea	Raportul de transformare	Puterea nominala	Plotul de tensiune in fct normala	Rap transf de măsurare de curent	Rap transf de măsurare de tensiune
Auto transformator de putere T1 în condiții de funcționare din anul 2006	400/110kV	250MVA	8 și 7	1200/5A	110000/100V
	Retrageri din funcționare	Grad de încărcare mediu	En. electrică activă cedată în 110kV	En. electrică activă primită din 110kV	Factor de putere
	03-14.07.06 23-25.10.06 09.12.06	25,9 %	570,3 GWh	0 GWh	99,23

figura 4-21 Curbe sarcină 2006 T1/110kV Brașov

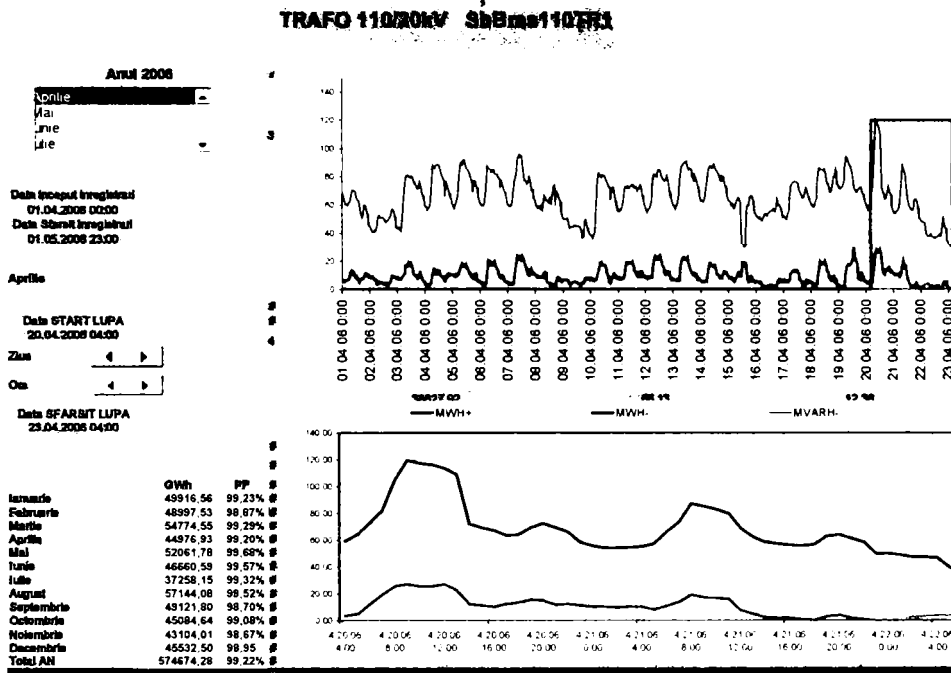
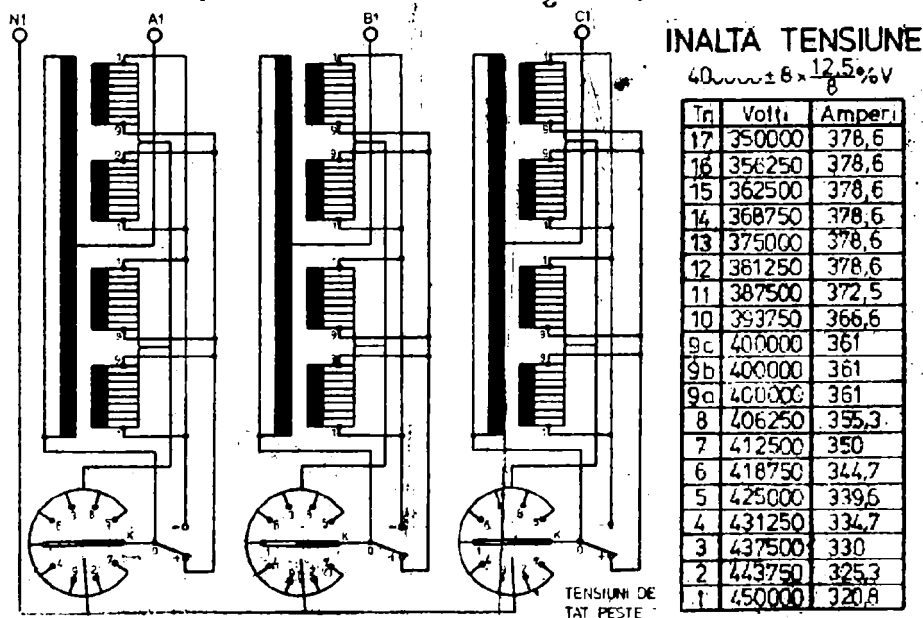
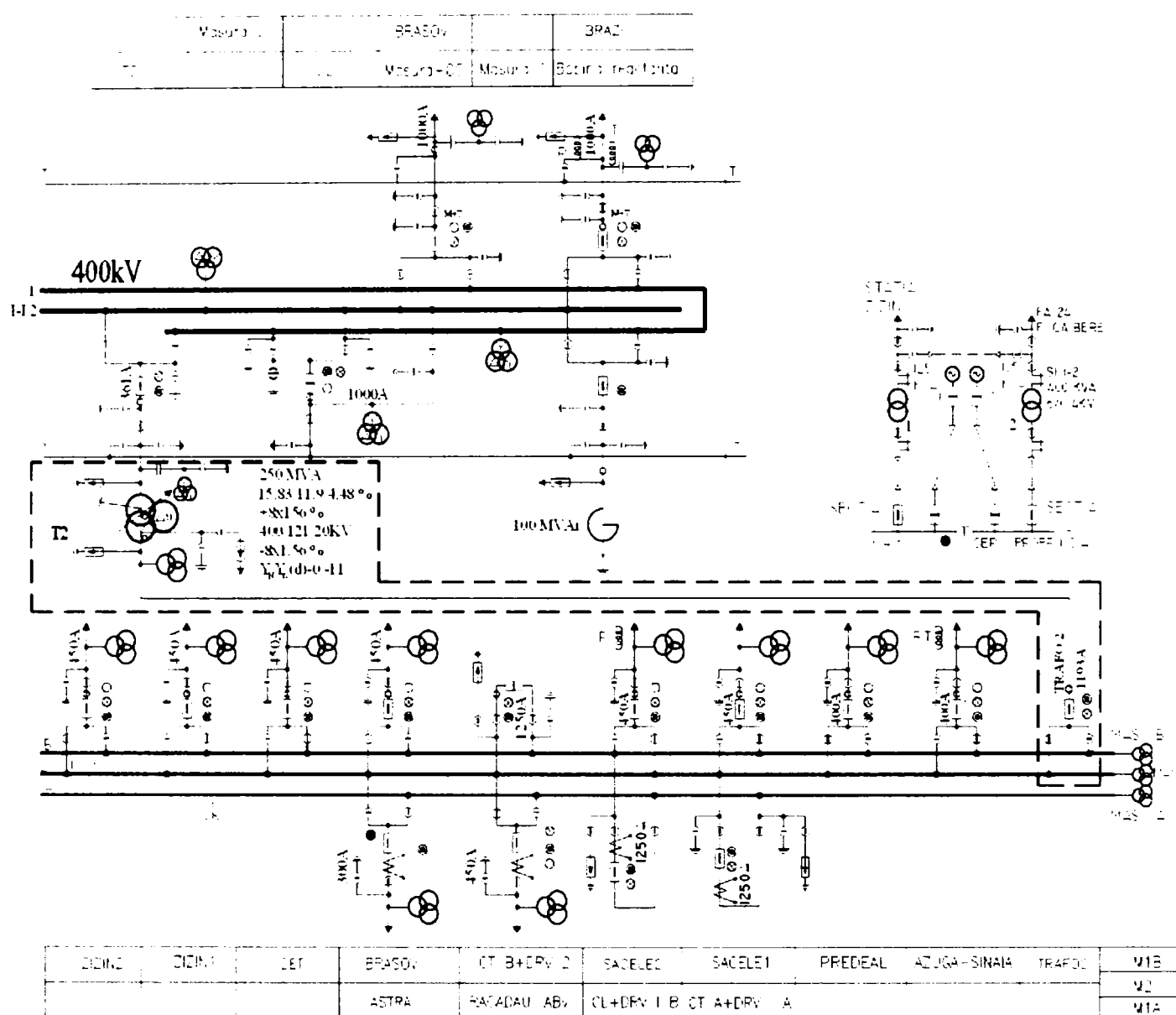


figura 4-22 Comutator de ploturi T1 400/110kV stația Brașov



4.4.3 Dârste 400/110kV

figura 4-23 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Dârste



În stația Dârste măsurătorile s-au efectuat în perioada 22.07-30.12.2006. Intervalul restrâns de măsurători s-a datorat unei întârzieri în montarea analizorului. Pentru o măsurare completă și corectă, pe toate cele patru circuite de curent și de tensiune, au fost necesare lucrări de cablare suplimentare, între cutia de conexiuni a transformatoarelor de măsurare și locul de amplasare al analizorului CEE. Comparativ cu celelalte elemente de rețea analizate, T2/110kV este singurul care menține amplitudinea tensiunii fazei U_R în banda admisă, așa cum se observă în figura 4-24, chiar și la apariția unor variații importante de putere electrică activă evidențiate figura 4-25. Vehicularea energiei electrice active și reactive se realizează la un factor de putere foarte bun (tabelul 4-12). Sinteza indicatorilor CEE din figura 4-24 subliniază faptul că amplitudinea tensiunii de alimentare pe fazele U_S , U_T și nivelul de flicker de lungă durată, P_{lf} nu s-au încadrat în limitele admise. Stațiile Brașov și Dârste sunt amplasate în localitatea Brașov, fiind conectate prin LEA 400kV. În ambele stații reglajul amplitudinii tensiunii la transformatorul 400/110kV este identic, astfel încât se observă corelarea variației tensiunii pentru nivelul 110kV, cu cea stația Dârste, conform figura 4-26.

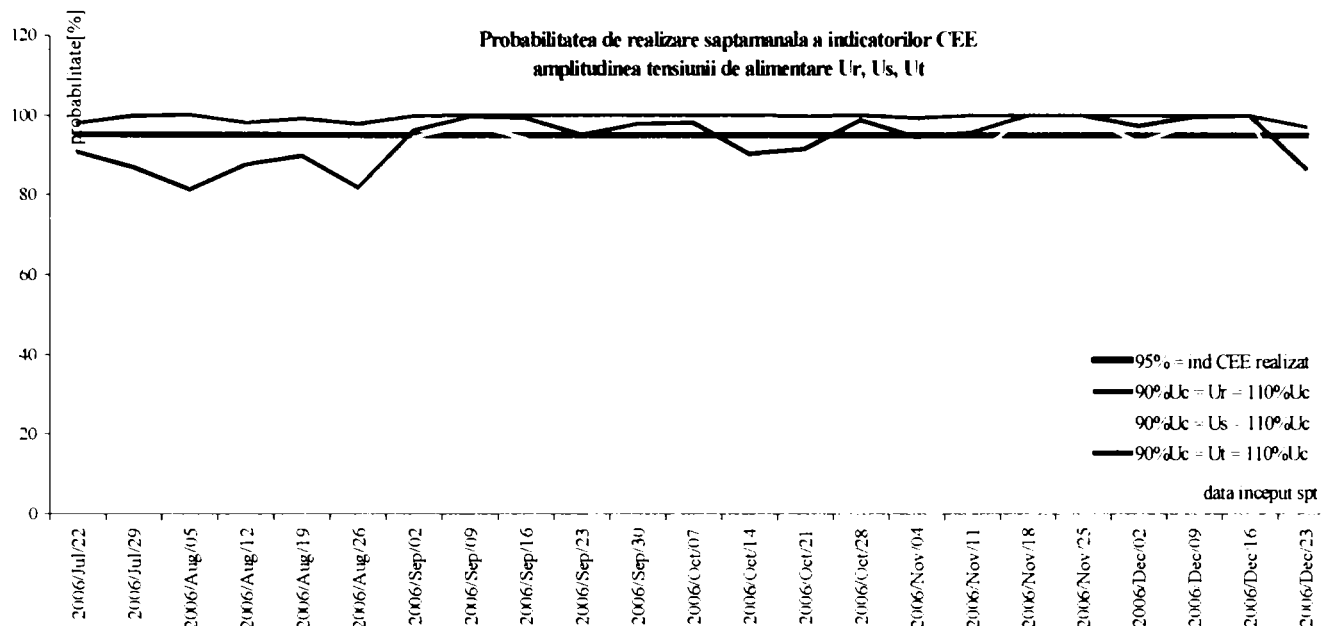
Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

figura 4-24 Sinteza 2006 indicatori CEE T2/110kV Dârste

CEE.Darste
T 2 / 110kV

CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE
Analizor CEE fabricatie Power Measurement Canada tip ION 7650

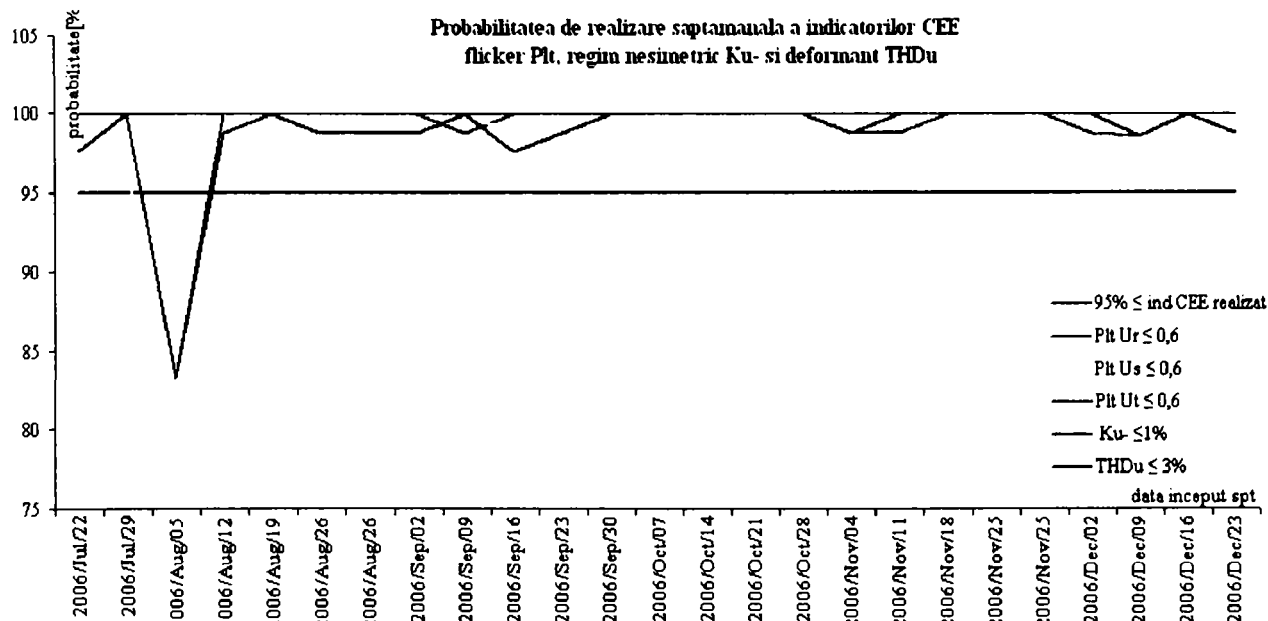
22.07.30.12.2006
sn:PJ-0511A167-01



Nr crt	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Numarul supratensiunilor temporare fct. de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$
1	$110\%U_c < U < 120\%U_c$	0	2	133	11	12	431	2	7	284
2	$120\%U_c \leq U < 140\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	$140\%U_c \leq U < 160\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Amplitudinea golurilor de tensiune	Numarul golurilor de tensiune in functie de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$
1	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	3	0	0	1	0	0	2	7	0
2	$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	2	1	0	4	0	0	2	2	0
3	$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	1	0	0	0	0	0	0	1	0
4	$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	4	0	0	1	0	0	0	0

Nr crt	Intervalul de masurare inceput - sfarsit saptamana calendaristica	Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
1	TOTAL	1	0	6	1	0	4	2	2	6



tabelul 4-13 Condiții funcționare 2006 T2/110kV Dârste

Elementul de rețea	Raportul de transformare	Puterea nominala	Plotul de tensiune in fct normala	Rap transf de măsurare de curent	Rap transf de măsurare de tensiune
Auto transformator de putere T2 în condiții de funcționare din anul 2006	400/110kV	250 MVA	7	1200/5A	110000/100V
	Retrageri din funcționare	Grad de încărcare mediu	En. electrică activă cedată în 110kV	En. electrică activă primită din 110kV	Factor de putere
	20.04.06 31.07-18.08.06 11-12.12.06	25,85%	569,103 GWh	0GWh	99,37

figura 4-25 Curbe sarcină 2006 T2/110kV Dârste

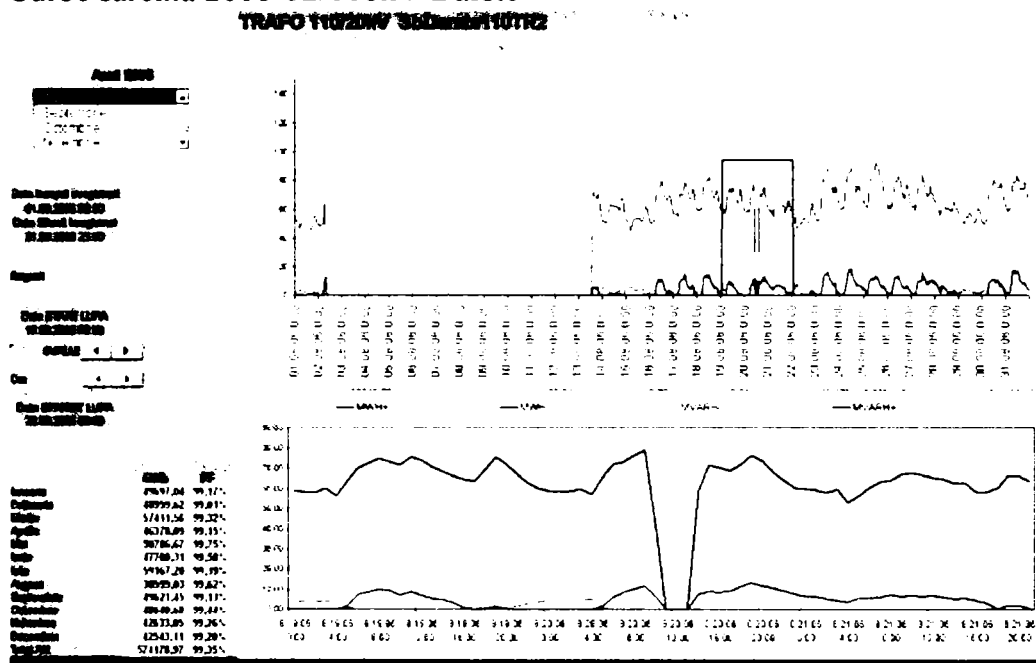
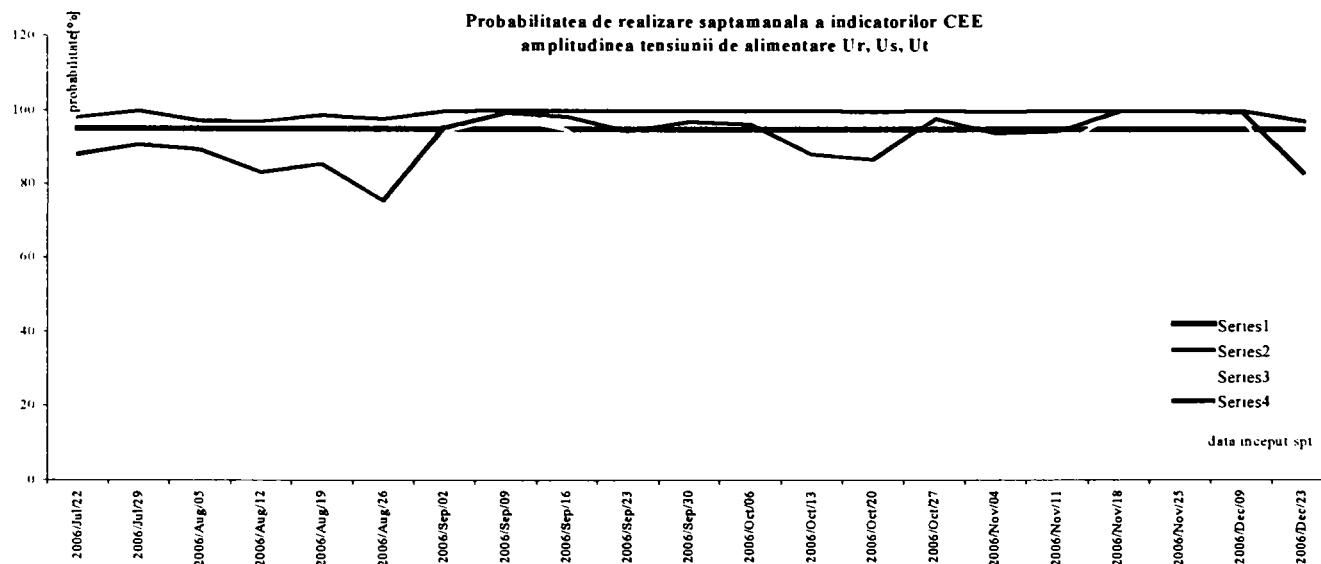


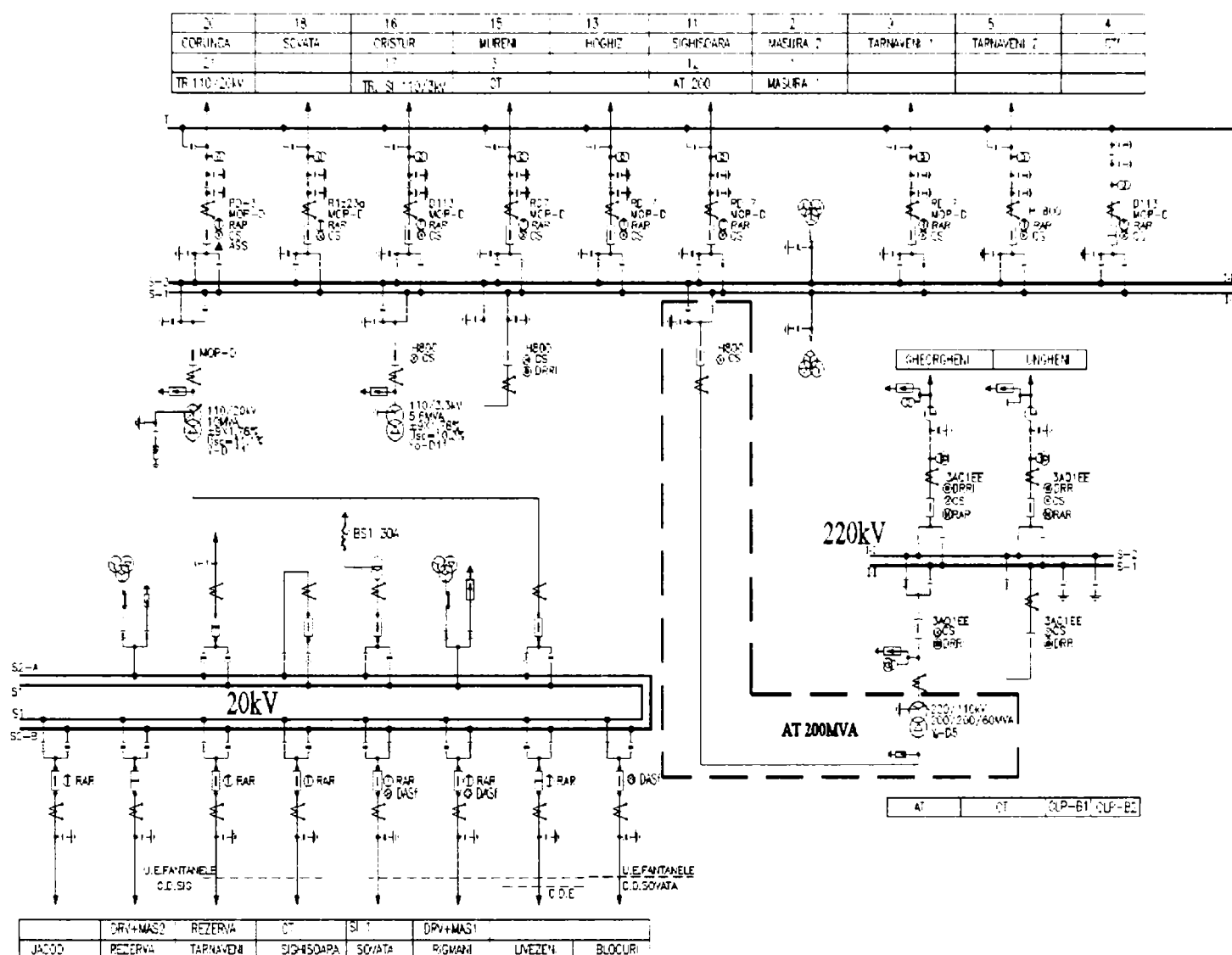
figura4-26 Amplitudine tensiune 22.07-30.12.2006 T1/110kV Brașov

CEE.Brasov CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE 22.07-30.12.2006
T 1 / 110kV Analizor CEE fabricatie Power Measurement Canada tip ION 7650 sn:PJ-0511A164-01



4.4.4 Fântânele 220/110/20kV

figura 4-27 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Fântânele



În stația Fântânele măsurătorile s-au efectuat în perioada 28.10-30.12.2006. Intervalul foarte redus de măsurători s-a datorat dificultăților în realizarea comunicației dintre punctul de măsurare și punctul central. O caracteristică importantă este vehicularea prin AT/110kV a celei mai mari cantități de energie electrică activă primită din nivelul de tensiune 110kV. Se observă în figura 4-29 cum schimbarea sensului energiei electrice active este însoțită de o cantitate semnificativă de energie electrică reactivă, aceasta putând depăși în unele situații pe cea activă. Factorul de putere pentru AT/110kV are valoarea 88,86%, cea mai mică în comparație cu celelalte elemente de rețea analizate. Conform sintezei indicatorilor CEE prezentată în figura 4-28 amplitudinea tensiunii de alimentare pe fazele U_R , U_S , U_T și nivelul de flicker de lungă durată, P_{11} nu s-au încadrat în limitele admise.

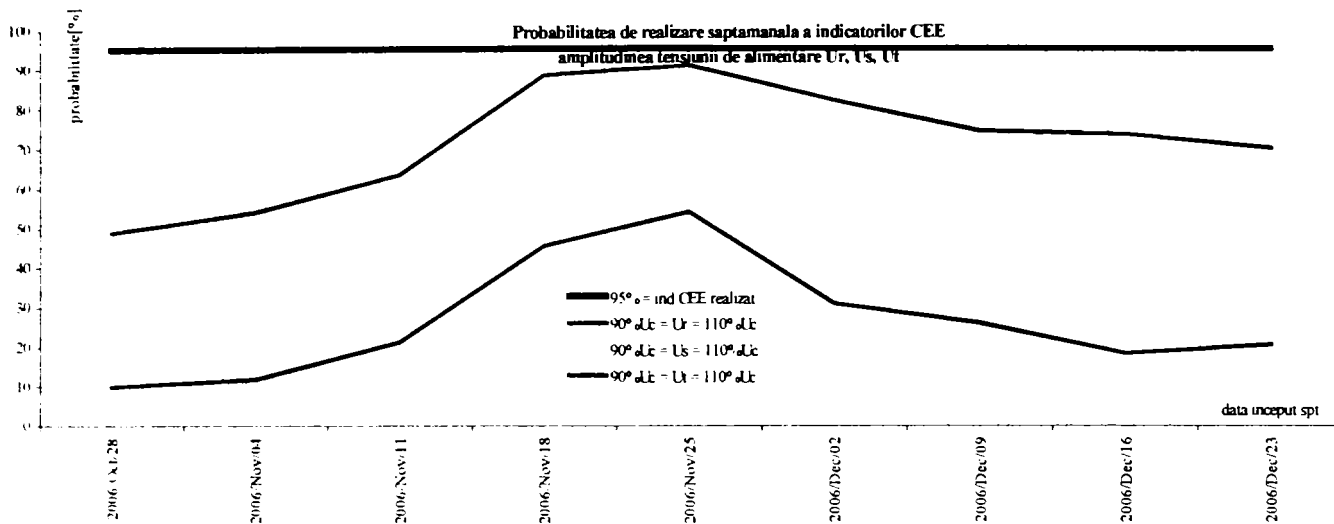
În urma rețehnologizării parțiale a stației, sistemul SCADA a fost implementat și la nivelul de 110kV. Personalul de servire operativă comunică telefonic la Dispecerul Energetic Teritorial Cluj tensiunea de pe bara de 110kV, înregistrată zilnic de acest sistem, la orele 01⁰⁰, 07³⁰, 09⁰⁰, 14⁰⁰, 19⁰⁰, 23⁰⁰. Totodată întocmește zilnic o fișă operativă a stației în care menționează tensiunea de pe bara de 110kV, înregistrată orar. Într-una din aceste fișe (figura 4-30) se observă pentru ziua 16.12.2006 o variație a tensiunii barei nr. 1 la 110kV între 119-123kV.

figura 4-28 Sinteza 2006 indicatori CEE AT/110kV Fântânele

CEE, Fântânele
AT / 110kV

CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE
Analizor CEE fabricat Power Measurement Canada tip ION 7650

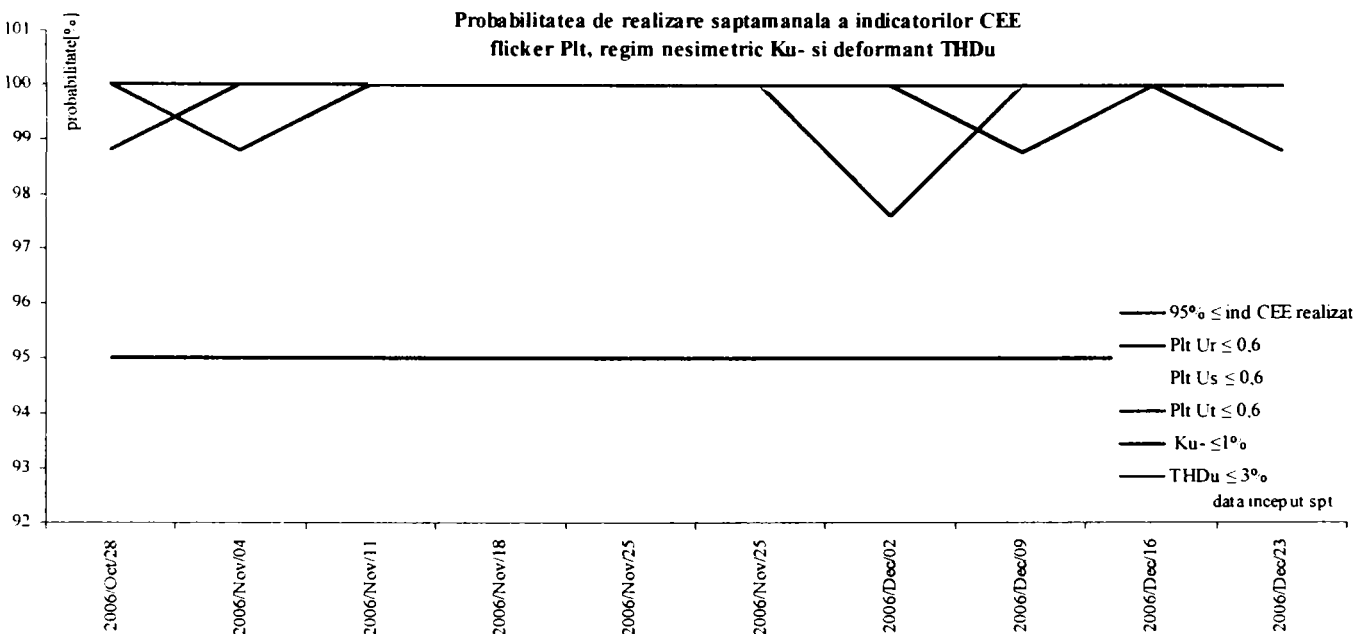
28.10.30.12.2006
sn: PJ-0511A169-01



Nr crt	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Numarul supratensiunilor temporare fct. de amplitudine si durata								
		UR			US			UT		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$
1	$110\%U_c < U < 120\%U_c$	12	3	175	8	7	162	14	11	106
2	$120\%U_c \leq U < 140\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	$140\%U_c \leq U < 160\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Amplitudinea golurilor de tensiune	Numarul golurilor de tensiune in functie de amplitudine si durata								
		UR			US			UT		
		$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$
1	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	2	2	0	2	0	0	1	0	0
2	$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	1	2	0	6	2	0	0	1	0
3	$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	0	0	6	0	0	2	1	0
4	$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	1	0	0	12	14	4	8	3	0

Nr crt	Intervalul de masurare inceput -sfarsit saptamana calendaristica	Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
		UR			US			UT		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
1	TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0



**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 4-14 Condiții funcționare 2006 AT1/110kV Fântânele

Elementul de rețea	Raportul de transformare	Puterea nominala	Plotul de tensiune in fct normala	Rap transf de măsurare de curent	Rap transf de măsurare de tensiune
Auto transformator de putere AT în condiții de funcționare din anul 2006	220/110kV	200 MVA	12	1200/5 A	110000/100 V
	Retrageri din funcționare	Grad de încărcare mediu	En. electrică activă cedată în 110kV	En. electrică activă primită din 110kV	Factor de putere
	02.06.06 11.07.06 16.08.06 16-20.10.06	9,33 %	162,802 [GWh]	11,7 GWh	88,86

figura 4-29 Curbe sarcină 2006 AT1/110kV Fântânele

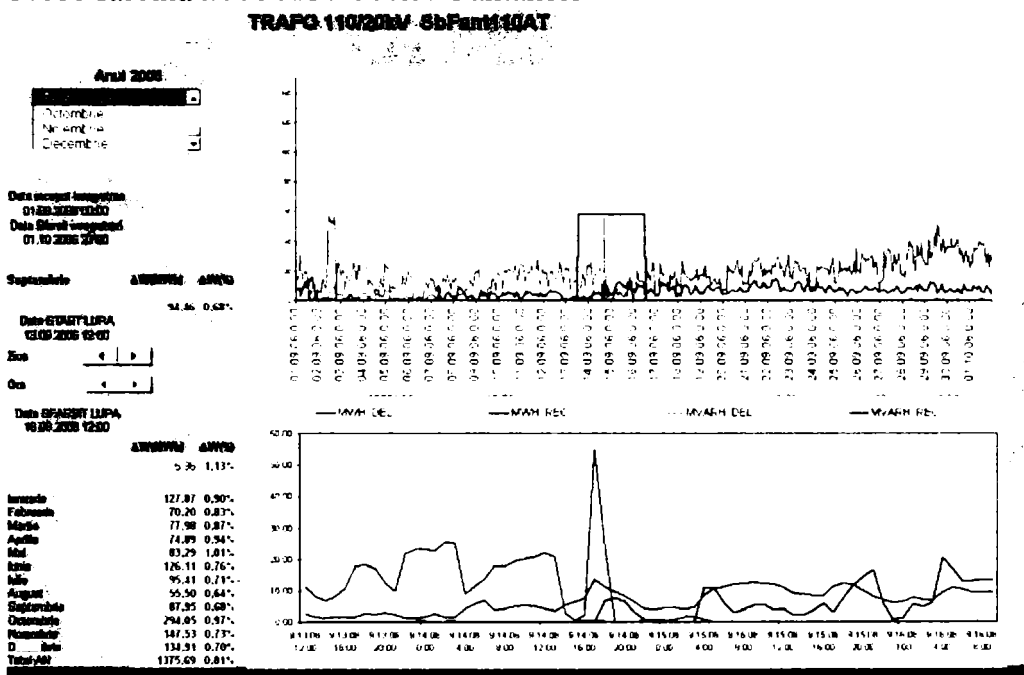


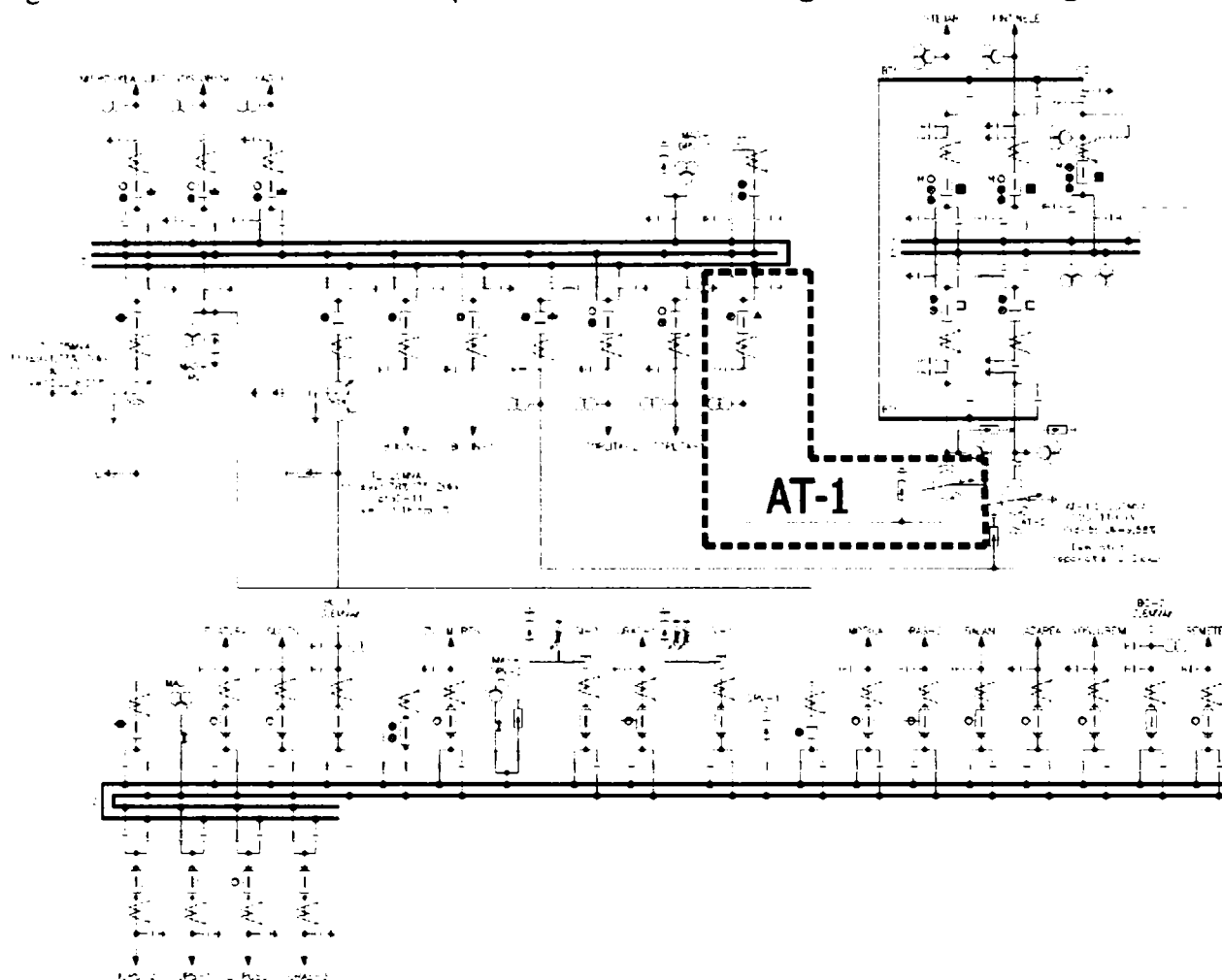
figura 4-30 Fișă operativă stația Fântânele

EVIDENȚA FUNCȚIONĂRII STAȚIEI 110-220 kV

O N A	Stația 110 kV			Stația 220 kV			LEA 220 kV			CT 220 kV			AT 200 MVA						Temp ext					
	Timp hora min	I A	I M	I A	I M	I M	Ungheni			Gheorgheni			I A	I M	I M	I-220 A	I M	I-110 Mvar		I M	P M	Gr M	Gr W	
							I	P	Q	I	P	Q												
1	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	121	35	121	238	35	238	238	102	8	238	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.4.5 Gheorgheni 220/110/20kV

figura 4-31 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Gheorgheni



În stația Gheorgheni măsurătorile s-au efectuat în perioada 25.02-30.12.2006. Conform sintezei numerice din figura 4-32 aici se înregistrează un număr mare de întreruperi de scurtă și lungă durată în perioada 04-14.10.2006, de retragere completă din funcționare a AT1/110kV, inclusiv a grupului de măsurare corespunzător, obținându-se pentru luna octombrie:

U_R			U_S			U_T		
$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
167	79	23	168	79	24	166	82	24

Sinteza indicatorilor CEE din figura 4-32 subliniază tot în această perioadă cea mai mică probabilitate de încadrare în limitele admise pentru amplitudinea tensiunii de alimentare pe toate fazele U_R , U_S , U_T și nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt} . Deconectarea și conectarea AT1 implică vehicularea energiei electrice active și reactive ilustrată în figura 4-33. Conform sintezei indicatorilor CEE din figura 4-32 amplitudinea tensiunii de alimentare pe fazele U_R , U_S , U_T și nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt} nu s-au încadrat în limitele admise pe toată perioada măsurătorilor. În

figura 4-34 se evidențiază variația amplitudinii tensiunii pe durata retragerii din funcționare a lui AT1/110kV. Aceste înregistrări nu prezintă încredere și propun evitarea în viitor a situațiilor similare, prin anularea înregistrărilor pe durata retragerii din funcționare a grupului de măsurare din punctul monitorizat. Această informație se poate obține prin activarea corespunzătoare a intrărilor de impuls ale analizorului CEE ION 7650.

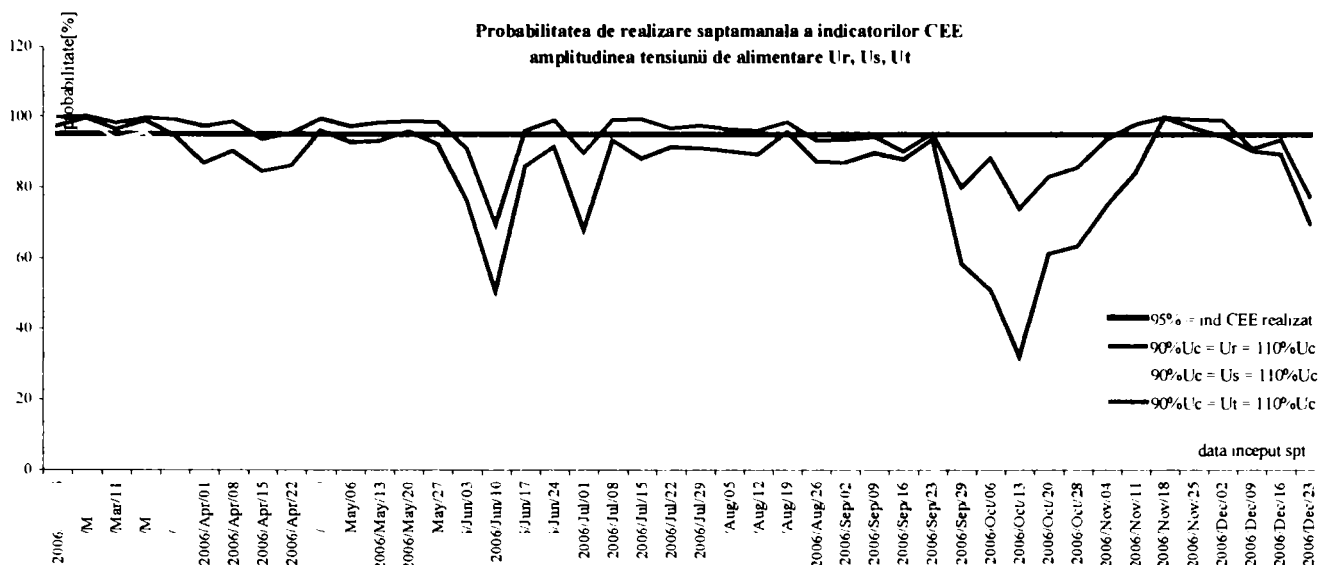
Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

figura 4-32 Sinteza 2006 indicatori CEE AT1/110kV Gheorgheni

CEE.Gheorgheni
AT 1 / 110kV

CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE
Analizor CEE fabricatie Power Measurement Canada tip ION 7650

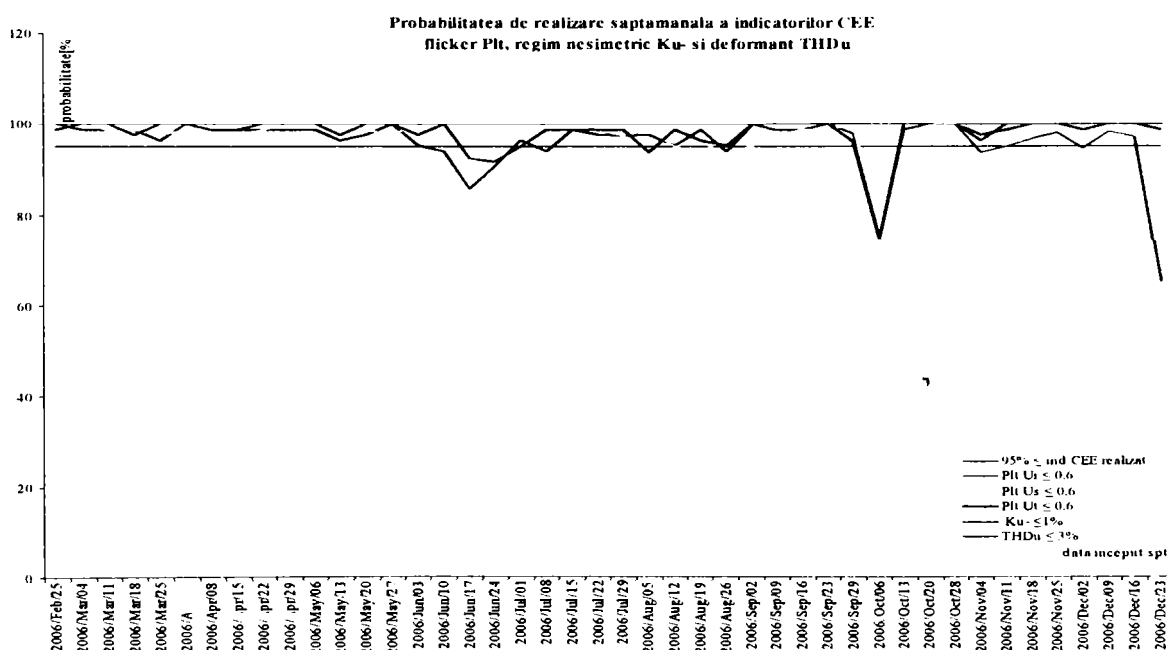
25.02-30.12.2006
sn:PJ-0511A168-01



Nr crt	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Numarul supratensiunilor temporare fct. de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$
1	$110\%U_c < U < 120\%U_c$	5	50	1263	25	48	1051	15	81	1113
2	$120\%U_c \leq U < 140\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	$140\%U_c \leq U < 160\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Amplitudinea golurilor de tensiune	Numarul golurilor de tensiune in functie de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$
1	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	4	14	0	5	2	0	3	6	2
2	$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	3	8	2	3	5	2	5	3	1
3	$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	3	7	4	0	4	2	1	4	1
4	$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	1	1	0	0	5	0	11	9	0

Nr crt	Intervalul de masurare inceput - sfarsit saptamana calendaristica	Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
1	25.02-30.12.2006	167	79	26	170	79	27	168	82	24



tabelul 4-15 Condiții funcționare 2006 AT1/110kV Gheorgheni

Elementul de rețea	Raportul de transformare	Puterea nominala	Plotul de tensiune in fct normala	Rap transf de măsurare de curent	Rap transf de măsurare de tensiune
Auto transformator de putere AT1 în condiții de funcționare din anul 2006	220/110kV	200MVA	10	1200/5A	110000/100V
	Retrageri din funcționare	Grad de încărcare mediu	En. electrică activă cedată în 110kV	En. electrică activă primită din 110kV	Factor de putere
	04-14.10.06	8,51%	149,418GWh	0,193GWh	99,14

figura 4-33 Curbe sarcină 2006 AT1/110kV Gheorgheni

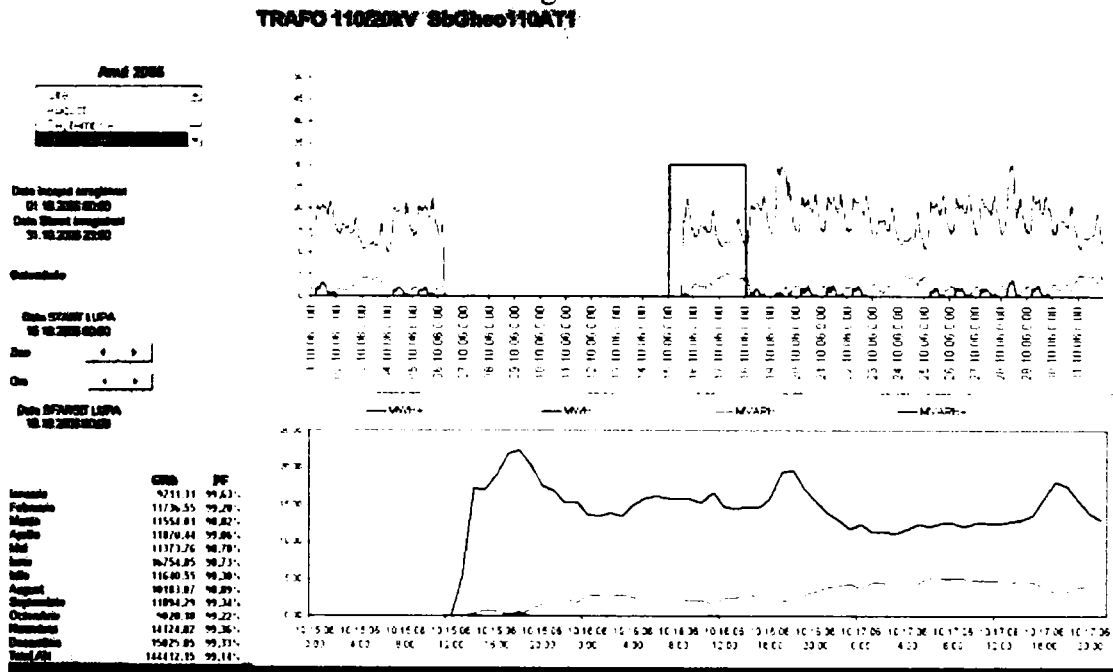
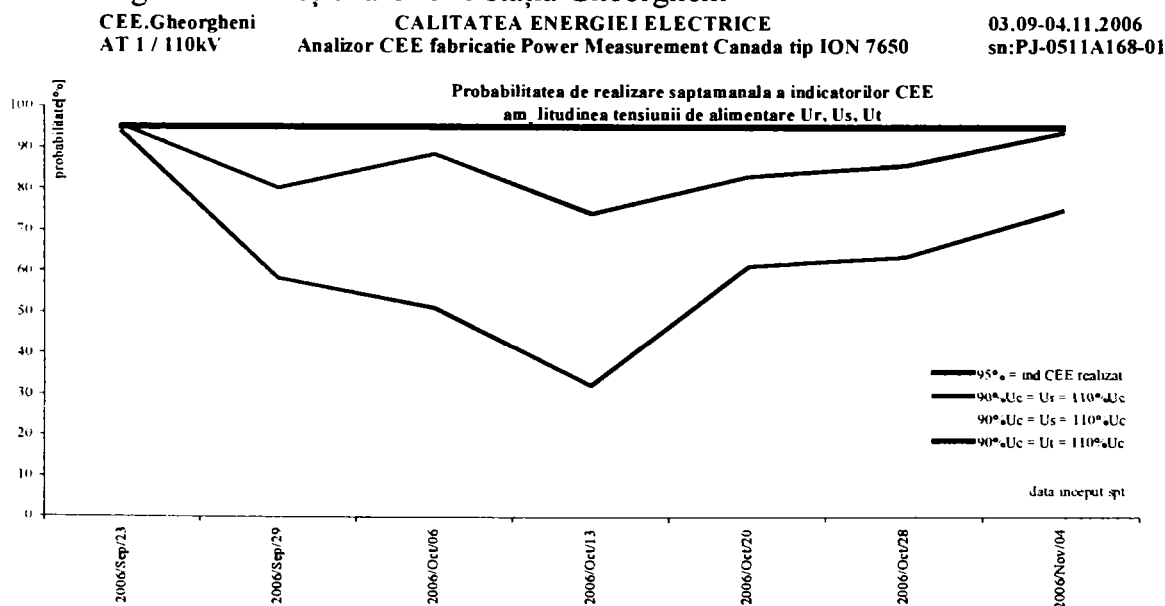
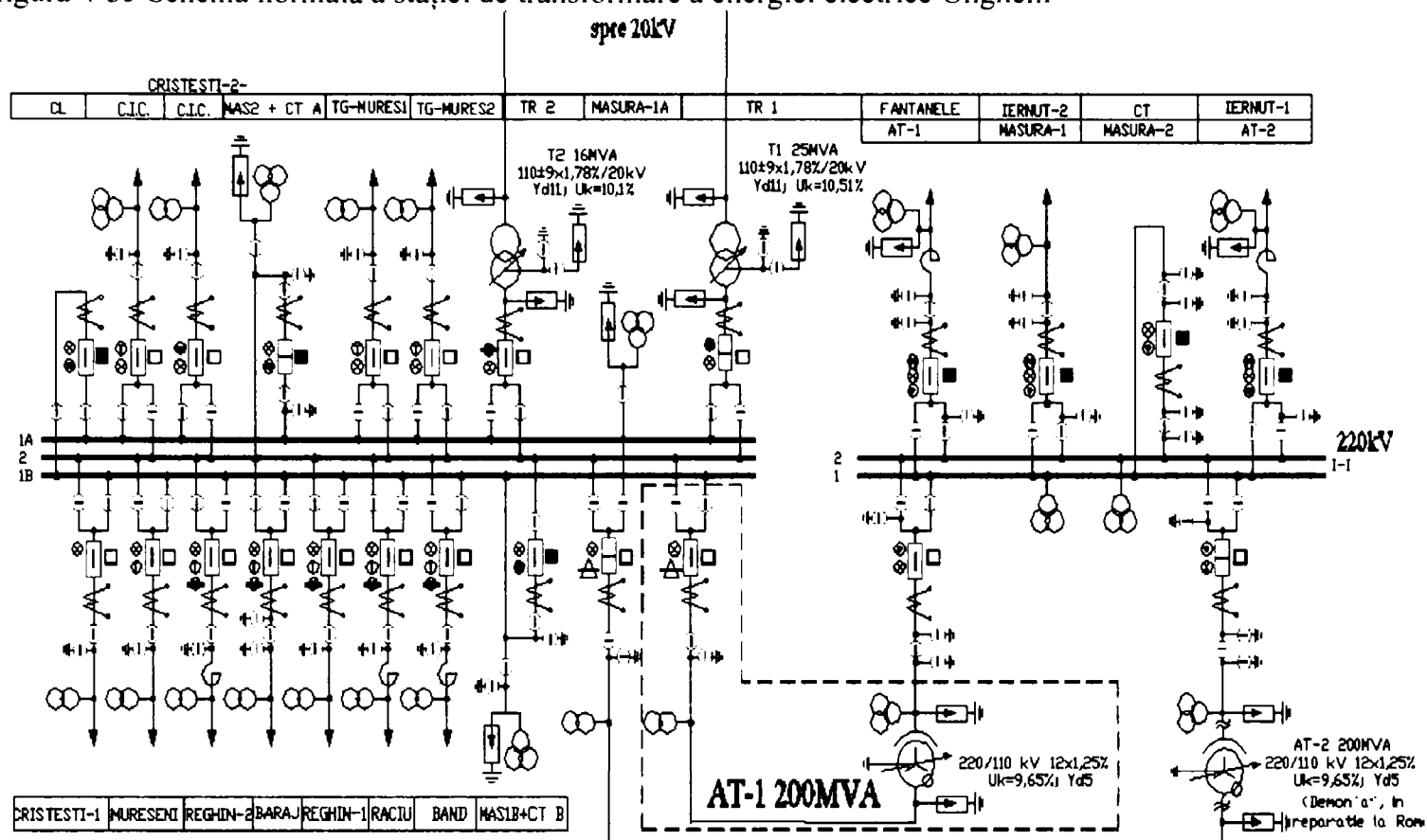


figura 4-34 Retragere din funcționare AT1 stația Gheorgheni



4.4.6 Ungheni 220/110/20kV

figura 4-35 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Ungheni



În stația Ungheni măsurătorile s-au efectuat în perioada 25.03-07.07.2006 și 04.11-30.12.2006. Intervalul de măsurare a fost întrerupt datorită defectării analizorului CEE. Sinteza indicatorilor CEE subliniază în această perioadă cea mai mică probabilitate de încadrare în limitele admise pentru amplitudinea tensiunii de alimentare pe toate fazele U_R , U_S , U_T și nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt} pentru faza S. Amplitudinea tensiunii de alimentare pe faza S nu se încadrează în limite pe tot intervalul de monitorizare. Se observă din figura 4-37 că elementele de rețea auto/transformatoare, mersul în gol este însoțit de energia reactivă pentru magnetizare care conduce la deteriorarea indicatorilor CEE. Conform sintezei indicatorilor CEE din figura 4-36 nu s-au încadrat în limitele admise nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt}

Autotransformatorul de interconectare AT1, tip ATUS-OFAP 231kV±8*12,5% /121kV este prevăzut cu posibilitatea reglării tensiunii în circuitul primar, prin comutatorul de reglaj al tensiunii sub sarcină, pe neutrul conexiunii autotransformatrice tip MR 14283W2, fabricație Germania, din figura 4-38. Acesta a fost fixat pe poziția 11 în perioada 25.03-07.07.2006 și pe poziția 12, în perioada 04.11-30.12.2006, ceea ce se evidențiază și în variația amplitudinii tensiunii de alimentare. Conform datelor din figura anterioară se menționează pentru poziția 11 a plotului tensiunea primară de 236775V, ceea ce corespunde unui raport de transformare de 1,95, iar pentru poziția 12 a plotului tensiunea primară de 233888V, ceea ce corespunde unui raport de transformare de 1,93. Pentru aceeași amplitudine a tensiunii primare, cea secundară corespunzătoare plotului 12 este mai mare decât cea a plotului 11, ceea ce se reflectă în graficul următor prin scăderea bruscă a probabilității de realizare a U_R , U_S , U_T .

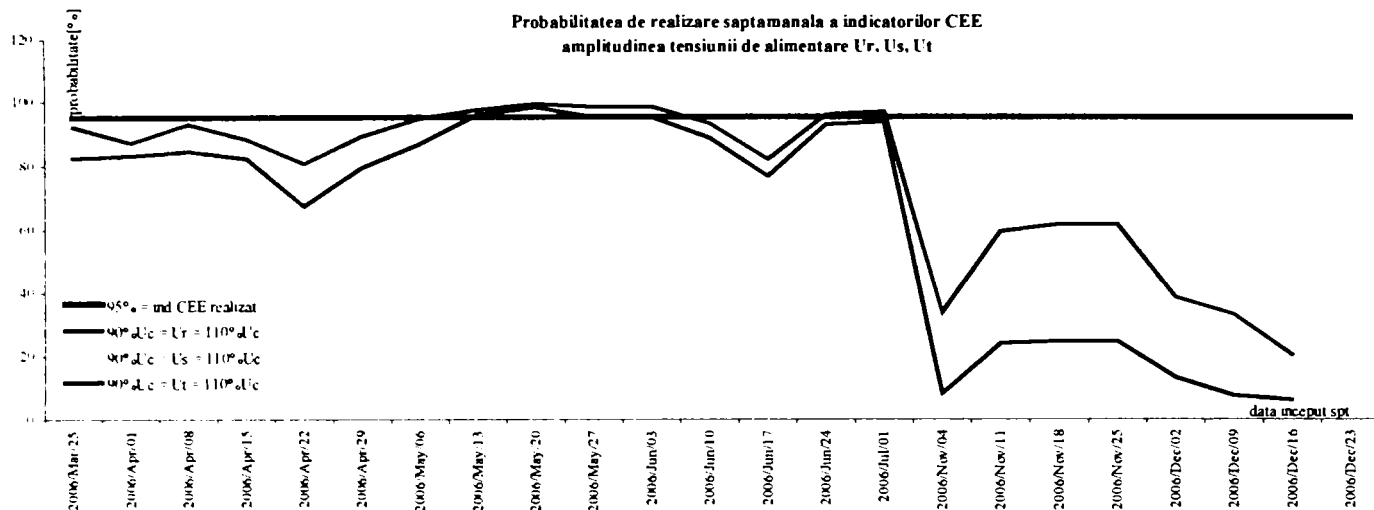
figura 4-36 Sinteza 2006 indicatori CEE AT1/110kV Ungheni

Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

CEE, Ungheni
AT 1 / 110kV

CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE
Analizor CEE fabricatie Power Measurement Canada tip ION 7650

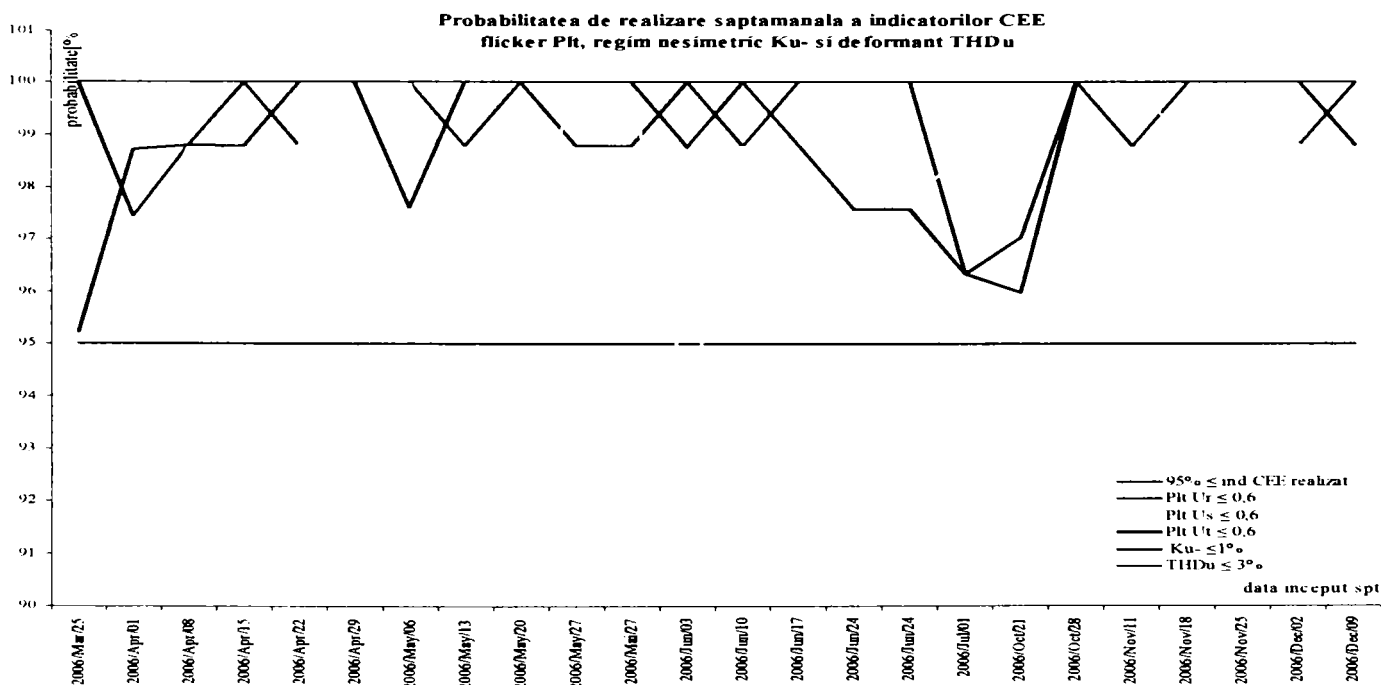
25.03-01.07.2007 04.11-30.12.2007
sn: PJ-0511A170-01



Nr crt	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Numarul supratensiunilor temporare fct. de amplitudine si durata								
		U_r			U_s			U_t		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$
1	$110\%U_c < U < 120\%U_c$	8	12	428	7	33	492	1	19	310
2	$120\%U_c \leq U < 140\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	$140\%U_c \leq U < 160\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Amplitudinea golurilor de tensiune	Numarul golurilor de tensiune in functie de amplitudine si durata								
		U_r			U_s			U_t		
		$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$
1	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	4	0	0	1	2	0	8	3	0
2	$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	5	4	1	5	7	1	1	9	0
3	$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	1	5	1	0	2	1	0	1	0
4	$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	2	0	0	0	0	0	1	0

Nr crt	Intervalul de masurare inceput -sfarsit saptamana calendaristica	Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
		U_r			U_s			U_t		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
1	25.03-30.12.2007	0	0	1	1	0	1	1	0	1



tabelul 4-16 Condiții funcționare 2006 AT1/110kV Ungheni

Elementul de rețea	Raportul de transformare	Puterea nominala	Plotul de tensiune in fct normala	Rap transf de măsurare de curent	Rap transf de măsurare de tensiune
Auto transformator de putere AT în condiții de funcționare din anul 2006	220/110kV	200MVA	11 și 12	1200/5A	110000/100V
	Retrageri din funcționare	Grad de încărcare mediu	En. electrică activă cedată în 110kV	En. electrică activă primită din 110kV	Factor de putere
	21.03-07.04.06 01-11.08.06	22,0 %	388,063GWh	0,055GWh	98,51

figura 4-37 Curbe sarcină 2006 AT1/110kV Ungheni

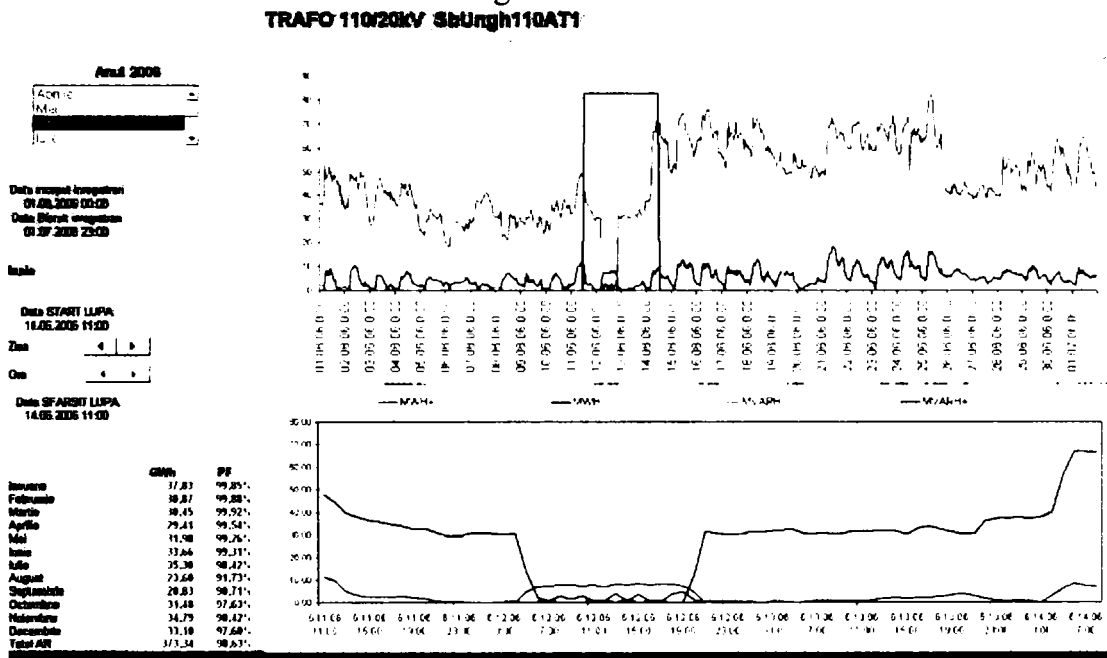
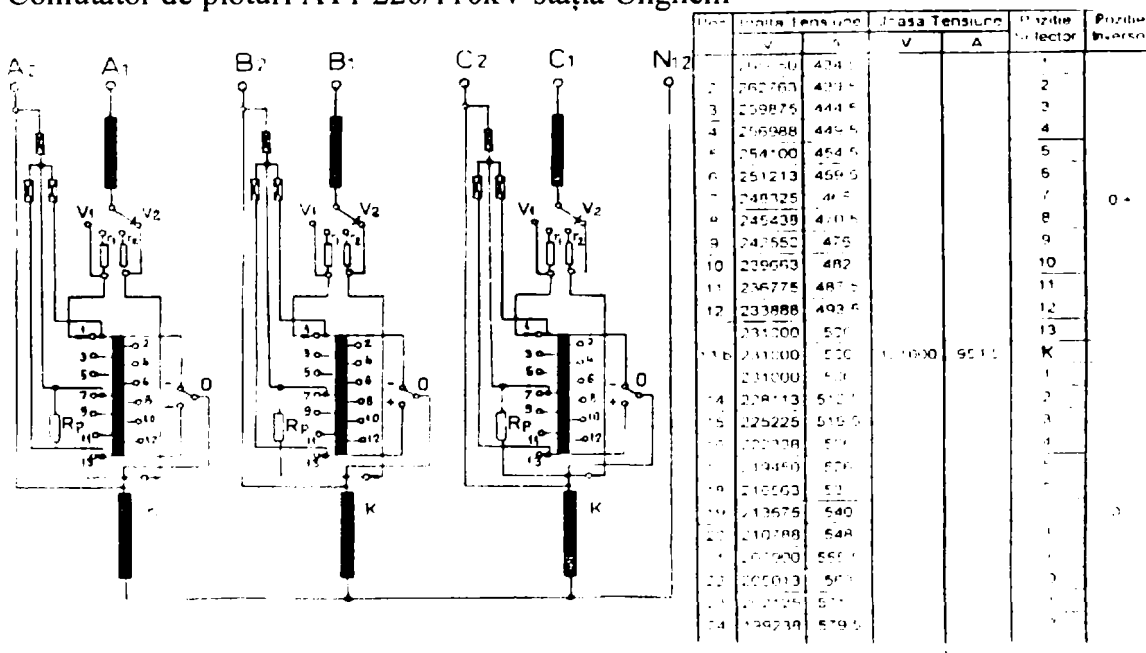
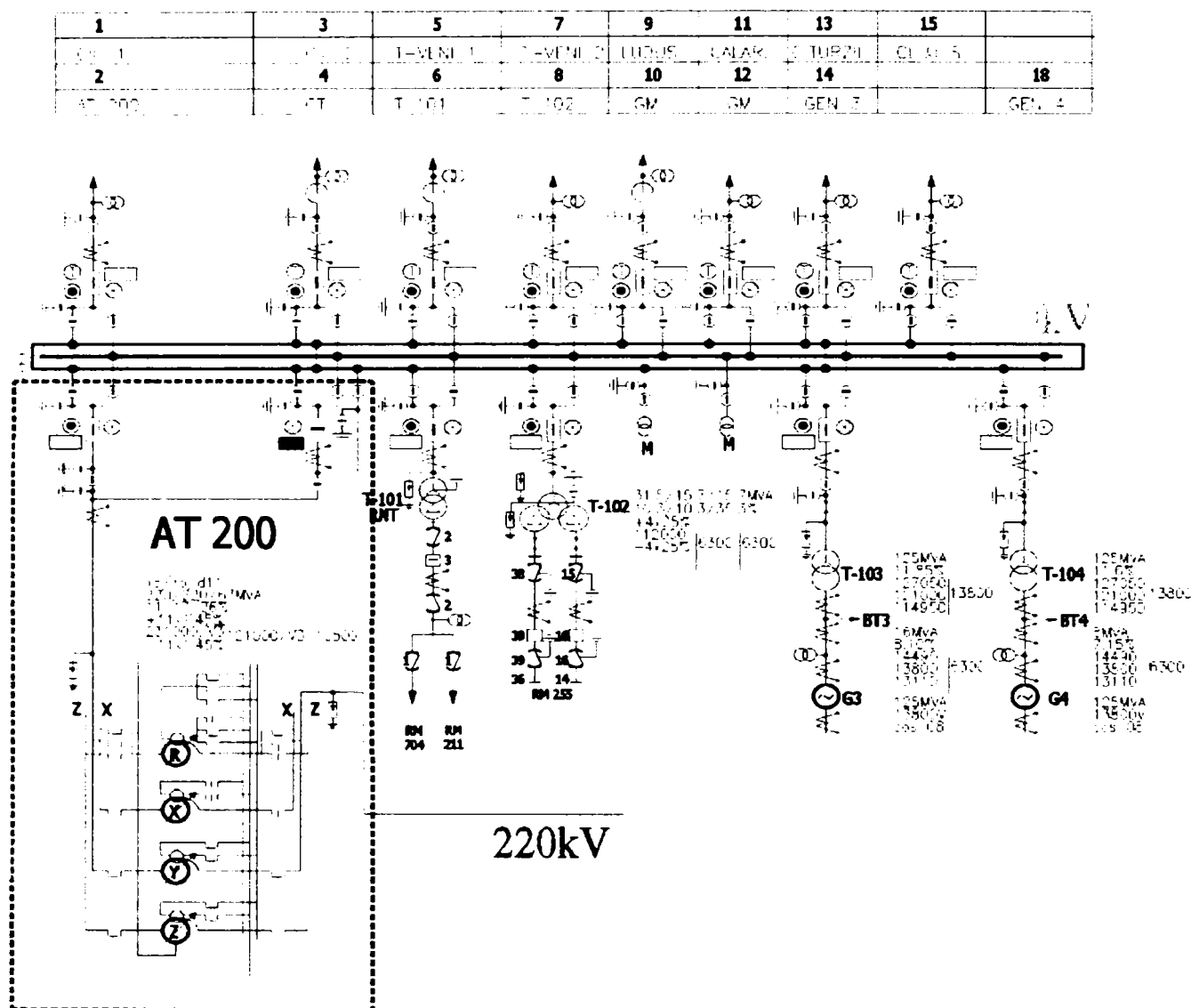


figura 4-38 Comutator de ploturi AT1 220/110kV stația Ungheni



4.4.7 Iernut 400/220/110/kV

figura 4-39 Schema normală a stației de transformare a energiei electrice Iernut



Stația 400/220/110kV Iernut reprezintă un nod important în cadrul SEN și al zonei de nord și centrale a Transilvaniei având în vedere funcțiile ei multiple:

- stația 400kV asigură tranzitul de putere din zonele excedentare ale SEN către zonele deficitare ale Transilvaniei
- stația 220kV asigură evacuarea în SEN a puterii produse în CTE Iernut de grupurile G1-125MVA, G2-125MVA, G5-250MVA și G6-250MVA
- stația 110kV asigură evacuarea în SEN a puterii produse în CTE Iernut de grupurile G3-125MVA și G4-125MVA precum și alimentarea consumatorilor din zona proprie

În prezent este în curs modernizarea prin reabilitarea celor 3 stații existente. Lucrările de reabilitare s-au finalizat pentru 400kV și 220kV, fiind în desfășurare pentru stația 110kV. În stația Iernut măsurătorile s-au efectuat în perioada 25.02-30.12.2006. Pe acest interval de urmărire conform figura 4-40 se observă neîncadrarea în limitele impuse pentru amplitudinii tensiunii de alimentare pe toate fazele. Analiza detaliată a cauzelor neîncadrării necesită însă corelarea acestora cu informații legate de continuitatea în funcționare, cantitatea și sensul de vehiculare a energiei electrice active și reactive, factorul de putere, gradul de încărcare al transformatoarelor de măsurare, reglajul tensiunii sub sarcină, conform tabelul 4-17. Conform figura 4-41 energia electrică reactivă are o importantă componentă reactivă, independentă de sensul de vehiculare a energiei electrice active, influențând negativ CEE.

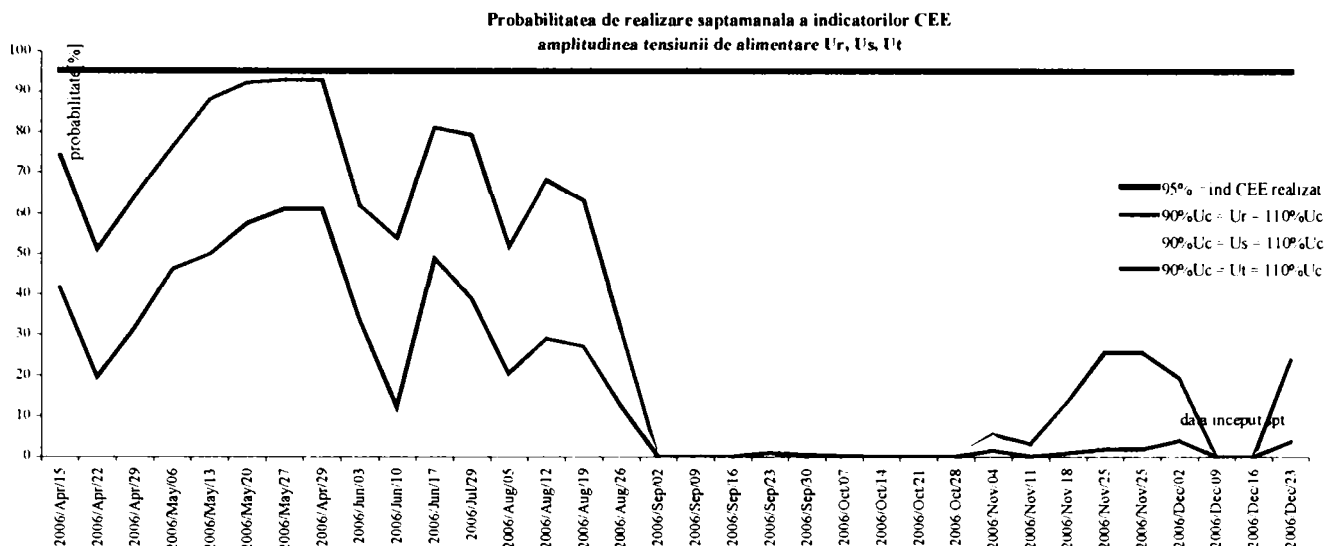
Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

figura 4-40 Sinteza 2006 indicatori CEE AT/110kV Iernut

CEE.Iernut
AT / 110kV

CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE
Analizor CEE fabricatie Power Measurement Canada tip ION 7650

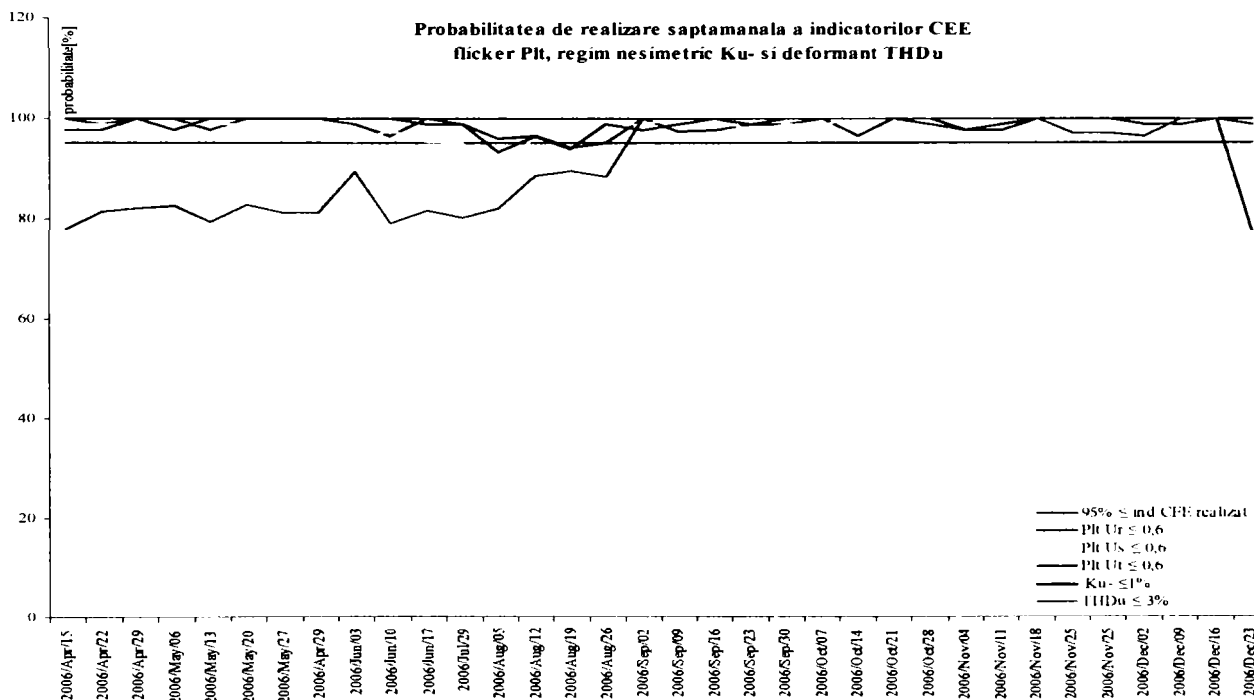
25.02-30.12.2006
sr:PJ-0511A166-01



Nr crt	Amplitudinea supratensiunilor temporare	Numarul supratensiunilor temporare fct. de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 1min$	$1min \leq \Delta t$
1	$110\%U_c < U < 120\%U_c$	107	26	906	10	37	798	19	49	678
2	$120\%U_c \leq U < 140\%U_c$	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	$140\%U_c \leq U < 160\%U_c$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Amplitudinea golurilor de tensiune	Numarul golurilor de tensiune in functie de amplitudine si durata								
		U_R			U_S			U_T		
		$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$	$10ms \leq \Delta t < 100ms$	$100ms \leq \Delta t < 500ms$	$500ms \leq \Delta t < 1ms$
1	$10\%U_c < \Delta U < 15\%U_c$	5	7	0	2	7	0	5	4	0
2	$15\%U_c \leq \Delta U < 30\%U_c$	7	2	0	3	6	1	1	3	0
3	$30\%U_c \leq \Delta U < 60\%U_c$	0	10	0	0	5	1	2	6	1
4	$60\%U_c \leq \Delta U < 99\%U_c$	0	3	0	0	0	0	0	0	0

Nr crt	Intervalul de masurare inceput - sfarsit saptamana calendaristica	Numarul intreruperilor de tensiune de scurta si lunga durata in functie de durata acestora								
		U_R			U_S			U_T		
		$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$	$\Delta t < 1s$	$1s \leq \Delta t < 3min$	$3min \leq \Delta t$
1	25.02-30.12.2006	147	31	6	155	38	6	156	38	6

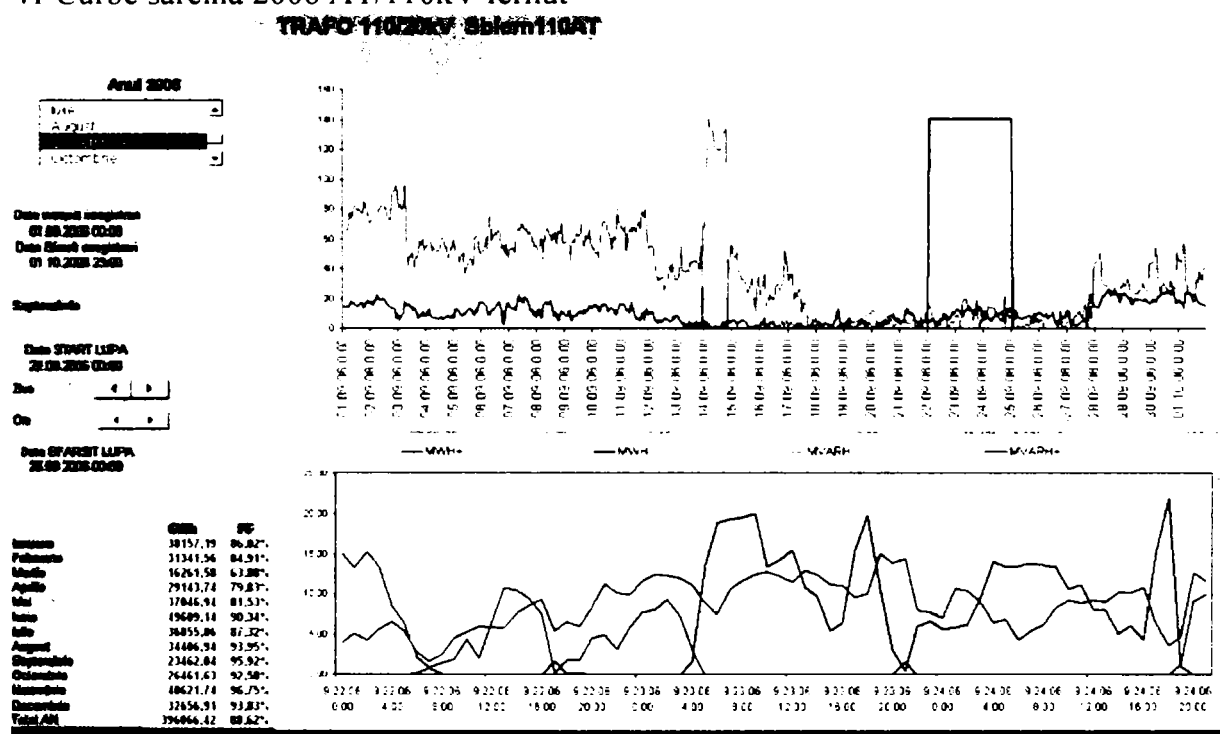


**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

tabelul 4-17 Condiții funcționare 2006 AT/110kV Iernut

Elementul de rețea	Raportul de transformare	Puterea nominală	Plotul de tensiune în fct normală	Rap transf de măsurare de curent	Rap transf de măsurare de tensiune
Auto transformator de putere AT în condiții de funcționare din anul 2006	220/110kV	3*66 MVA	nu există reglaj	1200/5 A	110000/100 V
	Retrageri din funcționare	Grad de încărcare mediu	En. electrică activă cedată în 110kV	En. electrică activă primită din 110kV	Factor de putere
	12.07.06 21-28.07.06 31.07.06	22,22[%]	391.078 GWh	3,652 GWh	89,08

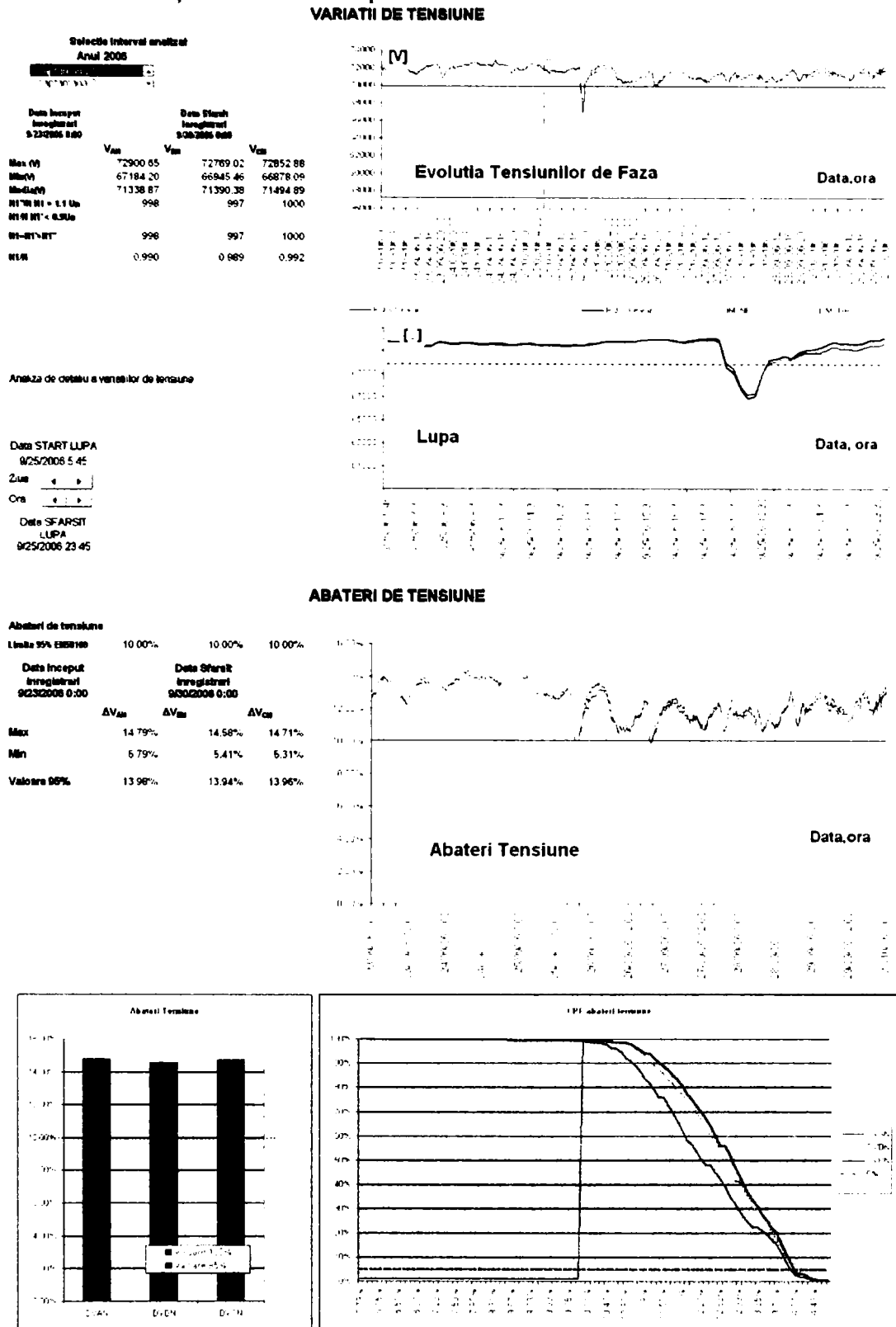
figura 4-41 Curbe sarcină 2006 AT/110kV Iernut



Având în vedere că în acest punct de măsurare s-a înregistrat cea mai redusă, '0%', probabilitate de realizare a amplitudinii tensiunii de alimentare, am prezentat un studiu de caz în figurile 4-42 și 4-43, printr-o analiză detaliată a acestuia, în două săptămâni 23-30.09.2006 și 21-28.10.2006. S-au considerat valorile medii ale amplitudinii tensiunii de alimentare pe fiecare fază, calculate la 10 minute, obținute din modulul VISTA, ca date de intrare pentru programul de calcul generat. Rezultatele obținute confirmă valorile statistice indicate de modulul REPORT din aplicația software ION Enterprise.

Stația Iernut este singura din cele prezentate anterior, în care autotransformatorul de putere 200MVA nu este o unitate trifazată, ci este compus din trei unități monofazate, de putere nominală 66MVA, $231kV \pm 11 * 1,45\% / \sqrt{3} / 121 / \sqrt{3}kV$. În urma defectării comutatorului de ploturi a autotransformatorului fazei Z, în 1978, acesta nu s-a putut remedia, anulându-se posibilitatea reglării tensiunii. Din aceste considerente, având în vedere necesitatea asigurării unei tensiuni trifazate simetrice, nu se mai efectuează nici un reglaj al tensiunii în sarcină, pe nici una din faze, ceea ce explică nerealizarea în tot intervalul de monitorizare a indicatorului CEE amplitudinea tensiunii de alimentare.

figura 4-42 Analiză variație de tensiune săptămâna 23-30.09.2006 AT/110kV Iernut

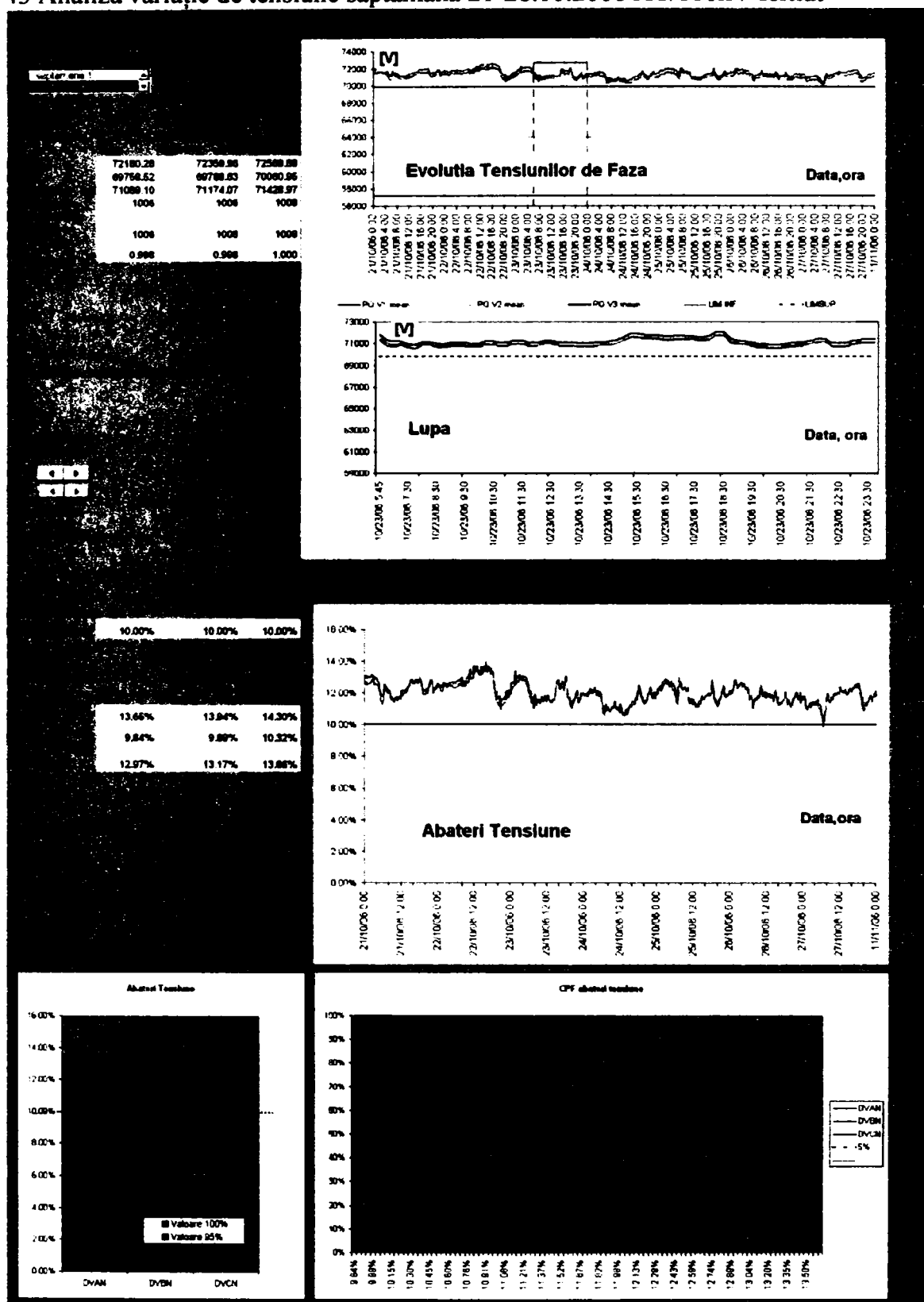


Analiza numerică din figura 4-42 obținute din aplicația de calcul generată confirmă valorile obținute din aplicația software ION Enterprise pentru amplitudinea tensiunii de alimentare:

Supply Voltage Magnitude

Phase 1			Phase 2			Phase 3		
N	N1	N1 Eval	N	N1	N1 Eval	N	N1	N1 Eval
1008	995		1008	995		1008	1000	

figura 4-43 Analiză variație de tensiune săptămâna 21-28.10.2006 AT/110kV Iernut



Analiza numerică din figura 4-43 obținute din aplicația de calcul generată confirmă valorile obținute din aplicația software ION Enterprise pentru amplitudinea tensiunii de alimentare:

Phase 1			Phase 2			Phase 3		
N	N1	N1 Eval	N	N1	N1 Eval	N	N1	N1 Eval
1008	1006		1008	1006		1008	1008	

4.5 Concluziile și contribuțiile personale

Sistemul de monitorizare permanentă a CEE, la interfața dintre RET și RED, prezentat în acest capitol este o premieră în România. Din acest punct de vedere datele achiziționate sunt o primă informare asupra nivelului indicatorilor CEE din aceste puncte de măsurare. Raportat la analizele CEE conform EN 50160:1999 [22] aceasta continuă prezentarea sub aspectul probabilității de realizare 95% a indicatorilor CEE, începută cu sistemul de monitorizare temporară a CEE. A fost realizată raportarea lunară pentru ST Sibiu a indicatorilor de performanță - parametrii tehnici de calitate ai serviciilor de transport conform codului RET, către Dispecerul Energetic Național, conform procedurii operaționale ST Sibiu PO 057- revizia nr. 2.

Perioada de urmărire a acestora a început pentru majoritatea punctelor de măsurare în 25.02.2006, cu unele excepții datorită punerii în funcțiune întârziate sau a defectării analizoarelor CEE. În urma volumului mare de date arhivate din sistem, a rezultat necesitatea dedicării Serverului de date doar acestei aplicații. Urmează mutarea acestuia în încăperea dedicată serverelor din ST Sibiu, iar funcțiile stației de lucru vor fi preluate în cadrul centrului OMEPA Sibiu.

Comunicația de tip dial-up pe teritoriul stației reduce viteza de comunicație și disponibilitatea acesteia. Această situație poate fi îmbunătățită prin integrarea fiecărui analizor CEE ION 7650, prin portul de comunicație Ethernet existent, în viitoarea rețea de intranet pentru echipamentele destinate teleconducerii SEN, de pe teritoriul stațiilor de transformare a energiei electrice.

Baza de date obținută din acest sistem este foarte importantă pentru studiu și analiză, chiar și în viitoare lucrări. În această lucrare am cuprins doar o sinteză a datelor, cu scopul de a sublinia necesitatea analizei indicatorilor CEE în raport cu probabilitatea de realizare 95% a acestora și evoluția acestora în timp raportat la variația energiei electrice active și reactive. Centralizarea ne-realizării indicatorilor CEE analizați în perioada martie-decembrie 2006 este cuprinsă în tabelul 4-18.

tabelul 4-18 Centralizarea ne-realizării indicatorilor CEE

Nr crt	Stația de transformare	Frecvența tensiunii de alimentare f	Amplitudinea tensiunilor de alimentare U_R, U_S, U_T	Nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt}	Factorul de nesimetrie negativă al tensiunilor K_{U^-}	Factorul total de distorsiune de tensiune, pe faze THD_U
1	Alba Iulia	DA	NU	NU	DA	DA
2	Brașov	DA	NU	NU	DA	DA
3	Dârste	DA	NU	NU	DA	DA
4	Iernut	DA	NU	DA	DA	NU
5	Fântânele	DA	NU	DA	DA	DA
6	Gheorgheni	DA	NU	NU	DA	DA
7	Ungheni	DA	NU	NU	DA	DA
Codul informațiilor			Indicator realizat	DA	Indicator nerealizat	NU

- Frecvența tensiunii de alimentare f, în toate punctele de măsurare, s-a încadrat în limitele setate timp de 95% din săptămână, 49,9-50,1Hz și timp de 100% din săptămână, 49,75-50,25Hz, mai restrictiv decât cele impuse de Codul tehnic RET [34].

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

- Amplitudinea tensiunilor de alimentare U_R , U_S , U_T , în toate punctele de măsurare, nu s-a încadrat timp de 95% din săptămână, în limitele setate 99-121kV, impuse de Codul tehnic RET [34]. Neîncadrările în banda admisă s-au înregistrat prin depășirea limitei superioare.
- Nivelul de flicker de lungă durată, P_{lt} , doar în stația Iernut s-a încadrat timp de 95% din săptămână, în limita setată de 0,6, impusă de CEI 61000-4-15:2003 [19]
- Factorul de nesimetrie negativă al tensiunilor K_U^- , în toate punctele de măsurare, s-a încadrat în limita setată 1%, timp de 95% din săptămână, impusă de Codul tehnic RET [34].
- Factorul total de distorsiune de tensiune, pe faze THD_U , nu s-a încadrat în limita setată 3%, timp de 95% din săptămână impusă de Codul tehnic RET [34] doar în stația Iernut. În perioada monitorizată nu s-a considerat necesară o analiză armonică detaliată.
- Numărul supratensiunilor temporare, clasificate conform tabelului impus de EN 50160:1999 [22] s-au înregistrat cu amplitudinea în intervalul 110-120% U_C , 90% din acestea fiind cu durata peste 1min. Numărul acestora nu s-a încadrat în prevederea NTE 001/03/2000 [33], pentru transformatoare și autotransformatoare, de maxim 50/an, cu durata în intervalul 60-1200s, la un interval minim de o oră între două solicitări succesive. S-a înregistrat un număr ne semnificativ de supratensiuni temporare cu amplitudinea în intervalul 120-140% U_C . Nu s-au înregistrat supratensiuni temporare cu amplitudinea peste 140% U_C , acestea fiind eliminate prin instalațiile de protecție și automatizări. Nu există informații complete din perioada monitorizată pentru a face o analiză în raport cu numărul de acționări ale descărcătoarelor sau numărul de trăsnete din evidențele meteorologice.
- Numărul golurilor de tensiune, clasificate conform tabelului impus de EN 50160:1999 [22], în funcție de amplitudine și durată, s-au înregistrat cu amplitudinea în toate intervalele dintre 10-60% U_C , 98% din acestea fiind cu durata maximă de 500ms. Peste această durată golurile de tensiune se elimină prin instalațiile de protecție și automatizări. Numărul de goluri pe an, conform [33] sunt de la câteva zeci până la 1.000 goluri/an, recomandare în care punctele de măsurare s-au încadrat pe perioada monitorizată, de maxim 10 luni.
- Numărul întreruperilor de tensiune de scurtă și lungă durată în funcție de durata acestora nu este reglementat. Acestea sunt provocate de defecte trecătoare, permanente sau retragere din funcționare a elementului de rețea în vederea efectuării mentenanței preventive și corective.

Se observă că în toate punctele de măsurare cea mai frecventă neîncadrare în limitele impuse este pentru indicatorul CEE - amplitudinea tensiunii de alimentare, datorită creșterii acesteia peste valoarea de 110% U_C . Având în vedere caracteristicile tehnice ale echipamentului electric montat în instalații la nivelul de 110kV și experiența cumulată, DET Cluj a propus pentru revizia Codului tehnic RET, modificarea limitei superioare de variație a amplitudinii tensiunii de la 121kV la 123kV.

Supratensiunile temporare de frecvență industrială, la deconectarea bruscă a sarcinii, defecte monofazate, fenomene de rezonanță și supratensiunile tranzitorii de comutație și de trăsnet directe sau induse solicită izolația instalațiilor și echipamentelor electrice. Având în vedere că în RET acestea nu pot fi evitate, prin montarea descărcătoarelor s-au luat măsuri pentru reducerea supratensiunilor până la valori acceptate, evitându-se străpungerea izolației și deteriorarea elementului respectiv.

Analiza detaliată a cauzelor neîncadrării indicatorilor CEE necesită însă corelarea acestora cu informații legate de reglajul tensiunii în sarcină, continuitatea în funcționare, cantitatea și sensul de vehiculare a energiei electrice active și reactive, factorul de putere, gradul de încărcare al transformatoarelor de măsurare. Din sinteza acestor informații pentru fiecare punct de măsurare în cursul anului 2006 se remarcă:

- Reglarea tensiunii în sarcină, prin comutatorul de ploturi, de către personalul de servire operativă se realizează doar la dispoziția DET Cluj. Această măsură este o soluție extremă

impusă de vehicularea energiei reactive în sistem. Am ilustrat cele două tipuri de comutatoare, specifice pentru T 250MVA și AT 200MVA. În perioada monitorizată, plotul de tensiune în funcționare normală s-a modificat doar pentru stațiile Brașov și Ungheni, ceea ce s-a reflectat în variația bruscă a tensiunii de alimentare.

- Un efect al absenței reglajului tensiunii în sarcină a fost subliniat în analiza detaliată a variației de tensiune din stația Iernut. Utilizând programul de analiză generat, a fost confirmată probabilitate de realizare '0%', a amplitudinii tensiunii de alimentare, prin variația relativă a acesteia de peste $10\%U_C$, în 95% din timpul unei săptămâni, luând în considerare valorile medii ale tensiunilor pe fiecare fază înregistrate la 10min.
- Urmărirea și reglarea tensiunii în nodurile RET din zona geografică a ST Sibiu este în sarcina DET Cluj. Personalul de servire operativă din stație comunică telefonic la acestuia tensiunea de pe barele de 110kV, înregistrată zilnic, la orele 01⁰⁰, 07³⁰, 09⁰⁰, 14⁰⁰, 19⁰⁰, 23⁰⁰. Totodată întocmește zilnic o fișă operativă a stației în care menționează tensiunea de pe bara de 110kV, înregistrată orar, din SCADA sau prin mijloace de măsurare dedicate.
- Retragerile din funcționare au afectat înregistrările din toate punctele de măsurare. În funcție de configurația stației, acestea au fost maxim trei, pe durata a 3-25 zile. Cauza acestora a fost în primul rând mentenanța preventivă. Situația elocventă din stația Gheorgheni impune invalidarea înregistrărilor efectuate de analizoarele CEE ION 7650 pe durata retragerii din funcționare a elementului de rețea monitorizat.
- Gradul de încărcare mediu a transformatoarelor și autotransformatoarelor a fost cuprins între 22% și 27,13%, cu excepția celor din stațiile Fântânele 8,51% și Gheorgheni 9,33%. Conform CEI 44-1:1996 [45] se poate considera că transformatoarele de măsurare de curent au funcționat cu clasa de exactitate în intervalul 0,2, pentru majoritatea și 0,35, pentru stațiile considerate excepții. Acesta asigură o acuratețe ridicată în măsurarea indicatorilor CEE.
- Factorul de putere a fost cuprins între 88,86% în stația Fântânele și 99,77% în stația Alba Iulia, urmărindu-se vehicularea energiei electrice active și reactive în ambele sensuri pe perioada monitorizată.
- Curbele de sarcină au fost obținute prin prelucrarea datelor cu programul de calcul generat, provenite din indexe înregistrate la 15min prin contoarele de energie electrică de decontare pentru punctele de măsurare monitorizate. Curbele de sarcină au scos în evidență corelarea dintre cantitatea și calitatea energiei electrice măsurate.

Echipa de specialiști în domeniul CEE din România au identificat prin măsurători anterioare consumatorii generatori de flicker alimentați din RET. Aceștia nu sunt amplasați în zona geografică analizată în această lucrare. Din aceste considerente nu am acordat credibilitate înregistrărilor analizorului CEE ION 7650, din săptămânile în care nivelul de flicker de lungă durată a depășit valoarea normată.

Studiul privind monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice în punctele de schimb cu Sucursalele de Distribuție [40] întocmit de ISPE, privind și acest sistem de monitorizare permanentă a CEE, a subliniat următoarele concluzii:

- necesitatea reglării tensiunii în bandă, analiza cauzelor depășirii benzii de tensiune la 110kV, în condițiile încadrării tensiunii superioare în banda admisibilă (reglaj necorespunzător de ploturi, racordarea de LEA 110kV slab încărcate, aport de putere reactivă din RED s.a.);
- necesitatea analizei cauzelor care conduc la abateri în raport cu valorile normate ale indicatorilor de calitate;
- continuarea monitorizării calității tensiunii la 110kV, dar și la 400kV și 220kV pentru a se determina mai corect cauzele nerespectării indicatorilor. Monitorizarea este necesar să se efectueze pe zone, pentru a analiza și regimul real de funcționare.

Contribuțiile personale:

- propunerea pentru achiziționarea analizatoarelor CEE ,
- menționarea caracteristicilor tehnice în caietul de sarcini în vederea licitației analizatoarelor CEE,
- participarea la analiza ofertelor tehnice din cadrul licitației analizatoarelor CEE,
- participarea la montarea analizatoarelor CEE în punctele de măsurare din stațiile de transformare.
- efectuarea mentenanței corective pentru echipamentele din stațiile de transformare, în perioada martie-decembrie 2006 s-au defectat doua analizoare și a fost îmbunătățită viteza de comunicație,
- realizarea unui program generator de rapoarte dedicat pentru raportările lunare și anuale,
- întocmirea și analiza lunară a rapoartelor către Sucursala de Transport Sibiu pentru perioada martie-decembrie 2006.
- realizarea unui program de calcul de analiză lunară a energiei electrice active și reactive, în scopul corelării cu evoluția indicatorilor CEE.
- analiza nerealizării indicatorului CEE amplitudinea tensiunii de alimentare prin corelarea acestuia cu reglarea tensiunii în circuitul primar, prin comutatorul de reglaj al tensiunii sub sarcină și vehicularea energiei reactive prin nodul de rețea.
- analiza nerealizării indicatorilor CEE prin corelarea acestora cu retragerea din funcționare a elementului de rețea monitorizat.
- clarificarea analizei indicatorilor CEE dpdv al probabilității de realizare de 95% din colaborarea cu ISPE în vederea elaborării Studiului privind monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice în punctele de schimb cu Sucursalele de Distribuție [40].

În acest capitol am soluționat:

- implementarea sistemului de monitorizare permanentă a indicatorilor CEE,
 - metodele de analiză statistică numerică și grafică a indicatorilor CEE,
 - metoda de analiză a neîncadrării indicatorilor CEE corelând calitatea cu cantitatea de energie electrică, prin evaluarea curbelor de sarcină ,
 - metoda de analiză a neîncadrării indicatorului amplitudinea tensiunii de alimentare corelând cu reglarea tensiunii sub sarcină, prin comutatorul de ploturi și starea de retragere din funcționare,
 - analiza detaliată a nerealizării indicatorului CEE amplitudinea tensiunii de alimentare și propun pentru soluționare:
 - activarea intrărilor de impuls ale analizorului CEE ION 7650 pentru anularea înregistrărilor din perioada de retragere din funcționare a grupului de măsurare din punctul monitorizat,
 - metoda de analiză a neîncadrării indicatorilor CEE prin înregistrări SCADA,
 - metoda de analiză a neîncadrării indicatorilor CEE prin înregistrări meteorologice,
- integrarea analizorului CEE tip NEXUS 1252 în sistemul prezentat, după remontarea acestuia în stația Sibiu Sud.

Capitolul 5. Perspectiva și concluziile

Acest capitol prezintă perspectiva anului 2007 privind monitorizarea CEE în cadrul Sucursalei OMEPA, pentru care sunt responsabil de activitate și concluziile rezultate în urma monitorizărilor temporare și permanente prezentate în lucrare. Accesând aplicația Internet Explorer pentru contururile energetice TEL s-au putut analiza și fixa prioritățile de monitorizare CEE în anul 2007. Monitorizarea temporară CEE se va desfășura conform unui program ce va fi stabilit în comun cu UNO-DEN, exploatând sistemul de monitorizare prezentat în capitolul 2.

Monitorizarea permanentă CEE se va concretiza în implementarea viitorului sistem, în punctele de măsurare ale celor cinci consumatori alimentați direct din RET, la nivelul de tensiune 220kV și în punctele de măsurare ale barelor din trei stații TEL, la pentru nivelul de tensiune 220kV și 400kV. În final prezentarea concluziilor va contura experiența acumulată în urma monitorizării temporare și permanente a CEE la interfața între RET și RED prezentate în lucrare.

5.1 *Viitorul sistem de monitorizare permanentă a CEE*

Sucursala OMEPA a derulat în anul 2006 un contract încheiat cu Institutul de Studii și Proiectare în Energetică București, Secția Sisteme Energetice, privind elaborarea studiului de fezabilitate și caietul de sarcini în vederea achiziționării unui sistem de monitorizare permanentă a CEE la marii consumatori din RET. CNTEE Transelectrica SA a încheiat în anul 2006 un contract cu firma Landis+Gyr Elveția, pentru implementarea acestui sistem, în 16 puncte de măsurare, cuprinzând toți marii consumatori alimentați din RET, până la data de 31.08.2007. Beneficiarii acestui sistem sunt Operatorul de Măsurare a Energiei Electrice pe Piața Anglo, Sucursala OMEPA și Dispecerul Energetic Național. Din anul 2003 m-am implicat în inițierea, derularea și acum implementarea acestui sistem. Acest proiect CEE a început optimist în decembrie 2002 cu elaborarea directă a unui caiet de sarcini pentru obținerea de fonduri Phare. Nereușita de la acel moment a transformat proiectul CEE în studii pe care le-am derulate pe parcursul a trei ani cu scopul de a analiza și îmbunătăți calitatea și măsurarea energiei electrice în RET. Acum sunt responsabil OMEPA pentru implementarea sistemului și după aceasta pentru exploatarea lui.

5.1.1 *Arhitectura sistemului*





Sistemul include monitorizarea permanentă a CEE la cei 5 consumatori din România, alimentați direct din RET : SC COS SA Târgoviște, SC MECHEL SA Câmpia Turzii, SC ALRO SA Slatina, Combinatul Siderurgic Reșița, SC DUCTIL Steel SA. Suplimentar, la solicitarea Dispecerului Energetic Național, se va monitoriza, în trei stații de transformare a energiei electrice, calitatea tensiunii electrice la nivelul de 220kV-stația Roman Nord și 400kV-stațiile Tulcea Vest și Slatina.



Cele 16 puncte de măsurare în care se vor monta analizoarele CEE sunt amplasate în 8 stații TEL: Târgoviște 220/110/20 kV, Câmpia Turzii 220 kV, Slatina 220 kV, Reșița 220/110kV, Oțelărie 220/33 kV, Iaz 220/110kV, Roman Nord 400(220)/110kV, Tulcea Vest 400/110/20 kV, Slatina 400 kV, conform tabelul 5-1. Consumatorii monitorizați au în domeniul de activitate puternice surse de perturbații a CEE, cum se poate observa în tabelul 5-2.

tabelul 5-1 Punctele de măsurare monitorizate

Nr. crt.	Stația de transformare a energiei electrice	Punctul de măsurare	Consumatorul alimentat
1.	Târgoviște 220/110/20 kV	220 kV LEA Cuptoare 1	SC COS SA Târgoviște
2.		220 kV LEA Cuptoare 2	
3.		220 kV LEA Cuptoare 3	
4.	Câmpia Turzii 220 kV	220 kV LEA Cuptoare 1	SC MECHEL SA Câmpia Turzii
5.		220 kV LEA Cuptoare 2	
6.	Slatina 220 kV	220 kV SRA 1	SC ALRO SA Slatina
7.		220 kV SRA 2	
8.		220 kV AT 3	
9.		220 kV AT 4	
10.	Reșița 220/110kV	220 kV LEA Oțelărie	Combinatul Siderurgic Reșița
11.	Oțelărie 220/33 kV	220 kV T1	SC DUCTIL Steel SA
12.		220 kV T2	
13.		Iaz 220/110kV	
14.	Roman Nord 400(220)/110kV	400 (220) kV AT	-
15.	Tulcea Vest 400/110/20 kV	400 kV T1	-
16.	Slatina 400 kV	400 kV AT1	-

tabelul 5-2 Domeniul de activitate consumatori RET

Nr. crt.	Denumire consumator de energie electrica alimentat din RET	Domeniul de activitate
1	COST- Târgoviște 	Combinatul de Oțeluri Speciale este cea mai mare uzină în industria metalurgică. Produce laminare în oțel aliat și produse forjate și calibrate din oțel și fontă pentru industria de automobile, industria constructoare de mașini unelte, construcții precum și p...
2	MECHEL Câmpia Turzii 	Este o companie metalurgică care produce laminate din oțel și oțel slab-aliat pentru industria constructoare de mașini precum și prefabricate cum ar fi tipuri variate de sârmă cabluri, cabluri electrice, plase și cuie.
3	ALRO Slatina 	Prin producția anuală de 240000 tone de aluminiu ALRO este cel mai important producător din Europa centrală și de est, excluzând Rusia.
4	Combinatul Siderurgic Resita 	Este un important producător în secțiunea metalurgie și siderurgie din domeniul industrial, materiale de construcții, prefabricate din inox și laminate & turnate & forjate & sinterizate.

5	<p>SC DUCTIL STEEL SA</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <p>Laminor Fabrica de sarma</p>	<p>Este implicat în producerea și comercializarea sârmelor și a produselor din sârmă. Punctul de lucru din Oțelu Roșu este singurul care produce pentru piața metalurgică românească și țagile pentru laminare-materia primă a societății.</p>
---	---	--

Sistemul este structurat pe doua nivele: nivelul stației și nivelul punctului central. Implementarea acestuia se va realiza conform termenilor contractuali, până la 30.05.2007 la nivelul stației și 31.08.2007 la nivelul punctului central. Prin implementarea sistemului se va realiza măsurarea, validarea, prelucrarea, analiza, stocarea, arhivarea și raportarea datelor transmise din punctele de măsurare la punctul central. [64]

La nivelul stației de transformare

figura 5-1 se vor monta analizoarele CEE în punctele de măsurare specificate, amplasate pe panouri în cabine de protecții sau în clădirea camerei de comandă. Fiecare analizor CEE va avea o alimentare auxiliară de 220V_{CC}. În stațiile cu mai multe puncte de măsurare acestea se vor interconecta prin buclă de comunicație RS485. Sincronizarea ceasului de timp se va realiza automat de la punctul central, nefiind necesar sistem GPS local.

Pentru transmiterea datelor de la nivelul stației la nivelul punctului central se vor utiliza două căi de comunicație: de bază prin fibră optică TEL și de rezervă prin GSM. În vederea comunicației prin fibră optică bucla RS485 de la ultimul analizor CEE, se va întregi la terminalul de fibră optică din camera de telecomunicații a stației, unde se va conecta printr-un adaptor RS232. Pentru comunicația prin GSM pe fiecare buclă RS485 se va monta un modem GSM amplasat a.î. să se obțină un nivel de semnal maxim.

La nivelul punctului central

figura 5-2 Centrul OMEPA din Sibiu, se va instala un server, un multiplexor Etherlite și un modem GSM. Serverul este un PC performant, dedicat acestui sistem, având implementate ultimele noutăți în domeniu tehnicii de calcul și instalate aplicațiile software specifice. Prin aceste aplicații se va asigura comunicația la cerere cu analizoarele CEE, culegerea datelor, stocarea automată a acestora într-o bază de date și arhivarea periodică pe suporturi externe. Redundanța la nivel de bază de date va fi asigurată prin configurația sistemului de stocare (RAID 1). Prelucrarea datelor în vederea analizei indicatorilor CEE se va realiza implicit conform standardului EN 50160:1999 [22] sau prin implementarea altor standardelor dorite și generarea de rapoarte flexibile.

Sistemul este alcătuit din următoarele echipamente și aplicații software :

Nr crt	Echipament	Fabricant	Tip	Cantitate
1	Analizor CEE	Landis+Gyr Elveția	ZMQ+PQ+Q22	16 buc
2	Modem GSM	Landis+Gyr Elveția	G22+ADP1+antena	9 buc
2	Modem GSM	Siemens Germania	SIEMENS TC35i	1 buc
3	Convertor RS 485/232	în curs de achiziționare		8 buc
4	Etherlite multiplexor	în curs de achiziționare		1 buc
5	Server date	Hewlet Packard	ProLiant ML150 G2	1 buc
6	Licența software	Siemens Germania	Simeas Q PAR	1 buc
7	Licența software	Siemens Germania	Simeas Q Manager	1 buc
8	Licența software	Siemens Germania	Sicaro PQ	1 buc

figura 5-1 Nivelul stație de transformare a energiei electrice

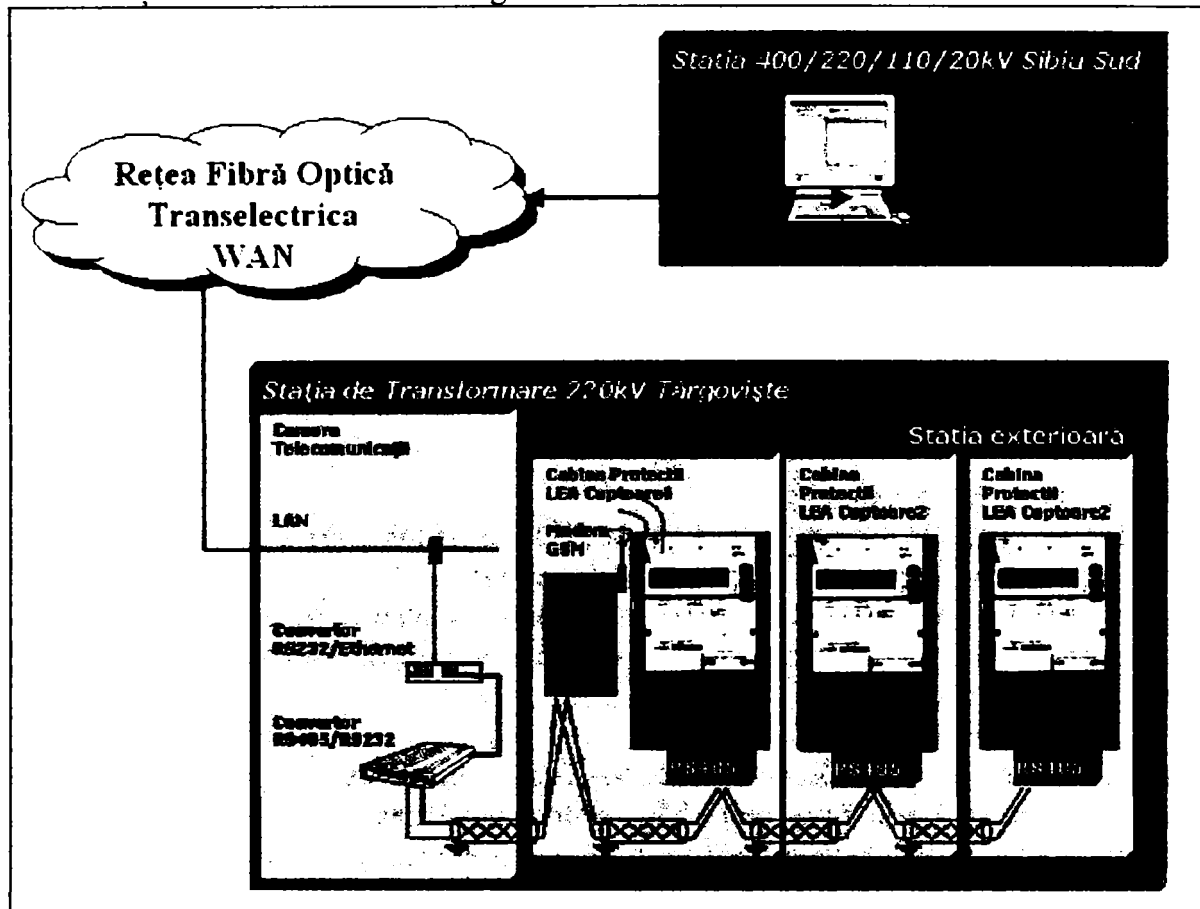
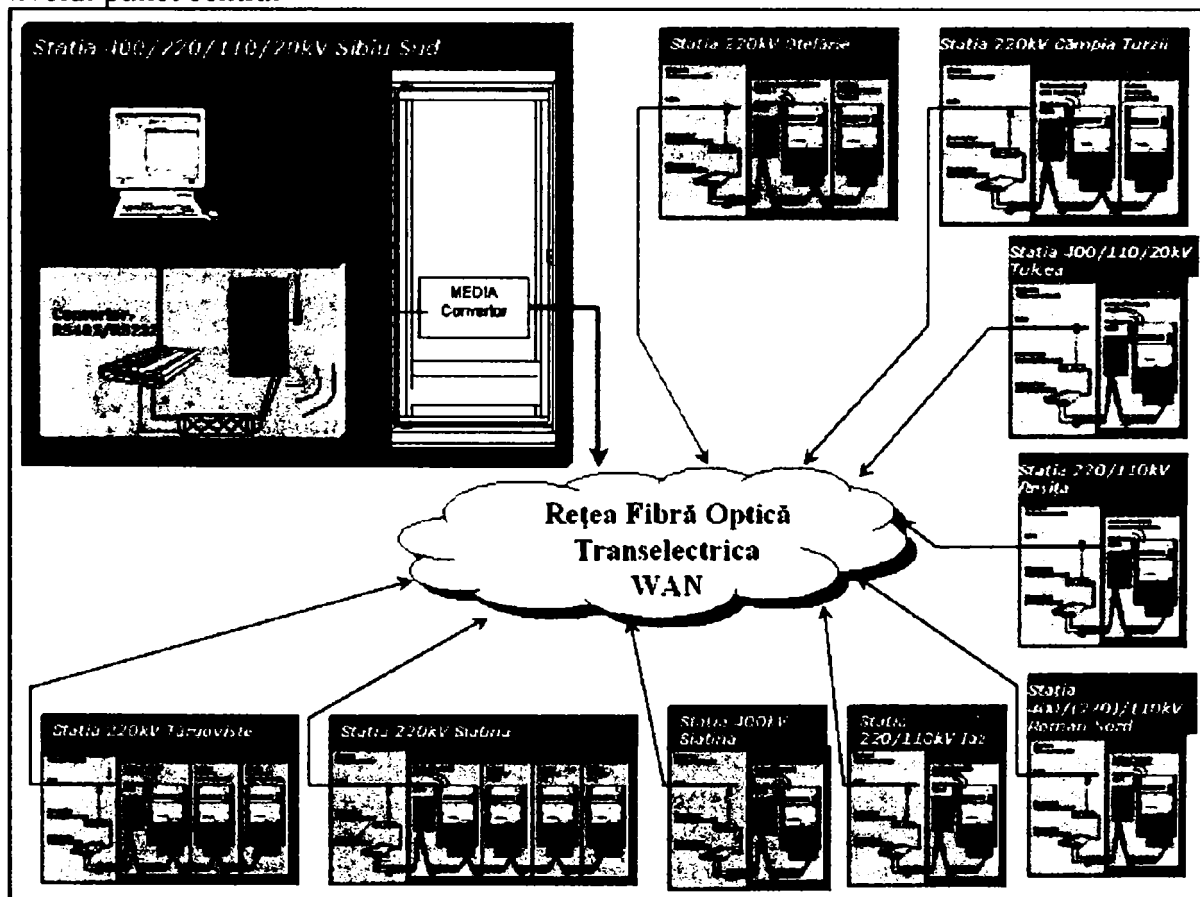


figura 5-2 Nivelul punct central



5.1.2 Eficiența investiției

Studiul de fezabilitate [9] realizat pentru acest sistem subliniază că implementarea lui va asigura accesul rapid la informațiile necesare. Centrul OMEPA din Sibiu și Biroul de Control Tehnic a Cerințelor Codului RET din cadrul UNO-DEN își pot realiza mai rapid, eficient și precis funcțiunile și atribuțiile specifice, astfel încât pot furniza factorilor responsabili informațiile necesare pentru stabilirea de măsuri concrete care să reducă perturbațiile electromagnetice și să diminueze efectele acestora pentru:

- reducerea pierderilor (CPT) suplimentare în rețelele electrice de transport și la consumatorii alimentați direct din RET, în principal prin reducerea nivelului de armonici și al nesimetriilor de tensiune și curent din rețelele electrice de transport,
- funcționarea corectă a echipamentelor ale căror funcțiuni și performanțe sunt afectate de prezența armonicilor și nesimetriilor de tensiune și/sau de curent,
- reducerea cheltuielilor de exploatare pentru operații de mentenanță preventivă sau corectivă a echipamentelor ce sunt afectate de perturbațiile care deteriorează calitatea energiei electrice,
- creșterea duratei de viață a echipamentelor din RET și de la consumatorii alimentați direct din RET, în principal, prin reducerea nivelului supratensiunilor temporare și a tensiunilor și curenților armonici din rețea (care solicită izolația și respectiv conduc la o încălzire suplimentară ca urmare a pierderilor provocate de curenții armonici),
- creșterea randamentelor generatoarelor, unităților de transformare, liniilor și a motoarelor electrice (inclusiv a celor din cadrul serviciilor proprii ale stațiilor electrice) etc.,
- reducerea cheltuielilor de producere/transport a energiei electrice și, în general, reducerea investițiilor în SEN ce ar fi rezultat din necesitatea supradimensionării elementelor rețelei pentru acoperirea efectelor datorate perturbațiilor electromagnetice cu abateri față de limitele admise,
- reducerea circulației de putere reactivă și reducerea schimburilor de putere reactivă între RET și RED,
- reducerea daunelor provocate la consumatori determinate de abaterea tensiunii față de valoarea nominală, de golurile de tensiune și de întreruperile de scurtă durată.

Avantajele obținute prin implementarea dotării tehnice propuse în scopul monitorizării permanente a CEE în cele 16 puncte de măsurare din RET, pot fi cuantificate în beneficii directe realizate de TEL, sau în beneficii indirecte, realizabile prin creșterea eficienței și preciziei actului de decizie realizat la toate nivelurile implicate. Limitând evaluarea beneficiilor directe numai la reducerea pierderilor suplimentare în rețelele electrice de transport datorate perturbațiilor ce afectează calitatea energiei electrice se pot evalua indicatorii de eficiență economică:

- venitul net actualizat pentru o perioadă de studiu de 10 ani : $VNA = 628,489$ Euro

Venitul net actualizat reprezintă într-o formă sintetică eficiența intrinsecă a investiției analizate, pentru o

perioadă de studiu considerată și o rată de actualizare aleasă. Condiția limită pentru acceptarea investiției este $VNA > 0$.

- indicele de profitabilitate: $I_p = 2,612$

Indicele de profitabilitate (I_p) reprezintă deci raportul dintre suma beneficiilor anuale actualizate și suma cheltuielilor anuale actualizate pe perioada de studiu considerată, raport care, pentru acceptarea investiției, trebuie să rezulte supraunitar, deci $I_p > 1$.

- rata internă de rentabilitate: $RIR = 45,14\%$

Rata internă de rentabilitate verifică în ce măsură investiția este sensibilă la rate mai mari de actualizare decât rata aleasă în calcul (de altfel condiție necesară pentru acceptarea investiției, deci $RIR > i$).

- durata de recuperare actualizată: $DRA = \text{circa } 2,5 \text{ ani}$ de la punerea în funcțiune a investiției.

Durata de recuperare actualizată ilustrează deci capacitatea obiectivului de a restitui capitalul investit pentru realizarea sa din beneficiile obținute prin exploatare, respectiv numărul de ani în care acestea egalează valoarea investiției.

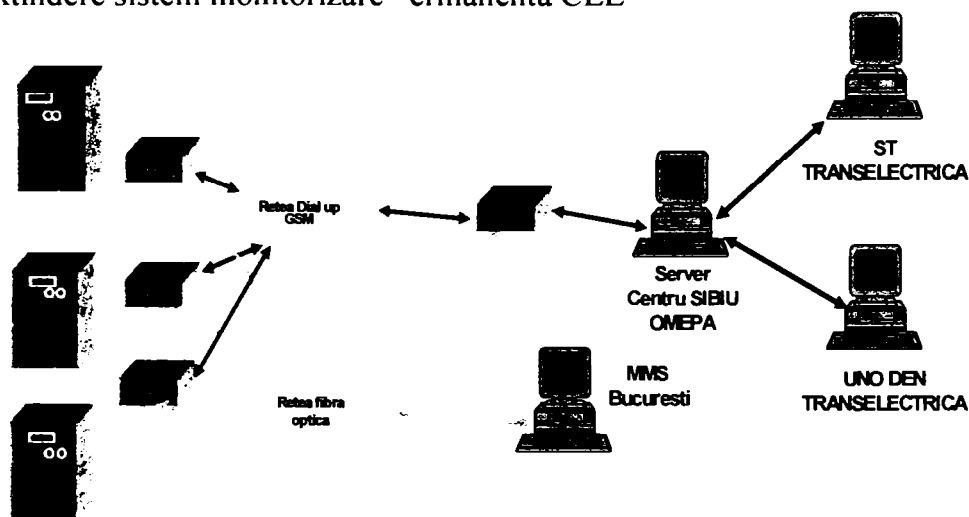
O atenție deosebită trebuie acordată marilor consumatori perturbatori (industria metalurgică, industria de aluminiu) conectați direct la RET. Perturbațiile introduse de acești consumatori se propagă în toată rețeaua de înaltă și foarte înaltă tensiune afectând calitatea energiei electrice pe distanțe mari față de punctul de conectare al consumatorului. Calculul nivelului alocat de perturbații pentru acești consumatori (armonici, flicker), monitorizarea în punctul de delimitare și urmărirea încadrării perturbațiilor în limitele alocate are un rol important pentru reducerea pierderilor active în RET, limitarea fondului de perturbații în rețea și asigurarea nivelului de calitate pentru toți consumatorii din sistem. Numai monitorizarea pe intervale mari de timp și prelucrarea statistică a rezultatelor poate oferi informațiile necesare adoptării de decizii privind încadrarea consumatorului în limitele alocate. [44], [30], [31]

Contribuțiile personale la realizarea acestui sistem de monitorizare permanentă a CEE în OMEPA sunt:

- menționarea structurii și a caracteristicilor tehnice ale unui sistem de monitorizare permanentă a CEE la marii consumatori alimentați din RET, prin participarea la întocmirea unui prim caiet de sarcini în anul 2003 pentru solicitarea unor fonduri de investiții Phare,
- întocmirea caietului de sarcini în anul 2005 pentru licitația privind elaborarea studiului de fezabilitate și a caietului de sarcini în vederea achiziționării acestui sistem de monitorizare permanentă a CEE,
- evidențierea eficienței investiției prin derularea contractului încheiat în anul 2006 cu Institutul de Studii și Proiectare în Energetică, București, pentru elaborarea „Studiului pentru sistemul de analiză a calității energiei electrice la marii consumatori alimentați din RET” [9],
- parametrizarea analizelor CEE, verificarea acestora în laboratorul de metrologie și testarea comunicației cu punctul central, în vederea implementării acestui sistem, conform contractului EBRD RO 906-D1-1, încheiat cu firma Landis+Gyr,
- exploatarea sistemului după implementarea acestuia, punctul central urmând să fie instalat la Centrul OMEPA Sibiu.

Continuarea demersurilor pentru extinderea sistemului prin introducerea și a altor puncte de măsurare de interes rezultate în urma monitorizării temporare a CEE, precum și accesul la date pentru cei interesați din Transelectrica UNO-DEN, ST, MMS-OMEPA, conform figura 5-3.

Figura 5-3 Extindere sistem monitorizare permanentă CEE



5.2 Concluziile și contribuțiile personale

Politica privind monitorizarea CEE la interfața între RET-RED necesită finalizarea documentelor tehnice în discuție Codului Tehnic RED [35], Codului Tehnic RET [34], Standard de performanță RED [36] și Standard de performanță RET [70], prin alinierea lor la obiectivele sistemelor de transport și distribuție. Deasemenea este necesară conturarea muncii echipei de specialiști CEE români și a echipei de consultanță KEMA prin definirea unui sistem corect și complet de indicatori CEE, specifici atât RET cât și RED. Toate acestea trebuie să se reflecte în viitoarele prevederi contractuale prin reglementarea responsabilităților tuturor celor implicați în menținerea CEE pe întreg lanțul de tranzitare de la producător, transportator, distribuitor, furnizor și consumator.

În urma consultării standardelor internaționale, europene și românești, a derulării studiilor cu Universitatea Politehnică București, Institutul de Studii și Proiectare București și nu în ultimul rând a participării la programul de specializare LPQIVES autoarea a cuprins în primul capitol o sinteză a tuturor indicatorilor CEE monitorizați. În rezultatele experimentale prezentate se regăsesc frecvența, variația, fluctuațiile, golurile, întreruperile de scurtă și lungă durată, supratensiunile temporare, toate corespunzătoare tensiunii de alimentare, deasemenea nesimetriile și armonicile de tensiune și curent electric. Probabilitatea de realizare săptămânală 95% reprezintă metoda de evaluare a rezultatelor experimentale, dar totodată este prezentată o propunere atractivă de analiză viitoare a acestora, utilizând transformarea Wavelet.

Primul sistem de monitorizare temporară a CEE, la interfața dintre RET și RED, prezentat este o premieră în SEN, fiind compus din analizoare portabile care corespund standardelor CEE europene. În urma propunerii și implicării autoarei la elaborarea caietului de sarcini și în comisia de licitație, au fost achiziționate în anul 2003 cele 5 analizoare portabile fabricație LEM Austria, tip TOPAS 1000, în cadrul contractului EBRD RO 906 D1-1 încheiat de CNTEE Transelectrica SA cu firma Landis+Gyr, Elveția. Prin colaborarea autoarei cu UNO-DEN a fost stabilit programul de monitorizare temporară a CEE în anul 2006, urmărindu-se monitorizarea la interfața RET-RED a unei zone de propagare a perturbațiilor la nivelul de 110kV și reflectarea acestora în nivelul de tensiune 220kV/400kV superior, în stațiile Roman Nord, Tulcea Vest și Smârdan.

Autoarea a participat la parametrizarea și montarea analizoarele CEE, în scopul monitorizării pe o durată medie de două săptămâni și a efectuat analiza tuturor măsurătorilor, prin realizarea unui program generator de rapoarte privind evaluarea indicatorilor CEE. Raportat la analizele CEE întocmite prin studiile derulate în Transelectrica, acestea sunt primele prezentare sub aspectul probabilității de realizare 95% a indicatorilor CEE, evidențiindu-se necesitatea completării valorilor numerice minime, maxime, medii și 95%. Datele achiziționate au avut rolul de a oferi o primă informare asupra nivelului indicatorilor CEE din aceste zone monitorizate, luând în considerare schema de funcționare normală a stației de transformare.

În prezent acest sistem de monitorizare temporară, gestionat de CNTEE Transelectrica SA Sucursala OMEPA este cuprins într-un alt program de CEE pentru anul 2007, acesta cuprinzând și o analiză detaliată în stația Roman Nord, unde s-au înregistrat nerealizări ale indicatorilor CEE, la ambele nivele de tensiune. În această stație la nivelul de tensiune 110kV s-au suprapus perturbațiile specifice activității stațiilor de tracțiune electrică și consumatorului SC Laminorul SA, dedicată producerii oțelului, impunându-se o evaluare a indicatorilor CEE pentru fiecare consumator în parte.

Autoarea prin activitatea desfășurată în cadrul CNTEE Transelectrica SA Sucursala OMEPA a participat la implementarea Sistemului de telemăsurare a energiei electrice pe piața angro realizând

Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție

specificarea cerințelor tehnice în caietul de sarcini pentru licitația sistemului, analiza ofertelor tehnice și comerciale ale licitației, întocmirea documentelor necesare derulării, și implementării sistemului precum și recepționarea lucrărilor de montare și punere în funcție pentru echipamentele primare și secundare din instalațiile ST Sibiu. Astfel s-au asigurat cerințele tehnice impuse de Codul de Măsurare a Energiei Electrice și înlocuirea transformatoarelor de măsurare îndelung contestate de specialiștii CEE cu noi transformatoare de măsurare fabricate Trench, de curent și tensiune, care asigură performanțe constructive și funcționale în lanțul de măsurare a CEE.

Pentru o sinteză a punctelor de decontare pe piața angro, autoarea a realizat imaginea grafică a conturului energetic pentru fiecare Sucursală de Transport din Transelectrica, vizualizând interfața RET cu producătorii, RED și consumatorii. Totodată aplicația Internet Explorer generată facilitează o accesare rapidă și completă, putându-se localiza punctele de măsurare de interes pentru monitorizarea CEE. Prin lucrările publicate, prezentate prin participarea autoarei a fost promovată necesitatea unei monitorizări CEE permanentă la interfața dintre RET și RED. Pentru aceasta în anul 2004 în cadrul CNTEE Transelectrica SA Sucursala de Transport Sibiu a fost implementat un proiect pilot.

Prin participarea autoarei la elaborarea caietului de sarcini, analiza ofertelor tehnice ale licitației, clarificările cerințelor metrologice a fost achiziționat analizorul CEE fabricat Electro Industries GaugeTech USA, tip NEXUS 1252. Pilotul CEE implementat la ST Sibiu a oferit o bază de date pentru studiu și analiză fiind o primă informare asupra evoluției în timp a calității energiei electrice într-un punct de decontare la interfața RET-RED, la nivelul de tensiune 110kV. Autoarea a realizat parametrizarea analizorului CEE, completarea aplicației software Nexus Communicator cu o analiză statistică conform standardului european EN 50160:1999 [22], corelarea datelor înregistrate cu oscilografierea curbei de tensiune și a evenimentelor înregistrate de personalul de servire operativă din stație.

În această lucrare au fost prezentate doar rezultatele experimentale privind analiza indicatorilor CEE monitorizați în ultima perioadă de funcționare a celulei 110kV AT1, stația Sibiu Sud. În urma re tehnologizării celulei, în cursul anului 2007 analizorul CEE va fi remontat în punctul de decontare a energiei electrice pe piața angro 110kV T4, la interfața RET-RED. Totodată se va utiliza și facilitățile multiple de comunicare ale lui NEXUS 1252, încât prin remontare se va integra în viitoarea rețea de date Ethernet proprie stației Sibiu Sud, putându-se configura și funcția de server web pentru rapoarte în format compatibil cu browserele de internet. Această funcție va asigura colectarea datelor, formatarea și găzduirea paginii, parametrizarea prin comunicarea de la distanță. Acest proiect pilot a creat premisele dezvoltării unui sistem de monitorizare permanentă a CEE în ST Sibiu, experiența acumulată ajutând la definirea unui caiet de sarcini corect și complet.

Prin participarea autoarei la elaborarea caietului de sarcini și analiza ofertelor tehnice ale licitației, au fost achiziționate 7 analizoare CEE fabricate Power Measurement Canada, tip ION 7650 și un server de date. Prin montarea acestora în 7 stații de transformare, în punctele de decontare a energiei electrice între RET-RED, s-a realizat primul sistem de monitorizare permanentă a CEE, la interfața dintre RET și RED din România. Durata de monitorizare a început pentru majoritatea punctelor de măsurare în martie 2006, realizându-se până în prezent o bază de date foarte importantă pentru studiu și analiză, în viitoare lucrări, precum și pentru stabilirea corectă a indicatorilor CEE în viitoarele standarde de performanță, coduri tehnice, reglementări.

În această lucrare este cuprinsă o sinteză a datelor înregistrate în anul 2006 și evoluția acestora în timp, corelată cu informații legate de reglajul tensiunii în sarcină, continuitatea în funcționare, cantitatea și sensul de vehiculare a energiei electrice active și reactive, factorul de putere, gradul de încărcare al

transformatoarelor de măsurare. Autoarea a analizat pe perioada monitorizată toți indicatorii CEE, prin realizarea unui program generator de rapoarte dedicat pentru raportările lunare și anuale, în raport cu probabilitatea de realizare săptămânală de 95%. Deasemenea a fost generat un program de analiză a curbei de sarcină pentru urmărirea energiei electrice active și reactive tranzitate prin punctele de decontare. Observându-se în toate punctele de măsurare cea mai frecventă neîncadrare în limitele impuse pentru indicatorul CEE - amplitudinea tensiunii de alimentare, s-a realizat un studiu de caz pentru 110kV AT, din stația Iernut.

Prin contribuțiile autoarei la derularea contractului cu Institutul de Studii și Proiectare în Energetică București, Secția Sisteme Energetice, a fost întocmit studiul de fezabilitate și caietul de sarcini în vederea achiziționării unui sistem de monitorizare permanentă a CEE la marii consumatori din RET. Viitorul sistem de monitorizare permanentă CEE se va implementa în punctele de măsurare ale celor cinci consumatori alimentați direct din RET, la nivelul de tensiune 220kV și în punctele de măsurare ale barelor din trei stații TEL, la pentru nivelul de tensiune 220kV și 400kV. Contractul încheiat cu firma Landis+Gyr Elveția, pentru implementarea acestui sistem este în curs de derulare, pentru care autoarea și-a adus contribuția la verificarea metrologică a mărimilor electrice măsurate și parametrizarea analizatoarelor CEE, urmând să preia și exploatarea și dezvoltarea sistemului, după instalarea punctului central în cadrul Centrului OMEPA Sibiu.

Conform Licenței de Transport – Condiția 42: „Titularul Licenței trebuie să urmărească, să înregistreze și să raporteze parametri tehnici de calitate ai serviciilor de transport și de sistem” UNO-DEN a întocmit o procedura TEL – 30.04 „ Raportarea către ANRE a modului de încadrare în parametri tehnici de calitate ai serviciilor de transport și de sistem”. Procedura stabilește modul de organizare și responsabilitățile în determinarea de către UNO – DEN a indicatorilor de performanță, de siguranță și a parametrilor tehnici de calitate a serviciilor de transport și de sistem, în vederea transmiterii către ANRE a raportului privind încadrarea acestora în valorile normate. Această raportare este în scopul determinării unor indicatori sintetici (statistici) de calitate (performanță) conform normelor impuse de Codului tehnic RET [34].

Sursa de date pentru indicatorii și parametri urmăriți de UNO – DEN sunt în prezent

- calculul numărului de depășiri ale limitelor normate de variație ale frecvenței (49.5-50.5Hz) datele primare (valoarea frecvenței) sunt preluate din sistemul independent de măsură și achiziție frecvență EFTM, iar datele pentru calculul numărului de depășiri ale limitelor normate pe tensiuni sunt preluate din Sistemul EMS-SCADA. Indicele anual total reprezintă raportul dintre numărul de depășiri și intervalul total de eșantionări.
- încadrarea în parametri de calitate ai undelor de tensiune datele prelucrate sunt primite prin contractul de studii ICEMENERG- „Controlul anual al calității undelor de tensiune în SEN conform Codului Tehnic al RET prin măsurări de durată medie (săptămânală)”. Prin lucrările contractate se asigură datele măsurătorilor până la data de 30 decembrie ale fiecărui an. [62] [69].

În viitor sursa de date necesară pentru raportările din anul 2007 va fi completată cu datele prelucrate din sistemele de monitorizare temporară și permanentă a CEE, prezentate în această lucrare.

BIBLIOGRAFIE

Nr crt	Elaborator	Material
1.	Iordache M., Conecini, I.,	‘Calitatea energiei electrice’ Editura Tehnica, Bucuresti, 1997
2.	Albert H., Golovanov N., Lungu I., Lavrov G.	‘Considerații privind calitatea energiei electrice livrate’ RENEL-GSCI, CIDE, Bucuresti, 1998
3.	Chindris M., Surdia I., Andreu A.	‘Poluarea armonică a rețelelor electrice industriale’ Editura Mediamira, Cluj Napoca, 1999
4.	Conecini, I.,	‘Îmbunătățirea calității energiei electrice’ Editura AGIR, București, 1999
5.	Iordache M., Conecini I.	‘Calitatea serviciului de alimentare cu energie electrică’ Editura AGIR, București, 1999
6.	Buta A., Milea L., Pana A.	‘Calitatea energiei electrice’ Editura AGIR, Timisoara, 2001
7.	Gheorghe St., Postolache P., Ene S., Ivan M., Branescu V., Mihaescu M.	‘Monitorizarea calității energiei electrice’ Editura Macarie, Targoviste, 2001
8.	Facultatea de Electrotehnică Centrul de Metrologie și Ingineria Măsurării Bucuresti	‘Cercetări privind modelarea fenomenelor electromagnetice nesimetrice și periodic nesinusoidale în transportul energiei electrice în vederea stabilirii indicatorilor de compatibilitate electromagnetice, a reducerii pierderilor de energie și influența acestora asupra sistemelor de măsurare a energiei electrice’ Bucuresti, 2003
9.	Institutul de Studii si Proiectari Energetice SA Bucuresti	‘Studiu pentru sistem de analiza a calitatii energiei electrice la marii consumatori’ Bucuresti, 2006
10.	Sumper A., Andreu A. S., Duran J. R	‘Successful Power Quality Monitoring’, Electrical Power Quality and Utilisation, Magazin vol.I, no.1, 2005
11.	Tukhas A., Eintrop S.A., Pozhidaev	‘The Regional System of Monitoring Power Quality Parameters in Real Time’ Electrical Power Quality and Utilisation, Magazin, vol.I., no.2, 2005
12.	Axelberg G., V - Unipower AB	‘A Quality Information System Based on Distributed Data Acquisiton’, Electrical Power Quality and Utilisation, Magazin, vol.I, no.2, 2005
13.	Gheorghe St. Mihăescu M.	‘Aspecte privind calitatea energiei electrice livrate consumatorilor și monitorizarea acesteia’, Conferința CEE 2001
14.	Lungu I. Săndulescu A.	‘Reglementare calității serviciului de furnizare a energiei electrice’, Conferința CEE 2001
15.	Șotri S. Dogaru V. Șălișteanu C.	‘Stabilitatea sistemului electroenergetic, condiție esențială pentru realizarea energiei electrice de calitate’, Conferința CEE 2001
16.	CEI	CEI 61000-2-8 : 2000 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2: Environment – Section 8 – Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results
17.	CEI	CEI 61000-4-7 : 2000 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4 – 7 : Testing and measurement technique – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto
18.	CEI	CEI 61000-4-27 : 2000 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4 – 27 : Testing and measurement technique – Unbalance, immunity test
19.	CEI	CEI 61000-4-15 : 2003 - Electromagnetic compatibility (EMC) –

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

		Part 4 – 15 : Testing and measurement technique – Flickermeter – Functional and design specifications
20.	CEI	CEI 61000-4-30 : 2003 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4 – 30 : Testing and measurement technique – Power quality measurement methods
21.	CENELEC	Measurement guide for voltage characteristics, Electricity product characteristics and electromagnetic compatibility, EURELECTRIC, 1995
22.	CENELEC	EN 50160:1999 - Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems
23.	IEEE	IEEE 1159–1995 Recommended Practice on Monitoring Power Quality
24.	IEEE	IEEE 1459-2000 Standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions
25.	IEEE	Voltage Sag Indices, Working document for IEEE P1564, November 2001.
26.	UIE	Guide to quality of electrical supply for industrial installations, Part. 4: Voltage unbalance, UIE, WG2,1998
27.	ISR	SR CEI 50 Vocabular Electrotehnic International
28.	RENEL	PE 143/1994 Normativ privind limitarea regimului nesimetric si deformant, in rețelele electrice
29.	RENEL	PE 124/1995 Normativ privind alimentarea cu energie electrica a consumatorilor industriali si similari.
30.	RENEL	PE 504/1996 Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice. Vol. II: Sisteme de conducere și teleconducere.
31.	RENEL	PE 029/1997 Normativ de proiectare a sistemelor teletinformatice pentru conducerea prin dispecer a instalațiilor energetice din SEN
32.	RENEL	PE 142/1980 Normativ privind combaterea efectului de flicker in rețelele electrice
33.	ISPE	NTE 001/03/2000 Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor
34.	Ordinul ANRE nr. 20 din 27.08.2004	Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport - Revizia I - August 2004
35.	Document de discuție ANRE	Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Distribuție- Revizia I - 2006
36.	Document de discuție ANRE	Standard de performanta pentru serviciul de distribuție a energiei electrice la tarife reglementate Bucuresti, 2006
37.	ANRE	Contractul Cadru de furnizare a energiei electrice la marii consumatori finali, industriali și similari la tarife reglementate.
38.	CNTEE Transelectrica SA	Impuls – Buletin de fapte și idei al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice, nr.6/2004
39.	CNTEE Transelectrica SA	Impuls – Buletin de fapte și idei al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice, nr.7/2004
40.	ISPE	‘Studiu privind monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice în punctele de schimb cu Sucursalele de Distribuție’, 2006
41.	Electro Industries USA	GaugeTech Nexus 1250 Instalation and Operation Manual rev 1.21, 2001
42.	Power Measurement Canada	ION Enterprise Manual, 2004
43.	SC Energobit SA Cluj	Manual instalare si utilizare analizor CEE ION 7650, 2006
44.	Albert H., Golovanov C., Golovanov N., Elefterescu L.	‘Probleme actuale privind monitorizarea calității energiei electrice în România’, JukoCIREN 2004
45.	CEI	CEI 44-1 1996 Instrument transformers Part1 Current transformers

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

46. ANRE Codul de Măsurare a Energiei Electrice
cod 17.1.127.0.01.20/06/2002
47. Deleșega I. Andea P. Procese de Comutație Calitatea Energiei Electrice
Editura Orizonturi Universitare Timișoara
48. CNTEE Transelectrica SA Impuls – Buletin de fapte și idei al Companiei Naționale de
Transport al Energiei Electrice, nr. 8/2004
49. LEM NORMA GmbH Instrucțiuni de utilizare Analizor pentru calitatea energiei electrice
Austria TOPAS 1000, versiunea 3.3.0.0
50. R. Flores ‘State of the Art in the Classification of Power Quality Events’, An
Overview
51. A. Khan ‘Monitoring Power for the future’,
Power Engineering Review, Journal, April 2001
52. C. Wah ‘Power Quality Analysis by Wavelet Technique’ University of
Queensland Department of Information Technology and Electrical
Engineering Thesis - October 2001
53. P. Pillay ‘Application of Wavelets to Model Short-Team
A. Bhattacharjee Power System Disturbances’,
IEEE Transactions on Power system, Vol. 11, No. 4,
November 1996, pp. 2031-2037.
54. O. Stănășilă ‘Matematici speciale, ecuații diferențiale și analiză complexă’, vol
12, All Universitar, București, 2001
55. D. Colțuc ‘Wavelets Aplicații în compresia imaginilor’. Editura Electra
București 2002
56. C. Pricop ‘Procesarea Wavelet a Semnalelor Radar’, Editura MATRIX ROM
București 1999
57. Albert H., Golovanov N., Postolache P. Gheorghe S., Vatră
F., Poida A. Cursuri de Specializare LPQIVES în domeniul Calității Energiei
Electrice, organizate de SIER, 2005-2006
58. Conecini I., Carabulea A., Campean F. ‘Managementul calității proceselor energetice prin sisteme neuro
expert’, Editura Tehnică București, 1996 supratens
59. Ian Ayres, Antonia Ayres, Henry Ayres ‘Seeing Significance: Is the 95% Probability Range Easier to
perceive?’ article Yale Law School, New Haven
60. Barker P., Burke J., Mancao T., James J. ‘Power Quality Monitoring of a Distribution System’ IEEE
Transactions on Power Delivery, vol.9, nr.2, 1994
61. Conecini I., Golovanov N., Lungu I., Gheorghe St. ‘Aspecte privind calitatea energiei electrice și monitorizarea
acesteia’, Energetica, nr. 2B, 1996
62. UCTE Manualul de Operare-Strategia 1 reglaj frecvență-putere
63. Sand K., Seljeseth H., Samdal K. ‘Power Quality Regulation in Norway’ Electrical Power Quality and
Utilization, Magazine vol.1, no.1, 2005
64. Moreno-Munoz A., Gonzalez J. ‘Analysis of Power Quality in High-Tech Facilities’ Electrical Power
Quality and Utilization, Magazine vol.1, no.2, 2005
65. Jalmuzny W. ‘Measuring Accuracy of Electric Energy in HV Power Networks’
Electrical Power Quality and Utilization, Journal vol.11, no.1, 2005
66. Axelberg P., Bollen M. ‘A Quality Information System Based on Distributed Data
Acquisition’ Electrical Power Quality and Utilization, Magazine
vol.1, no.2, 2005
67. Ghicco G., Marin M., Napoli R., Postolache P. ‘Power Quality Issues in the Regulation of the Electricity Services’
Conferința CEE, 2005
68. Facultatea de Electrotehnică ‘Analiza calității energiei electrice în sistemul de transport și studiul
Centrul de Metrologie și Ingineria posibilităților practice de reducere a erorilor de măsurare în
Măsurării București contorizarea energiei electrice’
București, 2004
69. CNTEE Transelectrica SA UNO- Procedura Operațională TEL – 30.04 „, Raportarea către ANRE a
DEN modului de încadrare în parametri tehnici de calitate ai serviciilor de
transport și de sistem”.
70. Document de discuție ANRE Standard de performanță pentru serviciul de transport a energiei
electrice la tarife reglementate București, 2006

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

Abrevieri utilizate

Sigla	Semnificația în extenso	Limba de proveniență	Traducere / explicație
AMR	Automat Meter Reading -	Engleză	Citire Automată a Contoarelor , sau Telegestiune
ANRE	Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei	Română	
ASCII	American Standard Code for Information Interchange	Engleză	
AT	AutoTransformator	Română	
CBEMA	Computer and Business Equipment Manufacturers Association	Engleză	Asociația producătorilor de tehnică de calcul
CEE	Calitatea Energiei Electrice	Română	
CEI	Comitetul Electrotehnic Internațional	Română	
CHE	Centrala HidroElectrică	Română	
CIGRE			
CIREN			
CNTEE	Compania Națională de Transport a Energiei Electrice	Română	
CPF	Cummulative Probability Function	Engleză	Curba de Probabilitate Cumulată
CTV	Cupla TransVersală	Română	
CWT	Continuous Wavelet Transform	Engleză	Transformata Wavelet Continuă
DEC	Dispecer Energetic Central	Română	
DED(F)	Dipecer Energetic de Distribuție (de Filială)	Română	
DED(Z)	Dipecer Energetic de Distribuție (de Zonă)	Română	
DET	Dispecer Energetic Teritorial	Română	
DFT	Discrete Fourier Transform	Engleză	Transformata Fourier Discretă
DMS	Distribution Management System	Engleză	Sistem de Management al Distribuției (de energie electrică)
EMS	Energy Managenment System	Engleză	Sistem de Management al Energiei electrice
EN			
FDFEE	Filiala de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice	Română	
FFT	Fast Fourier Transform	Engleză	Transformata Fourier Rapidă
HTML	Hyper Text Markup Language	Engleză	Limbaj utilizat la crearea paginilor internet
HTTP	HiperText Transfer Pprotocol	Engleză	
IEEE			
ÎT	Înaltă Tensiune	Română	
JT	Joasă Tensiune	Română	
LED	Light Emitting Diode	Engleză	
LPQIVES	Leonardo Power Quality Initiative	Engleză	
MSD	Multiresolution Signal Docomposition	Engleză	Decompoziția Multirezoluție a Semnalelor

**Contribuții privind monitorizarea calității energiei electrice
la interfața între rețeaua de transport și cea de distribuție**

MT	Medie Tensiune	Română	
NTE	Normativ Tehnico Economic	Română	
OMEPA	Operator de Măsurare a Energiei electrice pe Piața Anglo	Română	
OPCOM	Operator Comercial		
PCC	Punct Comun de Conectare	Română	
PRE	Parte Responsabilă cu Echilibrarea	Română	
PWHD	Partial Weighted Harmonic Distorsion	Engleză	
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă	Română	
RED	Rețeaua Electrică de Distribuție	Română	
RET	Rețeaua Electrică de Transport	Română	
RMS	Root Mean Square	Engleză	
RTU	Remote Terminal Unit	Engleză	Terminal numeric de achiziție date de la distanță
SCADA	Supervisory Control and Data Aquisition	Engleză	(sistem) de supraveghere (monitorizare), control și achiziție de date.
SDFEE	Sucursala de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice	Română	
SEN	Sistemul Energetic Național	Română	
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol	Engleză	
TEL	Transelectrica	Română	
THD	Total Harmonic Distorsion	Engleză	(coeficient) Total de Distorsiune Armonică
THDG	Group Total Harmonic Distorsion	Engleză	
THDS	Sugroup Total Harmonic Distorsion	Engleză	
TW	Transformata Wavelet	Română	
UCTE	Uniunea pentru Coordonarea Transportului Energiei Electrice	Română	
UNO-DEN	Unitate Operatională Dispecer Energetic Național		
XML	eXtensible Markup Language	Engleză	Limbaj utilizat la crearea paginilor internet

Lista lucrărilor publicate

Nr	Autorii	Lucrarea
1	Vasilievici A., Blagu I., Stănescu D., Stănescu C.,	„ <i>Replacing Clasic Automation In Substations Secondary Circuits With PLC Based Systems</i> ” Proceedings of DA/DSM Conference Distributech '99, Madrid, 28-30 septembrie 1999
2	Vasilievici A., Blagu I., Stănescu D., Stănescu C.	„ <i>Tehnologii moderne utilizate în reabilitarea stațiilor de transformare</i> ” Analele Universității din Oradea 1999, pag 62-72
3	Vasilievici A., Stănescu D., Stănescu C.	„ <i>Utilizarea diagramelor vectoriale în determinarea erorilor de măsurare a energiei electrice</i> ” Colocviul Național Metode Instalații și Echipamente pentru măsurarea, gestiunea și conservarea energiei, Craiova, 4-8 octombrie 1999, pag.29
4	Vasilievici A., Gal S., Stănescu D., Stănescu C.	„ <i>Sistem integrat pentru monitorizarea echipamentelor și a calității energiei electrice</i> ” Simpozionul Național de Calitate a Energiei Electrice CEE'99, Târgoviște, 8-9 decembrie 1999, pag. 227
5	Vasilievici A., Stănescu D., Stănescu C.	„ <i>Considerații privind utilizarea echipamentelor numerice de înregistrare și achiziție date</i> ” Simpozionul Național de Calitate a Energiei Electrice CEE'01, Târgoviște, 4-5 octombrie 2001, pag. 264
6	Stănescu C.	„ <i>Calitatea energiei electrice</i> ”, Universitatea Politehnica Timisoara, Facultatea de Electrotehnica, referat nr.1 2002
7	Stănescu C.	„ <i>Pierderi de energie electrică în rețeaua de transport</i> ”, Universitatea Politehnica Timisoara, Facultatea de Electrotehnica, referat nr.2 2002
8	Stănescu C.	„ <i>Operatorul de măsurare a energiei electrice tranzitate pe piața angro</i> ”, Universitatea Politehnica Timisoara, Facultatea de Electrotehnica, referat nr.3 2002
9	Vasilievici A., Posoiu C., Stănescu D, Stănescu C .	„ <i>Technological Power Losses in Transmission Network</i> ” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5 th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara, 6-7 noiembrie 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag.553
10	Vasilievici A., Chimirel C., Stănescu D, Stănescu C .	„ <i>Energy bounderies of CNTEE Transelectrica transmission subsidiaries</i> ” International Conference on Electromechanical and Power Systems”, Chișinău, 26-27 septembrie 2003; Book of Abstracts pag.139
11	Strutu R., Stănescu D., Stănescu C.	„ <i>Power Quality Aspects Concerning Eligible Consumers</i> ” JukoCIRED Regional Conference and Exhibition on Electricity Distribution Herceg Novi, Montenegro, 5-8 octombrie 2004; pag.36
12	Strutu R., Stănescu D., Stănescu C.	„ <i>Power Quality Aspects Concerning Eligible Consumers</i> ” International Conference on Electromechanical and Power Systems”, Chișinău, 6-8 octombrie 2005
13	Vasilievici A., Chimirel C., Stănescu C .	„ <i>Contururile energetice ale Sucursalelor de Transport -CNTEE Transelectrica SA</i> ” Simpozionul National de Informatică și Telecomunicații SIE 2004, Sibiu, 10-12 noiembrie 2004, pag 69
14	Chimirel C., Gal S., Stănescu C.	„ <i>Metering architecture of the electricity market in the Romanian Power Grid</i> ” Power System Protection and Automation, India, New Delhi, 17-18 noiembrie 2004, CD

15	Gal S., Bălașiu F., Gheorghe S., Stănescu C.	„Monitorizarea CEE la interfața între RET și RED” Simpozionul Național de Calitate a Energiei Electrice CEE’05 , Târgoviște, 13-14 octombrie 2005, pag. 291
16	Vasilevici A., Stănescu D, Stănescu C .	„Power Quality Permanent monitoring system at the transmission and distribution interface” JukoCIRED Regional Conference and Exhibition on Electricity Distribution Serbia, Zlatibor, October 17-20 2006; Book of Abstracts pag.36
17	Vatră F., Poida A., Stănescu C.,	„Sistem de monitorizare și analiza calității energiei electrice în rețelele electrice de transport ale SEN” Lucrarile simpozionului SIE 2006, Sinaia 1-3 noiembrie 2006, pag 24
18	Bălașiu F., Crigănuță V., Stănescu C.,	„Sistem de monitorizare permanentă a calității energiei electrice la interfața între RET și RED” Simpozionul National de Informatică și Telecomunicații SIE 2006, Sinaia 1-3 noiembrie 2006, pag 55
19	Stănescu C., Pispiris C., Stănescu D.	„Power Quality Monitoring System at the Transmission and Distribution Interface” CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna 21-24 May 2007, paper 0544 acceptată pentru publicare
20	Stănescu C., Vatră F., Poida A., Postolache P.	„Power Quality in Romanian Electricity Market ” EPQU 19th Electric Power Quality and Utilisation 9th International Conference, Barcelona 09-11 Oct 2007, paper 81 acceptată pentru publicare