

UNIVERSITATEA NAȚIONALĂ DE ȘTIINȚĂ ȘI TEHNOLOGIE POLITEHNICA BUCUREȘTI

ȘCOALA DOCTORALĂ DE INGINERIE ELECTRICĂ



TEZĂ DE DOCTORAT

REZUMAT

Metrici și indicatori de cuantificare a variabilității semnalelor
din sistemele energetice

Ing. Anca Petruța BRÎNCOVEANU

Coordonator științific: prof. dr. ing. Mihaela Marilena ALBU

Cuvinte cheie: măsurări electrice, metrici statistice, rata mare de raportare, variabilitatea semnalelor

CUPRINS

Introducere.....	6
1 Variabilitatea fenomenelor în sisteme de energie.....	6
1.1 Variabilitatea semnalelor	6
1.2 Măsurarea și estimarea parametrilor de calitate energiei electrice	6
1.2.1 Variațiile rapide de tensiunii (Rapid Voltage Change - RVC).....	6
1.2.2 IEC 61000-4-30 3rd edition vs IEC 61000-4-30 4th edition.....	7
1.3 Sisteme actuale de măsurare	7
1.3.1 Analizoare de calitate a energiei electrice	7
1.3.2 Phasor Measurement Units -PMU	7
1.3.3 Micro-Phasor Measurement Units - μ PMU	7
1.3.4 Contoare inteligente	7
2 Semnale și sisteme relevante în procesul de măsurare	8
2.1 Metrici pentru evaluarea variabilității.....	8
2.2 Corelații	9
3 Variabilitatea tensiunii	9
3.1 Goodness of Fit.....	9
3.2 Semnale sintetice – impactul zgomotului	12
3.3 Evaluarea variabilității valorii efective a tensiunii.....	13
4 Variabilitatea frecvenței	18
4.1 Semnalul de frecvență disponibil cu o rata de raportare de 50 cadre/s	20
4.2 Semnalul de frecvență disponibil cu o rata de raportare de 25 cadre/s	22
5 Variabilitatea puterii active	27
5.1 Conceptul de măsurare	28
5.2 Corelații între profiluri de putere active.....	29
5.3 Evaluarea profilurilor de putere activă	30
5.3.1 Cazul A	30
5.3.2 Cazul B	31
5.4 Filtrarea profilurilor de putere activă.....	32
5.5 Profilurile de putere activă pentru un sistem de generare PV	33
5.6 Analiza profilurilor de putere netă.....	34
5.7 Incertitudinea de măsurare.....	37
6 Aplicație pentru evaluarea puterii active	38
6.1 Schemă logică și implementare software.....	38
6.2 Preprocesarea datelor.....	40
6.3 Descrierea interfeței aplicației	40
7 Concluzii și contribuții personale.....	42
7.1 Concluzii.....	42
7.2 Contribuții personale	43
Bibliografie.....	44
ANEXA	46

Mulțumiri

Doresc să mulțumesc conducătorului meu de doctorat, doamnei prof.dr.ing. Mihaela ALBU pentru sprijin, ajutor, sfaturi utile și timp acordat, pentru ca a reușit să mă motiveze în momentele cheie, pentru observațiile constructive dar și pentru că mi-a pus la dispoziție în cadrul laboratorului de cercetare MicroDERLab toate resursele tehnice de care am avut nevoie în perioada elaborării tezei.

Mulțumesc doamnei conf.dr.ing. Ana-Maria DUMITRESCU pentru sprijin, sfaturi utile și timpul investit în a mă îndruma de-a lungul anilor în elaborarea lucrărilor de licență și de disertație iar mai apoi în interacțiunea cu studenții.

Mulțumesc colegului asc.dr.ing Radu PLĂMĂNESCU pentru sprijinul didactic și tehnic acordat pe tot parcursul doctoratului.

Mulțumesc membrilor comisiei de îndrumare: prof.dr.ing. Grigore STAMATESCU, și prof.dr.ing. Radu PORUMB, experți care m-au ajutat enorm în obținerea și prezentarea rezultatelor tezei.

Mulțumesc tuturor colegilor din grupul MicroDERLab pentru sprijin, ajutor și colaborare în îndeplinirea activităților asociate proiectelor de cercetare-inovare în care am fost implicată.

Mulțumesc familiei pentru susținere, înțelegere, încredere și încurajări cu ajutorul cărora finalizarea tezei a fost posibilă.

Introducere

Digitalizarea și tendința de eficientizare energetică a aparatelor de uz casnic și de birou, împreună cu creșterea generală a susceptibilității echipamentelor, au condus la un interes continuu atât al furnizorului de energie electrică, cât și al consumatorului pentru calitatea energiei electrice. Acest interes a condus la căutarea unor soluții eficiente de îmbunătățire a calității. Un pas important în această direcție este monitorizarea indicatorilor de calitate ai alimentării cu energie electrică. Astfel, în zilele noastre monitorizarea calității energiei este un domeniu consacrat de cercetare și aplicare în domeniul distribuției de energie. În plus, monitorizarea calității energiei este foarte bine standardizată.

1 Variabilitatea fenomenelor în sisteme de energie

1.1 Variabilitatea semnalelor

Durata semnalelor asociată fenomenelor din sistemele energetice împarte aceste fenomene în: tranzitorii, staționare și cvasistaționare.

Fenomene tranzitorii sunt caracterizate prin schimbări rapide și temporare în parametrii sistemului energetic, cum ar fi tensiunea sau curentul electric. Ele apar în timpul unor evenimente precum pornirea sau oprirea bruscă a unor dispozitive electrice sau în timpul unor perturbări externe, cum ar fi scurtcircuiturile. Fenomenele tranzitorii au o durată scurtă și pot avea efecte temporare sau permanente asupra sistemului, depinzând de magnitudinea și durata lor. Fenomenele tranzitorii în sistemele energetice pot prezenta riscuri pentru echipamentele și infrastructura acestor sisteme. Protecțiile electrice sunt utilizate pentru a detecta și a răspunde la aceste fenomene în mod prompt și eficient, astfel încât să se minimizeze riscul de daune sau dezechilibre în rețelele electrice [1].

Fenomene staționare în care parametrii sistemului energiei electrice rămân relativ constanți în timp. De exemplu, în timpul funcționării regulate a unui sistem electric, când nu apar perturbații majore, parametrii precum valoarea efectivă a tensiunii și valoarea efectivă a curentului pot rămâne staționare pentru perioade lungi de timp. Fenomenele staționare sunt fundamentale pentru evaluarea și proiectarea sistemelor energetice, deoarece reprezintă condițiile de echilibru sau de funcționare normală a acestora. Fenomenele staționare în sistemele energetice reprezintă condiții de echilibru sau stabilitate în mărimile de funcționare ale sistemului, cum ar fi tensiunea, curentul și puterea. Controlul acestor fenomene staționare este crucial pentru asigurarea unei operări eficiente și fiabile a rețelelor electrice.

1.2 Măsurarea și estimarea parametrilor de calitate energiei electrice

Digitalizarea și tendințele de eficiență energetică a aparatelor de uz casnic și de birou, împreună cu creșterea generală a susceptibilității echipamentelor, au condus la un interes continuu atât al furnizorului de energie electrică, cât și al consumatorului pentru calitatea furnizării de energie electrică [2]. Acest interes duce la căutarea unor soluții eficiente de îmbunătățire a calității. Un pas important în această direcție este monitorizarea indicatorilor de calitate ai alimentării cu energie electrică [3]. Astfel, în zilele noastre monitorizarea calității energiei este un domeniu consacrat de cercetare și aplicare în domeniul distribuției de energie. În plus, monitorizarea calității energiei este foarte bine standardizată.

1.2.1 Variațiile rapide de tensiunii (Rapid Voltage Change - RVC)

Variațiile rapide de tensiune sunt în general identificate folosind datele obținute de la contoare PQ dedicate [4].

Definiția RVC poate fi găsită în standardul IEC [5]: „Un eveniment RVC este definit în 3.26 și este în general o tranziție bruscă între două tensiuni efective. Cele două tensiuni efective trebuie să fie „în regim staționară”, o condiție care este definită în metoda de mai jos.

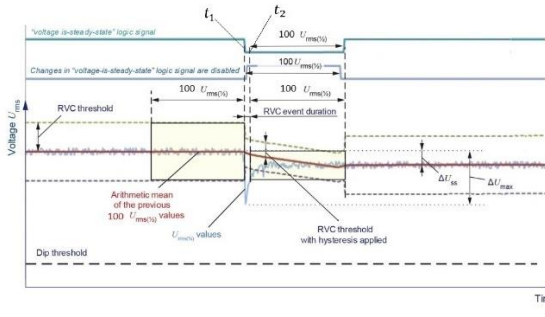


Figura 1.1 Eveniment RVC [5]

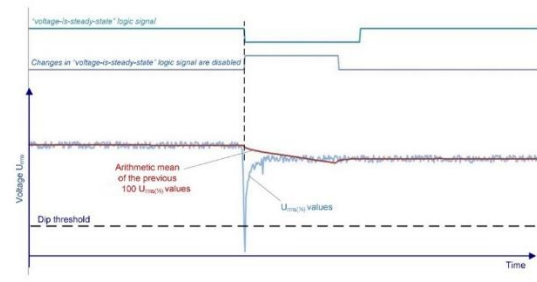


Figura 1.2 Variația tensiunii fără eveniment RVC [5]

În Figura 1.1 este reprezentat un eveniment RVC și sunt ilustrați mai mulți parametri precum: durata evenimentului care este timpul dintre momentul în care începe evenimentul RVC (t_1) și momentul în care se încheie evenimentul RVC (t_2); pragul RVC și pragul RVC cu histerzis; ΔU_{SS} - valoarea absolută a diferenței dintre tensiunile r.m.s ulterioare în regim permanent; ΔU_{max} - este diferența maximă absolută dintre oricare dintre valorile $U_{rms(1/2)}$ în timpul evenimentului RVC și media aritmetică U_{mean} înainte de evenimentul RVC detectat la momentul t_1 . Semnalul logic „tensiunea-este-staționară” este de asemenea reprezentat în figură cu verde. În Figura 1.2 este reprezentată variația tensiunii fără eveniment RVC.

1.2.2 IEC 61000-4-30 3rd edition vs IEC 61000-4-30 4th edition

Pentru a vedea și înțelege diferențele dintre algoritmul din ediția a 3-a și algoritmul din ediția a 4-a a standardului IEC 61000-4-30, am realizat două pseudocoduri ce sunt prezentate în teză.

1.3 Sisteme actuale de măsurare

1.3.1 Analizoare de calitate a energiei electrice

Analizoarele de calitate a energiei electrice sunt aparate de măsurare cu microprocesor. Acestea oferă posibilitatea măsurării tensiunii, curentului, frecvenței, defazajului, factorului de putere, puterii și energiei (active, reactive și aparente) în rețelele electrice. Cu ajutorul acestor echipamente se pot monitoriza golurile, întreruperile, flicker și variațiile rapide de tensiune [2].

1.3.2 Phasor Measurement Units -PMU

Unitățile de măsurare sincronizată (PMU-uri) sunt dispozitive specializate care efectuează măsurări, monitorizează și analizează caracteristicile semnalelor de tensiune într-o rețea electrică. Acestea operează la o rată de raportare mare de până la 50 de cadre pe secundă și utilizează o sursă de timp externă pentru sincronizare. Pe lângă măsurarea valorilor efective ale tensiunii, PMU-urile sunt capabile să furnizeze și informații despre faza acestor mărimi, neintermedate.

1.3.3 Micro-Phasor Measurement Units -μPMU

Microunitatea de măsurare sincronizată (microPMU) oferă măsurări sincronizate în timp ale fluxurilor dinamice de energie în rețelele de distribuție și micronețelele afectate de resursele energetice distribuite (DER). MicroPMU este ideal pentru proiectele care necesită monitorizarea stabilității rețelei în timp real și furnizează o vizualizare completă a rețelei la o rezoluție înaltă, cu o precizie ridicată a unghiului de fază, măsurată în miligrade.

1.3.4 Contoare inteligente

Contorul inteligent este de obicei văzut ca un aparat de măsurare a energiei electrice care înregistrează informația la intervale de timp presetate. Aceste date sunt trimise către un centru de gestionare a datelor (în general un concentrator de date) prin intermediul sistemelor de comunicații bidirecționale pentru monitorizare și facturare. Contorul inteligent are avantajul ca poate comunica direct cu furnizorul de energie electrică, dar și cu consumatorul, prin intermediul calculatorului sau dispozitivelor mobile.

2 Semnale și sisteme relevante în procesul de măsurare

Un semnal este un fenomen care reprezintă informații. Semnalele pot fi reprezentate matematic ca fiind elementele unui set.

Semnalele deterministe sunt acele semnale care admit pentru descrierea lor completă o (unică) expresie matematică explicită, un tabel de date sau o regulă bine-definită. Semnalele deterministe sunt: periodice - armonice și oarecare, neperiodice - cvasiperiodice și staționare.

Semnalele aleatoare sunt acele semnale care nu pot fi descrise de formule matematice explicite, sau o astfel de descriere ar fi prea complicată din punct de vedere practic. Pentru descrierea semnalelor aleatoare se aplică tehnici de analiză statistică - teoria probabilităților și a proceselor stocastice.

2.1 Metrici pentru evaluarea variabilității

Fie un eveniment pentru care variabilitate statistică este descrisă de o variabilă aleatoare continuă X pentru care este disponibil setul de date $\{x_i\}$ cu $i = \overline{1, n}$. Pentru acest eveniment considerăm ca estimator variabila aleatoare Y reprezentată de setul de date $\{y_i\}$ cu $i = \overline{1, n}$.

Coefficientul de variație al RMSE

Coefficientul de variație al RMSE (Coefficient of variation of RMSE) utilizează metrica RMSE și face încă un pas, prin normalizarea acesteia cu valoarea medie a variabilei dependente \bar{y} .

$$CV(RMSE) = \frac{1}{\bar{y}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{n}} \quad (2.1)$$

unde: \bar{y} – valoarea medie a șirului de valori estimate y_i

Coefficientul de variație al RMSD

Coefficientul de variație al RMSD (Coefficient of variation of RMSD) este o metrică statistică care furnizează o măsură normalizată (de \bar{y}_p) a variabilității valorilor RMSD. RMSD este adesea utilizat în contextul evaluării diferenței dintre valorile estimate (y_i) și valorile reale (x_i).

$$CV(RMSD) = \frac{1}{\bar{y}_p} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{n}} \quad (2.2)$$

unde: \bar{y}_p – valoarea asumată a modelului

$CV(RMSD)$ reprezintă o generalizare a $CV(RMSE)$ pentru a exprima variabilitatea relativă a erorii pătratică medii. Este important să se observe că aceste metrici sunt similare atunci când valoarea modelului asumat y_p este media \bar{y} ; alegerea valorii reprezentative a modelului y_p depinde de contextul aplicației [6].

Coefficientul de determinare (R^2)

R^2 servește drept metrică pentru evaluarea performanței predictive sau evaluative a unui model de regresie liniară. Oferă o măsură normalizată a cât de bine se potrivește modelul datelor. Prin includerea de variabile estimate suplimentare, valoarea R^2 crește, conducând la un model ajustat care oferă o estimare mai precisă a proporției de variație. Coeficientul de determinare poate lua valori de la minus infinit la 1, în funcție de interacțiunea dintre realitatea fundamentală și modelul de predicție [7].

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \tilde{y}_i)^2} \quad (2.3)$$

unde: \tilde{y}_i reprezintă modelul adoptat al parametrului estimat pe o fereastră de timp de analiză $T_a > T_r$. Această metrică nu poate fi aplicată proceselor în stare stabilă care nu prezintă variabilitate pe durata T_a .

2.2 Corelații

Corelația este o măsură statistică care exprimă gradul de relație între două variabile. Aceasta indică dacă și în ce măsură variația unei variabile este asociată cu variația celeilalte variabile. O corelație poate fi pozitivă (ambele variabile cresc împreună), negativă (o variabilă crește în timp ce cealaltă scade) sau aproape de zero (nu există o relație evidentă). Există mai multe tipuri de coeficienți de corelație, dintre care doi dintre cei mai cunoscuți sunt coeficientul de corelație Pearson și coeficientul de corelație Spearman.

Analiza corelațiilor poate oferi insight-uri despre modul în care schimbările într-o serie temporală sunt asociate cu schimbările ulterioare sau anterioare în altă serie temporală.

Conceptele de statistică prezentate le vom adapta și utiliza pentru a evalua variabilitatea sistemului electroenergetic prin analizarea principalilor parametri ai sistemului, respectiv tensiunea, frecvența și puterea.

3 Variabilitatea tensiunii

Procesul de măsurare a variației parametrilor care caracterizează un semnal este echivalent cu o problemă de asemănare, în care ecuația matematică se bazează pe modelul convenit al fenomenului fizic la care semnalul este asociat. Indiferent de modul în care se face o determinare experimentală, dacă definim o unitate de măsură și o scară, și apoi luăm în considerare estimarea Goodness of Fit [8] ca măsură a discrepanțelor modelului față de realitate (așa cum este descrisă de eșantioanele dobândite), vom putea notifica utilizatorul final cu privire la posibilele abateri de la modelul presupus în intervalul de raportare.

Măsurările de tensiune în regim staționar în sistemele de energie la joasă tensiune presupun o formă de undă periodică de frecvență cunoscută, pentru care valoarea efectivă (RMS) este selectată ca purtătoare de informație. În plus, se presupune că modelul semnalului este cunoscut și unic pe durata de măsurare (T_w) și pe durata intervalului ulterior de agregare (T_a). Conform standardului IEC 61000-4-30 [5], valoarea cea mai utilizată pentru T_w este de 200 ms, în timp ce ferestrele de 3 secunde, 10 minute și 2 ore sunt luate în considerare pentru raportarea unei valori agregate (folosind o formulă de medie pătratică).

O altă opțiune este identificarea unei metrici de potrivire a semnalului pentru a ajuta la cuantificarea variabilității sistemului în punctul curent de operare [9]. Dacă o astfel de metrică este identificată, utilizatorul va putea estima când sistemul funcționează conform modelului adoptat pentru măsurări.

În continuare, vom lua în considerare modele de semnal standard pentru rețelele de distribuție cu tensiune joasă și vom defini metrici de variabilitate bazate pe T_w , T_a și f_s , unde f_s este frecvența de eșantionare folosită de sistemul de măsurare digital respectiv. Facem ipoteza că, cel puțin pe durata egală cu T_a , toate eșantioanele dobândite sunt stocate de sistemul de măsurare și pot fi utilizate atât pentru reconstrucția modelului semnalului, cât și pentru calculul indicatorilor propuși. Au fost luate în considerare mai multe ferestre de agregare și două rate de eșantionare pentru semnalele dobândite folosite pentru a ilustra metoda. Efectul tehnicilor de prelucrare preliminară (filtrare) în lanțul de măsurare a fost neglijat, iar semnalul dobândit este presupus a reflecta transferul de energie în porțiunea analizată a rețelei.

3.1 Goodness of Fit

Procesul de măsurare este realizat corespunzător atunci când informația ce trebuie transferată din fenomenele analizate este compatibilă cu calitatea dispozitivelor de măsurare. De obicei, măsurările clasice în sistemele de energie presupun existența unui fenomen în regim staționar în timpul măsurării. Acest lucru se traduce într-un model cu câțiva parametri care trebuie identificați în timpul măsurării. Prin urmare, asocierea unei metrici la modelul presupus implicit al semnalului va ajuta la obținerea de informații suplimentare despre fenomen [10].

Se propune o metodă pentru evaluarea variabilității sistemului de energie electrică folosind metrici de statistică.

Să luăm în considerare modelul de tensiune alternativă descris de funcția semnalului $y(t)$:

$$y(t) = U\sqrt{2} \sin(2\pi ft + \varphi_0) \quad (3.1)$$

unde parametrii care descriu tensiunea sunt:

U → valoarea efectivă estimată pe fereastra de măsurare T_w

f → frecvența sistemului (ex., implicit 50 sau 60 Hz)

φ_0 → faza inițială

Într-un voltmetru digital cu o frecvență de eșantionare $f_s \gg f$, parametrul (valoarea efectivă pe durata de măsurare T_w) este calculat din eșantioanele semnalului achiziționat utilizând următoarea secvență de formule:

$$\begin{aligned} x_k &= x(t_k) \\ y_k &= U\sqrt{2}\sin(2\pi ft_k + \varphi_0); \quad k = 1 \div N_w \\ N_w &= [f_s/f] \\ U &= U_{model} \end{aligned}$$

unde t_k reprezintă momentul de eșantionare, N_w este numărul de eșantioane în T_w , y_k este eșantionul k al modelului implicit presupus pentru semnalul măsurat, iar x_k este eșantionul k al semnalului de tensiune achiziționat.

În Figura 3.1, este prezentat un exemplu pentru $T_w=2T_0$, unde T_0 reprezintă perioada fundamentală a tensiunii, în care sunt prezentate atât modelul implicit (sinusoidal), cât și semnalul de măsurare.

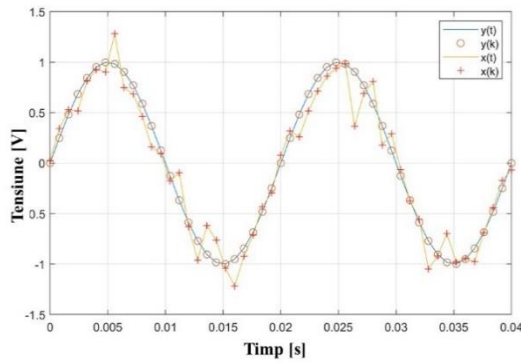


Figura 3.1 Exemplu de comparație între modelul implicit $y(t)$ și semnalul măsurat $x(t)$

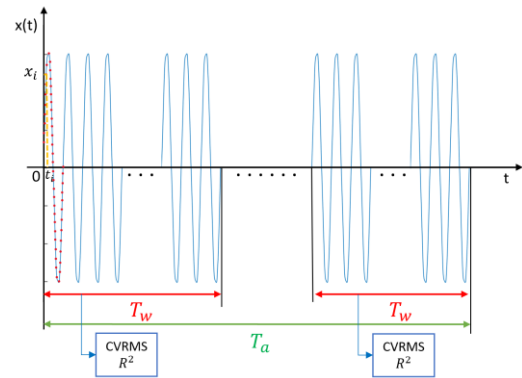


Figura 3.2 Exemplu de succesiune al intervalelor temporale

În Figura 3.2 este prezentat un exemplu care oferă o mai bună înțelegere a succesiunii T_w , T_a pentru semnalul achiziționat $x(t)$ și eșantioanele x_k utilizate pentru calculul diferitelor metrici legate de abaterea față de modelul asumat $y(t)$.

Pentru a studia variabilitatea valorilor măsurate de tensiune vom aplica metrica CV(RMSE) pentru a evalua adecvarea semnalului model $y[i] = y_i$ cu $y_i = y(i/f_s)$, la eșantioanele achiziționate pe parcursul măsurării: $x[i] = x_i$; $n = T_w/f_s$. Pentru rețelele de joasă tensiune, normalizarea poate fi făcută fie valoarea U_n , valoarea efectivă a tensiunii pe intervalul de măsurare T_w sau valoarea efectivă actuală pe intervalul de raportare $T_a > T_w$. Selectăm $\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{T_w}$ unde y_i sunt eșantioanele în T_w .

$$CV(RMSE) = \frac{1}{\bar{y}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{n}} \quad (3.2)$$

Pentru a studia variabilitatea tensiunii vom aplica R^2 pentru a evalua adecvarea semnalului model $y[i] = y_i$, la eșantioanele $x[i] = x_i$, pe parcursul duratei de măsurare T_w .

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \tilde{y}_i)^2} \quad (3.3)$$

unde \tilde{y}_i este valoarea medie a lui y_i pe T_{SS} .

Valoarea medie \tilde{y}_i a modelului, este considerată “cea mai buna estimare” pe parcursul intervalului T_{SS} , de obicei mai mare decat timpul de raportare T_a . T_{SS} este definit de utilizator ca un interval de timp în care modelul asumat se află în regim staționar. Am ales $T_{SS} = T_a = 3s$ și pentru aceasta U_{T_a} , f , φ sunt estimate pentru T_a :

$$\tilde{y}_i = U_{T_a} \sqrt{2} \sin(2\pi f t_i + \varphi) \quad (3.4)$$

În (3.3) pentru reducerea erorilor de împărțire la zero, rotunjim $|y_i - \tilde{y}_i|$ cu Δx_{max} corespunzător valorii calitative pentru sistemul de măsurare:

$$|y_i - \tilde{y}_i| = \max(|y_i - \tilde{y}_i|, \Delta x_{max}) \quad (3.5)$$

Studiu de caz

Pentru a studia variabilitatea tensiunii în sistemului electric trifazat din laboratorul MicroDERLab și a vedea dacă ne aflăm în stare staționară am achiziționat seturi de date cu echipamentul Elspec [11], un echipament cu rată foarte mare de raportare (până la 500 kHz).

Achiziția datelor, s-a realizat în două variante pentru a observa variabilitatea parametrilor de frecvență pe diverse ferestre T_w și T_a . Datele au fost achiziționate cu doua rate de raportare: $f_{s1} = 6400$ samples/s, $f_{s2} = 51200$ samples/s. Pentru a testa algoritmii metricilor și consistența acestora, folosim semnalul $x(t)$ cu frecvența de eșantionare, f_s și comparăm abaterea acestuia de la modelul implicit presupus $y(t)$ pentru măsurările de tensiune corespunzătoare transferului de energie într-o rețea la JT. De exemplu, un model de semnal $y[n]$ descris de eq. (3.1) are valoarea efectivă a lui $x[n]$ calculată pe $T_w=200$ ms în timp ce frecvența și faza depind de nivelul de detaliu cu care definim modelul.

În acest caz, pentru semnalul achiziționat $x[n]$ modelul (sintetizat) $y[n]$ și descris de (1). Aici U este valoarea rms a lui x_i pe fereastra T_w , f_{T_w} este frecvența estimată pe fereastra T_w , U_{T_a} valoarea efectivă a lui x_i pe fereastra T_a , și f_{T_a} , este frecvența estimată pe fereastra T_a , unde frecvența de agregare este $T_a=3$ s.

$$U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{N_w}}; N_w = f_s T_w;$$

$$f_{T_w} = \begin{cases} \frac{10 \cdot f_s}{(c_{w+1} - c_1)} \\ \frac{10 \cdot f_s}{(c_w - c_1)} \end{cases}; \varphi_{T_w} = -\left(\frac{c_1}{f_s} - \frac{1}{4 \cdot f_{T_w}}\right) \quad (3.6)$$

$$\tilde{y}_i = U_{T_a} \sin(2\pi f_{T_a} t + \varphi_{T_a})$$

unde c_k este indexul la care se atinge maximumul semnalului x în fereastra T_w , $k = \overline{1, w}$, $w = \text{lungime}(T_w)$.

Faza inițială a fost estimată din datele achiziționate, prin detectarea maximumului pozitiv, similar cu modelul PMU [12].

Tabel 3.1 prezintă rezultatele obținute după aplicarea metricilor prezentate anterior pentru $x[n]$ tensiunea pe faza 1, pentru 2 rate de raportare diferite. Se pot observa valori mari (comparativ cu cele de referință) pentru MSE și MASE, în ciuda abaterii mici a semnalului de la modelele asumate y_1 și y_2 (vezi Figura 3.3), ceea ce îngreunează aplicarea pentru rețelele reale la JT.

Mai mult, cei doi indicatori: CV(RMSE) și R^2 pot diferenția între modelele presupuse fără a introduce o penalizare extremă pentru adecvarea modelului. Prin urmare, alegem să aplicăm în continuare doar aceste două valori CV (RMSE) și R^2 .

Pentru a testa variabilitatea semnalului de tensiune (comparativ cu modelul adoptat ca formă de undă sinusoidală cu frecvență constantă și valoare efectivă), am aplicat cele două metrici selectate pentru

fiecare interval $T_w = 200$ ms în fereastra $T_a = 3$ s. Tabelul II prezintă R^2 pentru două rate de eșantionare diferite aplicate semnalului de tensiune $x[n]$.

Tabel 3.1 Rezultate obținute prin aplicarea metricilor pe semnalul de tensiune $x[n]$ pe $T_w = 200$ ms

Metrici	Cazul 1 $f=50$ Hz (f_{s1})	Cazul 2 $f=50$ Hz (f_{s2})	Cazul 3 f estimat din (12) (f_{s1})	Cazul 4 f estimat din (12) (f_{s2})
MAE	11.72	8.75	11.72	8.75
CV(RMSE)	0.06	0.04	0.05	0.04
...
MSPE [%]	$2 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^7$	$2 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^7$
R^2	0.98	0.99	0.99	0.99
MASE	0.12	0.08	0.12	0.09

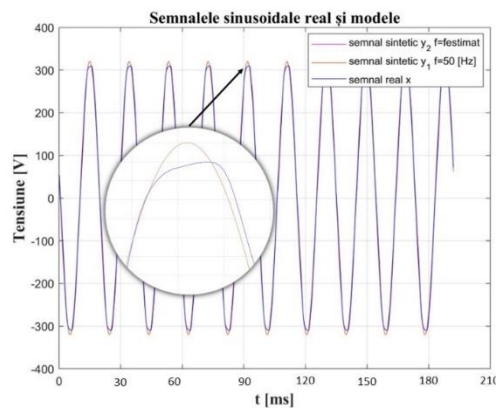


Figura 3.3 Semnalul real $x_{11}[n]$ (roșu) și semnalul model (albastru)

Tabel 3.2. R^2 pentru tensiunea $x[n]$ achiziționată cu două rate de raportare pe $T_a = 3$ s

Nr.	Cazul 1(f_{s1})	Cazul 2(f_{s2})
1	0.9981	0.9988
2	0.9980	0.9988
...		
15	0.9946	0.9947
max	0.9981	0.9988

Conform așteptărilor, ratele de eșantionare mai mari contribuie la un grad mai mare de apropiere de modelul adoptat (R^2 mai aproape de valoarea de referință/ideală 1). De asemenea, se pot identifica segmente de semnal (de durata T_w) unde abaterea de la model este mai mare decât în alte ferestre de măsurare. Acest lucru sugerează utilizarea lui R^2 ca indicator care trebuie adăugat la rezultatul măsurării (valoarea rms raportată a tensiunii) semnalând o variabilitate mare potențială în timpul T_a . Evaluarea lui R^2 pe fiecare T_w în timpul T_a permite nu numai identificarea abaterilor mai mari de la model, ci și localizarea unor astfel de evenimente, unde acceptabilitatea pentru o astfel de variabilitate în ferestrele specificate este selectată de utilizator prin limitele pentru R^2 sau CV(RMSE). Prima metrică este mai potrivită pentru identificarea abaterilor mari de la model.

3.2 Semnale sintetice – impactul zgomotului

În continuarea studiului, pentru a înțelege că R^2 poate discrimina inconsistența modelului față de realitatea descrisă de valorile măsurate, am luat în considerare același semnal $x[n]$, corupt cu diferite nivele de zgomot alb (1 %, 0.5 %, 0.1 %) și acesta fiind achiziționat folosind două frecvențe de eșantionare f_{s1} și f_{s2} .

Figura 3.4 arată efectul zgomotului alb (1 %) asupra variației semnalului. În figură avem două semnale, cel ideal reprezentat cu roșu și semnalul cu un zgomot alb de 1% reprezentat cu albastru. În detaliu, se poate observa mai bine diferența dintre cele două semnale, fiind evidențiat și zgomotul adăugat semnalului artificial.

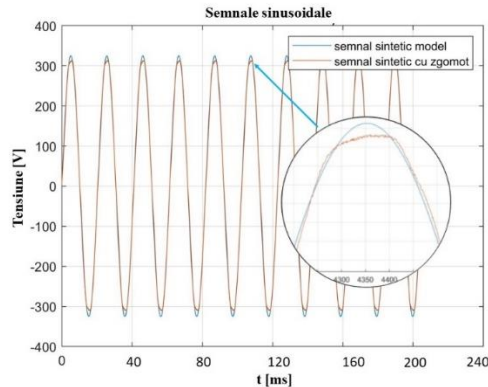


Figura 3.4 Semnalul $x[n]$ corupt de zgomot alb (1 %) și modelul corespunzător $y[n]$.

În Figura 3.4 avem două semnale, cel ideal reprezentat cu roșu și semnalul cu un zgomot alb de 0,1% reprezentat cu albastru. În detaliu putem vedea cum semnalul artificial este influențat de zgomot.

Tabelul 3.3 prezintă rezultatele pentru cele două metrice obținute pentru $x[n]$ corupt cu 3 nivele de zgomot alb. Semnalul studiat a fost achiziționat utilizând două rate de raportare f_{s1} și f_{s2} . Observăm că pentru metrica R^2 valoarea este aceeași indiferent de nivelul de zgomot alb aplicat semnalului, metrica nefiind influențată nici de valoarea frecvenței de eșantionare. Valorile CV(RMSE) sunt influențate frecvența de eșantionare, iar atunci când avem o frecvență de eșantionare mare putem identifica chiar și diferențele cauzate de un semnal corupt cu un zgomot alb de 0.1 %.

Tabel 3.3 R^2 și CV(RMSE) pentru un semnal sintetic corupt de zgomot

Metrici / nivel zgomot		Valori calculate	
		f_{s1}	f_{s2}
CV(RMSE)	1 %	0.043	0.037
	0.5 %	0.043	0.035
	0.1 %	0.043	0.033
R^2	1 %	0.998	0.998
	0.5 %	0.998	0.998
	0.1 %	0.998	0.998

3.3 Evaluarea variabilității valorii efective a tensiunii

Abaterile de la modelul aflat în stare staționară ale semnalului de tensiune în sistemele de energie electrică sunt cuantificate în prezent prin evaluarea parametrului RMS și a profilului său pe intervale de timp standardizate. Această evaluare se face folosind Variațiile Rapide de Tensiune (RVC). Acestea sunt frecvente, în special la nivelul de distribuție, și se preconizează că vor deveni și mai frecvente odată cu integrarea dinamică a sarcinilor și generatoarelor bazate pe surse regenerabile în rețelele inteligente, ceea ce va ajuta operatorii de distribuție (DSO) să își desfășoare serviciile mai rapid [13]. Integrarea surselor regenerabile în rețelele inteligente poate cauza comportamente dinamice în profilurile de tensiune [14], care trebuie examinate pentru a respecta limitele impuse de reglatoare [15]. Deși RVC-urile sunt în general mai puțin critice comparativ cu alte evenimente de calitate a energiei electrice (PQ), cum ar fi golurile de tensiune și supratensiunile, ele pot totuși reprezenta provocări din cauza potențialului lor de a perturba funcționarea sistemelor de control ale generatoarelor și echipamentelor electronice [16][17].

Am adaptat metricile (2.7) - (2.16) la măsurările efectuate pe semnalul $x(t)$, corelat cu fereastra de raportare $T_r=1/RR$ valoare de măsură raportată x_m , unde RR reprezintă rata de raportare selectată a

sistemului de măsurare. Modelul de semnal presupus $y(t)$ în timpul T_r este descris de eșantioanele y_i , $i = 1 \dots n$, unde n reprezintă numărul de eșantioane disponibile în timpul T_r dar neraportate. Am notat cu \tilde{y} "cea mai bună estimare" a modelului într-un interval de timp T_{SS} , de obicei mai mare decât timpul de raportare T_a , în timp ce T_{SS} este definit de utilizator ca un interval de timp pentru care se presupune o validitate în regim staționar a modelului. Pentru acele cazuri în care cea mai bună estimare este media unui model de valoare constantă ($y_i - \tilde{y}_i$), am rotunjit $|y_i - \tilde{y}_i|$ cu Δx_{max} corespunzător calității declarate pentru sistemul de măsurare. Am notat cu \bar{y}_p o valoare de model presupusă care servește ca reprezentare pentru fereastra de timp a procesului desemnat. Atunci când acest model selectat corespunde mediei calculate pe T_r ; $\bar{y}_p = \bar{y}$. În multe scenarii valoarea modelului presupus, reprezentată ca \bar{y}_p , corespunde mediei eșantioanelor modelului y_i calculate pe T_a ; selectarea valorii de model reprezentativ \bar{y}_p depinde de contextul specific de aplicare.

Pe baza experiențelor și evaluărilor anterioare cu metricile (2.11) până la (2.20) în diverse măsurări și procese [18], și pe baza acestor informații, am constatat că metrica CV(RMSD) (2.16) este cea mai potrivită pentru caracterizarea comportamentului sistemului de alimentare cu energie electrică bazată pe evaluarea tensiunii. Aplicăm această metrică pentru a pune sub semnul întrebării variabilitatea valorilor raportate ale valorii efective a tensiunii a măsurărilor de tensiune în rețeaua de joasă tensiune folosind mai multe ferestre de timp pentru analiză. Valorile măsurate sunt disponibile cu rezoluție de 1 secundă, temporal raportate de către un contor inteligent cu funcții separate (Unbundled Smart Meter USM), în timp ce modelul este stabilit pe baza mediei calculate pe durata de raportare a contoarelor inteligente tradiționale [19].

Parametri folosiți pentru evaluarea tensiunii sunt:

$$x_i = U_i; y_i = \frac{\sum_{i=1}^{N_r} U_i}{N_r}; \bar{y}_p = \frac{\sum_{i=1}^{N_a} U_i}{N_a}; \quad (3.7)$$

unde U – valoarea raportată a valorii efective a tensiunii (estimată pentru semnalul de tensiune pe timpul de măsurare $T_{sm}=1$ s), $N_r = T_r/T_{sm}$, $N_a = N_r \cdot M$, $M = T_a/T_r$, $i=1 \dots N_a$.

Pentru acest studiu, am ales trei intervale de timp de raportare $T_r = 15$ minute, 30 minute și 1 oră. Analiza este efectuată pe o fereastră de observație zilnică desemnată ca $T_{SS}=24$ de ore. Pentru a sublinia secvențele continue ale T_r și T_a în raport cu calculul diferitelor metrici care evaluează devierea față de modelul presupus $y(t)$, un exemplu ilustrativ este prezentat în Figura 3.7.

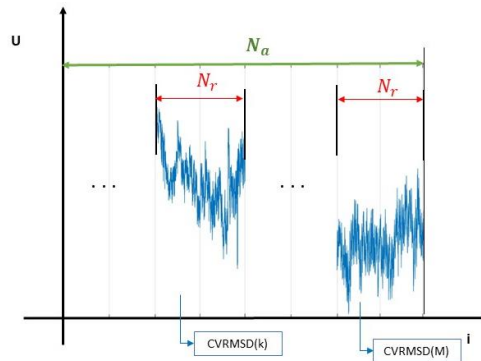


Figura 3.5 Intervale de timp pentru evaluarea variabilității valorii efective a tensiunii (durată de 1 s)

Evaluăm variabilitatea tensiunii pentru o rețea trifazată de joasă tensiune, unde notăm valorile efective pe fiecare fază ca U_k , $k = \overline{1,3}$, în timpul unei zile de vară din 2023. Metrica CV(RMSD) este calculată pentru trei ferestre de măsurare diferite: 15 minute, 30 minute și 1 oră, în timp ce agregarea se efectuează pe o fereastră $T_a = 2$ h. Figura 3.6 prezintă profilul zilnic al tensiunii pentru prima fază (U_1) pe 21 iulie 2023, în timp ce Figura 3.7 prezintă valorile CV(RMSD) calculate pentru semnalul din Figura 3.6 folosind $T_r = 1$ h, $T_a = 2$ h. Se poate observa că valoarea maximă este de 0.78 %, raportată la sfârșitul ferestrei T_{r21} la ora 21:00. Repetăm procedura pentru celelalte două faze U_2 și U_3 , pe 21 iulie 2023, iar rezultatele CV(RMSD) sunt prezentate în Tabelul 3.4. În tabel observăm că valoarea maximă a CV(RMSD) pentru U_2 este de 1.68 %, prezentată la ora 1:00. Pentru U_3 , valoarea maximă este de 2.32 % la sfârșitul ferestrei T_{r16} .

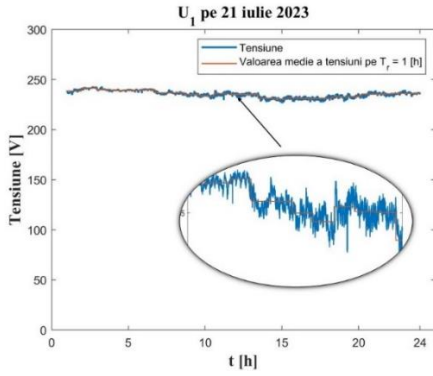


Figura 3.6 Semnalul de tensiune pe faza 1 U_1 , pe 21 iulie 2023 folosind $T_r = 1$ h

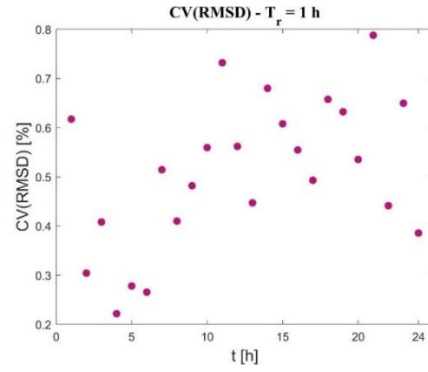


Figura 3.7 CV(RMSD) pentru tensiunea U_1 din Figura 3.6

Tabel 3.4 CV(RMSD) pentru valoarea efectivă a tensiunii pe 21 iulie 2023, $T_r = 1$ h

T_r	Interval de raportare [hh:mm:ss]	CVRMSD for U_1 [%]	CVRMSD for U_2 [%]	CVRMSD for U_3 [%]
T_{r1}	[00:00:00-1:00:00]	6.17E-01	1.68E+00	1.70E+00
...
T_{r16}	[15:00:00-16:00:00]	5.54E-01	8.30E-01	2.32E+00
...
T_{r24}	[23:00:00-24:00:00]	3.86E-01	5.50E-01	3.95E-01

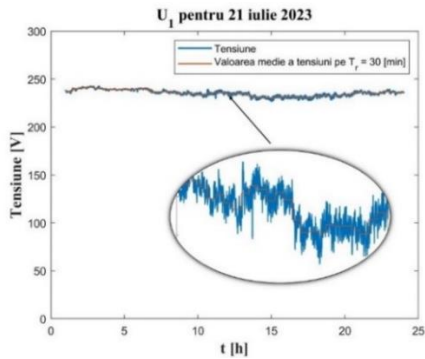


Figura 3.8 Semnalul de tensiune pe faza 1 U_1 pe 21 iulie 2023 folosind $T_r = 30$ minute

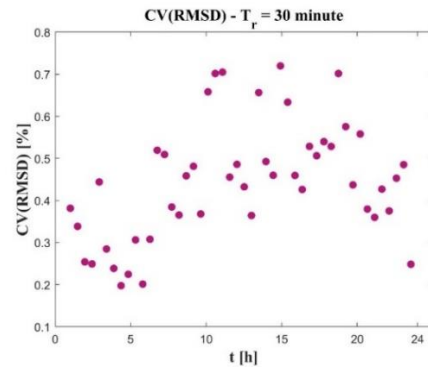


Figura 3.9 CV(RMSD) pentru tensiunea U_1 din Figura 3.8

Figura 3.8 prezintă profilul zilnic al tensiunii pentru prima fază (U_1) pe 21 iulie 2023, în timp ce Figura 3.9 prezintă valorile CV(RMSD) calculate pentru același semnal folosind $T_r = 30$ de minute, $T_a = 2$ h. Se poate observa că valoarea maximă este de 0.72 % pentru fereastra raportată T_{r30} , la ora 15:00.

Repetăm procedura pentru tensiunile celorlalte două faze (U_2 , U_3), pe 21 iulie 2023, cu $T_r = 30$ de minute, iar rezultatele CV(RMSD) sunt prezentate în Tabelul 3.5, unde putem observa că valoarea maximă este de 2.34 % pentru U_2 și 2.57 % pentru U_3 .

Tabel 3.5 CV(RMSD) pentru valoarea efectivă a tensiunii pe 21 iulie 2023, $T_r = 30$ minute

T_r	Interval de raportare [hh:mm:ss]	CV(RMSD) for U_1 [%]	CV(RMSD) for U_2 [%]	CV(RMSD) for U_3 [%]
T_{r1}	[00:00:00-0:30:00]	3.82E-01	2.34E+00	2.37E+00
...
T_{r47}	[23:00:00-23:30:00]	4.85E-01	4.60E-01	2.37E-01
T_{r48}	[23:30:00-24:00:00]	2.48E-01	4.87E-01	3.35E-01

Figura 3.10 prezintă profilul zilnic al tensiunii pentru prima fază (U_1) pe 21 iulie 2023, în timp ce Figura 3.11 prezintă valorile CV(RMSD) calculate pentru același semnal folosind $T_r = 30$ de minute, $T_a = 2$ h. Se poate observa că valoarea maximă este de 0.91% pentru fereastra raportată T_{r21} , la ora 10:15.

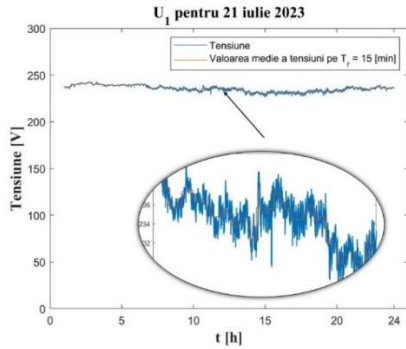


Figura 3.10 Semnalul de tensiune pe faza 1 (U_1), pe 21 iulie 2023 folosind $T_r = 15$ minute

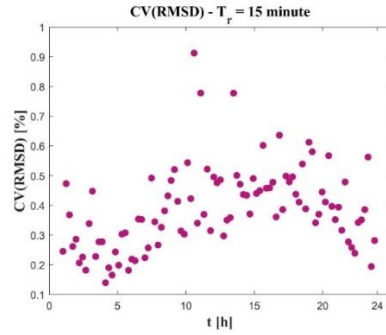


Figura 3.11 CV(RMSD) pentru tensiunea U_1 din Figura 3.10

Repetăm procedura pentru tensiunile celorlalte două faze (U_2 , U_3), pe 21 iulie 2023, cu $T_r = 15$ de minute, iar rezultatele CV(RMSD) sunt prezentate în Tabelul 3.6, unde putem observa că valoarea maximă este de 2.32 % pentru U_2 și 3.28 % pentru U_3 .

Tabel 3.6 CV(RMSD) pentru valoarea efectivă a tensiunii pe 21 iulie 2023, $T_r = 15$ minute

T_r	Interval de raportare [hh:mm:ss]	CV(RMSD) for U_1 [%]	CV(RMSD) for U_2 [%]	CV(RMSD) for U_3 [%]
T_{r1}	[00:00:00-00:15:00)	2.45E-01	3.30E+00	3.28E+00
...
T_{r41}	[10:00:00-10:15:00)	9.12E-01	7.86E-01	9.09E-01
T_{r42}	[10:15:00-10:30:00)	3.40E-01	4.73E-01	2.27E-01
...
T_{r96}	[23:45:00-24:00:00)	2.82E-01	2.85E-01	2.20E-01

Pentru a înțelege mai bine variabilitatea valorii efective a tensiunii, am analizat profilul tensiunii pe durata unei săptămâni în aprilie 2023. Pentru această evaluare, am efectuat calculul CV(RMSD) cu două rate de raportare (1 cadru pe oră și 4 cadre pe oră) și, $T_a = 2$ ore. Am aplicat ecuația (2.16) luând în considerare că valoarea modelului presupus \bar{y}_p este tensiunea nominală ($\bar{y}_p = U_n$).

Tabelul 3.7 prezintă valorile maxime și minime ale CV(RMSD) pentru o săptămână, pentru semnalele de tensiune trifazate (U_1 , U_2 , U_3), $T_r = 1$ h $T_a = 2$ h. Se poate observa că variabilitatea maximă este pe U_3 , unde CV(RMSD) este egal cu 3.38 % (joi, 08.04.2023). CV(RMSD) minim este de 0.24 %, de asemenea pentru U_3 (miercuri, 07.04.2023).

Tabel 3.7 CV(RMSD) pentru o săptămână în Aprilie, $T_r = 1$ h

Zi	U_1		U_2		U_3	
	CV(RMSD), $T_r = 1$ h					
	max [%]	min [%]	max [%]	min [%]	max [%]	min [%]
05.04.2023	1.86	0.41	1.88	0.34	3.09	0.4
06.04.2023	1.38	0.37	1.59	0.38	3.1	0.25
...
11.04.2023	1.19	0.35	1.88	0.4	2.04	0.25

Tabelul 3.8 prezintă valorile maxime și minime ale CV(RMSD) pentru o săptămână, pentru semnalele de tensiune trifazate (U_1 , U_2 , U_3), $T_r = 15$ minute, $T_a = 2$ h. Se poate observa că variabilitatea

maximă este pe U_3 , unde CV(RMSD) este egal cu 3.48 % (luni, 05.04.2023). CV(RMSD) minim este de 0.16 %, de asemenea pentru U_3 (sâmbătă, 10.04.2023).

Tabel 3.8 CV(RMSD) pentru o săptămână în Aprilie, $T_r = 15$ minute

Zi	U_1		U_2		U_3	
	CV(RMSD), $T_r=15$ min					
	max [%]	min [%]	max [%]	min [%]	max [%]	min [%]
05.04.2023	1.48	0.22	1.85	0.21	3.48	0.2
06.04.2023	1.55	0.26	2.16	0.18	2.61	0.17
...
11.04.2023	1.13	0.25	1.9	0.2	2.02	0.18

Pentru a estima variabilitatea tensiunii cu un singur indicator CV(RMSD) pe o zi, aplicăm ecuația (2.16) cu tensiunea nominală ca valoare model presupusă \bar{y}_p și $T_r=2$ h:

$$y_i^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_r} U_i}{N_r}; \bar{y}_p = U_n; \quad (3.8)$$

Rezultatele pentru săptămâna analizată din aprilie, folosind modelul presupus y_i^* (vezi Figura 3.10), sunt prezentate în Tabelul 3.9. Se poate observa că cea mai mare valoare a metricii CV(RMSD) este înregistrată joi (08.04.2023) pentru U_3 . Pe întreaga săptămână, CV(RMSD) pentru tensiunea pe faza 3 a fost mai mare de 1.3 %, în timp ce pentru celelalte două faze CV(RMSD) a fost constant mai mic, ceea ce indică faptul că echipamentele conectate la faza 3 (fie generarea de către PV, fie consum variabil) afectează forma undei de tensiune și ar trebui luate în considerare măsuri suplimentare pentru îmbunătățirea rețelei locale de distribuție.

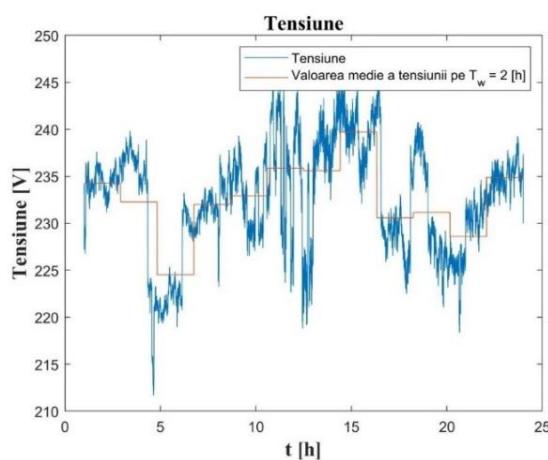


Figura 3.6 Semnalul de tensiune x_i (albastru) și modelul asumat y_i^* (roșu)

Tabel 3.9 Valori CV(RMSD) pentru modelul asumat y_i^* cu $T_r = 2$ h, o săptămână în aprilie 2023

Zi	CV(RMSD) for U_1 [%]	CV(RMSD) for U_2 [%]	CV(RMSD) for U_3 [%]
05.04.2023	0.96	1.15	1.38
06.04.2023	0.80	1.05	1.44
...
11.04.2023	0.79	1.05	1.39

Studiul efectuat pentru săptămâna considerată din aprilie oferă informații importante despre evaluarea variabilității sistemului în rețeaua trifazică bazată pe informațiile oferite de măsurări. Astfel se observă că sistemul de măsurare utilizat pentru raportarea parametrului RMS al semnalului de

tensiune afectează calitatea informațiilor de la rețelele de distribuție de joasă tensiune. În acest sens, sugerăm utilizarea metricii CV(RMSD) pentru a analiza variabilitatea tensiunii zilnic și săptămânal folosind cele trei metode prezentate.

Scopul este să evidențiem faptul că acest interval de raportare nu mai este adecvat. Prin urmare, căutăm să demonstrăm necesitatea unei metode revizuite de raportare pentru a captura mai bine dinamica rețelelor electrice moderne. Studiul a fost efectuat pe o rețea cu caracteristici specifice, ceea ce afectează generalizarea rezultatelor, dar intenția noastră este de a propune o metodă de cuantificare a variabilității sistemului.

Metrica CV(RMSD) oferă o reprezentare mai precisă a variației tensiunii prin normalizarea deviației RMS în raport cu media, permițând o comparație consistentă între diferite scale. Capacitatea sa de a dezvălui modelele complexe de comportament al rețelei și de a evalua stabilitatea temporală o face o unealtă indispensabilă pentru îmbunătățirea fiabilității și performanței sistemelor de distribuție a energiei electrice.

4 Variabilitatea frecvenței

Numărul tot mai mare de utilizatori sensibili la perturbații necesită acordarea unei atenții sporite problemelor de calitate a energiei. Cu toate acestea, în cadrul calității energiei electrice, se consideră doar caracteristicile semnalelor pentru operațiile în regim staționar ale sistemelor energetice. Ponderea mai mare a generării de electricitate bazată pe surse regenerabile (RES) schimbă condițiile limită care discriminează între operarea în regim staționar și tranzitoriu ale sistemelor de energie. Mai mult, constrângerile reglementare și standardul adaugă dificultăți în selecția adecvată a dispozitivelor de măsurare pentru identificarea exactă a potențialelor probleme de calitate a energiei electrice. De exemplu, standardul care definește nu doar parametrii de calitate a energiei electrice, ci și contextul pentru măsurarea lor este IEC 61000-4-30. Conform acestuia, analiza calității energiei ar trebui să fie efectuată pe semnalul de frecvență în ferestrele de măsurare agregate de 10 secunde și 10 minute [5], în timp ce informația de măsurare este obținută cu timpul de măsurare de bază $T_{PQ} = 200$ ms. Intervalele de timp de bază pentru măsurare nu trebuie să se suprapună și orice ciclu individual care se extinde dincolo de intervalul de 10 secunde este eliminat. Fiecare interval de 10 secunde va începe precis la o marcă de timp fixă de 10 secunde.

Măsurările de frecvență înregistrate din sistemul de energie arată o variabilitate crescută chiar și în condiții de funcționare în regim staționar. Prin urmare, a devenit necesar să se stabilească un cadru pentru evaluarea variației de frecvență într-o rețea extinsă specificată și să se estimeze exactitatea informației pentru diverse aplicații în stare stabilă. În prezent, cele mai precise măsurări de frecvență sunt furnizate de unitățile de măsurare a fazorilor (PMUs). Un PMU furnizează un cadru complex de date de măsurare pentru tensiuni și curenți într-un nod al sistemului de energie, cu o rată ridicată de raportare (până la 100 de cadre/s), utilizând o sursă comună de timp pentru sincronizare [20][21]. Pentru frecvență, folosind datele PMU, intenționăm să dezvoltăm ghiduri pentru analiza statistică a variației de frecvență, bazate pe două metrici: coeficientul de variație al erorii medii pătratică (CV(RMSE)) și coeficientul de determinare R^2 . Modelul semnalului este presupus a fi cunoscut și unic în timpul măsurării (T_w) și în intervalul de agregare ulterior (T_a).

Să luăm în considerare un sistem de energie aflat în regim staționar, pentru care informațiile de frecvență sunt furnizate cu rate ridicate de raportare de către unitățile de măsurare a fazorilor (PMU). Modelul staționar pentru sistemul de energie inerțial este descris de semnale sinusoidale de tensiune:

$$u_m(t) = \hat{U} \sin(2\pi ft + \varphi) \quad (4.1)$$

unde : $f = \text{constant} = f_n$, pe intervalul de observație T_{ss} ; f_n – frecvența nominală [Hz]; \hat{U} – amplitudinea tensiunii [V]; φ – faza inițială și t – timp.

Având în vedere numărul mare de surse de variație pentru parametrii care caracterizează transferul de energie în sistemele de energie mare, ne bazăm analiza pe metrici care să fie aplicate seriilor de timp ale valorilor măsurate de frecvență: coeficientul de variație al erorii medii pătratică (CV(RMSE)) și coeficientul de determinare R^2 . În esență, aceste metrici evaluează distanța dintre profilul de frecvență și modelul presupus (frecvență constantă) în ferestrele de timp specificate.

$$CV(RMSE) = \frac{1}{\bar{y}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{n}} \quad (4.2)$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (4.3)$$

$$x_i = f_i; y_i = \bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^{N_w} f_i}{N_w}; \tilde{y}_i = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SS}} f_i}{N_{SS}} = \bar{y} \quad (4.4)$$

unde: y_i – model asumat și x_i – semnal achiziționat

Definim modelul notat cu y_i care are o valoare constanta pe intervalul $T_{PQ}=200$ ms iar semnalul achiziționat “real” este x_i , $i = 1, N_w$. De exemplu, cand x_i este oferit de PMUs cu 50 cadre/s rată de raportare, echivalent cu un timp de raportare de $T_r=20$ ms, numărul de eşantioane este $N_w=T_{PQ}/T_r=10$ (vezi Figura 4.1). Notăm cu T_{SS} un intervalul de observație ales de utilizator reprezentând o fereastră de timp în care sistemul se află în regim staționar.

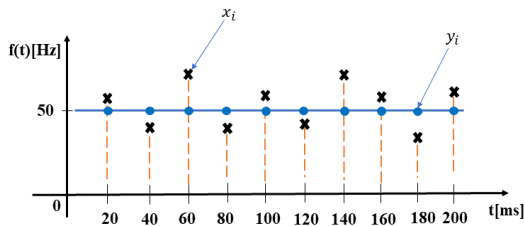


Figura 4.1 Exemplu pentru $T_{PQ} = 200$ ms, $T_r = 20$ ms, $N_w = 10$, $y_i = f_n = 50$ Hz

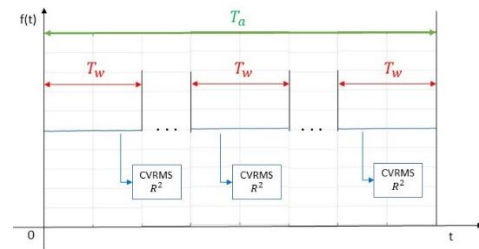


Figura 4.2 Exemplu de succesiune al ferestrelor

Pentru a înțelege mai bine succesiunea ferestrelor T_w și T_a pentru semnalul achiziționat x_i în vederea calculării diferitelor metrice legate de deviația față de modelul presupus y , luăm în considerare exemplul din Figura 4.2.

Pentru a testa utilitatea metricilor propuse, generăm inițial un semnal de frecvență sintetic x_i^* , distribuit uniform, cu o medie de 50 Hz și o deviație standard de 5,77 mHz. Semnalul este reprezentat în Figura 4.3, iar obiectivul este de a-l compara cu modelul y_i . În acest caz, modelul în regim staționar este:

$$y_i = \bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^{N_r} x_i^*}{N_r}; \tilde{y}_i = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SS}} x_i^*}{N_{SS}}$$

Tabel 4.1 Metrice pentru frecvența sintetică x_i^* pe $T_w = 1$ s

i	Metrice pe $T_{w,i}$	
	CV(RMSE)	R^2
1	1.08E-04	1.0000
2	1.08E-04	1.0000
...
319	5.01E-04	0.9974
...
600	1.21E-04	1.0000

Tabel 4.2 Metrice pentru frecvența sintetică x_i^* pe $T_w = 200$ ms

i	Metrice pe $T_{w,i}$	
	CV(RMSE)	R^2
1	1.07E-04	1.0000
2	1.16E-04	1.0000
...
1593	8.76E-04	0.9923
...
3000	1.39E-04	1.0000

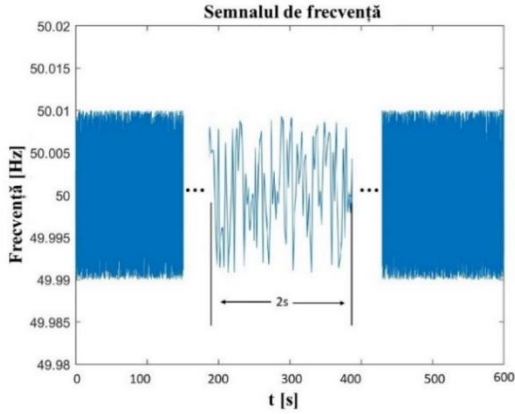


Figura 4.3 Variația frecvenței pe fereastra $T_{SS} = 10$ minute pentru semnalul x_i^*

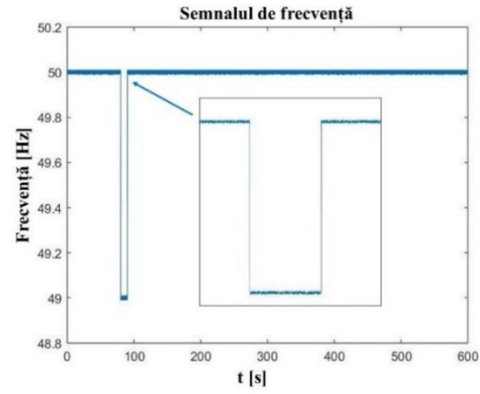


Figura 4.4 Variația frecvenței pe fereastra $T_{SS} = 10$ minute pentru semnalul x_i^{**}

Metricile sunt calculate pentru două cazuri corespunzătoare lui $T_w = 1$ s și $T_w = 200$ ms considerând $T_{PMU} = 20$ ms, $T_a = 10$ s, $N_a = 500$; $T_{SS} = 10$ min, $N_{SS} = 30000$. În tabelul 4.1 se prezintă valorile lui R^2 și $CV(RMSE)$, calculate pentru x_i^* pe $T_w = 1$ s având 600 de valori $T_{w,i}$ pe intervalul de observație $T_{SS} = 10$ minute.

Tabelul 4.2 prezintă rezultatele pentru R^2 și $CV(RMSE)$, calculate pentru x_i^* pe $T_w = 200$ ms având 3000 de valori $T_{w,i}$ pe intervalul de observație $T_{SS} = 10$ minute. Se poate observa că ambele metrici nu prezintă nicio deviație semnificativă față de valorile corespunzătoare stării stabile; valoarea maximă a $CV(RMSE)$ este $8.76E-04$, iar valoare minimă a lui R^2 este 0.9923 ambele extreme fiind calculate pentru fereastra 1593, i.e., 318.4 s $\leq t < 318.6$ s.

Repetam procedura pentru același semnal sintetic x_i^* căruia îi adăugăm o perturbație de 200 ms rezultând x_i^{**} (vezi Figura 4.4).

Tabelul 4.3 prezintă valorile lui R^2 și $CV(RMSE)$, calculate pentru x_i^{**} pe $T_w = 1$ s, corespunzătoare pentru 600 de valori $T_{w,i}$ pe intervalul de observație $T_{SS} = 10$ minute. Se poate observa că evenimentul a fost identificat în fereastra de analiză 80 - $T_{w,80}$ (79 s $\leq t < 80$ s), unde $CV(RMSE)$ are valoarea maximă 0.0028 iar pentru R^2 valoarea minimă este 0.922 .

Tabel 4.3 Metrici pentru frecvența sintetică x_i^{**} pe $T_w = 1$ s

i	Metrici pe $T_{w,i}$	
	CV(RMSE)	R^2
1	1.079E-04	0.9999
...
80	28E-04	0.9222
...
600	1.207E-04	0.9999

Tabel 4.4 Metrici pentru frecvența sintetică x_i^{**} pe $T_w = 200$ ms

i	Metrici on $T_{w,i}$	
	CV(RMSE)	R^2
1	1.07E-04	0.9999
...
400	60E-04	0.6433
...
3000	1.38E-04	0.9998

Valorile lui R^2 și $CV(RMSE)$, calculate pentru x_i^{**} pe $T_w = 200$ ms corespunzătoare pentru 3000 de valori $T_{w,i}$ pe intervalul de observație $T_{SS} = 10$ minute sunt prezentate în tabelul 4.4. Se poate observa că evenimentul a fost mai bine identificat în fereastra de analiză 400 - $T_{w,400}$ (79.8 s $\leq t < 80$ s), unde $CV(RMSE)$ are valoarea maximă 0.006 iar R^2 valoarea minimă 0.6433 .

4.1 Semnalul de frecvență disponibil cu o rata de raportare de 50 cadre/s

Analiza variației frecvenței se realizează pe seturi de date achiziționate cu rata mare de raportare (50 cadre/s), utilizând PMU, echipament ce măsoară frecvența cu o incertitudine de măsurare de 10^{-6} Hz ce este conectat la o rețea de joasă tensiune în laboratorul MicroDERLab [22]. Vom aplica cele două metrici $CV(RMSE)$ și R^2 [7] pe frecvența (f_i).

Pentru a obține rezultatele dorite vom folosi formulele (2.7) - (2.16) în care vom înlocui parametrii utilizați pentru o fereastră de 1 s:

$$T_w = 200 \text{ ms}, T_a = 1 \text{ s}, T_{SS} = 10 \text{ min}, N_w = 10; N_a = 50; N_{SS} = 30000.$$

T_w – fereastră de măsurare, T_a – fereastră de raportare,

T_{SS} - fereastră în care sistemul este în regim staționar, definită de utilizator

Prin aplicarea metricilor pe seturi mari de date, putem identifica cazurile în care avem variații mici de frecvență (în fereastra T_w și folosind ca model frecvența mediată pe fereastra T_a) sau putem identifica evenimente unde semnalul poate devia mai mult de 10 % de la modelul de frecvență, considerat constant și ideal. Figura 4.5 și Tabelul 4.5 prezintă un caz cu variații mici de frecvență. În acest grafic se observă că cea mai mică valoare este de 49.7 Hz, atingând limita inferioară impusă de 6% din frecvența nominală (50 Hz). În Tabel 4.5 putem observa că cea mai mare deviație de la modelul ideal este în fereastra $[2T_w \dots 3T_w]$.

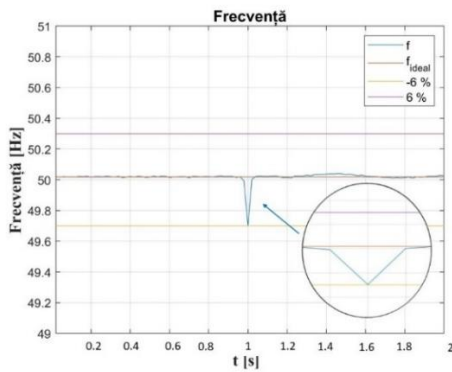


Figura 4.5 Variații mici de frecvență $x[n]$ – albastru și $y[n]$ – roșu, limitele considerate normale

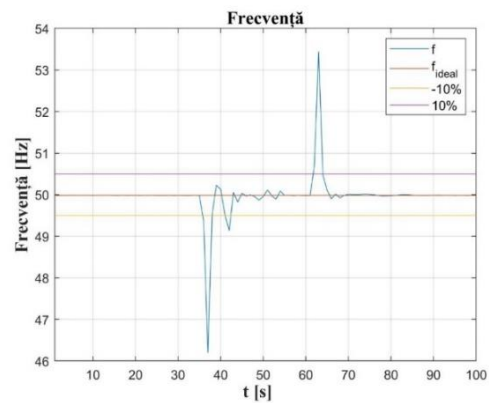


Figura 4.6 Variații mari de frecvență $x[n]$ – albastru și $y[n]$ – roșu cu limitele considerate normale

Tabel 4.5 R^2 și CV(RMSE) aplicate unui semnal de frecvență cu variații mici pentru $T_a = 1 \text{ s}, T_w = 200 \text{ ms}$

Nr.	Metrici		
	CV(RMSE)	R^2	
		$\epsilon_{max} = 2E - 03$	$\epsilon_{max} = 2E - 06$
$[0 \dots T_w]$	6.86E-05	9.99E-01	7.35E-01
...
$[4T_w \dots T_a = 5T_w]$	1.42E-04	9.95E-01	-1.50E+00

Figura 4.6 și Tabelul 4.6 prezintă un exemplu în care avem variații mari de frecvență. În acest grafic observăm că avem variații mari de frecvență ce depășesc limita de 10% concluzionând astfel că această variație reprezintă un eveniment. În Tabel 4.6 observăm că avem două ferestre cu variații mari de frecvență $[T_w \dots 2T_w]$ și $[4T_w \dots T_a = 5T_w]$.

Tabel 4.6 R^2 și CV(RMSE) aplicate unui semnal de frecvență cu variații mari $T_a = 1 \text{ s}, T_w = 200 \text{ ms}$

Nr.	Metrici		
	CV(RMSE)	R^2	
		$\epsilon_{max} = 2E - 03$	$\epsilon_{max} = 2E - 06$
$[0 \dots T_w]$	4.09E-05	1.00E+00	1.00E+00
...
$[4T_w \dots T_a = 5T_w]$	3.54E-03	-2.14E+00	-3.14E+06

4.2 Semnalul de frecvență disponibil cu o rata de raportare de 25 cadre/s

Analiza variației frecvenței se realizează pe seturi de date achiziționate cu rata mare de raportare (25 cadre/s), utilizând PMU, echipament ce măsoară frecvența cu o precizie de 10^{-6} Hz. Aceste date sunt obținute de la o rețea de unități de măsurare a fazorilor (PMU-uri) care sunt situate în 13 substații diferite din România conectate la rețeaua de 400 kV, rețea implementată de Transelectrica în 2009.

Dorim să observăm capacitatea metricilor de identificare a evenimentelor prin aplicarea lor pe date achiziționate în momentul unor defecte ale sistemului energetic apărute în 2018 și 2017. Pentru a obține rezultatele dorite vom folosi formulele (4.1), (4.2) și (4.3) în care vom înlocui parametrii utilizați. Pentru o fereastră de 1 s: $T_w=1$ s, $T_a=10$ s, $T_{SS}=10$ min, $N_w=25$; $N_a=250$; $N_{SS}=15000$. Pentru o fereastră de 200 ms: $T_w=200$ ms, $T_a=10$ s, $T_{SS}=10$ min, $N_w=5$; $N_a=50$; $N_{SS}=15000$.

În 2018, ambele unități ale centralei nucleare (NPP) erau operaționale, dar în mod neașteptat, una dintre unități a suferit o debransare bruscă. Ca urmare a acestei acțiuni, s-a pierdut capacitatea de generare de 700 MW, ducând la o reducere a inerției mecanice la jumătate din valoarea sa totală [23].

Figura 4.7 prezintă variația frecvenței înregistrată pe o perioadă de 10 minute de achiziție. Legenda prezintă cu diverse culori fiecare stație.

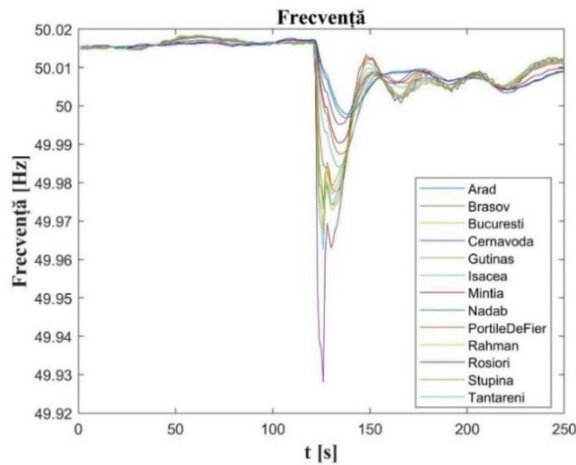


Figura 4.7 Variația frecvenței în diferite stații 2018

Tabel 4.7 Metrici pentru semnale achiziționate în 2018 $T_w=1$ s

Stație	Metrici: maximul din 600 de valori pe 10 min							
	MAE (max)	MSE (max)	RMSE (max)	CV(RMSE) (max)	MAPE (max)	MSPE (max)	R^2 (min)	MASE (max)
Bucuresti	1.27E-02	2.04E-04	1.43E-02	2.85E-04	4.34E-04	2.65E-11	9.99E-01	2.54E-02
Cernavoda	2.05E-02	5.87E-04	2.42E-02	4.84E-04	9.79E-04	7.65E-11	9.98E-01	4.10E-02
...
Tantareni	5.77E-03	4.52E-05	6.73E-03	1.34E-04	2.20E-04	5.89E-12	1.00E+00	1.15E-02

Tabel 4.8 Metrici pentru semnale achiziționate în 2018 $T_w=200$ ms

Stație	Metrici: maximul din 3000 de valori pe 10 min							
	MAE (max)	MSE (max)	RMSE (max)	CV(RMSE) (max)	MAPE (max)	MSPE (max)	R^2 (min)	MASE (max)
Bucuresti	8.88E-03	1.25E-04	1.12E-02	2.23E-04	1.96E-03	1.95E-11	1.00E+00	1.78E-02
Cernavoda	1.98E-02	6.24E-04	2.50E-02	4.99E-04	8.98E-03	1.98E-10	9.98E-01	3.95E-02
...
Tantareni	3.13E-03	1.29E-05	3.59E-03	7.18E-05	1.30E-03	1.01E-11	1.00E+00	6.26E-03

Tabelul 4.7 prezintă valorile minime ale R^2 și valorile maxime pentru restul metricilor pentru fiecare oraș, pe o perioadă de 10 minute având fereastra de măsurare de 1s. Se observă că cea mare deviație de frecvență apare în stația Cernavodă cu o valoare a lui R^2 de 0.98 iar CV(RMSE) este 0.000979.

Tabelul 4.8 prezintă valorile minime pentru R^2 și valorile maxime pentru restul metricilor pentru variația frecvenței pe o perioadă de 10 minute, având fereastra de măsurare de 200 ms. Stația Cernavodă este cea mai afectată de variația de frecvență cu $R^2=0.98$ iar CV(RMSE) este 0.000499.

În 2017, o pierdere semnificativă de energie a dus la o scădere a frecvenței, aceasta având potențialul de a afecta stabilitatea sistemului. Variația frecvenței a fost cauzată în principal de deconectarea anterioară a unui generator de înaltă putere, ceea ce a redus semnificativ inerția mecanică disponibilă în sistemul de energie din România.

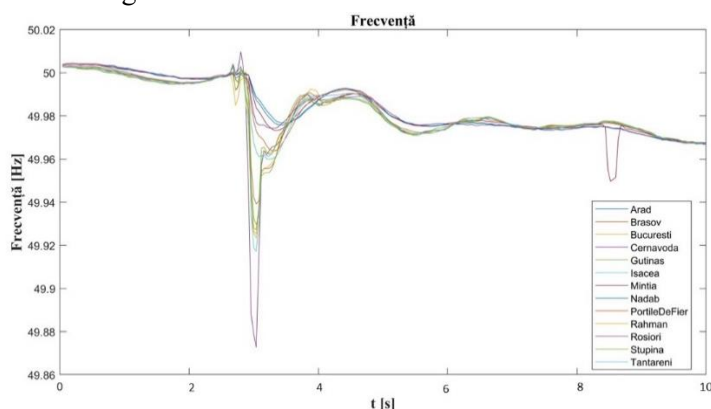


Figura 4.8 Variația frecvenței în diferite stații 2017

Figura 4.8 prezintă variația frecvenței în timpul acestui eveniment în 13 noduri diferite ale rețelei de transmisie din România pentru o fereastră identică de analiză cu o durată de $T_{SS} = 10$ minute.

Tabel 4.9 Metrici pentru semnale achiziționate în 2017, $T_w = 1$ s

Stație	Metrici: maximul din 600 de valori pe 10 min							
	MAE (max)	MSE (max)	RMSE (max)	CV(RMSE) (max)	MAPE (max)	MSPE (max)	R2 (min)	MASE (max)
Bucuresti	2.21E-02	6.26E-04	2.50E-02	5.01E-04	7.52E-05	1.54E-12	9.97E-01	4.43E-02
Cernavoda	2.90E-02	1.54E-03	3.92E-02	7.84E-04	8.64E-05	3.77E-12	9.94E-01	5.79E-02
...
Tantareni	1.75E-02	3.22E-04	1.79E-02	3.59E-04	5.63E-05	7.89E-13	9.99E-01	3.51E-02

Tabelul 4.9 prezintă valorile minime ale R^2 și valorile maxime pentru restul metricilor pentru fiecare stație, pe o perioadă de 10 minute având fereastra de măsurare de 1s corespunzătoare pentru 600 de valori. În tabel observăm că cea mai afectată de variația de frecvență este stația Cernavodă.

Tabel 4.10 Metrici pentru semnale achiziționate în 2017, $T_w = 200$ ms

Stație	Metrici: maximul din 3000 de valori pe 10 min							
	MAE (max)	MSE (max)	RMSE (max)	CV(RMSE) (max)	MAPE (max)	MSPE (max)	R2 (min)	MASE (max)
Bucuresti	2.98E-02	9.85E-04	3.14E-02	6.28E-04	1.04E-04	4.83E-13	9.96E-01	5.96E-02
Cernavoda	4.09E-02	1.92E-03	4.38E-02	8.76E-04	9.60E-05	9.43E-13	9.92E-01	8.17E-02
...
Tantareni	1.17E-02	1.61E-04	1.27E-02	2.54E-04	3.73E-05	7.91E-14	9.99E-01	2.34E-02

Tabelul 4.10 prezintă valorile minime pentru R^2 și valorile maxime pentru restul metricilor pentru variația frecvenței pe o perioadă de 10 minute, având fereastra de măsurare de 200 ms,

corespunzătoare pentru 3000 de valori. Observăm că cea mare deviație de frecvență apare în stația Cernavodă.

Pentru o analiză mai amănunțită a acestui caz considerăm 4 noduri ale rețelei de transport din România în care sunt poziționate unitățile de măsurare a fazorilor (PMU), vezi Figura 4.9.

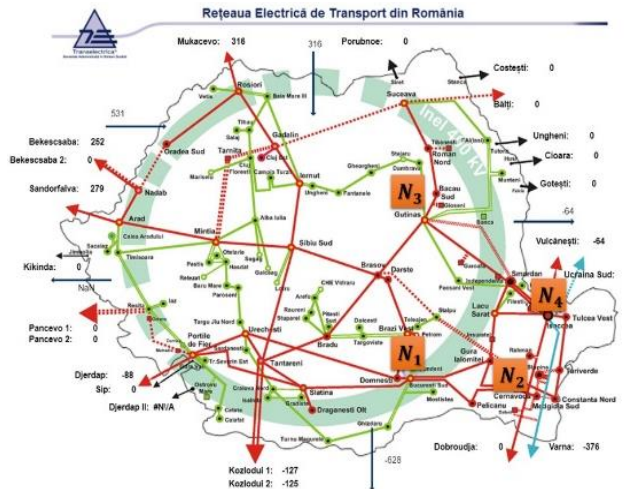


Figura 4.9 Rețeaua de transport a României (400kV) adaptată după [24]

Figura 4.10 prezintă variația frecvenței pe durata evenimentului, în cele 4 noduri ale sistemului de transport din România, pentru o fereastră de analiza $T_{SS} = 10$ minute.

Tabelul 4.11 prezintă rezultatele pentru R^2 și CV(RMSE) având $T_w = 1$ s corespunzătoare pentru 600 de valori $T_{w,i}$ pe intervalul de observație $T_{SS} = 10$ minute. Se observă că variabilitatea este slab detectată în fereastra $T_{w,319}$ ($318 \text{ s} \leq t < 319 \text{ s}$).

Tabelul 4.12 prezintă rezultatele pentru R^2 și CV(RMSE) având $T_w = 200$ ms corespunzătoare pentru 3000 de valori $T_{w,i}$ în intervalul de observație $T_{SS} = 10$ minute. Se observă că variația frecvențe este mai bine identificată în fereastra $T_{w,1594}$ ($318.6 \text{ s} \leq t < 318.8 \text{ s}$).

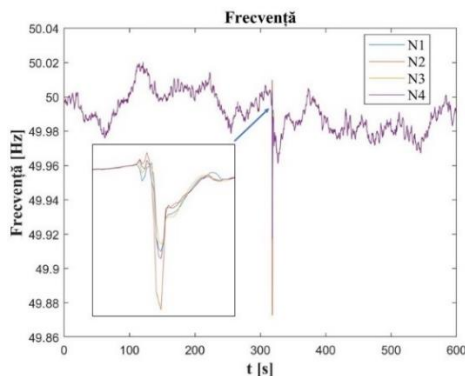


Figura 4.10 Variația frecvenței pe durata evenimentului, timp contorizat de la momentul $t=0$

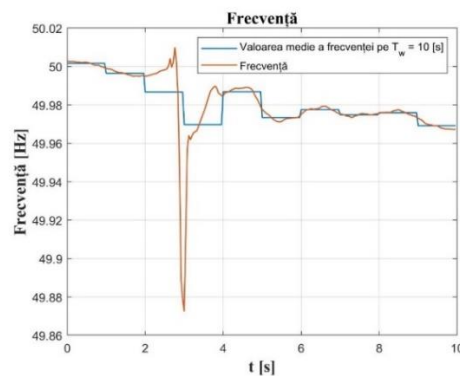


Figura 4.11 Frecvența în N_2 pe durata evenimentului pe $T_{PMU} = 40$ ms, $T_w = 1$ s, $T_a = 10$ s ferestre de analiză, timp contorizat de la momentul $t_1 = 313.64$ s

Tabel 4.11 Metrici pe frecvență pe durata evenimentului pentru $T_w = 200$ ms

i	Metrici pe $T_{w,i}$	
	CV(RMSE)	R^2
1	3.71E-06	1.0000
2	1.96E-06	1.0000
...
3000	1.60E-06	1.0000

Pentru a evidenția mai bine variabilitatea frecvenței detectată de metricile propuse, am analizat ulterior diferența dintre semnalul f_i și un semnal selectat (model) pentru cazul cronologiei modelului $T_a = 1$ s. Modelul selectat f_{model} este descris de:

$$\begin{aligned} f_{model,i} &= f_k^*, \text{ for } N_w(k-1) + 1 < i < kN_w \\ N_w &= \frac{T_w}{T_{PMU}} = 25; \\ f_k^* &= \frac{\sum_{N_w(k-1)+1}^{kN_w} f_i}{N_w}, k = \overline{1,10} \end{aligned} \quad (4.5)$$

Denumim diferența dintre cele doua semnale Δf_{model} :

$$\Delta f_{model} = f_i - f_{model} \quad (4.6)$$

În Figura 4.11 frecvența achiziționată în substația N_2 pe durata evenimentului este comparată cu modelul impus. Valorile lui R^2 , obținute pe fereastra $T_w = 1$ s, pe parcursul perioadei selectate de $T_a = 10$ secunde sunt prezentate în Figura 4.12. Valorile lui CV(RMSE), obținute pe $T_w = 1$ s, pe durata perioadei selectate $T_a = 10$ s sunt prezentate în Figura 4.13. Repetăm analiza pentru același semnal în substația N_2 pentru o fereastră de analiză mai mică $T_w = 200$ ms (vezi Figura 4.14) și frecvența model f_k^* definite în (4) pentru $N_w = \frac{T_w}{T_{PMU}} = 5$.

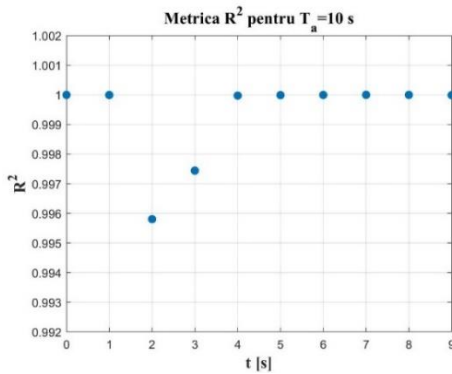


Figura 4.12 Valorile R^2 calculate pentru semnalul de frecvență pe durata $T_{PMU} = 40$ ms, $T_w = 1$ s, $T_a = 10$ s, timp contorizat de la momentul $t_1 = 313.64$ s

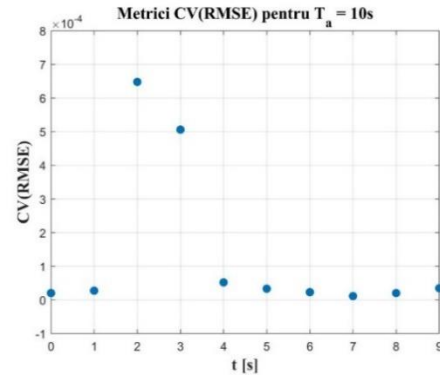


Figura 4.13 Valorile CV(RMSE) calculate pentru semnalul de frecvență pe durata $T_{PMU} = 40$ ms, $T_w = 1$ s, $T_a = 10$ s, timp contorizat de la $t_1 = 313.64$ s

În Figura 4.14 frecvența achiziționată în substația N_2 pe parcursul evenimentului este comparată cu modelul impus. Valorile lui R^2 , obținute pentru $T_w = 200$ ms, pe parcursul perioadei selectate $T_a = 10$ s sunt prezentate în Figura 4.15. Valorile lui CV(RMSE) obținute pentru $T_w = 200$ ms, pe parcursul perioadei $T_a = 10$ s sunt prezentate în Figura 4.16.

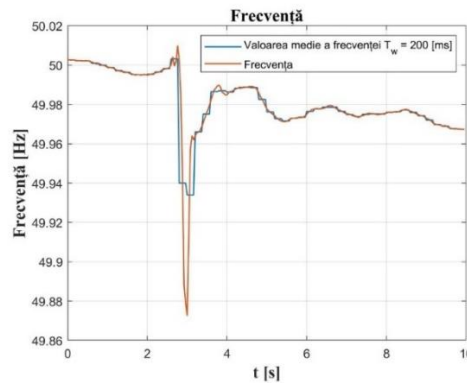


Figura 4.14 Frecvența în N_2 pe parcursul evenimentului cu $T_{PMU} = 40$ ms, $T_w = 200$ ms, $T_a = 10$ s ferestre de analiză, timp contorizat de la momentul $t_1 = 313.64$ s

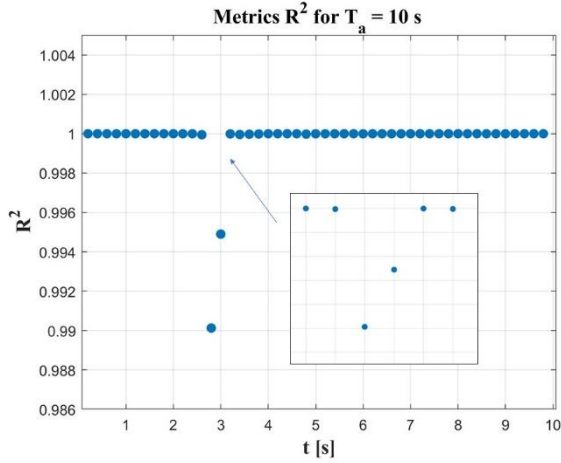


Figura 4.15 Valorile R^2 calculate pentru semnalul de frecvență pe durata $T_{PMU}=40$ ms, $T_w=200$ ms, $T_a=10$ s, timp contorizat de la momentul $t_1=313.64$ s

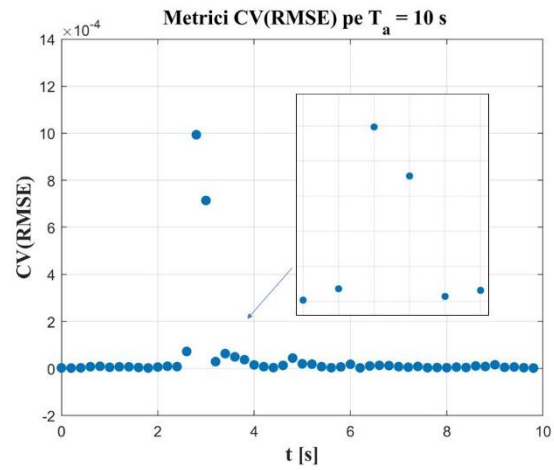


Figura 4.16 Valorile CV(RMSE) calculate pentru semnalul de frecvență pe durata $T_{PMU}=40$ ms, $T_w=200$ ms, $T_a=10$ s, timp contorizat de la $t_1=313.64$ s

Vom analiza în cele ce urmează discrepanța dintre frecvența măsurată și modelul staționar presupus pentru rețeaua de energie. Pentru aceasta, folosim un indicator de frecvență: δ . Atunci când abaterea frecvenței față de model depășește o limită specificată $\Delta f_{model,max} = \varepsilon_{max} \cdot f_n$, indicatorul este ridicat. Indicatorul ia valori 0 (ne aflăm între limitele stabilite) sau 1 (limita impusă a fost depășită). Numărul de indicatori este egal cu numărul de ferestre de măsurare T_w pentru fereastra de analiză T_a .

Figura 4.17 prezintă indicatorul δ pentru semnalul de frecvență pe parcursul evenimentului, calculate pentru $T_{PMU}=40$ ms, $T_w=1$ s, $T_a=10$ s, $\Delta f_{model,max} = 0.01$ Hz. Se observă doar două cazuri în care indicatorul semnalează o abatere de la modelul din regim staționar. Dacă fereastra de măsurare este de 200 de milisecunde, indicatorul δ permite o localizare mai bună a evenimentului, după cum se poate vedea în Figura 4.18. În urma analizei se poate concluziona că substația N_2 este cea mai afectată de acest eveniment. Situată la periferia sistemului ENTSO-E, N_2 corespunde Centralei Nucleare de la Cernavodă (CNPP), care cuprinde două unități de producere de energie, fiecare având o capacitate de 700 MW. În anumite scenarii operaționale, CNPP contribuie cu până la 40% din inerția mecanică totală în Sistemul Energetic Românesc. Constanta de inerție per unitate pentru o instalație nucleară la CNPP este de 7,29 MW·s/MVA. Metricile propuse pot evidenția, de asemenea, comportamentul constant în regim staționar al inerției în diferite noduri ale sistemului de energie, pe baza analizei variației frecvenței cu utilizarea unui timp de măsurare adecvat.

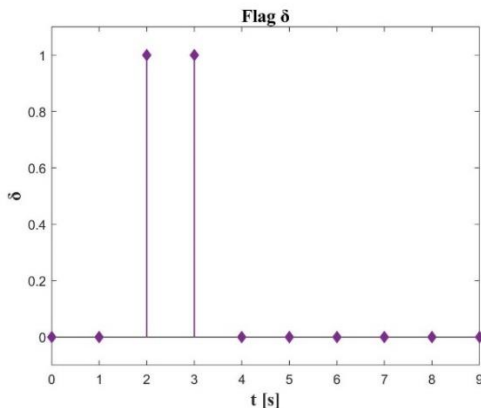


Figura 4.17 Indicatorul δ pentru semnalul de frecvență pe durata evenimentului, calculat pentru $T_{PMU}=40$ ms, $T_w=1$ s, $T_a=10$ s, $\Delta f_{model,max} = 0.01$ Hz, timp contorizat de la momentul $t_1=313.64$ s

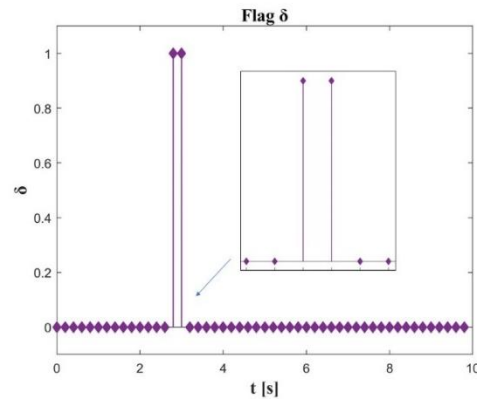


Figura 4.18 Indicatorul δ pentru semnalul de frecvență pe durata evenimentului, calculat pentru $T_{PMU}=40$ ms, $T_w=200$ ms, $T_a=10$ s, $\Delta f_{model,max} = 0.01$ Hz, timp contorizat de la $t_1=313.64$ s

Luând în considerare toate studiile efectuate, pentru condiții specifice considerăm că CV(RMSD) este o metrică mai potrivită în evaluarea variabilității frecvenței folosind ca valoare de raportare frecvența nominală a sistemului.

În acest caz utilizăm pentru \bar{y}_p în (2.16) frecvența nominală a sistemului:

$$y_i^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_w} f_i}{N_w}; \bar{y}_p = f_n = 50 \text{ Hz} \quad (4.7)$$

Rezultatele pentru CV(RMSD) aplicate pentru frecvența în N_2 folosind modelul presupus y_i^* , pe diferite ferestre de raportare temporală, sunt prezentate în Tabel 4.13. Se poate observa că cea mai mare variabilitate apare pentru $i=1593$ fiind 0.9 %.

Tabel 4.12 Metrici pe frecvență pe durata evenimentului din N_2 pentru $T_w=200$ ms

i	1	2	...	1593	...	3000
CV(RMSD)[%]	0.003	0.003	...	0.897	...	0.002

5 Variabilitatea puterii active

Îmbunătățirea instrumentelor de operare și planificare pentru analiza rețelelor active de distribuție LV este un domeniu foarte dinamic de cercetare [25], motivat de ținte foarte ambițioase pentru îmbunătățirea sustenabilității societății noastre, așa cum este menționat în Pactul Verde European [26]. Instrumentele de analiză pentru operarea eficientă din punct de vedere al costurilor, fiabilă și sigură a rețelelor active de distribuție LV, microrețele și comunități energetice utilizează ca intrare profilurile caracteristice de putere. Analiza operațiunilor și planificarea rețelelor de distribuție a energiei electrice la tensiune mică (LV), inclusiv variantele lor pentru microrețele și comunități energetice, presupun profiluri specifice de putere pentru sarcini (individuale sau agregate) și pentru generarea locală de energie electrică (de cele mai multe ori, fotovoltaică). O practică tipică este de a aproxima profilurile de putere ale utilizatorilor finali sub formă de profiluri de energie pe baza măsurărilor agregate înregistrate la fiecare oră sau chiar la intervale de 30 sau 15 minute. Aceste presupuneri erau rezonabile pentru rețelele de distribuție cu flux unidirecțional de energie sau pentru rețelele de distribuție cu niveluri scăzute de generare distribuită. Cu toate acestea, avansul infrastructurii de măsurare (de exemplu, contoare inteligente cu rate mai ridicate de raportare) dezvăluie variabilitatea profilurilor de încărcare și net-încărcare. Analiza profilurilor achiziționate cu rată mare de raportare [27] arată variabilitatea a fluxului de putere activă în rețeaua analizată.

Măsurările standard folosite pentru analiza sistemelor de alimentare cu energie presupun că sistemul rămâne în stare de regim stabil între două determinări consecutive [28]. Astfel, când începe un proces de măsurare, presupunerea este că comportamentul sistemului este similar cu un model general cunoscut. Concordanța perfectă între valoarea așteptată din perspectiva modelului și măsurarea reală arată că modelul impus este cel potrivit. Orice diferență între valoarea așteptată din modelul propus și cea măsurată poate fi evaluată statistic pentru a oferi o perspectivă asupra calității modelului de măsurare. În continuare, este propus un cadru analitic care poate fi utilizat pentru a evalua calitatea profilurilor de putere în rețelele active de distribuție LV. Cadru se bazează pe metrici statistice bine-cunoscute selectate în funcție de cerințele preliminare ale aplicației (analiza și operarea rețelelor active de distribuție LV, microrețele și comunități de energie). În plus, metodologia propusă ia în considerare disponibilitatea informațiilor provenite de la contoare inteligente avansate cu rate ridicate de raportare și tehnologia IoT. Utilizăm contoare inteligente, vezi Figura 5.1 cu rate ridicate de raportare și oferirea acestora comunității de cercetare ca date deschise.



Figura 5.1 SMX Landis Gyr

Profilurile de putere activă pot fi utilizate pentru a analiza „consumul” de energie sau producția de energie electrică într-un anumit interval de timp și pot oferi informații valoroase despre modelele de utilizare a energiei sau puterii într-un anumit context. Aceste informații fiind utile în domenii precum inginerie electrică, managementul energiei și planificarea resurselor. Se diferențiază o varietate mare de consum în funcție de tipul de consumator: profil de putere la utilizatori rezidențiali, vezi Figura 5.2, profil de putere la utilizatori comerciali, vezi Figura 5.3, profil de putere la utilizatori industriali, vezi Figura 5.4 și Figura 5.5 sau profil de putere pentru transport.

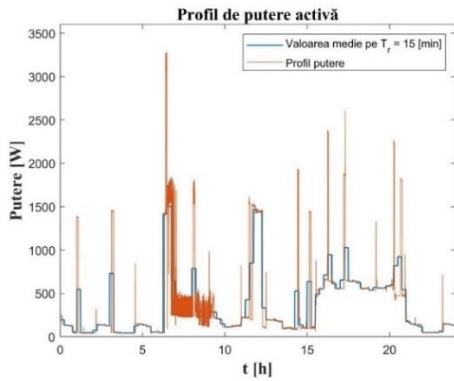


Figura 5.2 Profil zilnic de energie electrică la utilizatori rezidențiali

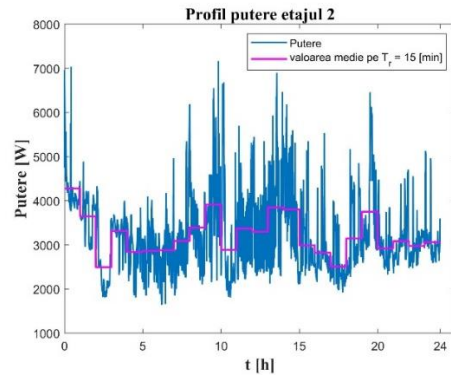


Figura 5.3 Profil zilnic de energie electrică la utilizatori comerciali

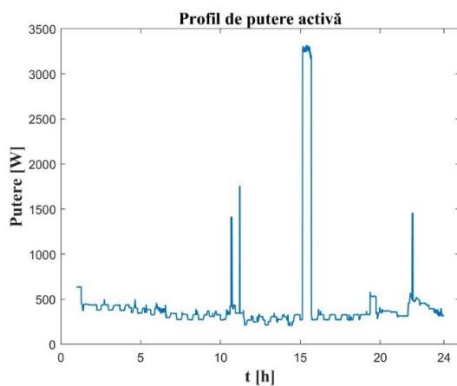


Figura 5.4 Profil zilnic de energie electrică la utilizatori industriali

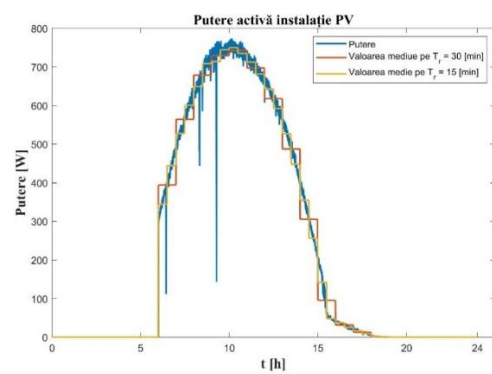


Figura 5.5 Profil zilnic de energie electrică generată

5.1 Conceptul de măsurare

Informațiile folosite în acest studiu sunt furnizate de măsurări ce utilizează conceptul de Contor Inteligent cu funcții separate (USM) [29], configurat la o rată de raportare de 1 cadru/s. USM este o asamblare formată din două părți, Contorul de Metrologie Inteligentă (SMM) și Extensia Contorului Inteligent (SMX). SMM este partea de măsurare (conformă cu metrologia) care furnizează măsurările, iar SMX este o extensie configurabilă cu caracteristici flexibile pentru extragerea, procesarea și transmiterea valorilor de instrumentație de la SMM [30]. Presupunerea care derivă din măsurările cu rată scăzută de raportare este asociată cu cantitatea măsurată descrie un proces staționar astfel încât (i) rămâne constantă în timpul momentelor de raportare sau (ii) modelul semnalului este cunoscut și unic în timpul măsurării (T_w) și în timpul intervalului ulterior de agregare (T_a), dacă există unul. Rata de raportare în acest caz este $1/T_a$. În continuare, sunt luate în considerare modele standard de semnal care descriu transferul de energie în rețelele de distribuție LV, iar metricile de variabilitate sunt definite pe T_w , T_a și f_s (frecvența de eșantionare folosită de sistemul de măsurare digital respectiv). Eșantioanele de semnal trebuie să fie disponibile pentru calculul metricilor, adică ipoteza că, cel puțin pentru durata egală cu T_a , toate eșantioanele dobândite sunt stocate de sistemul de măsurare și pot fi folosite atât pentru reconstrucția modelului semnalului, cât și pentru calculul indicatorilor propuși. Pentru a ilustra metoda sunt luate în considerare mai multe ferestre de agregare și două rate de eșantionare pentru semnalele dobândite. Efectul tehnicilor de preprocesare (filtrare) în lanțul de măsurare a fost neglijat în

această etapă, iar semnalul dobândit este presupus a reflecta transferul de energie în partea analizată a rețelei. Cele două rate de raportare ($T_r = 1/RR$) selectate pentru acest studiu sunt $T_r=15$ minute și $T_r=30$ minute pe parcursul cărora modelul (y_i) este reprezentat de un profil de putere constant: $y_i = \text{mean}(x_i)$ iar modelul estimat (pentru calculul lui R^2) corespunde unui profil de putere constant pe 2 ore ($T_a=2$ h) sau pe un interval T_a mai mare de 2 h (de exemplu, zi).

unde:

$$x_i = P_i; y_i = \bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^{N_r} P_i}{N_r}; \tilde{y}_i = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SS}} P_i}{N_{SS}} = \tilde{y} \quad (5.1)$$

Pentru a evita inconsistențele numerice (împărțirea la 0), $|y_i - \tilde{y}_i|$ s-a rotunjit cu Δx_{max} , valoare aleasă corespunzător pentru sistemul de măsurare:

$$|y_i - \tilde{y}_i| = (|y_i - \tilde{y}_i|, \Delta x_{max}) \quad (5.2)$$

Dacă $y_i - \tilde{y}_i < (\Delta x)_{max,i}$, atunci $y_i - \tilde{y}_i = (\Delta x)_{max,i} = (\Delta x)_{max} = \varepsilon \cdot P_n$, unde ε – eroare absolută, P_n – puterea nominală activă. Parametrii utilizați pentru o fereastră de analiză de 15 minute sunt $T_r=15$ minute, $T_a=2$ h, $T_{SS}=24$ h, $N_r=T_r/f_s=900$; $N_a=N_a=T_a/f_s=7200$; $N_{SS}=T_a/f_s=86400$. Similar, parametrii utilizați pentru o fereastră de analiză de 30 minute sunt $T_r=30$ minute, $T_a=2$ h, $T_{SS}=24$ h, $N_r=T_r/f_s=1800$; $N_a=N_a=T_a/f_s=7200$; $N_{SS}=T_a/f_s=86400$.

Pentru a înțelege mai bine succesiunea ferestrelor T_w și T_a în relație cu semnalul achiziționat x și pentru a calcula diferite metrici care evaluează deviația de la modelul asumat y , avem un exemplu ilustrativ în Figura 5.6.

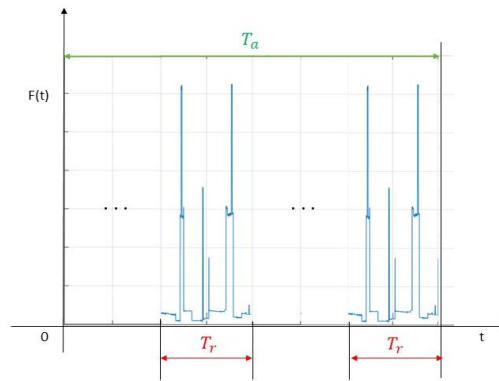


Figura 5.6 Succesiunea intervalelor temporale

5.2 Corelații între profiluri de putere active

Am analizat corelația profilurile de putere între 2 etaje ale unui cămin studentesc situat în campusul universității. Pentru acest studiu utilizăm $T_w=1$ s, iar rata de raportare, T_r , este de 15 minute. Profilul zilnic de putere pentru un etaj este prezentat în albastru în Figura 5.7.

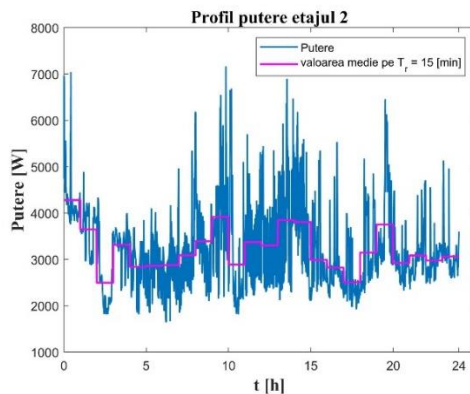


Figura 5.7 Profilul de putere pe o zi pentru etajul 2

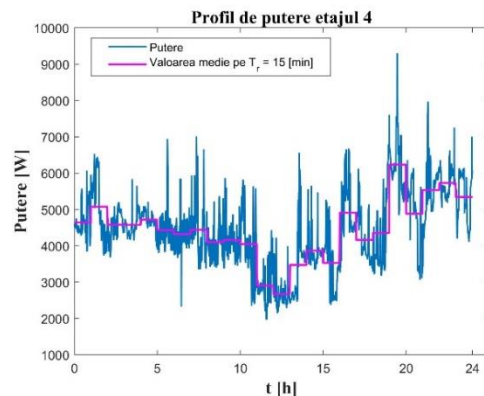


Figura 5.8 Profilul de putere pe o zi pentru etajul 4

Figura 5.8 prezintă profilul de putere pentru al patrulea etaj al căminului studențesc (linia albastră) și valoarea medie calculată pe ferestre de raportare de 15 minute (magenta). Studiem inter-corelația între cele două profilurile de putere pentru a verifica dacă acestea au același tip de variație, așa cum se așteaptă ținând că studenții sunt din domeniul inginerie, și au un program asemănător. Este de menționat că aceasta din urmă este o presupunere obișnuită în profilarea puterii.

În Figura 5.9 este prezentată inter-corelația între profilurile de utilizare a energie electrice pentru cele două etaje ale căminului studențesc. Cu roșu sunt marcate eşantioanele inter-corelație, iar cu albastru sunt delimitările (limitele de încredere superioare și inferioare), reprezentate de liniile orizontale în graficul funcției de inter-corelație (xcf). Datele de intrare pentru matrice sunt $X = [x_1 \ x_2]$, unde: $x_1 = P_i = x_i$; (valoarea reală); $x_2 = \frac{\sum_{i=1}^{N_r} P_i}{N_r} = y_i = \bar{y}$; (valoarea estimată); C este matricea coeficientului de corelație, unde $C(i, j)$ reprezintă coeficientul de corelație între variabilele i și j .

Evaluând rezultatele, se trage concluzia că profilurile de putere ale încărcării pentru cele două etaje nu sunt corelate, datorită valorii medii a funcției de corelație încrucișată de 0.04 pentru cele două etaje.

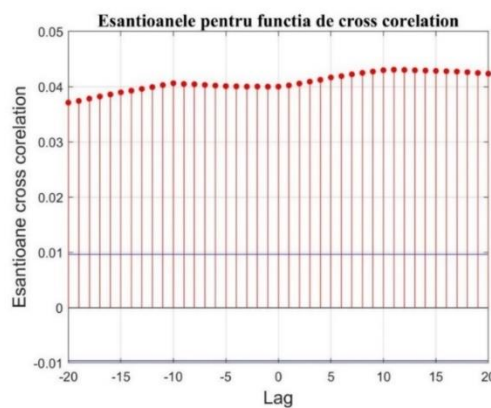


Figura 5.9 Inter-corelație pentru profilurile de putere ale celor 2 etaje (2 și 4)

5.3 Evaluarea profilurilor de putere activă

5.3.1 Cazul A

Pentru a analiza variația profilului zilnic de utilizare a energiei electrice într-un apartament din București, am aplicat metricile CV(RMSE) și R^2 pentru un profil de o zi, cu date achiziționate cu rată de raportare de 1 cadru/s cum vedem în Figura 5.6. Fereastra de măsurare selectată este $T_w=15$ minute, pe durata căreia modelul (y_i) este reprezentat de un profil de putere constant: $y_i = \text{mean}(x_i)$, iar modelul estimate (pentru calculul R^2) este reprezentat de un profil de consum constatnt pe 2 h ($T_a=2$ h) sau pentru un T_a mai mare de 2 h (de exemplu, o zi – Figura 5.10).

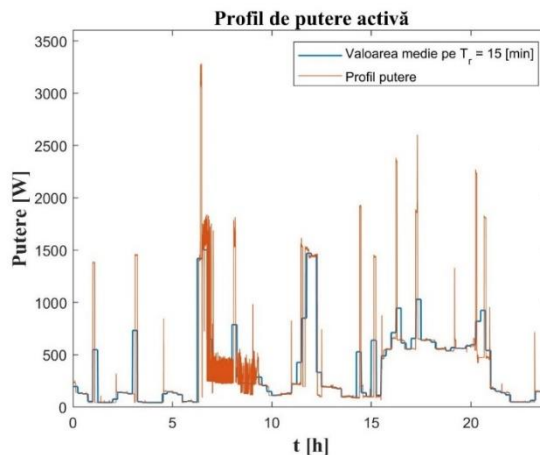


Figura 5.10 Profilul zilnic de putere ($x[n]$ –roșu) și modelul de putere mediat pentru 15-minute ($y[n]$ – albastru) pentru un apartament din București

Tabelul 5.1 prezintă rezultatele obținute după aplicarea celor două metrice selectate pe un set de date de putere achiziționate în 24 ore cu rată mare de raportare (1 cadru/s). Rezultatele prezintă valoarea maxima a lui R^2 la fiecare 2h pe o zi.

Se observă că avem rezultate negative pentru metrica R^2 , deși din statistică rezultatele pentru această metrica sunt pozitive pentru cazurile în care evaluăm o funcție neliniară putem obține valori între $-\infty$ și $+\infty$.

Tabel 5.1 R^2 și CV(RMSE) pentru Puterea înregistrată pe 24 h

Ora	Timp [min]	R^2	CV(RMSE)
00:00-02:00	0-15	-177.91	0.09

	105-120	0.049	0.005
Min		-33774.28	0.004
Max		0.68	1.31
...			
22:00-24:00	0-1	0.87	0.002

	105-120	0.81	0.003
Min		-153.38	0.002
Max		0.91	0.08

5.3.2 Cazul B

Pentru a observa variabilitatea profilului de putere reluam testul pentru un alt set de date, utilizând două rate de raportare de 15 minute și 30 de minute. De această data realizăm calculele pe o gamă mai mare de metrice pentru a observa adecvabilitatea acestora pe aceste serii de date. Timpul de măsurare pentru acest studiu este $T_w=1$ s. Figura 5.11 prezintă puterea activă și media acesteia pe intervale de timp de 15 și 30 de minute. În timp ce este de așteptat ca anumite vârfuri de consum să dispară prin agregare, cuantificarea severității și persistenței acestora în fereastra de timp a agregării este importantă pentru operarea fiabilă și economică a mai multor active în cadrul rețelelor active de distribuție la nivel mic, microrețele [31], etc.

Tabelul 5.3 și Tabelul 5.4 prezintă valorile obținute pentru metricile calculate prin aplicarea formulelor pe valorile, semnalului de putere activă măsurat, și model, reprezentate de valorile de agregare la $T_r = 15$ minute și $T_r = 30$ minute. Aceste tabele prezintă rezultatul fiecărei metrici pe fiecare fereastră de raportare. Fereastra cu cea mai mare variabilitate a profilului de putere înregistrată în aceea zi se poate identifica.

Comparând rezultatele metricilor pe cele 2 ferestre de raportare $T_r = 15$ minute și $T_r = 30$ minute, se poate observa ca exista diferențe mari între profilul măsurat și cel corespunzător modelului asumat iar acestea cresc cu scăderea ratei de raportare.

Se poate observă de asemenea că R^2 are atât valori pozitive cât și valori negative, ceea ce confirmă faptul că profilul de putere de consum nu are o funcție liniară [7]. De asemenea luând în considerare aceste variații foarte mari de la pozitiv la negativ concluzionăm că metrica R^2 nu este potrivită pentru evaluarea variabilității puterii active. Pentru a evalua variabilitatea puterii active considerăm CV(RMSE) o metrică potrivită.

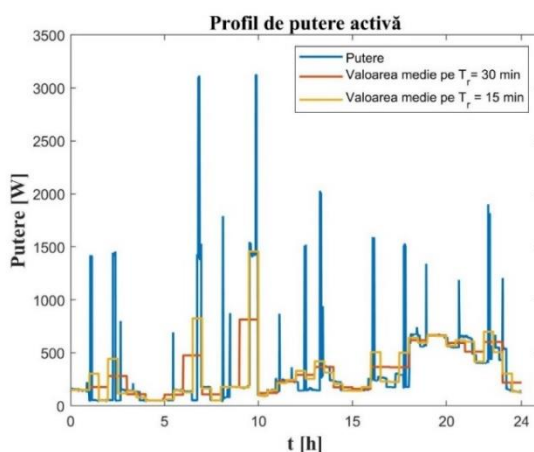


Figura 5.11 Profilul de putere măsurat și modelele - media pe 15-minute și media pe 30-minute

 Tabel 5.2 Metrici pentru profilul de putere activă pe $T_r = 15$ - minute

NR.	MAE	MSE	RMSE	CV(RMSE)	MAPE	MSPE	R^2	MASE
T_{w1}	5.09E+00	3.49E+01	5.91E+00	2.62E-02	1.23E-03	1.59E-06	-1.21E+01	3.11E+00
T_{w2}	3.20E+00	2.02E+01	4.49E+00	1.99E-02	1.35E-03	6.55E-07	-6.56E+00	1.96E+00
...
T_{w95}	3.36E+00	3.24E+01	5.69E+00	1.20E-02	3.96E-04	3.74E-07	-9.25E-01	8.19E-01
T_{w96}	2.39E+00	1.05E+01	3.25E+00	6.83E-03	4.00E-04	1.42E-07	3.75E-01	5.83E-01

 Tabel 5.3 Metrici pentru profilul de putere activă pe $T_r = 30$ - minute

NR.	MAE	MSE	RMSE	CV(RMSE)	MAPE	MSPE	R^2	MASE
T_{w1}	4.84E+00	4.40E+01	6.63E+00	4.06E-02	1.98E-03	2.19E-04	-1.55E+01	2.95E+00
T_{w2}	1.20E+01	5.45E+02	2.33E+01	1.43E-01	5.33E-02	5.94E-05	-2.03E+02	2.13E+00
...
T_{w47}	1.84E+02	3.59E+04	1.90E+02	4.62E-01	1.62E-02	4.60E-04	-2.13E+03	3.52E+00
T_{w48}	5.63E+00	5.06E+01	7.12E+00	1.73E-02	9.99E-04	1.24E-06	-2.01E+00	1.37E+00

5.4 Filtrarea profilurilor de putere activă

Pentru o evaluare mai precisă a variabilității profilurilor de putere activă, măsurările au fost filtrate folosind un filtru Hampel ajustat utilizând 2 percentile p90 și p95 [32]. Acest proces se traduce prin păstrarea valorilor cele mai probabile ale puterii active pentru o zi de consum. Decizia de a implementa filtrarea a fost luată cu scopul de a stabili un model de profil de consum cât mai precis prin eliminarea oricăror anomalii prezente în profilurile de putere ale consumatorilor. Aceeași abordare a fost aplicată pentru 4 zile din iulie cu scopul de a discrimina între variabilitatea procesului și anomalii de tipar în profilurile de putere zilnice.

Aplicăm formula (2.12) și calculăm metrica CV(RMSD) pe profilul de putere înregistrat, profilul de putere filtrat (p90) și profilul de putere filtrat (p95) x_i și modelul asumat $y_i = mean(x_i)$ pe fereastra T_r folosind măsură normalizată $\bar{y}_p = mean(y_i)$ pe fereastra T_a .

Tabelul 5.4 prezintă rezultatele pentru cele patru zile prin calcularea maximului, mediei și medianei CV(RMSD) aplicate pe durata $T_r = 1$ h.

Tabel 5.4 Valorile CV(RMSD) pentru cazurile studiate

		Profilul de putere înregistrat	Profilul de putere filtrat (p90)	Profilul de putere filtrat (p95)
CV (RMSD) 21 Iulie	max	127.0%	14.0%	22.0%
	media	23.0%	9.5%	10.4%
	mediana	9.7%	9.5%	9.7%
...	
CV (RMSD) 24 Iulie	max	134.0%	75.0%	134.0%
	media	34.0%	20.0%	38.6%
	mediana	15.2%	13.9%	15.2%

5.5 Profilurile de putere activă pentru un sistem de generare PV

În acest paragraf este analizată variabilitatea energiei electrice generate de un sistem panouri fotovoltaice, utilizând două rate de raportare ($T_r = 1/RR$) - 15 minute și 30 minute este analizat în acest paragraf. Timpul de măsurare pentru acest studiu este $T_w=1$ s.

Figura 5.12 prezintă profilul pentru o zi de date achiziționate, prezentat cu albastru, sunt ilustrate de asemenea și cele două modele asumate, media pe 15 minute cu roșu și media pe 30 minute cu portocaliu.

De asemenea, Tabelul 5.5 și Tabelul 5.6 prezintă valorile pentru metricile aplicate asupra semnalului de putere activă obținut, utilizând cele două rate de raportare, pentru un interval de zi. Rezultatele acestor metrici oferă informații valoroase despre variabilitatea sistemului de energie, iar valorile din tabel evidențiază momentul zilei cu cea mai mare diferență între datele obținute și modelul presupus. Prin compararea rezultatelor metricilor pentru cele două rate de raportare, $T_r = 15$ minute și $T_r = 30$ minute, putem observa o disparitate mai semnificativă între datele obținute și modelul presupus atunci când se utilizează o rată de raportare mai mică.

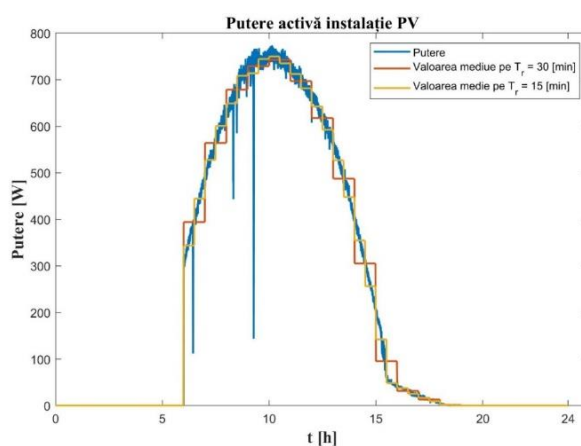


Figura 5.12 Profilul de putere și profilurile model reprezentat de media pe 15-minute și 30-minute pentru PV

Tabel 5.5 Metrici pentru profilul zilnic de putere activă pe $T_r=15$ - minute pentru PV

NR.	MAE	MSE	RMSE	CV(RMSE)	MAPE	MSPE	R^2	MASE
T_{w1}	5.55E-17	3.08E-33	5.55E-17	3.20E-16	3.56E-17	2.00E-34	1.00E+00	3.20E-14
T_{w2}	5.55E-17	3.08E-33	5.55E-17	3.20E-16	1.78E-17	1.00E-34	1.00E+00	3.20E-14
...
T_{w95}	3.39E-02	1.81E-03	4.25E-02	2.57E-01	7.77E-03	1.61E-02	-6.60E+02	2.76E+00

T_{w96}	3.42E-02	2.38E-03	4.87E-02	2.95E-01	4.94E-03	4.51E-05	-8.69E+02	2.21E+00
-----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	-----------	----------

Tabel 5.6 Metrici pentru profilul zilnic de putere activă pe $T_r=30$ – minute pentru PV

NR.	MAE	MSE	RMSE	CV(RMSE)	MAPE	MSPE	R^2	MASE
T_{w1}	1.22E-15	1.49E-30	1.22E-15	7.04E-15	3.91E-16	9.69E-32	1.00E+00	7.04E-13
...
T_{w16}	1.90E+01	5.22E+02	2.28E+01	4.67E-02	1.34E-03	1.25E-06	6.33E-01	3.93E-01
...
T_{w48}	3.39E-02	2.10E-03	4.58E-02	2.77E-01	5.11E-03	1.47E-02	-7.68E+02	2.45E+00

5.6 Analiza profilurilor de putere netă

Am aplicat metrica CV(RMSD) pentru trei rate de raportare 15 min, 30 min și 1h pe un profil net de putere achiziționat într-o microrețea (vezi Figura 5.13), din iulie, pentru a analiza rezultatele. Profilul de putere netă P_{net} (Figura 5.16) se calculează prin scăderea profilului de putere a sarcinii P_l (Figura 5.14) din profilului de putere generat P_{PV} (Figura 5.15). Datele achiziționate de putere active consumată și putere generată de instalația de panouri fotovoltaice sunt realizate simultan.

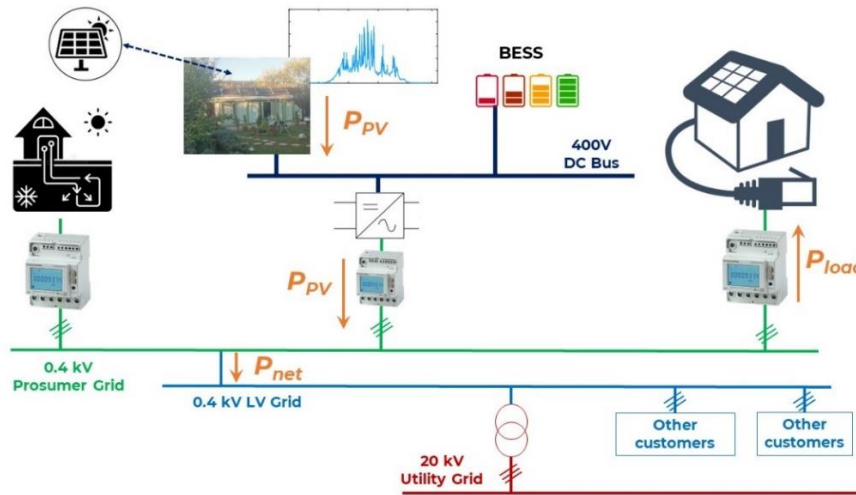


Figura 5.13 Topologia microrețelei studiate

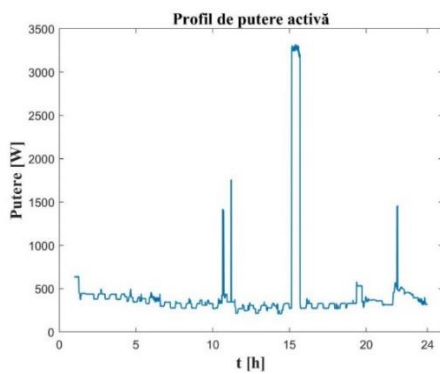


Figura 5.14 Profil de putere activă P_l , în 21 iulie 2023

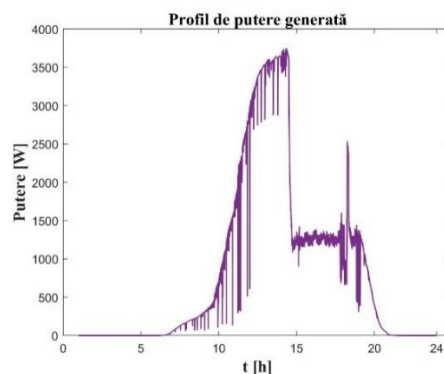


Figura 5.15 Profil de putere generată, P_{PV} , în 21 iulie 2023

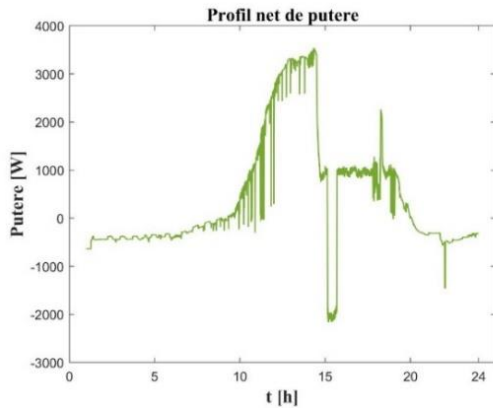


Figura 5.16 Profil absolut de putere netă, P_{net} , în 21 iulie 2023

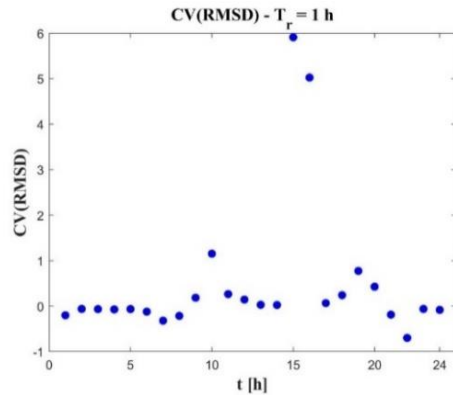


Figura 5.17 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere, o zi cu $T_r = 1$ h

Figura 5.17 prezintă valorile metricii CV(RMSD) în analizei profilului de putere netă de 24 de ore, utilizând rata de raportare de 1 oră. Se poate observa că valoarea maximă este 5,9 reprezentată la ora 3:00, corespunzător lui T_{r15} .

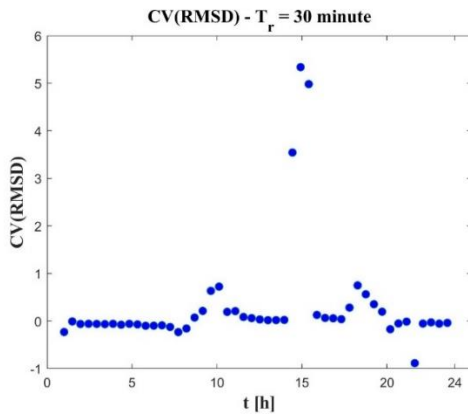


Figura 5.18 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere, o zi cu $T_r = 30$ minute

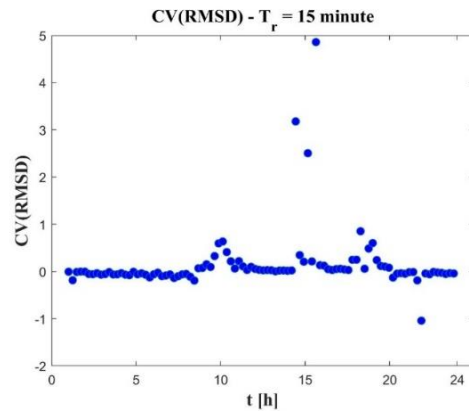


Figura 5.19 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere, o zi cu $T_r = 15$ minute

Figura 5.18 prezintă valorile metricii CV(RMSD) rezultate în urma analizei unui profil de putere netă de 24 de ore, utilizând rata de raportare de 30 de minute. Se poate observa că valoarea maximă este de 5,3 la ora 15:00, corespunzătoare ferestrei T_{r30} . Figura 5.19 prezintă valorile metricii CV(RMSD) în urma analizei profilului de putere netă de 24 de ore, utilizând rata de raportare de 15 minute. Se poate observa că valoarea maximă este 4,85 la ora 15:30 corespunzătoare T_{r62} .

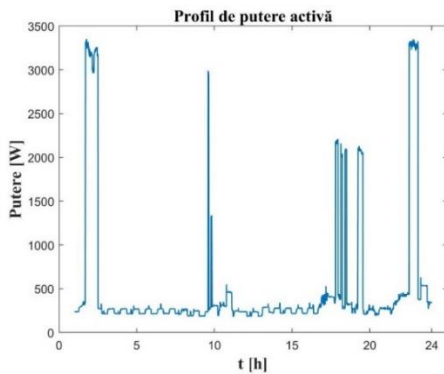


Figura 5.20 Profil de putere activă, P_l , în 23 iulie 2023

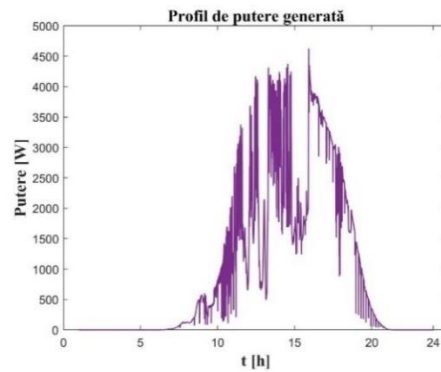


Figura 5.21 Profil de putere generată, P_{PV} , în 23 iulie 2023

Reluăm procesul pentru o zi de weekend 23.07.2023 pentru a observa cum evoluează profilul net de putere. Figura 5.22 prezintă profilul de putere netă, P_{net} care se obține prin scăderea profilului

puterii de sarcină P_l din Figura 5.20 și a profilului puterii instalației fotovoltaice P_{PV} din Figura 5.21. Datele achiziționate de putere activă consumată și putere generată de instalația de panouri fotovoltaice sunt realizate simultan.

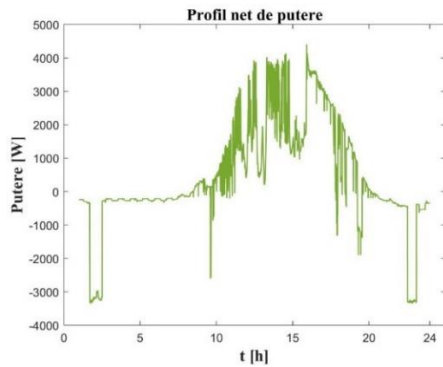


Figura 5.22 Profil net de putere, P_{net} , în 23 iulie 2023

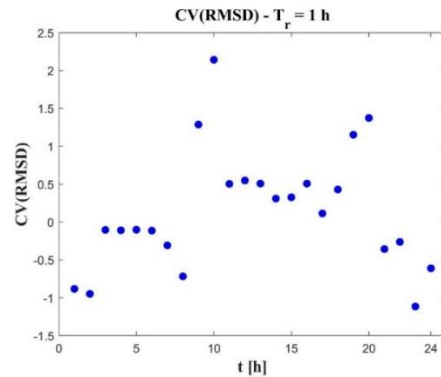


Figura 5.23 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere, o zi cu $T_r = 1$ h

Figura 5.23 prezintă valorile metricii CV(RMSD) în analizei profilului de putere netă de 24 de ore, utilizând rata de raportare de 1 oră. Se poate observa că valoarea maximă este 2,14 reprezentată la ora 10:00, corespunzător lui T_{r10} . Figura 5.24 prezintă valorile metricii CV(RMSD) rezultate în urma analizei unui profil de putere netă de 24 de ore, utilizând rata de raportare de 30 de minute. Se poate observa că valoarea maximă este de 2,4 la ora 9:30, corespunzătoare ferestrei T_{r19} . Figura 5.25 prezintă valorile metricii CV(RMSD) în urma analizei profilului de putere netă de 24 de ore, utilizând rata de raportare de 15 minute. Se poate observa că valoarea maximă este 2,87 la ora 9:15 corespunzătoare T_{r37} .

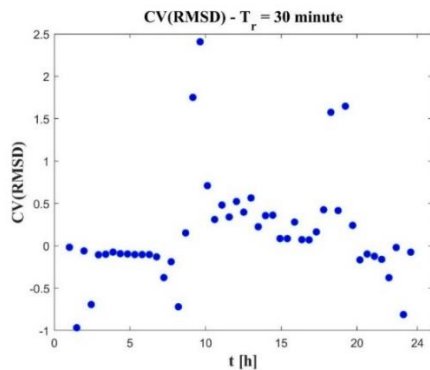


Figura 5.24 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere, o zi cu $T_r = 30$ minute

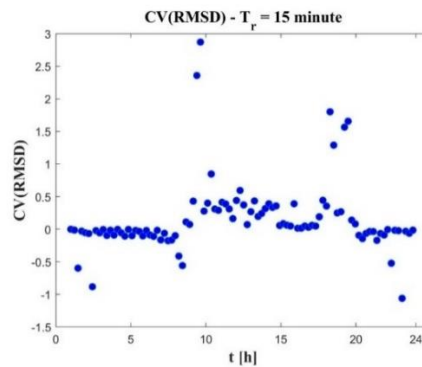


Figura 5.25 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere, o zi cu $T_r = 15$ minute

Pentru a decide cât de ridicată este variabilitatea în microgrid, propunem să analizăm valoarea mediană a lui CV(RMSD) pentru cele trei semnale: profil de putere activă P_l , profil de putere active a instalației de PV, P_{PV} și profilul absolut de putere netă $|P_{net}|$.

Aplicăm metrica CV(RMSD) pe P_l , P_{PV} și $|P_{net}|$ folosind diferite ferestre de raportare pentru două zile 21.07.2023 și 23.07.2023 iar rezultatele pentru mediana valorilor sunt prezentate în Tabelul 5.8. Se poate observa că variabilitatea puterii (în termeni de CV(RMSD)) este mai mare pentru ziua de weekend 23.07.2023, având valoarea maximă de 43% pentru $|P_{net}|$, 15% pentru P_l și 25% pentru P_{PV} folosind $T_r = 1$ h.

Tabel 5.7 CV(RMSD) valorile mediane

T_r	21.07.2023	23.07.2023	21.07.2023	23.07.2023	21.07.2023	23.07.2023
	CV(RMSD) [%] pentru $ P_{net} $		CV(RMSD) [%] pentru P_l		CV(RMSD) [%] pentru P_{PV}	
1 h	16	43	9	15	6	25
30 min	8	16	8	10	3	7
15 min	6	9	6	6	2	5

Cu toate acestea, pentru condiții specifice de încărcare și/sau vreme (nori) – în funcție de generarea de energie, utilizarea profilului de putere netă absolută ascunde variabilitatea celor două procese și, prin aceasta, împiedică eficacitatea algoritmilor de control al puterii. Prin urmare, CV(RMSD) aplicat profilului de putere netă (în loc de profilul puterii absolute) pare a fi mai adecvat.

În acest caz folosim pentru \bar{y}_p în (2.16) puterea nominală a instalației PV:

$$y_i^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_r} P_i}{N_r}; \bar{y}_p = P_n = 5 \text{ kW} \quad (5.3)$$

Rezultatele pentru CV(RMSD) aplicate pentru profilul net de putere P_{net} la 21.07.2023 folosind modelul presupus y_i^* , pe diferite ferestre de raportare temporală, sunt prezentate în Tabel 5.8. Se poate observa că valorile maxime descrise sunt aproximativ 30% iar valoarea mediană este aproximativ 1 %.

Tabel 5.8 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere

T_r	CV(RMSD) [%]		
	min	max	median
1 h	0.50	33	1.5
30 min	0.08	30	0.9
15 min	0.02	27	0.7

Se poate observa că valoarea mediană a lui CV(RMSD) din aceeași zi 21.07.2023 este semnificativ mai mic atunci când se utilizează profilul net de putere - cu ecuația (5.3) - decât atunci când se utilizează profilul de putere absolută (Tabelul 5.8).

Am repetat procedura pentru o săptămână în iunie 2023 (17.06.2023 - 23.06.2023) pentru a observa variabilitatea profilului net de putere. Rezultatele pentru CV(RMSD) aplicate utilizând modelul presupus, pe o fereastră de raportare a timpului de 15 minute, sunt prezentate în Tabelul 5.9.

Tabel 5.9 Valorile CV(RMSD) pentru profilul net de putere pe o săptămână

Z_i	CV(RMSD) [%]		
	min	median	max
17.06.2023	0.00	0.72	34.43
...
23.06.2023	0.02	1.38	30.56

Se poate observa că valoarea maximă a CV(RMSD) este de 34,43 % pe 17 iunie 2023, iar valoarea minimă este 0 pentru jumătate din săptămână (rețineți că o valoare de 0 semnifică o aliniere ideală între model și realitate). Valoarea mediană a CV(RMSD) pentru săptămâna studiată este de aproximativ 1 %.

5.7 Incertitudinea de măsurare

Dorim să explorăm un nou model de evaluare a lipsei de cunoștințe asociat cu rezultatele unui proces de măsurare pentru parametrii care caracterizează transferul de energie și care sunt variabili pe intervalele de măsurare și raportare. Conceptul de incertitudine de măsurare, u_{info} , este definit ca o funcție a variabilității modelului evaluată folosind metrica statistică CV(RMSD) (calculată pe un interval selectat T_r , în timp ce în lucrarea noastră am explorat T_r ca timpul de raportare moștenit al contoarelor inteligente) și a incertitudinii de măsurare asigurată metrologic de echipamentul de măsurare utilizat (care furnizează informații de măsurare cu rata de raportare T_r). Putem formula această relație ca fiind:

$$u_{info} = f(T_m, T_r) \quad (5.4)$$

Relația din (5.3) se bazează pe intervalul de timp T_r care variază în funcție de aplicație și de modelul presupus și este unul dintre parametrii în CV(RMSD) calculat și T_m , perioada de eșantionare

pentru seria de date a mărimii măsurate, furnizată de un sistem de măsurare suplimentar. Astfel, oferind formularea de:

$$u_{info} = \sqrt{u_{model}^2 + u_{meas}^2} \quad (5.5)$$

În ecuația (5.4), u_{model} reprezintă variabilitatea modelului evaluată folosind metrica statistică CV(RMSD), iar u_{means} este incertitudinea clasică a măsurării asociată sistemului de măsurare. Dacă $T_m = T_r$ atunci $u_{info} = u_{means}$.

Concluzionăm că atunci când folosim un contor inteligent de clasă 1 care are setat ca rată de raportare 1 oră, incertitudinea de măsurare a profilului de putere pe parcursul unei săptămâni din iulie 2023 este în intervalul 10% și 50% (valoarea mediană).

6 Aplicație pentru evaluarea puterii active

Informația de măsurare este furnizată cu o rată mare de raportare folosind conceptul de Contor Inteligent cu funcții separate (Unbundled Smart Meter - USM) [33].

Evaluarea variabilității fenomenului de transfer al energiei electrice poate fi realizată cu ajutorul metrici CV(RMSD) prezentată și studiată anterior. Pentru a observa în timp real variabilitatea sistemului pe baza CV(RMSD) s-a realizat o aplicație web, numită în continuare PIV (Indicator of Power Variability). Datele extrase de Raspberry PI (RPI) 3 [34] sunt procesate în continuare cu ajutorul acestei aplicații. În Figura 6.1. se poate observa principiul de realizare al acestei aplicații.

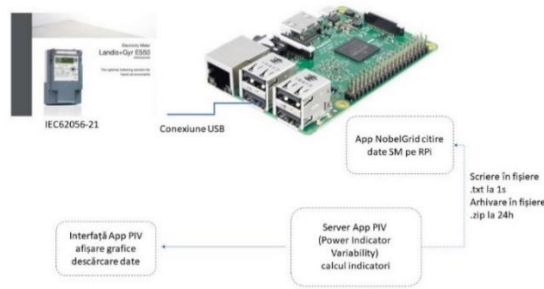


Figura 6.1 Schema de funcționare a aplicației PIV

6.1 Schemă logică și implementare software

PIV este o aplicație dezvoltată în limbajul de programare Python [35], utilizând Flask [36] drept framework pentru construirea serverului web. Aplicația PIV utilizează Ngrok [37] pentru a furniza o cale securizată de acces către serverul Flask.

Prin intermediul limbajului Python s-a implementat logica de calcul și prelucrare a datelor achiziționate de la contor. Pentru calcule am folosit biblioteca „numpy”.

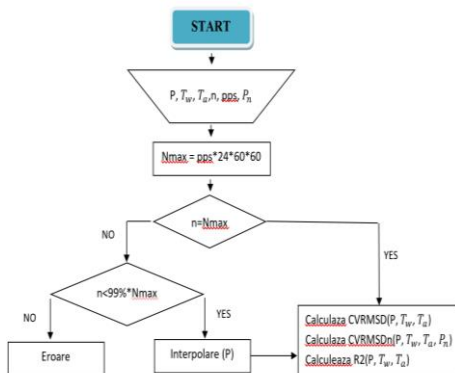


Figura 6.2 Schema logică a aplicației PIV

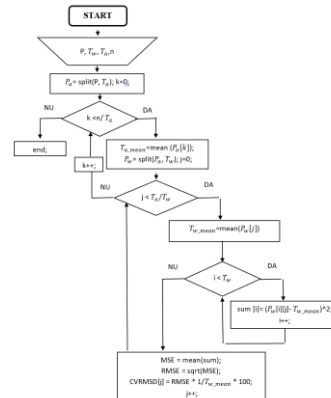


Figura 6.3 Schema logică a funcției CV(RMSD)

În Figura 6.2 este prezentat modul de funcționare a Server App PIV, partea de back-end a aplicației PIV. Se observă că aplicația primește următoarele date de intrare: P – putere activă, T_w - fereastra de măsurare, T_a - fereastra de agregare, n – numărul de valori ale înregistrării curente, pps – numărul de puncte pe secundă, P_n - puterea activă aprobată la consumator

Datele sunt procesate conform schemei pentru a obține rezultatele metricilor $CV(RMSD)$ și R^2 , datele de ieșire. Figura 6.2 prezintă schema logică simplificată a aplicației, cele două funcții care calculează metricile sunt detaliate în figurile 6.3, 6.4 și 6.5.

Figura 6.3 prezintă schema logică utilizată pentru implementarea calculului metrici $CV(RMSD)$. Se poate observa că funcția primește ca date de intrare P , T_w , T_a și n și oferă ca date de ieșire un vector cu valorile metrici $CV(RMSD)$. Schema prezintă modul cum este descompus setul de date, vectorul P , în vectori P_a de lungimea ferestrei T_a , iar ulterior fiecare vector P_a este descompus în vectori de P_w de lungime T_w . După descompunerea vectorului P începe crearea vectorului $CVRMSD[j]$. Primul pas este realizarea unui vector $sum[i]$ ale cărui elemente sunt pătratul diferenței dintre fiecare element P_w și media T_w_mean . După obținerea acestui vector se realizează media acestuia din care se extrage radical și se obține RMSE. Ultimul pas reprezintă împărțirea lui RMSE la T_w_mean și înmulțirea cu 100 pentru a avea o reprezentare în procente. Astfel se creează primul element din $CVRMSD[j]$ iar procesul se repetă pana la completarea vectorului cu n/T_w elemente.

Figura 6.4 prezintă schema logică utilizată pentru implementarea calculului metrici $CV(RMSD)_n$ se poate observa că este similară cu $CV(RMSD)$, dar diferă ultimul pas reprezintă împărțirea lui RMSE la P_n – puterea nominală aprobată la utilizator și înmulțirea cu 100 pentru a avea o reprezentare în procente. Astfel se creează primul element din $CVRMSDn[j]$ iar procesul se repetă pana la completarea vectorului cu n/T_w elemente.

Figura 6.5 prezintă schema logică utilizată pentru implementarea calculului metrici R^2 . Se poate observa că funcția primește ca date de intrare P , T_w , T_a , n și limit (valoare impusă) și oferă ca date de ieșire un vector cu valorile metrici R^2 . Schema prezintă un proces de descompunere al setului de date similar cu cel al calculului $CV(RMSD)$. După descompunerea vectorului P începe crearea vectorului $R2[j]$. Se realizează vectorul $adunare[i]$ ale cărui elemente sunt pătratul diferenței dintre fiecare element P_w și media T_w_mean . După obținerea numărătorului se calculează numitorul. Se calculează diferența $diff$ dintre T_w_mean și T_a_mean , apoi se verifica ca aceasta să nu fie mai mică decât o limită impusă limit, dacă este adevărat se egalează $diff$ cu limita limit, altfel se merge mai departe cu $diff$. Numitorul se obține prin ridicare diferențelor la pătrat și înmulțirea lor cu T_w . Primul element din $R2[j]$ se obține scăzând din 1, suma elementelor lui $adunare[i]$ împărțită la numitorul obținut num_z . Procesul se repetă până la completarea vectorului cu n/T_w elemente.

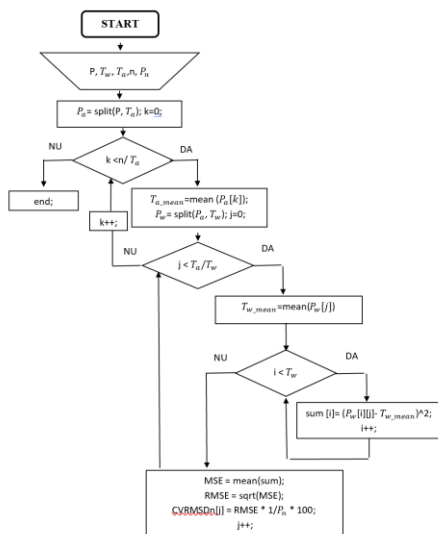


Figura 6.4 Schema logică a funcției $CV(RMSD)_n$

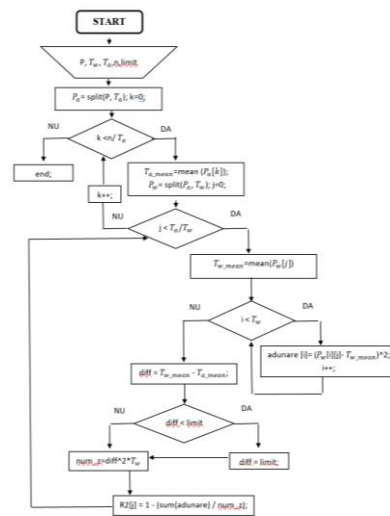


Figura 6.5 Schema logică a funcției R^2

6.2 Preprocesarea datelor

Preprocesarea datelor este un proces de pregătire și transformare a datelor brute într-o formă adecvată pentru analiză ulterioară, învățare automată sau alte sarcini de prelucrare a datelor. Această etapă este esențială în procesul de analiză a datelor și implică mai multe operațiuni, printre care curățarea, transformarea, standardizarea și reducerea dimensionalității datelor.

Aplicația PIV realizează următoarele operațiuni de preprocesare:

Curățarea datelor: identificarea și corectarea erorilor din date, precum valori lipsă prin interpolare (dacă lipsesc un număr maxim de 1% din date), valori NaN prin înlocuirea cu media șirului de date.

Standardizare și normalizare: conversia datelor timestamp de la un format tip data standardizat pentru a fi ulterior utilizate eficient.

Divizarea datelor: divizarea setului de date în sub-seturi pentru procesare, timestamp și putere.

Pentru partea de înlocuire a datelor lipsă aplicația PIV utilizează o funcție de interpolare în cazul în care lipsesc un număr de date mai mic de 1% din date (ex: o zi de date achiziționate cu SMX, cu rată e raportare de 1 cadru/s, conține 86400 valori, astfel numărul maxim de valori lipsa ar fi 864 de valori), altfel utilizatorul primește un mesaj în care află câte date s-au înregistrat în ziua respectivă și faptul că achiziția a fost coruptă.

Am utilizat interpolarea liniară pentru a înlocui datele lipsă deoarece această tehnică matematică este utilizată pentru a estima valori între puncte cunoscute într-o serie de date. Aceasta implică construirea unei funcții liniare care trece prin punctele de date cunoscute și apoi utilizarea acestei funcții pentru a estima valorile între aceste puncte. Interpolarea este adesea utilizată atunci când avem date limitate sau neuniform distribuite și dorim să estimăm valori între aceste date.

Pentru înlocuirea valorilor lipsă x_i se putea implementa și o alta variantă de umplere bazată pe identificarea indicelui "i" al valorilor lipsă. Știind exact indici pentru care valorile care lipsesc acestea puteau fi înlocuite cu media valorilor pe fereastra T_w , sau cu o valoare nominală (ex: puterea instalată).

6.3 Descrierea interfeței aplicației

Interfața grafică pentru aplicația PIV este concepută folosind tehnologii web precum HTML, CSS și JavaScript, oferind astfel o experiență interactivă și prietenoasă pentru utilizatori. Tehnologiile web menționate facilitează crearea unei interfețe grafice responsive, adaptată la diverse dimensiuni de ecrane, inclusiv cele ale dispozitivelor mobile.

La accesarea paginii web se deschide sistemul de autentificare, vezi Figura 6.6, menit să protejeze resursele. Prin implementarea autentificării, se controlează cine are acces la resurse. Am folosit acest sistem pentru a asigura securitatea informațiilor, controlul accesului, protecția împotriva accesului neautorizat și urmărirea activităților utilizatorilor.

După introducerea datelor de autentificare, user și parolă se deschide pagina web ca în Figura 6.7.

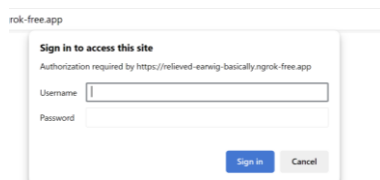


Figura 6.6 Sistem de autentificare

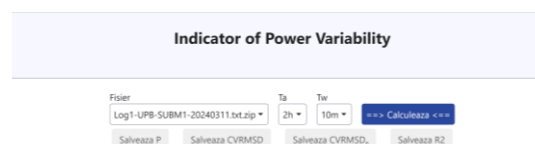


Figura 6.7 Interfață web PIV

Interfața prezintă secțiunea fișier, reprezentată printr-o casetă de selectare, vezi Figura 6.8, cu ajutorul căreia selectăm datele de intrare din fișierul pe care dorim să îl analizăm. Se pot alege fișiere .zip sau .txt. Utilizatorul poate încărca arhive .zip care conțin seturi de date pentru perioade anterioare. Format .txt este rezervat pentru datele din ziua curentă dar nu se pot realiza calcule pe el, din cauza faptului ca fișierul nu este complet.

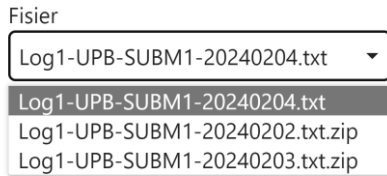


Figura 6.8 Caseta de selecție Fisier

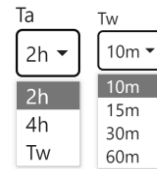


Figura 6.9 Casete de selecție ferestre de calcul T_a , T_w

Utilizatorul poate selecta ferestrele pentru care dorește să realizeze calculul metrici $CV(RMSD)$ utilizând casetele de selecție T_a și T_w . T_a poate lua valorile 2 h sau 4 h, există iar T_w poate fi 10, 15, 30 de minute sau 1 h, vezi Figura 6.9.

Apăsarea butonului “==>Calculeaza<==” începe procesul de calcul al metricilor $CV(RMSD)$, $CV(RMSD)_n$ și R^2 pentru datele oferite ca input și ferestrele selectate. Rezultatul este afișat sub formă de grafic cu puncte, vezi Figura 6.10, se oferă și informații despre fișierul procesat: data achiziției (ex: 2024-02-11), rata de raportare cu care sunt oferite datele (ex: 1 cadru/s) și numărul de date achiziționate (ex: 86395) din numărul total posibil (ex: 86400), puterea nominală aprobată la utilizator P_n (ex: 2 kW).

În Figura 6.11 putem vedea cum rezultatele metrici $CV(RMSD)$ sunt reprezentate cu puncte albastre, iar selecția cu mouse-ul a unui punct ne oferă două informații: valoarea metrici și fereastra T_w pentru care a fost obținută.

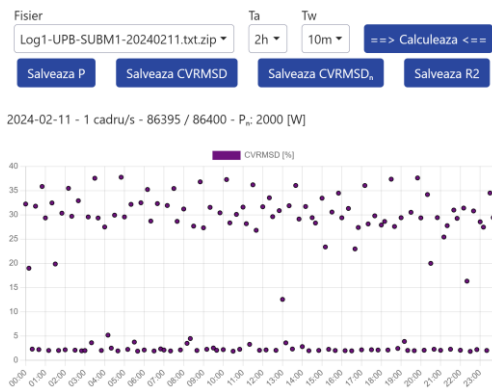


Figura 6.10 Grafic $CV(RMSD)$

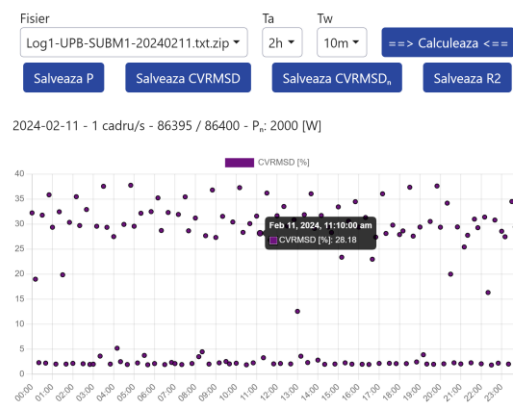


Figura 6.11 Model reprezentare grafică cu PIV

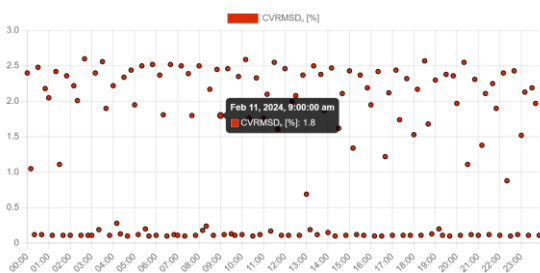


Figura 6.12 Grafic $CV(RMSD)_n$

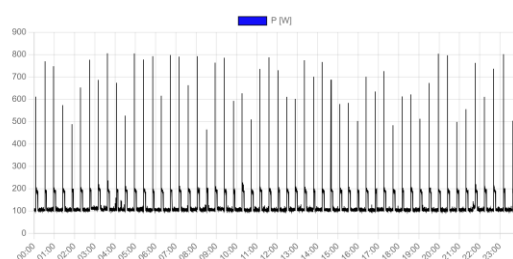


Figura 6.13 Profil de putere

În Figura 6.12 este ilustrat al doilea grafic generat prin apăsarea butonului “==>Calculeaza<==” reprezentând rezultatele metrici $CV(RMSD)_n$.

În Figura 6.13 este ilustrat al treilea grafic generat prin apăsarea butonului “==>Calculeaza<==” reprezentând profilul de putere “P” pentru o zi, date achiziționate cu ajutorul SMX pe care le utilizăm ca date de intrare pentru calculul metricilor.

Datele rezultate pot fi descărcate în formă .csv, prin apăsarea celor 3 butoane. “Salveaza P” cu ajutorul căruia putem descărca puterile, datele de intrare utilizate pentru calculul metricilor. “Salveaza

CVRMSD” descarcă valorile CVRMSD calculate. “Salveaza R2” descarcă valorile R^2 calculate. Se oferă astfel posibilitatea de a stoca datele pentru diverse prelucrări ulterioare, vezi Figura 6.14.

Salveaza P

Salveaza CVRMSD

Salveaza R2

Figura 6.14 Butoane “Salveaza”

Aplicația PIV asigură o experiență plăcută și intuitivă pentru utilizatori, oferindu-le un acces ușor și rapid la rezultatele metrici CV(RMSD). Timpul de execuție necesar pentru calcularea rezultatelor finale depinde de puterea de calcul a serverului care găzduiește aplicația. Având în vedere complexitatea calculului, volumul mare de date ce trebuie procesat (1 zi de date achiziționate cu 1 cadru/s - 86400 cadre), necesitatea afișării datelor (3 grafice) și puterea de calcul a RPi, timpul de execuție al aplicației este estimat la 32 de secunde. În acest caz, diferitele tipuri de ferestre T_r nu afectează timpul de execuție.

7 Concluzii și contribuții personale

7.1 Concluzii

Măsurările în rețelele de joasă tensiune sunt efectuate cu un model asumat pentru fenomenele care guvernează transferul de energie.

Modele pentru semnalele de tensiune, iau în considerare funcționarea în regim staționar folosind valoarea efectivă a tensiunii, frecvența și fază.

Am propus câțiva indicatori și apoi am selectat doi dintre acestia pentru evaluarea variabilității tensiunii: coeficientul de determinare (R^2) și coeficientul de variație al RMSE (CV-RMSE) capabili să cuantifice cu ușurință abaterea semnalului de la modelul de semnal asumat. Aceste metrici sunt ușor de implementat folosind mostrele de semnal disponibile și, împreună cu un nivel definit de utilizator, pot declanșa un semnal de avertizare legat de valoarea măsurată. Acest avertisment este independent de calitatea măsurării și surprinde potențiala inadecvare a modelului presupus în intervalul de timp necesar prin raportarea valorilor măsurate.

Pentru profilurile de putere, chiar și atunci când sunt derivate din măsurările contoarelor inteligente, modelul este construit pe valori constante de putere de 15 minute, deși măsurările cu rata de raportare de 1 s arată o variabilitate ridicată a transferului de energie. Aceste ipoteze sunt de obicei extinse de la timpul de măsurare până la intervalele de timp de raportare.

Am propus două metrici pentru discriminarea stării stabile de la operația dinamică a unui sistem energetic bazate pe măsurări de frecvență: coeficientul de determinare (R^2) și coeficientul de variație al RMSE (CV(RMSE)). Cele două metrici folosesc o fereastră de măsurare adaptată la inerția disponibilă. Pentru Sistemul Energetic Român, cel mai bun efect de localizare este obținut pentru $T_w=200$ ms atunci când informația despre frecvență este disponibilă cu $T_{PMU}=40$ ms. CV(RMSE) oferă o rezoluție mai bună pentru identificarea evenimentelor care se abat de la starea de funcționare în regim stabil. În plus, am propus utilizarea unui indicator δ pentru identificarea evenimentelor prin compararea abaterii de frecvență față de modelul presupus într-un anumită limită $\Delta f_{model,max}$. În acest caz, modelul este propus ca semnalul mediu de frecvență pe durata T_w . Aceste două metrici, împreună cu indicatorul propus, pot fi folosite pentru monitorizarea stabilității în rețele cu inerție redusă.

S-a introdus un cadru analitic cu scopul de a analiza profilurile de putere extrem de variabile și cu rate ridicate de raportare în raport cu modelele predefinite. O abordare statistică, bazată pe descrierea problemei matematice de potrivire între două seturi de date, unul observat/acționat prin măsurări și unul estimat/impus, pe baza unui model de măsurare predefinit, este folosită pentru a defini și studia o problemă de inginerie electrică în cadrul evaluării calității energiei electrice.

Corelația încrucișată a profilurilor de putere dezvăluie că utilizatorii au tipuri de consum diferite chiar și atunci când au programe și comportamente similare. Studii ulterioare asupra profilurilor de generare și consum relevă impactul ratei de raportare asupra potrivirii modelului.

În cazul profilurilor de putere activă, se poate observa, de asemenea, o variabilitate semnificativă în transferul de energie la nivel secund. Toate aceste rezultate validează necesitatea de a studia în continuare adecvarea modelelor clasice atât pentru curbele de încărcare, cât și pentru profilurile

de generare în contextul noilor tipuri de rețele, cum ar fi cele din comunitățile energetice. Se subliniază, de asemenea, că cadrul propus de evaluare ar putea fi benefic pentru selecția potrivită a profilurilor de putere caracteristice de utilizat în diverse aplicații de planificare și operare pentru analiza rețelelor de distribuție în joasă tensiune, microrețele sau comunități energetice.

Pentru a evalua impactul prosumatorului asupra rețelei de distribuție, indicatorul CV(RMSD) a fost calculat pentru profilul net de putere și profilul absolut de putere. Utilizarea profilului net de putere cu o valoare model presupusă, selectată ca putere nominală de generare a PV, s-a dovedit a fi mai adecvată pentru evaluarea variabilității profilelor de putere în rețelele de joasă tensiune.

Metrica CV(RMSD) oferă o reprezentare mai precisă a variației tensiunii prin normalizarea deviației RMS în raport cu media, permițând o comparație consistentă între diferite scale. Capacitatea sa de a dezvălui tipare complexe ale comportamentului rețelei și de a evalua stabilitatea temporală îl face un instrument indispensabil pentru îmbunătățirea fiabilității și performanței sistemelor de distribuție a energiei electrice. Metricile nu sunt destinate să înlocuiască metodele clasice de evaluare a performanței și variabilității rețelei, ci adaugă o altă dimensiune informațiilor disponibile și invită la reconsiderarea modelelor de sistem staționar și a constantelor de timp implicite pentru analiza fluxului de putere în rețele emergente, cu inerție redusă.

Aplicația PIV asigură o experiență de utilizare plăcută și intuitivă, oferind acces rapid și ușor la rezultatele metricilor. Cadrul poate fi adaptat pentru diferite tipuri de date, diverse rate de raportare și extins pentru a include procesarea datelor pentru alte metrici. Versatilitatea sa, combinată cu utilizarea extensiei pentru contoare inteligente, îl face un instrument util pentru analiza preliminară a nodurilor rețelei. Cercetările viitoare se vor concentra pe utilizarea acestei aplicații ca indicator încorporat al variabilității puterii în contoarele inteligente. În plus, aplicația va fi integrată cu alte contoare inteligente, inclusiv cele din campusuri universitare, în consumul casnic și în rețelele prosumatorilor.

7.2 Contribuții personale

Evaluarea variabilității sistemului electroenergetic cu ajutorul metricilor statistice.

Propunerea unui indicator δ care să monitorizeze stabilitatea în rețelele cu inerție redusă.

Furnizarea unui set cuprinzător de indicatori statistici pentru cuantificarea calității anumitor profiluri destinate analizei rețelelor active de distribuție LV și comunităților energetice;

Evaluarea impactului prosumerului asupra rețelei de distribuție, cu indicatorul CV(RMSD) pentru profilul puterii nete și profilul puterii absolute. Utilizarea profilului de putere netă cu o valoare presupusă a modelului selectată ca putere nominală de generare PV se dovedește a fi mai adecvată pentru evaluarea variabilității profilurilor de putere în rețelele de JT.

Evaluarea variabilității folosind ca bază pentru studiu valoarea efectivă a semnalului de pe care aplicăm coeficientul de variație al deviației pătratice medie CV(RMSD). Rezultatul principal al studiului este că sistemul de măsurare utilizat pentru valoarea efectivă a tensiunii afectează calitatea informației în rețelele de distribuție de JT.

Analiza preliminară, testarea metricilor uzuale din statistică pe parametrii sistemului energetic (tensiune, frecvență, putere) și selectarea unora potrivite pentru a observa variabilitatea din rețele electrice de joasă tensiune, rezultate publicate în Stud1, vezi ANEXA.

Analiza variabilității frecvenței în rețele evidențiată prin aplicarea metricilor potrivite pentru semnalarea momentelor de instabilitate din rețea, rezultate publicate în Stud2, vezi ANEXA.

Analiza variabilității puterii active, prin evaluarea diferitelor profiluri de consum de la diverși consumatori dar și de generare utilizând metricile din statistică, rezultate publicate în Stud3, vezi ANEXA.

Analiza variabilității valorii efective a tensiunii realizată cu metrica coeficientul de variație al deviației pătratice medie CV(RMSD), rezultate publicate în Stud4, vezi ANEXA.

Analiza profilurilor de putere netă pentru prosumeri cu generare de putere de la panouri fotovoltaice, rezultate publicate în Stud5, vezi ANEXA.

Realizarea unei aplicații web integrată cu RPi și contoare, ce poate evalua, utiliza și postprocesa cu ușurință rezultatele metricilor CV(RMSD), $CV(RMSD)_n$ și R^2 .

Bibliografie

- [1] H. Albert, Ș. Gheorghe, N. Golovanov, L. Elefterescu, R. Porumb – “Calitatea energiei electrice Contribuții. Rezultate. Perspective”, Editura AGIR, București 2013
- [2] A. Baghini, “Handbook of Power Quality”, Ltd, 2008, John Wiley & Sons, 2008.
- [3] G. Wiczynski, "Analysis of Voltage Fluctuations in Power Networks," in IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 57, no. 11, pp. 2655-2664, Nov. 2008
- [4] M. Calin and A. M. Dumitrescu, "Stationarity hypothesis in power systems data aggregation. Verification algorithm," 2013 8TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ADVANCED TOPICS IN ELECTRICAL ENGINEERING (ATEE), Bucharest, Romania, 2013, pp. 1-4
- [5] IEC 61000-4-30 ed3.0, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods, 2015.
- [6] P. Bharadwaj, J. Agrawal, R. Jaddivada, M. Zhang, M. Ilic – “Measurement-based Validation of Energy-Space Modelling in Multi-Energy Systems”, 52nd North American Power Symposium (NAPS) | 978-1-7281-8192-9/21/\$31.00 ©2021 IEEE
- [7] D. Chicco, M. J. Warrens, G. Jurman - “The coefficient of determination R-squared is more informative than SMAPE, MAE, MAPE, MSE and RMSE in regression analysis evaluation”, PeerJ Comput. Sci.
- [8] A. Riepnies, H. Kirkham – “An Introduction to Goodness of Fit for PMU Parameter Estimation”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2016
- [9] A. Shapiro, Y. Xie and R. Zhang, "Goodness-of-Fit Tests on Manifolds," in IEEE Transactions on Information Theory, vol. 67, no. 4, pp. 2539-2553, April 2021.
- [10] H. Kirkham, R. White and M. Albu, "Dealing with Definitional Uncertainty Better Measurements in Power Systems", 2019 IEEE 10th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2019, pp. 1-6.
- [11] Broșură tehnică: “BlackBox G4500 The 3 Phases Portable Power Quality Analyzers”, disponibil la: www.elspec-ltd.com, accesat la 20.04.2021
- [12] Broșură tehnică: „Arbiter Systems, Inc., Arbiter1133a Data Sheet”, accesat la 20.04.2021
- [13] A. Ioanid, D. Palade, “The role of distribution system operators in the decentralized power system”, RRST-EE, vol. 69, 1, pp. 33–38, Bucharest, 2024
- [14] M. Gavrițaș, R. Toma, “Flexible alternating current transmission system optimization in the context of large disturbance voltage stability”, RRST-EE, vol. 66, no. 1, pp. 21–26, Apr. 2021
- [15] G. Shahgholian, S. Mohammad Ali Zanjani, “A study of voltage sag in distribution system and evaluation of the effect of wind farm equipped with doubly-fed induction generator”, RRST-EE, vol. 68, 3, pp. 271–276, Bucharest, 2023
- [16] D. Macii and D. Petri, "Rapid Voltage Change Detection: Limits of the IEC Standard Approach and Possible Solutions," in IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 69, no. 2, pp. 382-392, Feb. 2020.
- [17] A. R. Toma, A. -M. Dumitrescu and M. Albu, "Impact of measurement set-up on RVC-like event detection," 2016 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, Taipei, Taiwan, 2016, pp. 1-5.
- [18] A. P. Brîncoveanu, E. Fiorentis, A. -M. Dumitrescu and M. M. Albu, "Signal Model Adequacy Indicator for Measurements in LV Grids," 2023 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), Kuala Lumpur, Malaysia, 2023, pp. 1-6
- [19] R. Plamanescu, M. Pitz, M. Maghnie, C. Deaconescu, G. Stamatescu, D. Müller, A. Monti, M. Albu – “Open-source platform for integrating high-reporting rate information using FIWARE technology”, 2023 IEEE 13th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)
- [20] IEC/IEEE 60255-118-1:2018, Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements, 2018

- [21] IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring, IEEE Standard C37.244-2013
- [22] MicroDERLab - <https://www.microderlab.upb.ro>, accesat la 25.02.2024
- [23] L. Toma, M. Sanduleac, D. Sidea, C. Stanescu, C. Diaconu, M. Albu, A. Dumitrescu, "Frequency Dynamics in the Romanian Power System under Large Perturbations," 2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Turin, Italy, 2020, pp. 1-6.
- [24] Transelectrica S.A, „Romanian transmission network”- disponibil la www.transelectrica.ro, accesat la 4.08.2023.
- [25] Al-Jaafreh, M. A.A, Mokryani, G. – “Planning and operation of LV distribution networks: a comprehensive review,” IET Energy Systems Integration, pp. 1-15, July 2019.
- [26] Simon, Frédéric, et al. - "EU Commission unveils 'European Green Deal': The key points", Dec. 2019, disponibil la: www.euractiv.com. Retrieved 2023-05-27.
- [27] M. Sănduleac, I. Ciornei, et. al., "High Reporting Rate Smart Metering Data for Enhanced Grid Monitoring and Services for Energy Communities, IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 18, no. 6, pp. 4039-4048, June 2022.
- [28] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, T. Bi, D. Cai and V. Terzija, "Measurements get together," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, no. 1, pp. 41-49, Jan.-Feb. 2009.
- [29] NOBEL GRID Project, *op. cit.* p. 27
- [30] R. Plamanescu, M. V. Olteanu, V. Petre, A. -M. Dumitrescu, M. Albu, „Knowledge Extraction from Highly Variable Power Profiles In University Campus”, U.P.B. Sci. Bull., Series C, Vol. 84, Iss. 4, 2022, ISSN 2286-3540
- [31] A. R. Toma, M. V. Olteanu, A. -M. Dumitrescu, Campus Load Profiles from Enhanced Smart Meter Data, 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2019, pg. 1-4.
- [32] R. K. Pearson, Y. Neuvo, J. Astola, M. Gabbouj – “Generalized Hampel Filters”, EURASIP J. Adv. Signal Process. 2016, 87 (2016).
- [33] M. Sanduleac, L. Pons, G. Fiorentino, R. Pop and M. Albu, "The unbundled smart meter concept in a synchro-SCADA framework," 2016 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, Taipei, Taiwan, 2016, pp. 1-5.
- [34] Raspberry Pi Foundation, “Raspberry pi 3 model b.” disponibil la: <https://www.raspberrypi.com/products/raspberry-pi-3-model-b/>, accesat la 10.02.2024.
- [35] <https://www.python.org/>, accesat la 20.11.2023
- [36] <https://flask.palletsprojects.com/en/3.0.x/>, accesat la 20.11.2023
- [37] <https://ngrok.com/>, accesat la 20.11.2023

ANEXA

L I S T A

lucrărilor științifice în domeniul tezei de doctorat

A. Lucrări indexate ISI/BDI publicate în timpul stagiului

1. Stud1: **A. P. Brîncoveanu**, E. Fiorentis, A. -M. Dumitrescu and M. M. Albu, "Signal Model Adequacy Indicator for Measurements in LV Grids," *2023 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, Kuala Lumpur, Malaysia, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/I2MTC53148.2023.10175891.
2. Stud2: **A. P. Brîncoveanu**, E. Fiorentis, A. -M. Dumitrescu, *M. M. Albu*, 2023, "Assessing Frequency Variability Using Long Term High Reporting Rate Measurements," *2023 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN)*, Craiova, Romania, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/SIELMEN59038.2023.10290822
3. Stud3: **A. P. Brîncoveanu**, R. Plămănescu, A. -M. Dumitrescu, I. Ciornei, 2023, "Assessment of Power Profiles in LV Distribution Grids," *2023 8th International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE)*, Galati, Romania, 2023, pp. 69-74, doi: 10.1109/ISEEE58596.2023.10310322
4. Stud6: **A. P. Brîncoveanu**, R. Plămănescu, A. -M. Dumitrescu and M. Albu, "Measurement and Information Uncertainty for Highly Variable Power Profiles," *2024 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, Glasgow, United Kingdom, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/I2MTC60896.2024.10560907.
5. Stud4: A. P. Brîncoveanu, R. Plămănescu, A. -M. Dumitrescu and M. Albu, "Voltage variability assessment in power systems", *RRST-EE*, vol. 69, no. 2, pp. 171–176, Jul. 2024, doi: 10.59277/RRST-EE.2024.2.9, WOS:001265977200009.

B. Lucrări indexate ISI/BDI/WOS în curs de publicare

1. Stud5: **A. P. Brîncoveanu**, R. Plămănescu, A. -M. Dumitrescu and M. Albu, "Variability assessment of net power profiles for prosumers with PV generation" *U.P.B. Sci. Bull. – în curs de recenzare*.
2. Stud7: **A. P. Brîncoveanu**, E. Fiorentis, R. Plămănescu, A. -M. Dumitrescu and M. Albu, "Estimation of the LV power profiles variability using the Goodness of Fit approach", *14th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2024 – acceptată spre publicare.
3. Stud8: **A. P. Brîncoveanu**, A. -M. Dumitrescu, "Embedded application for power flow variability assessment", *The International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE 2024)*, 2024 – în curs de recenzare.

C. Alte lucrări în curs de publicare

1. Stud9: **A. P. Brîncoveanu**, E. Fiorentis, A. -M. Dumitrescu and M. M. Albu, "Metrici pentru evaluarea variabilității transferului de energie în rețelele electrice de distribuție" *Revista Energetica* – acceptată spre publicare.