

Contribuții la monitorizarea și controlul echipamentelor primare din stațiile electrice de medie și înaltă tensiune



**UNIVERSITATEA NAȚIONALĂ DE ȘTIINȚĂ ȘI
TEHNOLOGIE POLITEHNICA BUCUREȘTI**

**ȘCOALA DOCTORALĂ DE INGINERIE
ELECTRICĂ**



REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

**CONTRIBUȚII LA MONITORIZAREA ȘI CONTROLUL
ECHIPAMENTELOR PRIMARE DIN STAȚIILE ELECTRICE
DE MEDIE ȘI ÎNALTĂ TENSIUNE**

Coordonator științific:

Prof. Dr. Ing. George-Călin SERIȚAN

Doctorand:

Ing. Ștefan-Bogdan LEU

BUCUREȘTI

2023

CUPRINS

CAPITOLUL 1. INTRODUCERE	7
1.1. DEZVOLTAREA REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT ȘI DISTRIBUȚIE	8
1.2. EXPLOATAREA STAȚIILOR ELECTRICE DE MEDIE ȘI ÎNALTĂ TENSIUNE ..	9
1.2.1. Probleme întâlnite în exploatarea stațiilor electrice convenționale	10
1.3. DIGITALIZAREA STAȚIILOR ELECTRICE DE MEDIE ȘI ÎNALTĂ TENSIUNE.....	11
1.3.1. Motivația pentru tranziția către stații electrice digitale.....	11
1.3.2. Comunicația în stațiile electrice digitale și standardul de comunicație IEC 61850.....	12
1.3.3. Arhitectura funcțională a unei stații electrice digitale	12
1.3.4. Avantajele stațiilor electrice digitale comparativ cu stațiile convenționale ..	13
1.4. MONITORIZAREA CONDIȚIEI TEHNICE A ECHIPAMENTELOR PRIMARE DINTR-O STAȚIE ELECTRICĂ	15
CAPITOLUL 2. INFLUENȚA SISTEMELOR DE MONITORIZARE ASUPRA FIABILITĂȚII ECHIPAMENTELOR ȘI A SERVICIULUI DE ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ	18
2.1. INTRODUCERE	18
2.2. FIABILITATEA ECHIPAMENTELOR DIN STAȚIILE ELECTRICE DE MEDIE ȘI ÎNALTĂ TENSIUNE	19
2.2.1. Noțiuni generale de fiabilitate aplicate în domeniul energetic.....	19
2.2.2. Indicii de fiabilitate într-un sistem energetic.....	20
2.3. STUDIU DE CAZ: ANALIZA INFLUENȚEI SISTEMELOR DE MONITORIZARE ASUPRA FIABILITĂȚII TRANSFORMATOARELOR	22
2.3.1. Analiza incidentelor asupra unităților de transformare din RET pe o perioadă de 5 ani	22
2.3.2. Analiza fiabilității unităților de transformare din RET afectate de incidente pe o perioadă de 5 ani	27
2.3.3. Analiza influenței sistemelor de monitorizare a condiției tehnice asupra fiabilității transformatoarelor din RET afectate de incidente pe o perioadă de 5 ani ..	30
CAPITOLUL 3. EVALUAREA TERMICĂ A ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR	34
3.1. EVALUAREA DURATEI DE VIAȚĂ CONSUMATĂ A TRANSFORMATOARELOR PE BAZA MODELELOR TERMICE	34
3.1.1. Introducere	34
3.1.2. Modele termice pentru determinarea parametrilor TOT și HST	36
3.1.3. Determinarea duratei de viață consumate (LOL – Loss of Life).....	49
3.2. STUDIU DE CAZ: EVALUAREA ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE, UTILIZÂND MODELE TERMICE	52

3.2.1. Descrierea sistemului de monitorizare a condiției tehnice a transformatoarelor de putere utilizat	52
3.2.2. Descrierea unităților de transformare de studiu	65
3.2.3. Evaluarea îmbătrânirii unităților de transformare cu ajutorul sistemelor de monitorizare pe eșantioane de 1 an, utilizând modelul termic	73
3.2.4. Validarea comportamentului termic al unităților de transformare cu ajutorul inspecțiilor multispectrale	100
CAPITOLUL 4. EVALUAREA ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR PRIN INTERMEDIUL REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE	105
4.1. MĂSURAREA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE A ÎNFĂȘURĂRILOR LA TRANSFORMATOARELE DE PUTERE	106
4.2. DESCRIEREA MODELULUI MATEMATIC DE DETERMINARE A ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR PRIN INTERMEDIUL REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE	109
4.2.1. Calculul duratelor de viață ale izolațiilor transformatoarelor de putere	111
4.2.2. Metoda de calcul al duratei de viață a transformatoarelor de putere	112
4.3. STUDIU DE CAZ: EVALUAREA ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE CU AJUTORUL MODELULUI PE BAZA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE . 114	
4.3.1. Introducere	114
4.3.2. Calculul îmbătrânirii unităților de transformare conform modelului matematic pe baza rezistenței de izolație	115
4.4. ANALIZĂ STATISTICĂ COMPARATIVĂ ÎNTRE REZULTATELE DURATEI DE VIAȚĂ CONSUMATĂ OBȚINUTĂ CU MODELUL TERMIC, RESPECTIV CU MODELUL PE BAZA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE	118
4.4.1. Software utilizat	118
4.4.2. Studiu statistic preliminar efectuat pentru 7 unități de transformare, utilizând tehnica testului de tip „Paired t-Student”	119
4.4.3. Studiu statistic final efectuat pentru 10 unități de transformare, utilizând tehnica de regresie liniară multivariabilă	121
4.4.3.1. Date de intrare	121
4.4.3.2. Regresia liniară multivariabilă	122
4.4.3.3. Metodologia de lucru	124
4.4.3.4. Testul statistic Durbin-Watson efectuat asupra transformatoarelor de putere ..	124
4.4.3.5. Testul de corelație Pearson efectuat asupra transformatoarelor de putere	125
4.4.3.6. Testul statistic Anova efectuat asupra transformatoarelor de putere	126
4.4.3.7. Determinarea coeficienților regresiei liniare	127
4.4.3.8. Validarea modelului statistic final	127

4.5. CONCLUZIILE ANALIZEI PRIVIND VALIDAREA MODELULUI DE EVALUARE A ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR PE BAZA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE	128
4.6. POTENȚIALUL TEHNIC AL MODELULUI DE EVALUARE A ÎMBĂTRÂNIRII PE BAZA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE PENTRU INDUSTRIA ELECTROENERGETICĂ.	130
CAPITOLUL 5. CONCLUZII	131
5.1. CONCLUZII GENERALE	131
5.2. CONTRIBUȚII PERSONALE	132
5.3. PROPUNERI DE CONTINUARE A CERCETĂRII	133
BIBLIOGRAFIE	134
ANEXE	139

CUVINTE-CHEIE

Transformator, îmbătrânire, viață consumată, rezistență de izolație, model termic, temperatură hot-spot, încărcare, sistem de monitorizare, senzor, măsurare, electric, termic, condiție tehnică, echipament electric, înaltă și medie tensiune, stație electrică, fiabilitate, statistic, regresie liniară.

CAPITOLUL 1. INTRODUCERE

În cadrul acestui capitol am prezentat aspecte generale privind tendințele de dezvoltare a rețelelor electrice de transport și distribuție și care sunt principalele provocări pe care le au operatorii de rețele în creșterea gradului de fiabilitate al echipamentelor din stațiile electrice de medie și înaltă tensiune. De asemenea, am prezentat principalele elemente pe care se bazează stațiile electrice digitale în raport cu cele convenționale, extras din literatura de specialitate și de ce este necesară monitorizarea condiției tehnice a echipamentelor dintr-o stație electrică pentru creșterea disponibilității acestora.

1.2. EXPLOATAREA STAȚIILOR ELECTRICE DE MEDIE ȘI ÎNALTĂ TENSIUNE

Stațiile electrice reprezintă noduri din cadrul rețelelor electrice având drept rol principal ridicarea sau coborârea nivelului de tensiune, asigurând astfel legătura dintre liniile de transport și cele de distribuție a energiei electrice. Prin intermediul stațiilor electrice este asigurată securitatea în funcționare a rețelelor prin echipamentele de comutație și de protecție, contribuind astfel la alimentarea în siguranță a consumatorilor. [8]

1.2.1. Probleme întâlnite în exploatarea stațiilor electrice convenționale

Multe dintre stațiile electrice de distribuție/transport din ziua de astăzi sunt de tehnologie învechită, parțial re tehnologizată sau în proces de re tehnologizare. Acestea sunt în exploatare de mai bine de 40 de ani, iar echipamente foarte importante cum ar fi transformatoarele de putere care la o defecțiune ar duce la nealimentări cu energie substanțiale, au durata de viață depășită. De la punerea în funcțiune și până în prezent, o parte dintre acestea au fost modernizate utilizând

tehnologii diverse aparținând de la diverși furnizori. O problemă întâlnită în exploatarea stațiilor electrice este cea a defectelor electrice care pot apărea din diverse cauze, de cele mai multe ori fiind vorba despre uzuri cauzate fie de condiții de mediu ori de modul de exploatare.

1.4. MONITORIZAREA CONDIȚIEI TEHNICE A ECHIPAMENTELOR PRIMARE DINTR-O STAȚIE ELECTRICĂ

Prin monitorizarea echipamentelor dintr-o stație electrică se înțelege achiziția în timp real a mărimilor provenite de la acestea în scopul utilizării acestora pentru analiza condiției tehnice a echipamentelor, precum și pentru notificarea personalului operativ despre atingerea unor praguri limită pentru anumiți parametri sau apariția de avarii.

Instalarea unor sisteme de monitorizare asigură în primul rând creșterea siguranței în funcționare a echipamentelor, creșterea fiabilității și a duratei de viață a acestora, prevenirea apariției incidentelor și optimizarea cheltuielilor operaționale privind mentenanța. [26]

Având în vedere duratele mari de funcționare a echipamentelor, faptul că rata lor de defectare crește odată cu îmbătrânirea acestora, precum și că intervențiile asupra acestora necesită în multe cazuri retragerea lor din exploatare pe durate prelungite, monitorizarea în timp real a echipamentelor pentru prevenirea apariției diverselor incidente este cu atât mai importantă. [27]

Standardul IEC 61850-90-3 definește conceptul de monitorizare a condiției tehnice, unde nivelurile de sesizare dispozitiv și achiziție/agregare de date corespund zonei de stație unde sunt colectate datele măsurate. De asemenea, nivelul de supraveghere/procesare statistică, respectiv nivelul de diagnoză/analiză, mentenanță și planificare acțiuni corespund zonei operaționale în cadrul căreia sunt supravegheate echipamentele și sunt luate deciziile privind mentenanța acestora. [28] [29]

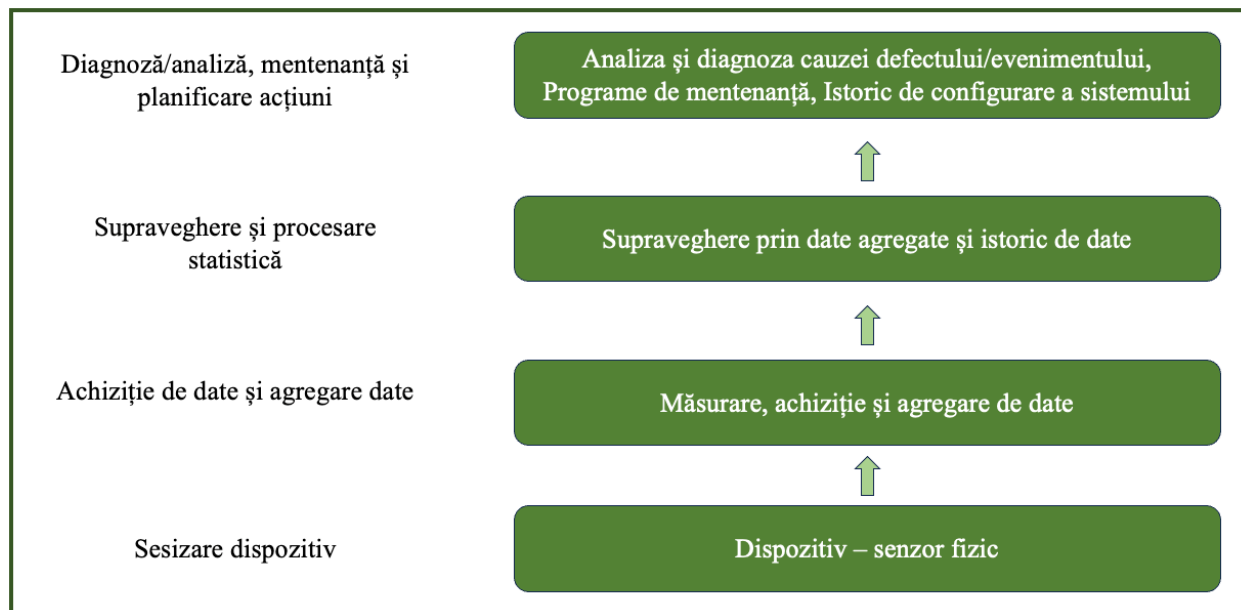


Fig. 1.7. Structura conceptului de monitorizare a condiției tehnice conform cu standardul IEC 61850-90-3 [28] [30]

În funcție de tipul de echipament monitorizat, este urmărită starea următoarelor subsisteme:

- Unități de transformare și de compensare:
 - Partea activă;

- Treckeri izolate;
- Comutatorul de ploturi;
- Sistemul de răcire;
- Elemente auxiliare (releu Buchholz, conservator, etc.);
- Date ce țin de operare (parametrii electrice);
- Întreruptoare:
 - Mediul de izolație (SF6 de regulă);
 - Contactele cuțitelor;
 - Mecanism de acționare (motor, pompă hidraulică);
 - Date ce țin de operare (parametrii electrice);
- Separatoare:
 - Mecanism de acționare;
 - Date ce țin de operare (parametrii electrice);
- Transformatoare de curent/tensiune:
 - Mediu de izolație;
 - Date ce țin de operare (parametrii electrice);
- Descărcătoare:
 - Date ce țin de operare (parametrii electrice). [28]

Sistemele de monitorizare a condiției tehnice a echipamentelor electrice din cadrul stațiilor, sunt tehnologii digitale care permit analiza stării acestor echipamente și luarea de decizii în urma analizei, prin intermediul următoarelor funcții de bază:

- diagnosticare – stabilește starea actuală a echipamentelor sau valoarea de bază;
- prognostic – prezice/anticipează modul în care „sănătatea” echipamentelor se va schimba în timp;
- mentenanță – intervine prin activități de mentenanță pentru a menține echipamentele „sănătoase” (în parametrii stabiliți de standarde) sau restabilește „sănătatea” acestora la condițiile de bază (cele prevăzute în etapa de proiectare). [31]

De asemenea, pe lângă sistemele de monitorizare a condiției tehnice, o disponibilitate ridicată a echipamentelor electrice dintr-o stație electrică se poate realiza și prin utilizarea progreselor tehnologice din domeniu, precum cele de realitate augmentată care permit atât supravegherea instalațiilor electroenergetice într-un mod digital, mult mai sigur, dar și primirea unui sprijin în timp real de la experți tehnici aflați la distanță. [32] [33]

CAPITOLUL 2. INFLUENȚA SISTEMELOR DE MONITORIZARE ASUPRA FIABILITĂȚII ECHIPAMENTELOR ȘI A SERVICIULUI DE ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ

În cadrul acestui capitol am prezentat principalele noțiuni utilizate în industria energetică privind fiabilitatea unui echipament electric și indicii care pot indica nivelul de fiabilitatea pe care acesta l-a avut într-un anumit interval de timp. Cu ajutorul acestor noțiuni, am evaluat fiabilitatea transformatoarele afectate de incidente la nivelul Rețelei Electrice de Transport din România pe un eșantion de 5 ani, în perioada 2017-2021, unde am calculat indicii de fiabilitate ai sistemului: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI.

Unul dintre principalele mijloace tehnice utilizate de către operatorii de rețele electrice de transport și distribuție pentru menținerea unei fiabilități cât mai ridicate a echipamentelor electrice pe care

le au în exploatare, este reprezentat de către instalarea sistemelor de monitorizare a condiției tehnice a acestora. [34] Pe baza rezultatelor și recomandărilor furnizate de către acestea sisteme, personalul care gestionează echipamentele electrice, poate lua decizii privind planificarea mentenanței lor.

În cuprinsul capitolului am analizat și aportul pe care sistemele de monitorizare a condiției tehnice utilizate la nivelul Rețelei Electrice de Transport din România l-au adus, s-au l-ar fi putut aduce, raportat la fiabilitatea transformatoarelor care face obiectul studiului de caz. Astfel, am efectuat analiza aportului tehnic adus de către sistemele de monitorizare asupra transformatoarelor sau zonei de rețea unde au fost instalate, precum și a celui potențial dacă ele ar fi fost instalate în cazul tuturor transformatoarelor analizate. Pe lângă acestea, am analizat și energia nelivrată la consumatori, orele de indisponibilitate, subsistemele care au contribuit la producerea defectelor sau variația fiabilității transformatoarelor implicate în incidente pe perioada studiată în funcție de regiunea, de anul de apariție a acestora sau de puterea transformatoarelor.

2.3. STUDIU DE CAZ: ANALIZA INFLUENȚEI SISTEMELOR DE MONITORIZARE ASUPRA FIABILITĂȚII TRANSFORMATOARELOR

2.3.2. Analiza fiabilității unităților de transformare din RET afectate de incidente pe o perioadă de 5 ani

Pentru analiza fiabilității unităților de transformare din RET afectate de un număr de 201 incidente din prezentul studiu de caz, pe perioada 2017-2021, am calculat principalii indici descriși în § 2.2: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI pentru determinarea nivelului de întreruperi în funcție de fiecare unitate de transformare.

În cadrul acestui subcapitol vom avea doar 119 cazuri, corespunzătoare celor 119 unități de transformare care au fost implicate în incidente pe parcursul perioadei analizate.

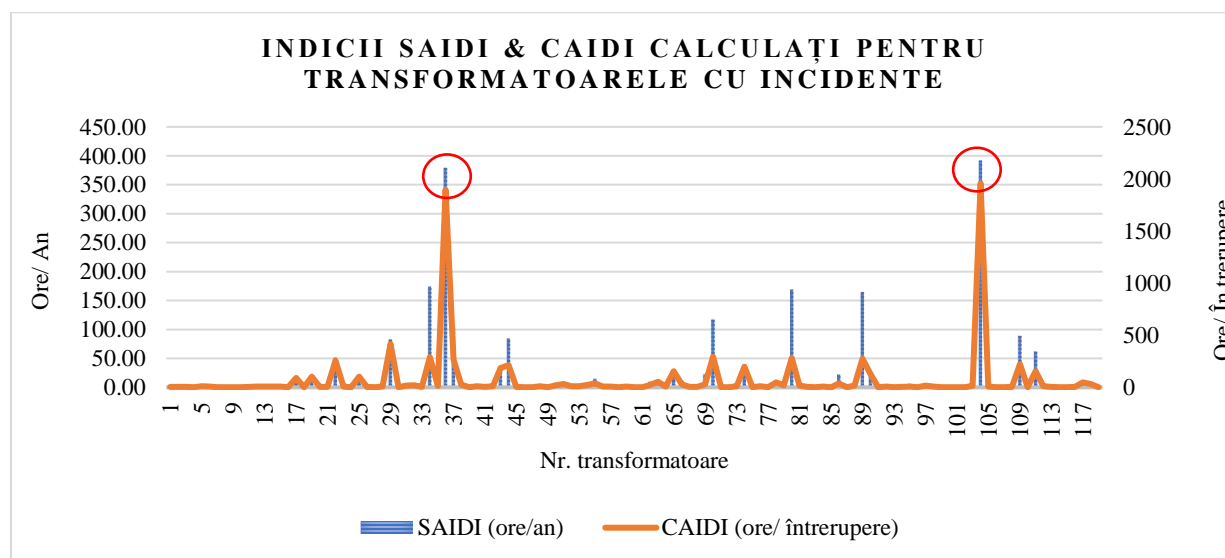


Fig. 2.10. Reprezentarea indicilor de fiabilitate SAIDI și CAIDI pentru transformatoarele cu incidente la nivel de RET

Astfel, în fig. 2.10 poate fi observată reprezentarea indicilor SAIDI, care arată situația orelor de întrerupere/an corespunzătoare fiecărui transformator implicat în cele 201 incidente, respectiv

reprezentarea indicilor CAIDI, care arată situația orelor de întrerupere medii rezultate în urma incidentelor corespunzătoare fiecărui transformator.

Ceea ce este important de remarcat în graficul precedent sunt transformatoarele 36 și 104, unde atât indicele SAIDI, cât și CAIDI au avut cele mai mari valori, deoarece acestea corespund incidentelor 103 și 130, care au introdus cele mai mari valori ale indisponibilității, raportat la întreaga perioadă analizată. De aici rezultă că un singur incident major la nivel de indisponibilitate pentru fiecare dintre transformatoare influențează semnificativ și valorile acestor indici de fiabilitate, care predomină și în acest grafic.

Iar la nivel general, din fig. 2.10 putem observa totuși o evoluție destul de plată în rândul transformatoarelor implicate în incidente, ceea ce înseamnă că în afara câtorva excepții, marea majoritate a incidentelor s-au soldat cu întreruperi destul de mici pe parcursul celor 5 ani, deci fiabilitatea a fost destul de ridicată.

Dacă extragem valorile SAIDI ce depășesc 150 ore/an, acestea sunt reprezentate de un autotransformator de 220/110 kV 200 MVA, respectiv două transformatoare de 110/20 kV 40 MVA și 16 MVA. Din nou, transformatoarele de puteri mai mici sunt cele care prezintă cea mai scăzută fiabilitate.

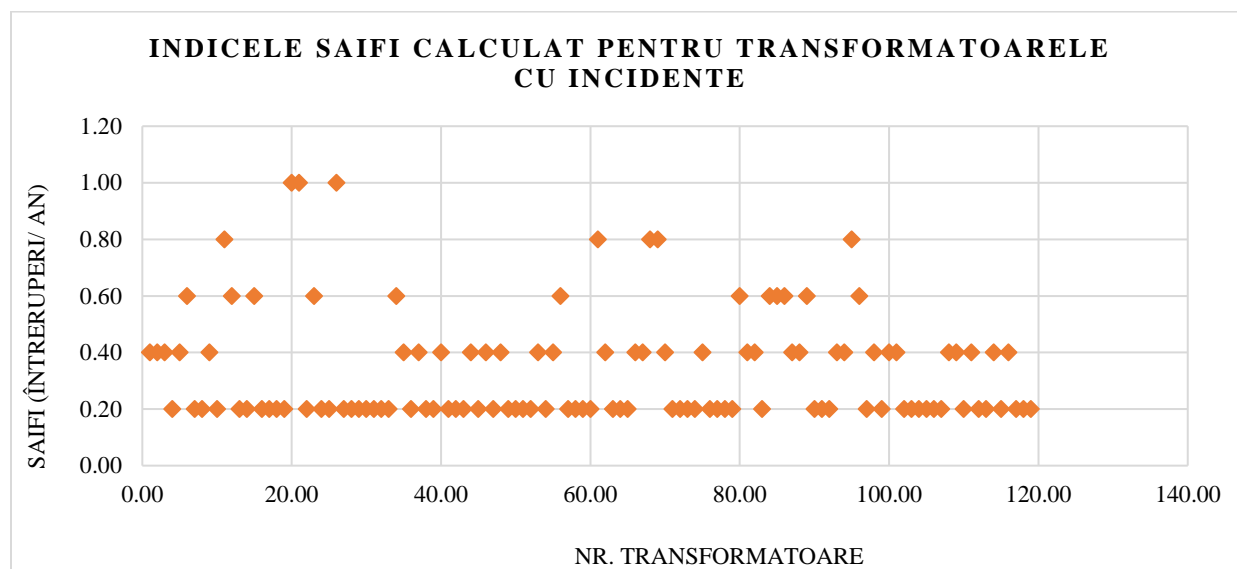


Fig. 2.11. Reprezentarea indicilor de fiabilitate SAIFI pentru transformatoarele cu incidente la nivel de RET

În ceea ce privește reprezentarea indicelui SAIFI care arată distribuția numărului de întreruperi pe an pentru fiecare dintre cele 119 unități de transformare, am observat în fig. 2.11 cum valorile se situează în marja 0,2 și 1, ceea ce înseamnă întreruperi cuprinse între 1 și 5 în perioada 2017-2021. Marea majoritate a cazurilor se situează în zona valorilor 0,2 și respectiv 0,4, ceea ce indică un nivel global bun al fiabilității prin perspectiva indicelui SAIFI. În zona superioară cu valori de 1, respectiv 0,8, deci un nivel foarte slab al fiabilității, se regăsesc doar opt transformatoare, dintre care trei de putere sub 100 MVA, două de 200 MVA, unul de 250 MVA și două de 500 MVA. Dintre acestea, cele care atrag atenția în mod deosebit sunt cele de 500 MVA, care tranzitează fluxuri importante de putere la nivel de RET și asupra cărora este necesară o diagnoză mai amănunțită pentru identificarea elementelor care au condus la aceste incidente pentru limitarea de urgență a potențialelor viitoare indisponibilități.

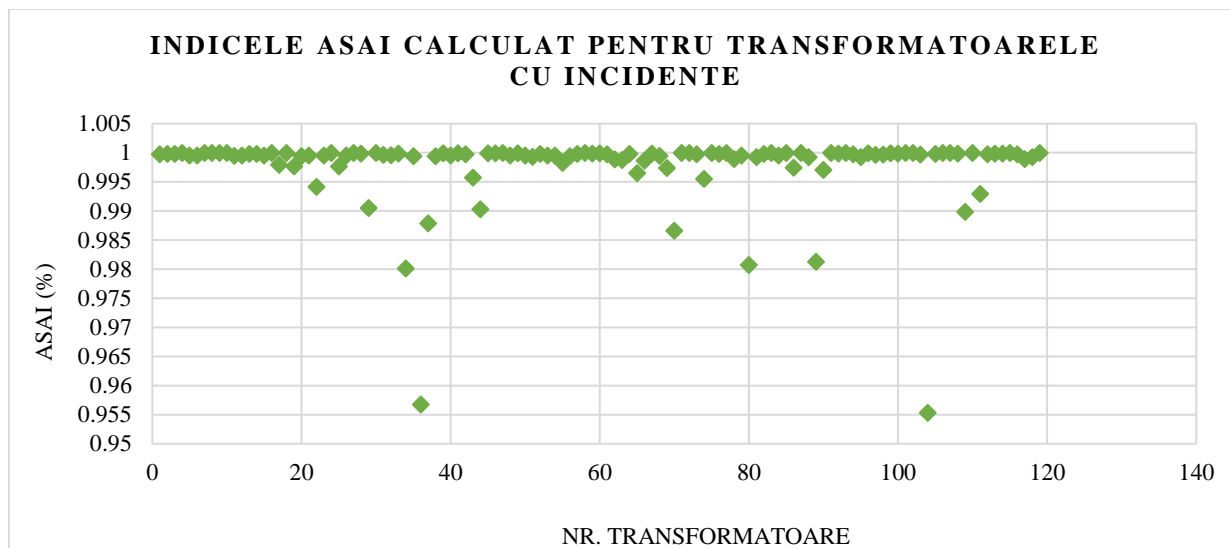


Fig. 2.12. Reprezentarea indicilor de fiabilitate ASAI pentru transformatoarele cu incidente la nivel de RET

În fig. 2.12 am reprezentat distribuția indicelui ASAI, care indică disponibilitatea medie în operare a transformatoarelor implicate în incidente la nivelul RET pe această perioadă. Majoritatea cazurilor se încadrează în marje foarte bune de fiabilitate prin valori de peste 99% și respectiv 98%. Printre acestea sunt doar două cazuri care sunt sub marja de 98%, și anume transformatoarele implicate în incidentele 103 și 130 descrise anterior, unde indisponibilitatea îndelungată de 1895 și respectiv 1958 ore totale de întrerupere impactează valorile indicelui ASAI care este foarte scăzut, de 95,7% și respectiv 95,5%.

2.3.3. Analiza influenței sistemelor de monitorizare a condiției tehnice asupra fiabilității transformatoarelor din RET afectate de incidente pe o perioadă de 5 ani

În continuare, în vederea determinării influenței pe care au avut-o sau ar fi putut-o avea sistemele de monitorizare a condiției tehnice în ecuația prezentului studiu de caz, pentru transformatoarele din cele 201 incidente care au avut loc în perioada 2017-2019, am realizat graficele statistice următoare.

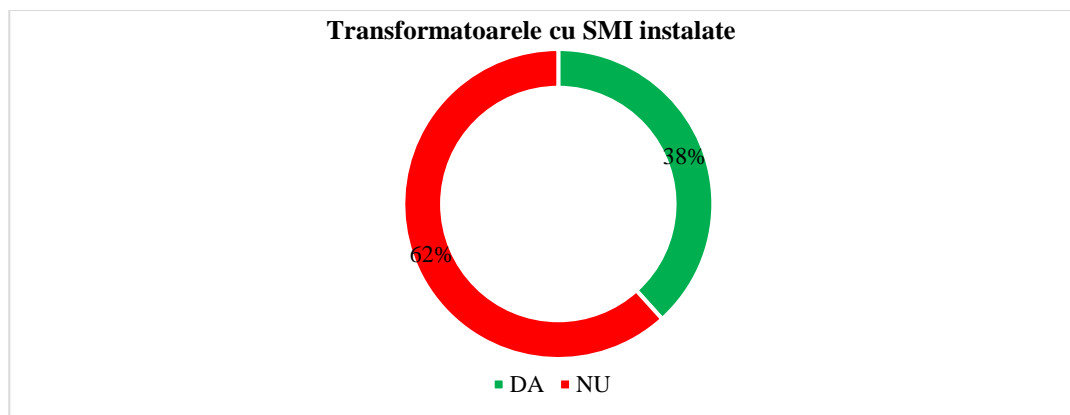


Fig. 2.15. Procentul transformatoarelor care aveau sisteme de monitorizare instalate la momentul apariției incidentului

Așa cum se poate observa în fig. 2.15, un procent de 38% din unitățile de transformare implicate în cele 201 incidente din acest studiu de caz aveau instalate sisteme de monitorizare a condiției tehnice, în timp ce 62% dintre acestea nu aveau. În continuare am abordat ambele segmente de transformatoare, în sensul identificării aportului pe care l-ar putea aduce acestea în limitarea numărului de incidente viitoare.

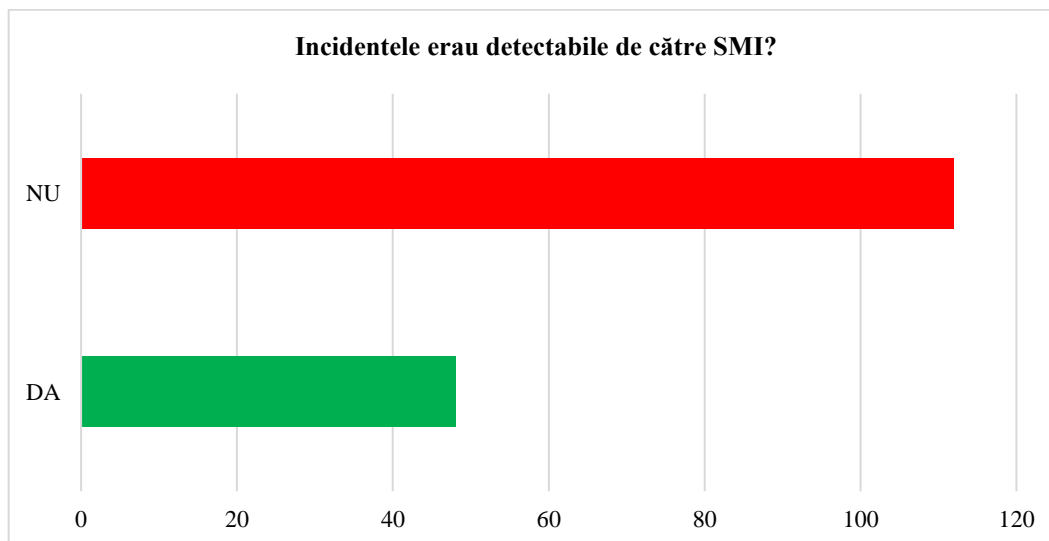


Fig. 2.17. Proportia incidentelor apărute la subsistemele ale transformatorului care în mod uzual pot fi monitorizate cu ajutorul sistemelor de monitorizare

Pentru a înțelege mai bine dacă sistemele de monitorizare ar fi putut duce la evitarea apariției incidentelor asupra transformatoarelor pe care sunt instalate, am realizat graficul din fig. 2.17, unde incidentele au fost împărțite în două categorii, astfel:

- incidente detectabile de către sistemele de monitorizare: adică incidentele unde subsistemul afectat care a produs indisponibilizarea întregului transformator putea fi monitorizat ca stare a condiției tehnice prin intermediul senzorilor sistemului de monitorizare. Spre exemplu, în cazul unui defect apărut la nivelul izolatoarelor bornelor primare, prin efectuarea unei mentenanțe preventive în urma analizei rezultatelor parametrilor electrici și termici măsurați de către sistem erau șanse mari ca incidentul să poată fi evitat;
- incidente nedetectabile de către sistemele de monitorizare: adică incidentele care au avut loc ca urmare a unor cauze independente de capacitățile de monitorizare a sistemelor. Spre exemplu, un incident în rețeaua de distribuție care a dus și la declanșarea transformatorului.

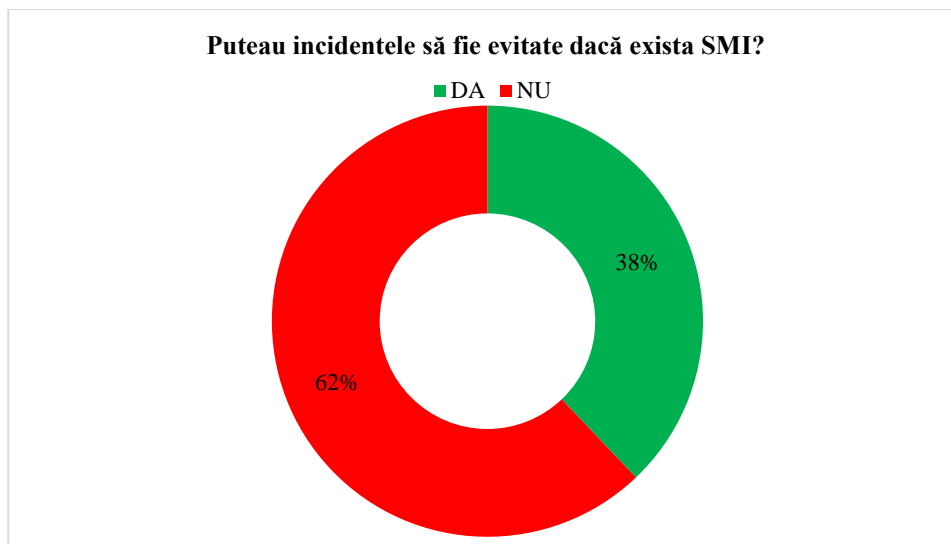


Fig. 2.18. Procentul incidentelor care teoretic puteau fi evitate dacă ar fi avut sisteme de monitorizare instalate

Fig. 2.18 are ca rol reprezentarea incidentelor care, din totalul de 201, teoretic ar fi putut fi evitate dacă transformatoarele care nu au sisteme de monitorizare instalate ar fi avut totuși aceste sisteme, încât puteau fi urmăriți parametrii de condiție tehnică și efectuată mentenanță preventivă în vederea evitării defectării diferitelor subansamble. Din totalul incidentelor, a rezultat un procent de 38% de cazuri de incidente care au avut drept cauze defectări ale unor subansamble care pot fi monitorizate cu ajutorul sistemelor. În cazul acestor 38% de transformatoare implicate în aceste incidente, la nivel teoretic dacă se monitorizau subsistemele care s-au defectat, incidentele puteau fi evitate prin corelarea cu efectuarea acțiunilor de mentenanță preventivă și predictivă. Un exemplu de astfel de incident care putea fi evitat prin utilizarea sistemelor de monitorizare este un defect intern cu apariție de arc electric pe înfășurările transformatorului, care prin monitorizarea nivelurilor de gaze dizolvate în ulei și a temperaturilor interne putea fi văzut ca defect care evoluează în timp.

CAPITOLUL 3. EVALUAREA TERMICĂ A ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR

În acest capitol am prezentat modelele matematice standardizate atât prin standarde IEC, cât și IEEE de evaluare a duratei de viață consumată a transformatoarelor, care sunt utilizate în industria energetică de peste 15 ani de către operatorii de rețele electrice. [62] [63] Acestea sunt utilizate în cadrul stațiilor electrice prin instalarea unor sisteme de monitorizare a condiției tehnice a transformatoarelor care măsoară în timp real parametrii ce țin de starea echipamentului, parametri care apoi sunt utilizați pentru calculul automat de către sistem a duratei de viață consumată. [64] [65] [66] Deoarece principalii parametri interni ai transformatorului care sunt utilizați pentru determinarea îmbătrânirii acestuia sunt temperaturile TOT și HST, în cadrul studiului acest model a fost denumit model termic [48].

De asemenea, am prezentat în continuarea capitolului modul cum se „traduc” aceste modele termice în cadrul unui sistem de monitorizare a condiției tehnice a transformatoarelor utilizat în industrie și rezultatele produse de către acesta pentru 10 unități de transformare diferite la nivel de

ani de funcționare, puteri sau niveluri de tensiune deservite. Am utilizat acest tip de sistem de monitorizare instalat pe cele 10 transformatoare de putere pentru a extrage date orare pe un eșantion de un an (anul 2022) atât pentru durata de viață consumată calculată de către acesta, cât și pentru diferiți parametri care au influențat această durată în timpul funcționării. Variațiile duratei de viață consumată în funcție de parametrii electrici precum curenții sau tensiunile pe bornele primare ale transformatoarelor, ori parametrii termici precum temperaturile interne ale acestuia, au fost reprezentate grafic pentru identificarea elementelor care influențează cel mai mult îmbătrânirea echipamentelor. În urma acestor reprezentări grafice am identificat o serie de rezultate ale evaluării duratei de viață consumată cu ajutorul modelelor termice, care au stabilit premisele capitoului 4 unde am abordat o nouă metodă de evaluare a îmbătrânirii, cu ajutorul căreia am putut obține un nou model care îl corectează pe cel clasic pentru anumite condiții de funcționare a transformatoarelor.

Totodată, cuplat cu evaluarea stării transformatoarelor de studiu cu ajutorul sistemelor de monitorizare, am realizat și o serie de inspecții multispectrale pentru evaluarea comportamentului termic al acestora și printr-o metodă diferită, în vederea confirmării rezultatelor sistemului.

3.1. EVALUAREA DURATEI DE VIAȚĂ CONSUMATĂ A TRANSFORMATOARELOR PE BAZA MODELELOR TERMICE

3.1.1. Introducere

Dintre toți parametrii care pot fi măsurați în exploatarea transformatoarelor, temperatura “hot spot” joacă cel mai important rol raportat la viteza de degradare a izolației acestora. [47] Pentru calculul temperaturii hot spot există diferite modele matematice, însă cel mai folosit în industrie la nivel european pentru transformatoarele cu ulei mineral este cel promovat de standardul IEC 60076-7. [48] [49]

De asemenea, cauza principală în cazul apariției defectelor la transformatoare o constituie cedarea izolației acestora prin arc electric intern, ceea ce le reduce durata de viață. [50] Printre principalele astfel de cauze care pot produce defecte interne, se numără:

- supraîncărcarea transformatorului;
- umiditate în cuva sa;
- ulei slab calitativ;
- hârtie impregnată în ulei slab calitativă.

Durata de viață a unui transformator este direct proporțională cu starea izolației sale, reprezentată de starea uleiului și a hârtiei, influențate de modul cum transformatorul este exploatat la nivel de sarcini și regimuri de funcționare. [59] Umiditatea, căldura și oxigenul reprezintă unii dintre parametrii cei mai importanți care determină temperaturi de tip hot-spot și duc la deteriorarea hârtiei impregnate în ulei și scăderea duratei de viață a transformatorului. [48] [60] [61]

3.1.3. Determinarea duratei de viață consumate (LOL – Loss of Life)

Durata de viață a transformatoarelor este direct proporțională cu calitatea izolației acestora și anume cu calitatea uleiului și a hârtiei impregnate în ulei. Însă, cel mai important element care influențează durata de viață a transformatorului este starea în care se află hârtia impregnată în ulei. De asemenea, cei mai importanți parametri care duc la apariția celei mai înalte temperaturi interne

de funcționare a transformatorului (temperatura hot spot) se referă la umiditate, căldură sau oxigen, și deteriorează în mod direct hârtia și scad durata de viață a echipamentului. [48]

3.1.3.1. Determinarea LOL pe baza pe standardului IEEE C57-91

Conform standardului IEEE, baza experimentală acumulată în timp a dovedit faptul că deteriorarea izolației transformatoarelor ca urmare a temperaturii și îmbătrânirii urmărește teoria ratei de reacție Arrhenius, care are următoarea formă:

$$\text{Per Unitate Viață} = Ae^{\left[\frac{B}{\theta H + 273}\right]} \quad (3.56)$$

Curba per unitate de viață a izolației transformatorului reprezintă practic evoluția vieții izolației transformatorului la temperatura hot-spot. Această curbă poate fi utilizată ca referință atât în cazul transformatoarelor de distribuție, cât și al celor de putere deoarece ambele tipuri sunt fabricate utilizând același tip de izolație. Prin utilizarea acestei curbe, este indicat gradul la care rata de îmbătrânire este accelerată peste nivelul normal pentru o temperatură de referință de 110°C și este redusă sub normal pentru o temperatură sub 110°C. Ecuația care caracterizează această curbă este:

$$\text{Per Unitate Viață} = 9.8 \times 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\theta H + 273}\right]} \quad (3.57)$$

Astfel, curba per unitate de viață a izolației transformatorului poate fi utilizată în două modalități. Reprezintă baza pentru calculul factorului de accelerare a îmbătrânirii (F_{AA}) pentru sarcini și temperaturi date sau variabile pentru o perioadă de 24 h. Factorul de accelerare a îmbătrânirii are o valoare mai mare de 1 pentru temperaturi hot-spot mai mari decât temperatura de referință de 110°C și mai puțin de 1 pentru temperaturi sub 110°C. Ecuația de determinare a F_{AA} este:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta H + 273}\right]} \quad (3.57)$$

Ecuația (3.57) este utilizată pentru calculul îmbătrânirii relative a transformatorului. Factorul de îmbătrânire echivalent la temperatura de referință pe o perioadă de timp și o temperatură date este următorul [69]:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3.58)$$

Curba duratei de viață a transformatorului, poate de asemenea fi utilizată pentru calculul procentului duratei de viață totale consumate. Pentru acest lucru, este necesară definirea duratei de viață normale a izolației transformatorului la o temperatură de referință. Apoi, orele duratei de viață consumate pe perioada totală aleasă sunt determinate prin multiplicarea îmbătrânirii echivalente determinate prin ecuația (3.58) cu perioada de timp (t), în ore. Prin acest lucru, rezultă numărul de ore de viață consumate ale transformatorului la temperatura de referință. [72] Procentul duratei de viață consumate pe perioada considerată este echivalentul orelor de viață consumate, împărțite la durata normală a vieții izolației (în ore) și înmulțit cu 100. De regulă, perioada de timp aleasă este 24 h, iar ecuația rezultată este [69]:

$$\% LOL = \frac{F_{EQA} \times t \times 100}{\text{Durata de viață normală a izolației}} \quad (3.59)$$

3.1.3.2. Determinarea LOL pe baza pe standardului IEC 60076-7

Conform standardului IEC, deși îmbătrânirea și deteriorarea izolației transformatoarelor este o funcție de timp care depinde de parametri precum temperatura, conținutul de umiditate în interiorul cuvei sau de alte gaze dizolvate, în modelul descris în cadrul standardului doar temperatura izolației (temperatura hot-spot) este luată în considerare pentru determinarea îmbătrânirii.

Deoarece distribuția de temperatură nu este uniformă, partea de izolație din interiorul transformatorului care va funcționa la cea mai ridicată valoare a temperaturii (temperatura hot-spot) va suferi cea mai mare deteriorare. Astfel, rata de îmbătrânire relativă “V” este definită conform ecuației (3.60) [71]:

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (3.60)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \quad (3.61)$$

Astfel, calculul duratei de viață consumate a transformatorului pentru o anumită perioadă de timp, se rezumă la ecuația (3.62):

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{sau} \quad L = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (3.62)$$

3.2. STUDIU DE CAZ: EVALUAREA ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE, UTILIZÂND MODELE TERMICE

În cadrul acestui studiu de caz am utilizat un sistem de monitorizare a condiției tehnice a transformatoarelor, care respectă standardul IEC 60076-7, instalat pe 10 unități de transformare amplasate în diferite stații electrice din RET, pentru determinarea duratei de viață consumată a acestora pe baza modelului termic. [73] Cu ajutorul sistemului de monitorizare instalat, am obținut și reprezentat datele orare ale valorilor duratei de viață consumată pentru fiecare dintre transformatoare și am putut observa dependențele acestora în funcție de diverși parametrii electrici sau termici. [74] [75] De asemenea, mi-am propus ca prin intermediul modelelor matematice descrise în cadrul § 3.1 să calculez durata de viață consumată a transformatoarelor, utilizând valorile de comportament termic ale acestora și să compar rezultatele cu cele furnizate de către sistem. Iar totodată, datele privind comportamentul termic al transformatoarelor este validat pentru o parte dintre acestea cu ajutorul inspecțiilor cu camere de termoviziune în spectrul infraroșu și ultraviolet.

Transformatoarele și sistemele de monitorizare utilizate în cazul prezentului studiu de caz, formează premisele cercetării efectuate în cadrul capitolului 4 unde am propus un nou model de evaluare a duratei de viață consumată a acestora.

3.2.3. Evaluarea îmbătrânirii unităților de transformare cu ajutorul sistemelor de monitorizare pe eșantioane de 1 an, utilizând modelul termic

În continuare, cu ajutorul sistemelor de monitorizare a condiției tehnice [79] prezentate în cadrul § 3.2.1. care au fost instalate pe unitățile de transformare prezentate în cadrul § 3.2.2. am putut determina principalii parametri care influențează durata de viață a transformatoarelor.

Pentru toate unitățile de transformare, am extras date istorice măsurate în timp real timp de 1 an de zile, pe eșantioane orare. Datele le-am extras local de pe serverul sistemului de monitorizare instalat în stație, cu ajutorul aplicației software a acestuia pentru fiecare unitate de transformare în parte. Perioada de 1 an de zile am ales-o astfel încât transformatorul să treacă prin toate regimurile de temperatură ambientală și prin toate regimurile de sarcină la care este supus în funcție de perioada anului pentru a rezulta o serie de evoluții ale parametrilor măsurați și ale duratei de viață calculate cât mai relevante.

De asemenea, pentru ca rezultatele să fie cât mai relevante pentru prezentul studiu de caz, am extras date din unități de transformare cu vârste diferite, amplasate în noduri din rețeaua electrică de transport diferite din punct de vedere geografic și având ca referință anul 2022 în toate cazurile, astfel încât variațiile de temperatură și sarcină să fie proporționale.

Sistemele de monitorizare a condiției tehnice instalate [79] sunt capabile de efectuarea unui amplu pachet de măsurători care urmăresc caracteristicile prezentate la § 3.2.1., însă pentru prezentul studiu de caz am extras doar mărimile calculate direct de către sistem pentru durata de viață a transformatorului și mărimile măsurate principale care afectează durata sa de viață. Astfel, datele extrase din sistemele de monitorizare sunt:

- factor de încărcare;
- temperatură ambientală;
- temperatură hot-spot calculată conform IEC 60076-7;
- temperatură hot-spot calculată conform model termic;
- curent înfășurare primară pe fazele A, B, C;
- curent înfășurare secundară pe fazele a, b, c;
- tensiune înfășurare primară pe fazele A, B, C;
- tensiune înfășurare secundară pe fazele a, b, c;
- durată de viață consumată;
- durată de viață rămasă;
- durată de funcționare a transformatorului.

3.2.3.1. Determinarea îmbătrânirii transformatoarelor de studiu cu ajutorul modelului termic

În graficele din fig. 3.31-3.38 sunt reprezentate evoluțiile de creșteri ale duratelor de viață consumată pentru unitățile de transformare T1, T2, T3, T5, T6, T7, T8 și T10, utilizând 2 set-uri de date, după cum urmează:

- DVC 1: Set de valori ale duratelor de viață consumată, reprezentat de datele obținute cu ajutorul măsurătorilor efectuate prin intermediul sistemelor de monitorizare a condiției tehnice instalate pe transformatoare;
- DVC 2: Set de valori ale duratelor de viață consumată, reprezentat de datele obținute în urma calculelor efectuate conform cu modelul termic descris în standardul IEC 60076-7 descris la § 3.1.2.2 1 și utilizând valorile temperaturii hot-spot măsurate de către sistemele

de monitorizare. Practic setul de date DVC 2, reprezintă un set de valori de control al rezultatelor obținute de către sistemul de monitorizare.

Pentru fiecare dintre aceste cazuri, fiind vorba despre date care se întind pe eșantioane de câte 1 an de funcționare, transformatoarele au avut posibilitatea de a trece prind toate domeniile de temperatură dintr-un an și implicit prin toate domeniile de încărcare (exceptând cazul avariilor), în funcție de consumurile caracteristice zonelor pe care le deserveșc.

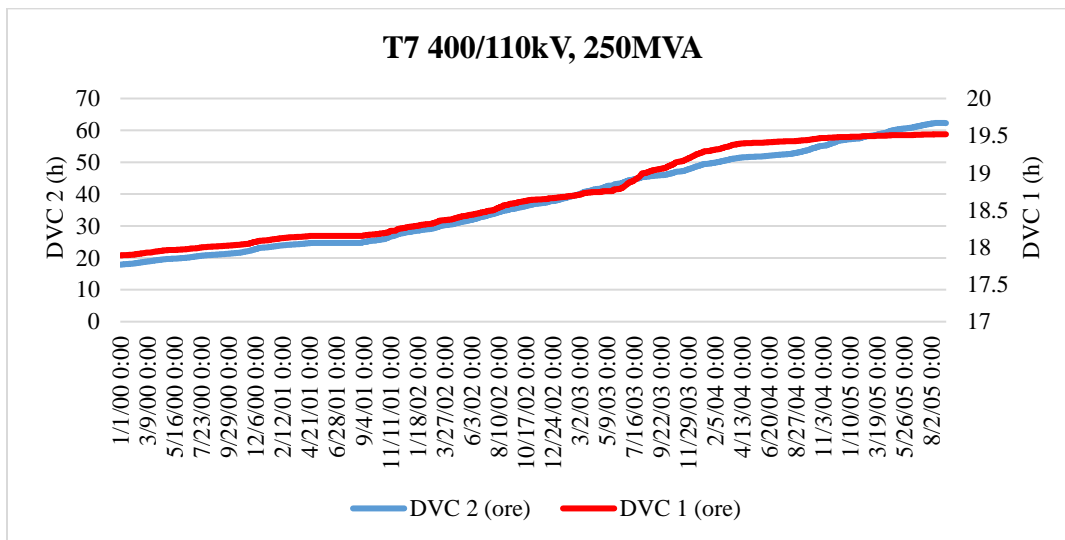


Fig. 3.36. Variația duratelor de viață consumate, calculate cu SMI și individual pentru T7

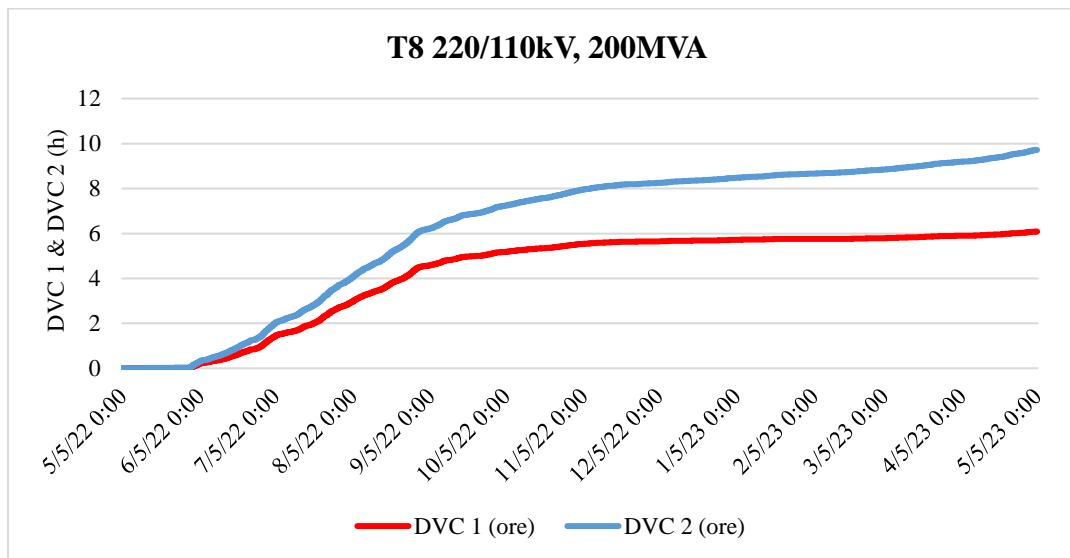


Fig. 3.37. Variația duratelor de viață consumate, calculate cu SMI și individual pentru T8

Astfel, analizând evoluțiile duratelor de viață consumată DVC 1 extrase din sistemele de monitorizare, am observat în toate cazurile expuse în figurile reprezentate faptul că dintr-un total de 8760 de ore, cât are un an, transformatoarele care fac obiectul prezentului studiu de caz au durate de îmbătrânire cuprinse între 6 și 250 de ore. Practic, rezultatele produse dau impresia că transformatoarele sunt exploatate aproape fără a îmbătrâni pe parcursul unui an mai mult de câteva ore sau zile. Acest lucru însă, evident, în realitate este fals. Modelul matematic al metodei termice

de calcul a duratei de viață consumată dat de către standardul IEC 60076-7, cel mai utilizat în industrie și implicit cel care stă la baza sistemului de monitorizare din prezentul studiu de caz, arată rezultate similare în cadrul tabelului „I.2. Output data for the example” (Date de ieșire pentru exemplu). În cadrul rezultatelor cu titlu de exemplu indicate prin intermediul acestui tabel și respectiv prin graficul din fig. 3.39 extrasă din standardul IEC, se observă cum pentru temperaturi hot-spot interne de funcționare ale transformatoarelor care sunt sub valoarea de 90°C care corespund unor încărcări de sarcină sub 81% (conform tabel „I.1. Input data for example” din standardul IEC 60076-7), produc rezultate ale duratei de viață consumată (Loss of life) de 0 minute îmbătrânire, lucru care de asemenea dă impresia că sub acest domeniu de temperatură hot-spot și încărcare transformatorul nu îmbătrânește. Însă, tipologia modelului matematic din standardul IEC 60076-7 produce rezultate ale duratei de viață consumată preponderent pentru valori ce depășesc aceste praguri, deci pentru regimuri de exploatare ale transformatorului la nivel nominal sau peste nominal, corespunzător supra-încărcărilor sau regimurilor de defect care produc încărcări de peste 100% și implicit îmbătrânire accelerată a echipamentului. Iar sub acest domeniu de temperatură și încărcare, modelul termic utilizat produce rezultate cu valori foarte mici ale îmbătrânirii în funcție de specificațiile tehnice ale fiecărui transformator, vârstă și de condiții de funcționare.

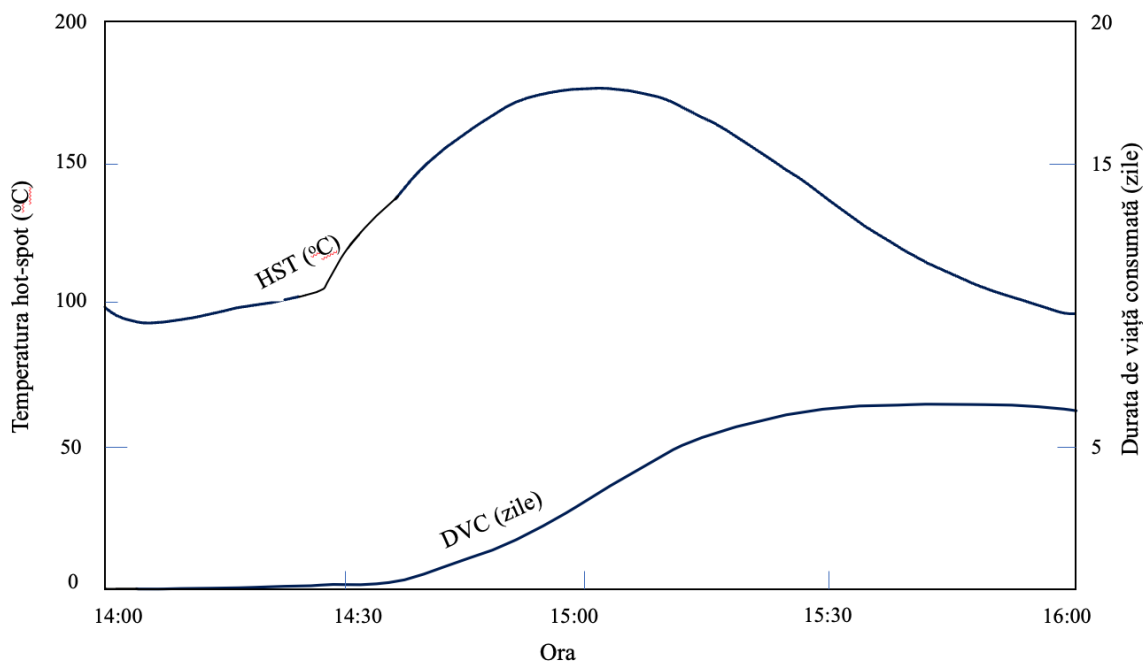


Fig. 3.39. Reprezentarea evoluției duratei de viață consumată, în funcție de regimul de temperatură al transformatorului conform cu exemplu din standardul IEC 60076-7 [71]

În continuare, în cadrul graficelor din fig. 3.40-3.48 am reprezentat variațiile duratelor de viață consumată calculate DVC 2 cu valorile calculate ale vitezei de îmbătrânire relative. Am calculat vitezele de îmbătrânire relative pentru transformatoarele T1-T8 și T10 (fig. 3.40-3.48) pe baza datelor de temperatură hot-spot măsurate de către sistemele de monitorizare și utilizând modelul termic IEC. Acest parametru variază direct proporțional cu temperatura internă de funcționare a transformatorului și indică îmbătrânirea propriu-zisă pentru fiecare interval de timp în exploatarea transformatorului.

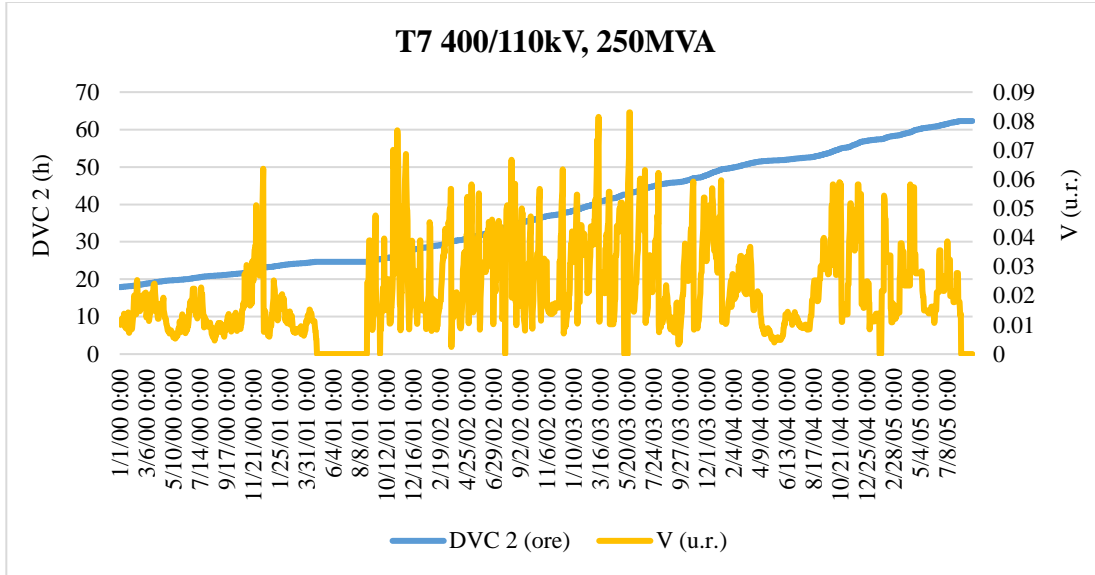


Fig. 3.46. Variația duratei de viață consumată, în raport cu rata de îmbătrânire pentru T7

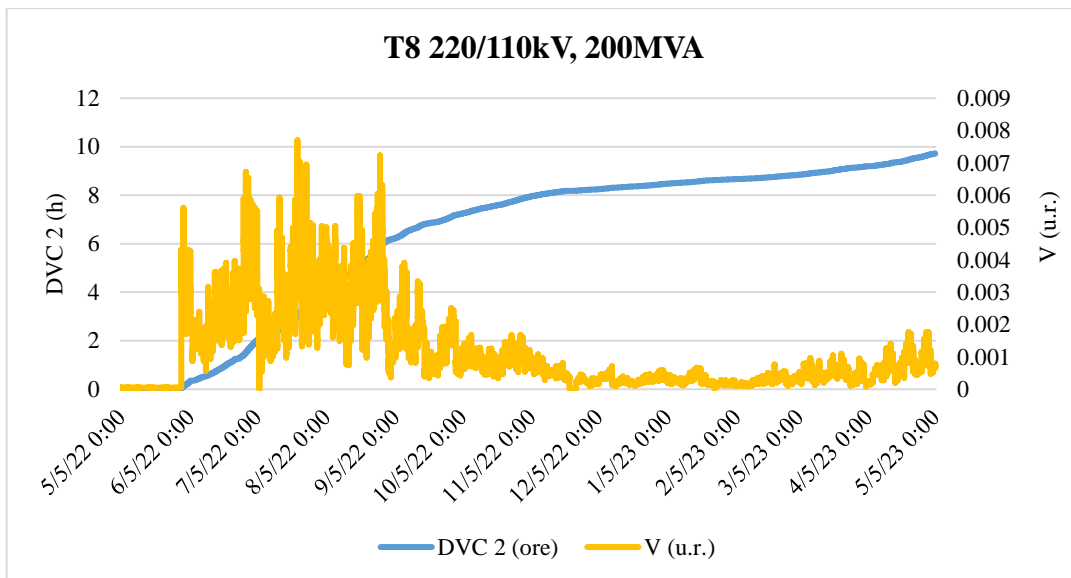


Fig. 3.47. Variația duratei de viață consumată, în raport cu rata de îmbătrânire pentru T8

Astfel, așa cum se poate observa în cadrul graficelor de mai sus, variațiile abrupte ale DVC 2 sunt corelate cu valori ridicate ale V pentru intervalele de timp respective. Un exemplu foarte relevant este cel din fig. 3.47 corespunzător transformatorului T8 unde se poate vedea perioada iunie-octombrie 2022 caracterizată de o creștere importantă a îmbătrânirii acestuia, comparat cu restul anului, unde au fost valori destul de mici ale ratei relative de îmbătrânire și a rezultat o evoluție mai aplatizată a duratei de viață consumată. Variația V este constantă deoarece așa cum a fost precizat și anterior, este direct influențată de valorile temperaturilor interne ale transformatorului care chiar și la încărcări constante, vor varia în funcție de condițiile de mediu externe care se schimbă pe tot parcursul zilei.

3.2.3.2. *Determinarea influenței parametrilor termici asupra duratei de viață consumată a transformatoarelor de studiu*

În cadrul acestui subcapitol, am reprezentat în cadrul fig. 3.49-3.57 variațiile duratelor de viață consumate în raport cu parametrii care influențează în mod direct îmbătrânirea transformatoarelor T1-T8, T10 și anume temperatura internă hot-spot și temperatura ambientală care influențează la rândul ei temperatura internă a transformatorului. Pentru analiza acestor evoluții este foarte important eșantionul de timp ales pentru care au fost extrase datele și anume 1 an, deoarece astfel a permis fiecărei unități de transformare reprezentată aici să treacă printr-un ciclu complet de comportamente termice influențate de mediul ambiant.

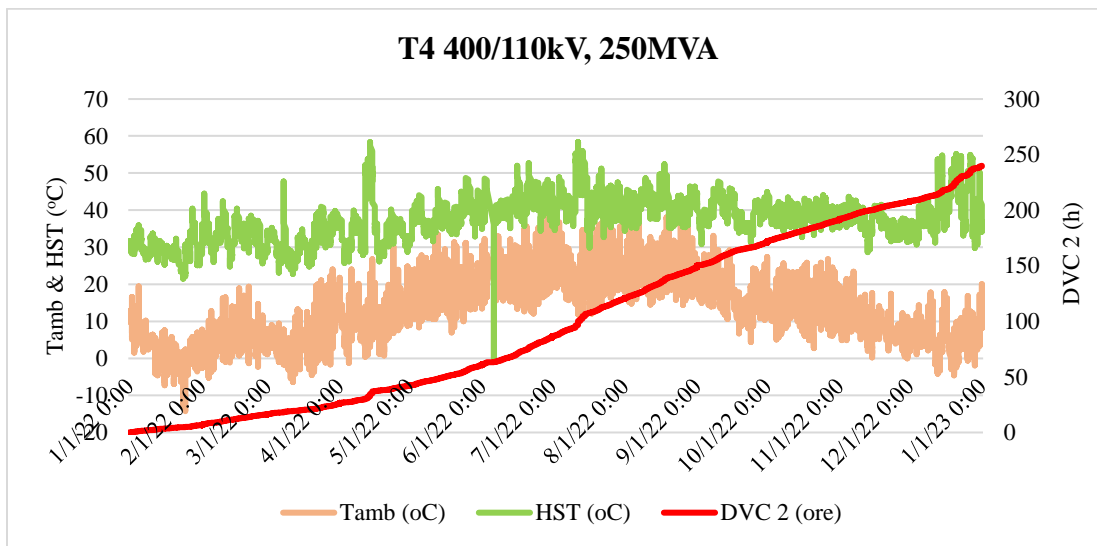


Fig. 3.52. Variația duratei de viață consumată, în raport cu parametri termici pentru T4

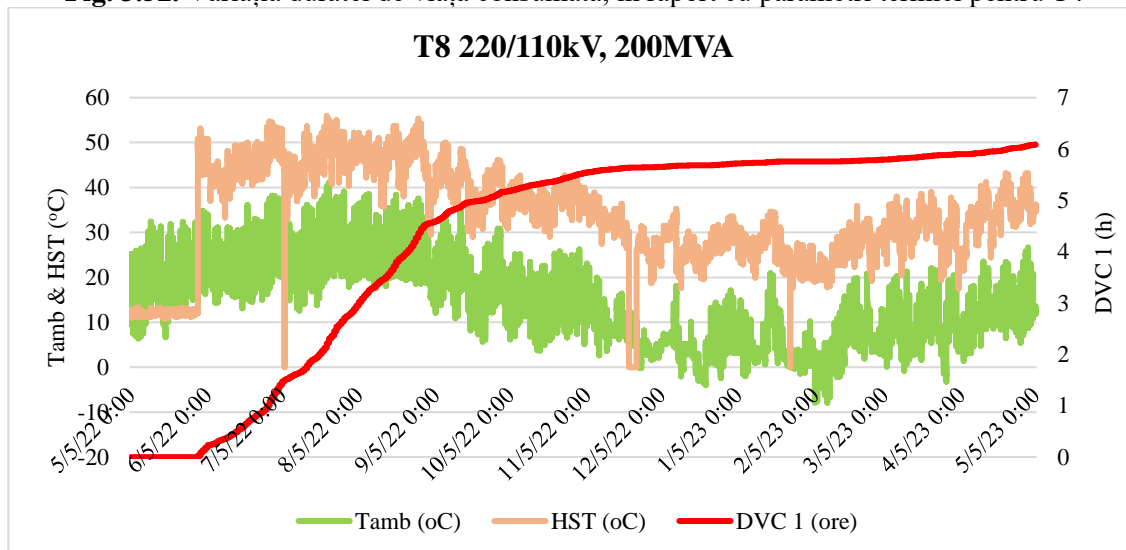


Fig. 3.56. Variația duratei de viață consumată, în raport cu parametri termici pentru T8

Astfel, se observă că în cadrul tuturor transformatoarelor din prezentul studiu de caz, temperaturile interne hot-spot ale acestora variază în mod direct proporțional cu temperatura ambientală și că la rândul ei durata de viață consumată a acestora crește odată cu valori ridicate ale acestor temperaturi. [82] [83] De aici am putut deduce faptul că transformatoarele îmbătrânesc mai

accelerat atunci cu cât temperaturile ambientale sunt mai mari, iar cu cât acestea beneficiază de o răcire mai bună așa cum este cazul perioadei din sezonul rece, cu atât avem temperaturi interne mai mici, hârtia impregnată în ulei se deteriorează mai puțin, iar transformatorul îmbătrânește mai lent. [84] [85] De aceea același tip de transformator, exploatat în condiții similare dar utilizat în două zone diferite de climă, o zonă rece și o zonă caldă, pot produce un rezultat prin care transformatorul exploatat în zona rece să funcționeze mai mult. [49] [86] [87]

Cea mai reprezentativă pentru acest lucru este fig. 3.52 corespunzătoare T4 și fig. 3.56 corespunzătoare T8, unde se pot observa cu ușurință cum între lunile mai-septembrie se înregistrează creșteri abrupte ale duratei de viață consumată, în timp ce în perioada decembrie-martie a anului îmbătrânirea transformatoarelor are loc foarte lent și curba DVC 1 este aproape liniară.

3.2.3.3. *Determinarea influenței parametrilor electrici asupra duratei de viață consumată a transformatoarelor de studiu*

Pe lângă condițiile ambientale care duc la creșterea temperaturilor interne de funcționare ale transformatoarelor, care au putut fi observate la § 3.2.3.2., influența cea mai importantă în procesul de îmbătrânire al acestora o au, evident, condițiile de exploatare. Așa cum demonstrează și modelul termic al standardelor IEC/ IEEE, cu cât încărcările sunt mai mari, peste nivelul nominal, cu atât îmbătrânirea unităților de transformare este mai accelerată.

În cadrul graficelor din fig. 3.59-3.67 am reprezentat variațiile duratelor de viață consumată DVC 1, în raport cu curenții, respectiv tensiunile de fază de pe bornele primare pentru transformatoarele T1-T8, T10.

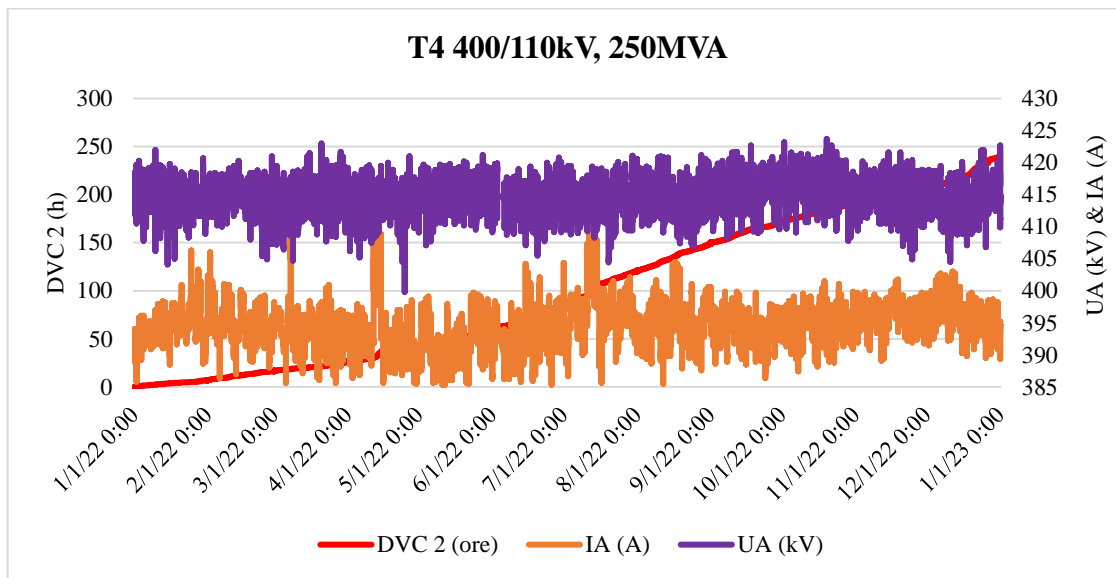


Fig. 3.62. Variația duratei de viață consumată, în raport cu parametri electrici pentru T4

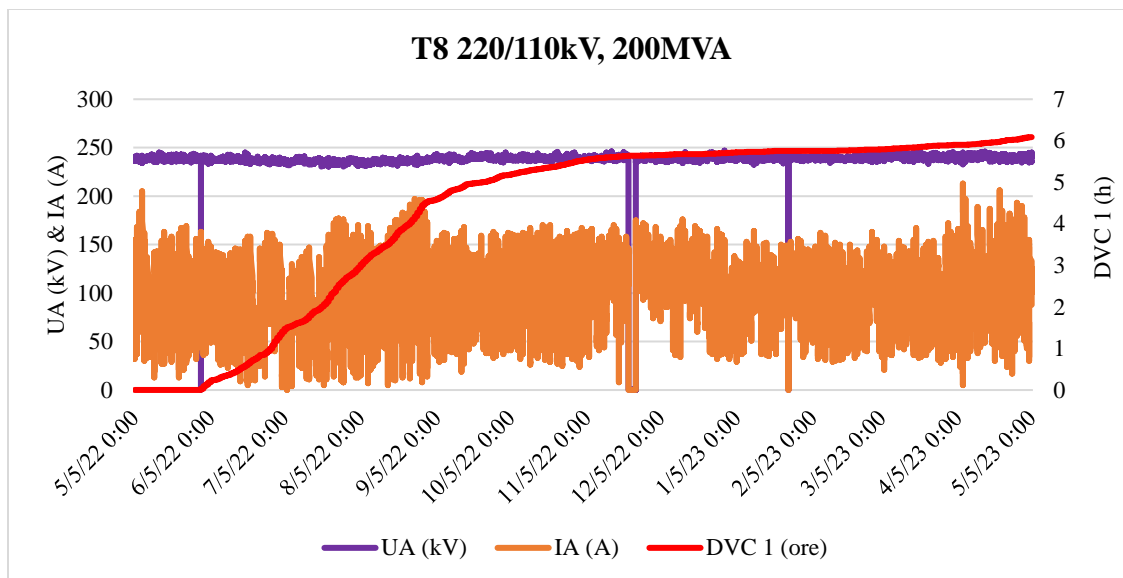


Fig. 3.66. Variația duratei de viață consumată, în raport cu parametri electrici pentru T8

Putem observa că, așa cum este normal, tensiunile de pe fazele transformatoarelor sunt parametri electrici care variază destul de puțin în domeniul admisibil al tensiunilor nominale la care funcționează acesta. Pe de altă parte, valorile curenților sunt variabile în funcție de perioada din an ori momente ale zilei când variază atât sarcinile la consumatori, cât și puterea produsă în centralele electrice cu caracter variabil cum sunt cele din surse regenerabile care depinde de condițiile de mediu. Însă, această variabilitate a curentului este foarte puțin sesizabilă în creșterea duratei de viață consumată pentru curenți de valori mici, așa cum spre exemplu este cazul T8 din fig. 3.66, unde deși avem o creștere importantă a DVC 1 în perioada iunie-octombrie 2022, totuși valorile curentului nu au depășit valorile nominale și s-au menținut într-un domeniu constant, scăzut al valorilor de funcționare. Acest lucru înseamnă că această creștere importantă a DVC 1 în respectiva perioadă a avut loc ca urmare a temperaturilor ambientale ridicate din perioada verii, așa cum se pot observa în graficul din fig. 3.56.

Corelat cu aceste reprezentări ale dependenței duratei de viață consumată de curent și tensiune de fază pe bornele primare ale transformatorului, în continuare, în fig. 3.68-3.75, corespunzătoare T2-T8, T10 este reprezentată variația ratei relative de îmbătrânire (V) odată cu factorul de încărcare (k).

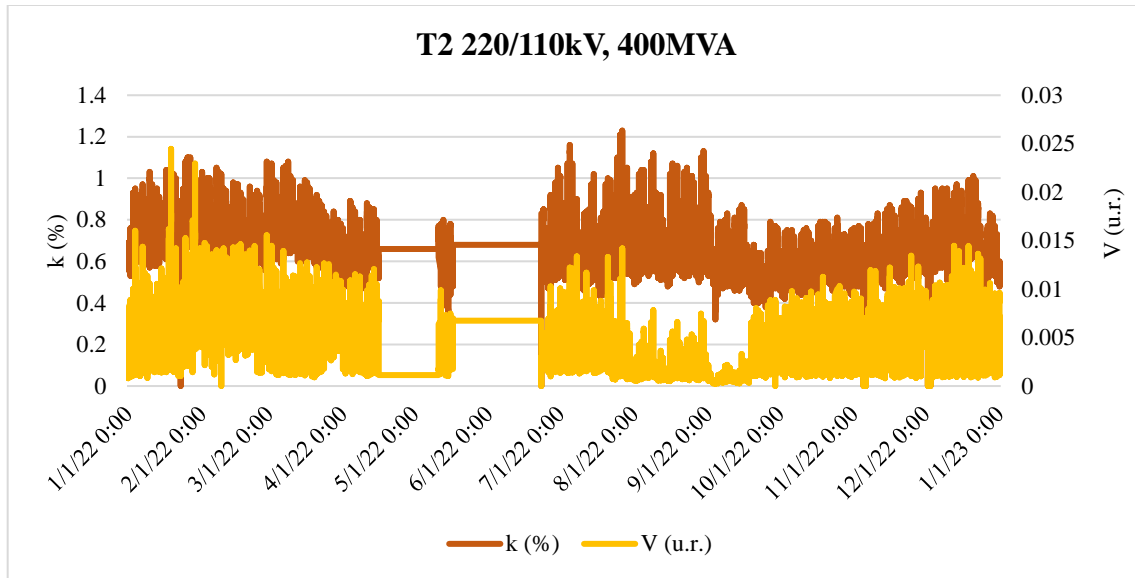


Fig. 3.68. Variația încărcării, în raport cu rata de îmbătrânire pentru T2

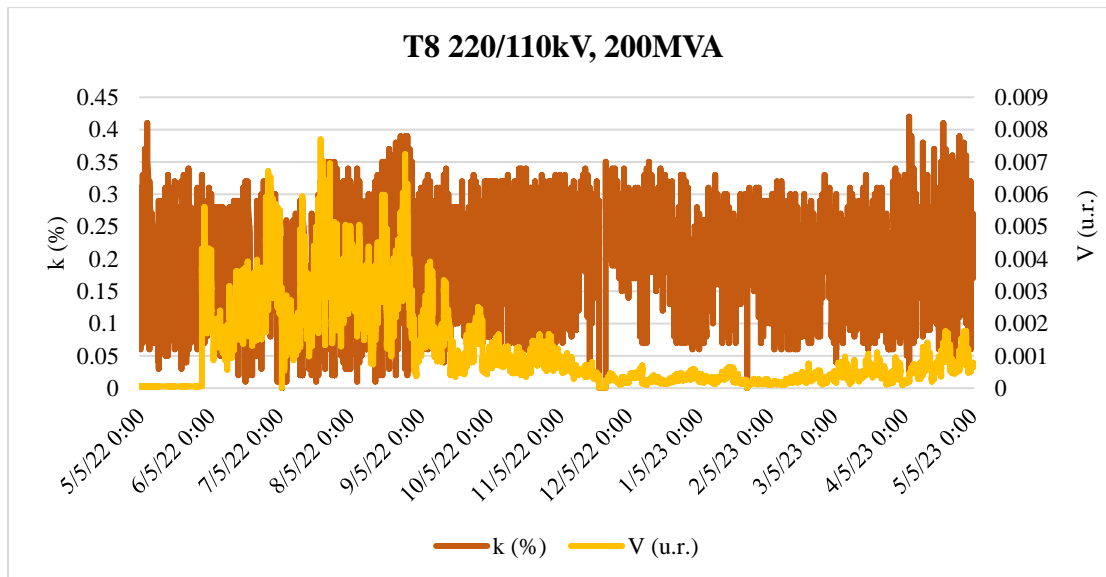


Fig. 3.74. Variația încărcării, în raport cu rata de îmbătrânire pentru T8

Similar evoluției valorilor duratei de viață consumată, în raport cu curenții pe bornele transformatoarelor, acest lucru se poate vedea similar și la nivel mai detaliat în reprezentările grafice de mai sus privind dependența factor de încărcare – viteză relativă de îmbătrânire.

Astfel, așa cum am menționat și anterior, se poate observa foarte clar cum cu excepția T2, în toate cazurile reprezentate nu sunt depășite valori ale încărcărilor de circa 70-80%, deci vorbim despre regimuri de funcționare sub-nominale. În cazul T2 din fig. 3.68 în schimb, avem un regim de funcționare cu încărcări mai ridicate care se încadrează în domeniul 50-120%. Pentru acest caz, poate fi observat cel mai bine cum valorile ratei relative de îmbătrânire V, variază direct proporțional cu factorul de încărcare. [88]

Pentru celelalte cazuri în schimb, observăm încărcări destul de mici, motiv pentru care și valorile V sunt destul de constante și orice creștere importantă a acestui parametru este influențată fie de

condițiile ambientale, fie de creșteri de scurtă durată ale încărcărilor transformatorului. Un exemplu foarte reprezentativ este asociat T8, din fig. 3.74, unde deși tot anul încărcările sunt constante, fără regimuri tranzitorii sau sarcini mari, observăm pe perioada verii un vârf al evoluției V, deoarece aici discutăm despre influența mediului ambiental asupra îmbătrânirii transformatorului. [89]

CAPITOLUL 4. EVALUAREA ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR PRIN INTERMEDIUL REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE

Conform unui studiu [92] [93] elaborat de către firma Simtech International și Universitatea Politehnica din București în perioada 2016-2018, a fost propusă o nouă metodă de determinare a duratei de viață estimată, consumată sau rămasă a unei unități de transformare cu izolație în ulei, metodă care folosește un model matematic ce are la bază valorile rezistenței de izolație a transformatorului rezultate între intervale de timp specifice. Această metodă pleacă de la modelele termice convenționale utilizate de ani buni în industrie pentru determinarea îmbătrânirii transformatoarelor și funcționează ca o metodă complementară care își găsește foarte bine utilitatea în exploatarea acestor tipuri de echipamente, așa cum este demonstrat în cadrul acestui capitol.

Practic, prin această metodă este introdus un nou factor de diagnosticare, respectiv rezistența de izolație a sistemului de izolație hârtie-ulei din transformator, pentru evaluarea degradării acestuia. Cu ajutorul acestui factor este stabilit consumul duratei de viață a sistemului de izolație, pe baza energiei de activare a unei constante de material echivalente izolației hârtie-ulei, determinată pe baza valorilor rezistenței de izolație a transformatorului la anumite momente pe perioada de exploatare a acestuia [92].

Studiul de caz dezvoltat și prezentat în cadrul acestui capitol vizează o serie de transformatoare de putere din Rețeaua Electrică de Transport din România și aplică modelul matematic de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor prin intermediul rezistenței de izolație, așa cum este propus prin [92], într-un mediu operațional real, de exploatare a acestor tipuri de echipamente.

De asemenea, am efectuat și o analiză statistică comparativă a rezultatelor obținute cu ajutorul modelelor termice de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor descrise în capitolul 3, pentru identificarea diferențelor de rezultat. Totodată, am descris cazurile unde modelul bazat pe rezistența de izolație prezintă avantaje importante în evaluarea îmbătrânirii transformatoarelor și care este aportul complementar adus de acest nou model, în comparație cu cel convențional. [94] În cadrul acestui capitol am aplicat pentru prima dată în industrie modelul de determinare a duratei de viață consumată pe baza măsurătorilor rezistenței de izolație pe cele 10 transformatoare de studiu prezentate în capitolul 3. În urma evaluării duratei de viață consumată cu ajutorul acestui model, am comparat prin intermediul unui studiu statistic, rezultatele duratei de viață consumată obținute cu ajutorul modelului termic iar concluziile au evidențiat diferența dintre acestea. Însă, utilizând acest model de evaluare a îmbătrânirii pe baza rezistenței de izolație, am putut observa un aport tehnic semnificativ adus de către acesta pentru transformatoarele care sunt încărcate sub nivelul nominal. Conform modelului convențional, cel termic, zona de funcționare cu încărcări sub-nominale a transformatoarelor, nu produce îmbătrânirea acestora pentru acest tip de exploatare. Însă, cu ajutorul modelului pe baza rezistenței de izolație am obținut rezultate diferite care arată faptul că transformatoarele pot avea niveluri de îmbătrânire considerabile chiar și la niveluri sub-nominale de funcționare. În urma obținerii acestor rezultate, am ajuns la concluzia că

modelul convențional, termic poate fi corectat pentru nivelul de încărcări sub-nominale al transformatoarelor.

Astfel, am realizat un studiu statistic complex care folosește un set de date semnificativ de la cele 10 transformatoare pentru a obține un model de evaluare a duratei de viață consumată care abordează și segmentul inferior de încărcări. În urma acestui studiu, am obținut un nou model de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor care este aplicabil pe întreg domeniul de încărcări sau temperaturi interne de funcționare a acestora. Acest nou model propus prin intermediul cercetării efectuate, poate deveni cu atât mai performant cu cât sunt introduse date de la mai multe unități de transformare. Practic, metoda de obținere a modelului va fi întotdeauna aceeași, însă modelul poate fi „rafinat” pe măsură ce beneficiază de loturi mai mari de date.

4.2. DESCRIEREA MODELULUI MATEMATIC DE DETERMINARE A ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR PRIN INTERMEDIUL REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE

Conform modelului descris în [92] [93], rezistența de izolație reprezintă parametrul de diagnoză utilizat la determinarea coeficienților „a” și „b” ai dreptelor duratelor de viață ale transformatoarelor pe baza modelelor de îmbătrânire Dakin și Montsinger, respectiv a energiei de activare asociate îmbătrânirii sub acțiunea solicitărilor termice.

Valorile duratei de viață corespunzătoare solicitării termice constante asupra izolației hârtie-ulei, vor fi determinate de expresiile:

$$D_D = A_D \exp\left(\frac{b_D}{T}\right) \quad (4.6)$$

$$D_M = A_M \exp(-b_M \theta) \quad (4.7)$$

Astfel, din ecuațiile (4.6) și (4.7), se vor putea obține ecuațiile dreptelor duratei de viață corespunzătoare celor două modele:

$$\ln D_D = a_D + b_D/T \quad (4.8)$$

$$\ln D_M = a_M - b_M \theta \quad (4.9)$$

Cunoscând valorile parametrilor dreptelor duratelor de viață ($a_{D,M}$ și $b_{D,M}$), se pot calcula în continuare duratele de viață estimate corespunzătoare funcționării componentelor sau izolației hârtie-ulei la o temperatură constantă „T”, respectiv $\theta(D_{D,M}(T, \theta))$. Astfel, dacă izolația este supusă un interval de timp Δt la temperatura constantă „T”, atunci durata de viață consumată este $D_{cD,M}(T, \theta) = \Delta t$, iar durata de viață rămasă este $D_{rD,M}(T, \theta) = D_{D,M}(T, \theta) - \Delta t$.

În continuare, dacă izolația a funcționat la o temperatură variabilă T(t), se poate calcula durata de viață consumată relativă cu ajutorul uneia dintre ecuațiile:

$$D_{crD}(\Delta t) = \frac{1}{A_D} \int_0^{\Delta t} e^{-\frac{b_D}{T(t)}} dt \quad (4.10)$$

$$D_{crM}(\Delta t) = \frac{1}{A_M} \int_0^{\Delta t} e^{b_M \theta} dt \quad (4.11)$$

respectiv, duratele de viață consumate și rămase:

$$D_{cD,M}(T, \theta) = D_{D,M}(T, \theta) - D_{crD,M}(\Delta t) \quad (4.12)$$

$$D_{rD,M}(T, \theta) = D_{D,M}(T, \theta) - D_{cD,M}(T, \theta) \quad (4.13)$$

iar dacă curba de variație a temperaturii nu este cunoscută, atunci durata de viață consumată relativă în intervalul Δt se poate calcula cu ajutorul ecuației [92] [93]:

$$D_{cr}(\Delta t) = \frac{R_i(0) - R_i(\Delta t)}{R_i(0) - R_{i,eol}} \quad (4.14)$$

Făcând raportarea valorii rezistenței de izolație măsurate la momentul $t = \Delta t$ și a criteriului de sfârșit de viață la valoarea inițială a acesteia $R_i(0)$, ecuația (4.14) devine:

$$D_{cr}(\Delta t) = \frac{1 - R_{ir}(\Delta t)}{1 - R_{ir,eol}} \quad (4.15)$$

4.3. STUDIU DE CAZ: EVALUAREA ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE CU AJUTORUL MODELULUI PE BAZA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE

Cu ajutorul modelului matematic descris la § 4.2 și utilizând valorile rezistenței de izolație disponibile pentru unitățile de transformare de studiu, am determinat duratele de viață consumate pentru fiecare dintre acestea.

În cazul transformatoarelor T4, T5, T6 și T7, deoarece sunt unități nou puse în exploatare, cu ani de PIF cuprinși între 2020 și 2021, singurele măsurători ale rezistenței de izolație au fost cele efectuate în perioada de instalare, testare în șantier și punere în funcțiune. Din acest motiv, pentru aceste transformatoare am putut determina rata de îmbătrânire doar pentru o lună.

Astfel, se observă cum valorile de îmbătrânire variază de la 0 la 23903 ore pentru un singur an de zile (8760 ore), iar un prim element diferit față de calculul pe baza modelului termic este reprezentat de marea majoritate a valorilor care sunt mai mari decât rezultatele obținute la capitolul 3 pentru cazul unui singur an.

Așa cum am utilizat și în cadrul capitolului 3, abrevierea pentru durata de viață consumată va fi „DVC“, urmată de cifra 3, primele două (DVC1 și DVC2) fiind cele descrise la capitolul 3, care au la bază modelul clasic, termic.

Pentru evaluarea duratei de viață consumată a celor 10 unități de transformare au fost necesare pentru fiecare dintre valorile obținute în tabelul 4.1, câte trei valori ale rezistenței de izolație. Două dintre acestea se referă la valorile rezistenței măsurate între două momente care reprezintă perioada de calcul; în cazul acesta fiind vorba despre valorile a doi ani consecutivi. Iar a 3-a valoare se referă la rezistența de izolație la finalul vieții transformatorului. Fiind vorba despre transformatoare de putere instalate în cadrul Rețelei Electrice de Transport din România, pentru obținerea acestor valori de referință, am utilizat specificațiile CNTEE Transelectrica SA din „NTI-TEL-R-002-2007 - Normă Tehnică Internă privind încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET”. [98]

Pentru o mai bună imagine de ansamblu privind diferențele rezultate în urma evaluării duratei de viață consumată pentru cele 10 unități de transformare descrise în cadrul § 3.2.2. cu ambele modele, cel termic și cel pe baza rezistenței de izolație, am realizat graficul din fig. 4.2.

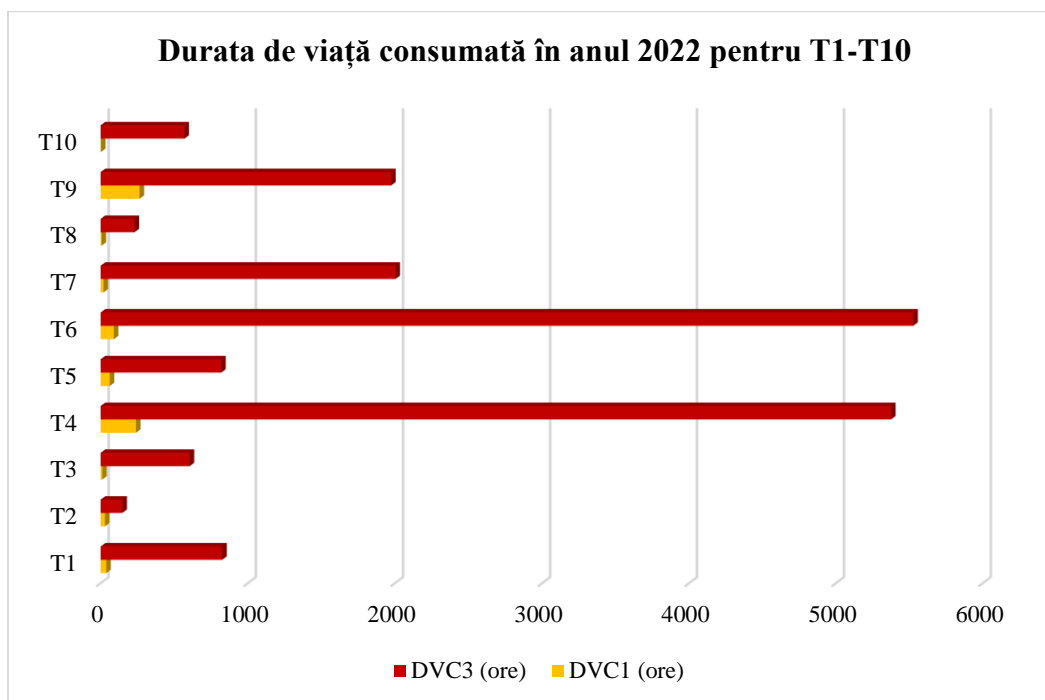


Fig. 4.2. Duratele de viață consumată obținute pentru 10 transformatoare de putere cu modelul termic, respectiv pe baza rezistenței de izolație

Modelul termic permite evaluarea duratei de viață consumate în orice moment de timp, deoarece depinde de măsurarea temperaturii interne a transformatorului ce poate fi efectuată în timpul funcționării acestuia prin intermediul unor senzori dedicați. Spre deosebire de acest model, în cazul celui bazat pe rezistența de izolație evaluările duratei de viață consumate pot fi efectuate numai atunci când sunt realizate măsurători programate ale rezistenței de izolație.

Astfel, cu aceste date reprezentate grafic în fig. 4.2 de mai sus, se poate observa cum pentru toate cele 10 transformatoare, valorile duratei de viață consumată calculate cu ajutorul modelului pe baza rezistenței de izolație depășesc de fiecare dată valorile obținute cu ajutorul modelului termic. Dacă pentru cazul DVC1 (modelul termic) în fiecare dintre cele 10 cazuri, transformatoarele își depreciază durata de viață foarte puțin într-un an, cu valori de ordinul orelor, în cazul DVC3 (model rezistență de izolație), avem valori ale îmbătrânirii care variază de la câteva ore la peste jumătate de an, în funcție de transformator.

Acest lucru este în principal datorat faptului că toate cele 10 transformatoare au fost încărcate pe parcursul anului 2022 la nivel subnominal, așa cum am văzut la § 3.2.3.3, iar modelul termic pentru astfel de cazuri furnizează rezultate foarte mici privind îmbătrânirea transformatoarelor. Diferit de modelul termic, modelul pe baza rezistenței de izolație furnizează rezultate mai ridicate inclusiv pentru acest tip de exploatare sub nivelul nominal, care demonstrează că unitățile de transformare își depreciază durata de viață inclusiv pentru acest tip de exploatare.

Dacă privim aceste rezultate luând în considerare experiența de exploatare, prin care durata medie de viață a unui transformator este de 30-40 de ani, chiar și pentru cazul celor exploatare similare cu cele din prezentul studiu de caz, este clar că valorile duratei de viață consumată sunt mai apropiate

în realitate de rezultatele furnizate de modelul pe baza rezistenței de izolație. Pe parcursul unui an, chiar și dacă nu au fost supraîncărcări ori regimuri de defect, totuși transformatorul a trecut printr-un proces de uzură și îmbătrânire, iar valori de ordinul zilelor sau lunilor, sunt mai apropiate de experiența de exploatare decât valorile de ordinul orelor, raportat la un an întreg de funcționare continuă.

Astfel, putem observa cum modelul pe baza rezistenței de izolație, produce rezultate privind îmbătrânirea transformatoarelor și pentru domeniul inferior de temperaturi interne de funcționare, corespunzătoare nivelului de încărcări subnominale. Diferit de acesta, modelul termic produce în schimb rezultate foarte bune și validate de mulți ani în industrie, atunci când transformatoarele sunt încărcate cel puțin la nivelul nominal și în special pentru supraîncărcări.

Însă, modelul pe baza rezistenței de izolație este îndeosebi aplicabil pentru transformatoarele care se află în exploatare de cel puțin 5 ani de zile și unde hârtia impregnată în ulei începe să se deterioreze și să producă valori ale rezistenței de izolație diferite de la un an la altul atunci când sunt efectuate măsurători. Pentru cazul unităților de transformare noi, hârtia își menține proprietățile dielectrice foarte bine în primii ani și poate produce valori semnificativ diferite de la un an la altul în această primă etapă a “vieții” lui doar dacă transformatorul a fost suprasolicitat prin încărcări peste 100% sau a trecut prin regimuri tranzitorii de funcționare.

4.4. ANALIZĂ STATISTICĂ COMPARATIVĂ ÎNTRE REZULTATELE DURATEI DE VIAȚĂ CONSUMATĂ OBȚINUTĂ CU MODELUL TERMIC, RESPECTIV CU MODELUL PE BAZA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE

4.4.2. Studiu statistic preliminar efectuat pentru 7 unități de transformare, utilizând tehnica testului de tip „Paired t-Student”

În acest subcapitol am efectuat un test statistic de tip „Paired t-Student” pentru perechi de date. Am utilizat un test „t” pentru a compara două medii ale populației, unde avem două eșantioane în care observațiile dintr-un eșantion pot fi asociate celor din celălalt eșantion.

Am verificat situația metodelor DVC1 și DVC3. Rezultatele testului sunt următoarele:

Tabel 4.6. Statistici perechi de studiu

		Medie	N	Abatere standard	Eroare medie standard
Pereche 1	DVC1	37912,6143	7	48448,65525	18311,87045
	DVC3	38202,0254	7	48616,38573	18375,26661

Tabel 4.7. Corelări perechi de studiu

		N	Corelare	Sig.
Pereche 1	DVC 1 & DVC3	7	1,000	,000

Tabel 4.8. Test perechi de studiu

					Intervalul de încredere de 95% al diferenței				
		Medie	Abatere standard	Eroare medie standard	Inferior	Superior	t	df	Sig.
Pereche 1	DVC1 & DVC3	-289,4111	305,84589	115,59888	-572,27137	-6,55082	-2,504	6	,046

Valoarea „p” obținută pentru o singură coadă este de $\frac{0,046}{2} = 0,023$, care este mai mică decât pragul de 0,05. În aceste condiții, se acceptă ipoteza alternativă și se respinge ipoteza de nul, ceea ce înseamnă că cele două metode produc rezultate diferite.

4.4.3. Studiu statistic final efectuat pentru 10 unități de transformare, utilizând tehnica de regresie liniară multivariabilă

4.4.3.1. Date de intrare

Datele de intrare sunt reprezentate de către duratele de viață consumată calculate cu ajutorul ambelor modele, termic și pe baza rezistenței de izolație pentru cele 10 transformatoare de putere descrise în cadrul capitolului 3. Astfel, în cadrul studiului, datele privind duratele de viață consumată au fost abbreviate astfel:

- DVC1 – durata de viață consumată, estimată cu ajutorul sistemelor de monitorizare care folosesc modelul termic;
- DVC3 – durata de viață consumată, calculată cu ajutorul modelului pe baza rezistenței de izolație.

Valorile date de metoda DVC3 se vor considera valori de referință, urmând ca pe baza studiului statistic care va fi efectuat în continuare, să fie găsit un model care să permită metodei DVC1 să producă rezultate similare cu metoda DVC3.

Datele colectate de la cele 10 unități de transformare prin cele 2 metode de calcul al duratei de viață consumată, vor fi folosite astfel:

- De la 9 dintre cele 10 unități de transformare, pentru antrenarea modelului statistic;
- De la 1 dintre cele 10 unități de transformare, pentru validarea modelului statistic.

Astfel, în prima etapă de analiză statistică am verificat mai mulți algoritmi pentru aproximarea evoluției datelor, conform cu fig. 4.3 de mai jos.

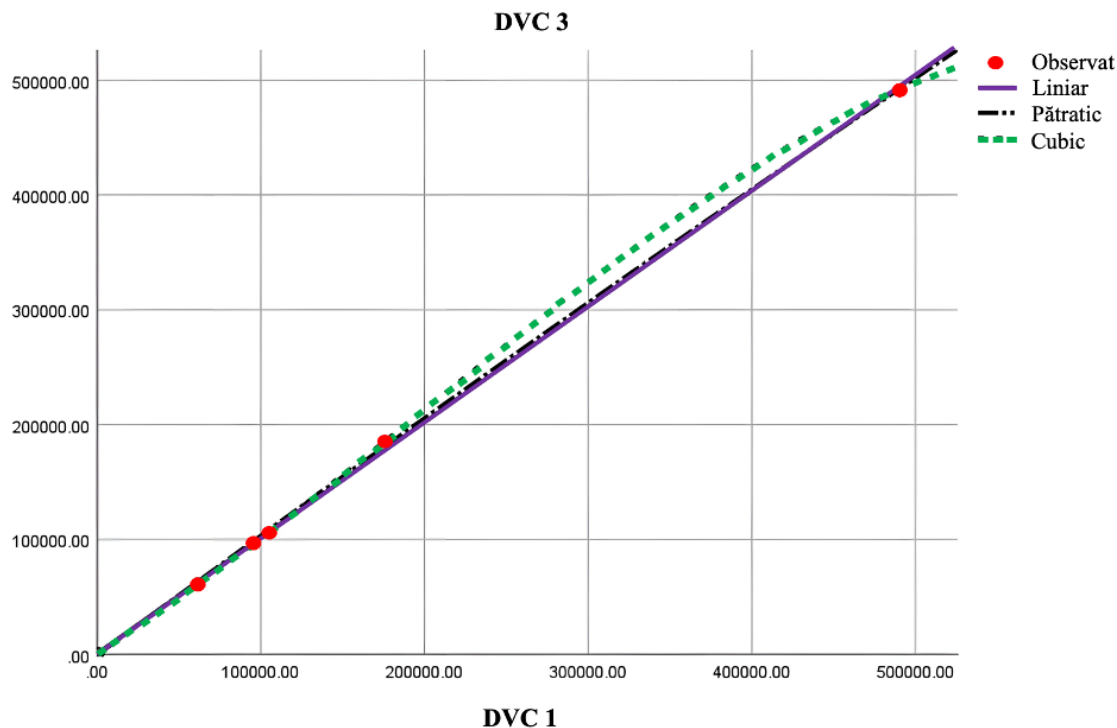


Fig. 4.3. Aproximarea evoluției datelor obținute cu cele 2 metode DVC1 și DVC3

Se poate observa cum cei 3 algoritmi de interpolare liniară, pătratică și cubică, care aproximează evoluția punctelor aparținând celor 2 metode de evaluare a duratei de viață consumată, produc rezultate foarte apropiate iar în continuare se va studia modelul de regresie liniară datorită ușurinței sale de implementare.

4.4.3.3. Metodologia de lucru

Înainte de realizarea modelului de regresie liniară, este necesară verificarea următoarelor ipoteze de lucru:

- dacă variabilele alese sunt independente: se utilizează testul statistic de tip „Durbin-Watson”;
- dacă variabilele alese sunt corelate: se utilizează testul statistic „Pearson”;
- dacă există legătură statistic semnificativă între variabilele de intrare și cea de ieșire: se utilizează testul statistic „Anova”.

Dacă toate aceste condiții sunt îndeplinite simultan, atunci se poate realiza un model de regresie liniară multivariabilă.

4.4.3.4. Testul statistic Durbin-Watson efectuat asupra transformatoarelor de putere

Tabel 4.12. Test statistic Durbin-Watson

Model	R	R ²	R ² Ajustat	Eroare Standard a Estimării	Statistici schimbate		df	Sig. Schimbat	F	Durbin-Watson
					R ² Schimbat	F Schimbat				
1	1,000 ^a	1,000	1,000	3447,8458	1,000	16958,47	7	,000		2,467

În urma efectuării testului statistic Durbin-Watson, am determinat valoarea 2,467 care se încadrează în intervalul $-3 \div 3$, ceea mi-a permis să concluzionez că variabilele alese sunt independente.

4.4.3.5. Testul de corelație Pearson efectuat asupra transformatoarelor de putere

Tabel 4.13. Test statistic Pearson

		DVC3	DVC1
Corelație Pearson	DVC3	1,000	1,000
	DVC1	1,000	1,000
Sig. (1-coadă)	DVC3	,	,000
	DVC1	,000	,
N	DVC3	9	9
	DVC1	9	9

Conform rezultatelor obținute în tabelul 4.12, pe baza coeficientul Pearson am stabilit că între variabilele alese există o corelație puternică.

4.4.3.6. Testul statistic Anova efectuat asupra transformatoarelor de putere

Tabel 4.14. Test statistic Anova

Model	Suma Pătratelor	df	Medie Pătratică	F	Sig.
Regresie	201596208068,491	1	201596208068,491	16958,471	,000 ^b
Reziduu	83213484,575	7	11887640,654		
Total	201679421553,066	8			

unde:

- a* variabilă dependentă: DVC3
- b* variabilă independent: DVC1

Astfel, pentru un nivel de încărcare de 95% ($p \leq 0,05$), nivelul este în acest interval, iar F este suficient de mare pentru a respinge ipoteza de nul și a admite ipoteza alternativă. De aceea, am considerat că între variabilele independente și variabila dependentă există o legătură statistic semnificativă.

4.4.3.7. Determinarea coeficienților regresiei liniare

Determinarea coeficienților unei regresii liniare implică identificarea valorilor numerice care descriu cel mai bine relația liniară dintre variabilele independente și variabila dependentă dintr-un set de date. Acești coeficienți sunt parametri esențiali ai modelului de regresie liniară și sunt utilizați pentru a prezice valorile variabilei dependente pe baza valorilor variabilelor independente. Pentru determinarea lor am utilizat metoda celor mai mici pătrate, obținând după cum urmează:

Tabel 4.15. Determinarea coeficienților regresiei liniare

Model	Coeficienți nestandardizați		Coeficienți standardizați	t	Sig.
	B	Eroare Std.	Beta		
Constant	890,545	1400,096		,636	,0545
DVC1	1,007	,008	1,000	130,225	,000

Astfel, ecuația modelului de regresie liniară multiplă va fi:

$$DVC3 = DVC1 \times 1,007 + 890,545 \quad (4.47)$$

4.5. CONCLUZIILE ANALIZEI PRIVIND VALIDAREA MODELULUI DE EVALUARE A ÎMBĂTRÂNIRII TRANSFORMATOARELOR PE BAZA REZISTENȚEI DE IZOLAȚIE

Diferența principală descoperită în urma acestei analize statistice, este aceea că modelul pe baza rezistenței de izolație obține rezultate ale îmbătrânirii transformatoarelor pentru domeniul inferior de temperatură corespunzător încărcărilor subnominale ale acestora. Deși experiența de exploatare a dovedit faptul că acestea îmbătrânesc prin uzură la funcționare continuă indiferent de nivelul încărcării, modelul termic standardizat și utilizat în industrie nu furnizează rezultate pentru domeniul inferior de temperatură, iar îmbătrânirea începe practic cu o temperatură internă hot-spot a transformatoarelor de circa 90°C, conform standardelor.

Astfel, date fiind aceste aspecte, prin intermediul studiului de caz abordat în cadrul acestui capitol am dezvoltat un model de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor care este aplicabil pe întregul domeniu de temperatură și vine ca un model complementar celui utilizat deja în industrie. Modelul este aplicabil pentru domeniul de temperaturi interne hot-spot ale transformatoarelor sub 90°C, iar rezultatul final al acestuia este reprezentat de ecuația (4.47) unde se observă coeficienții de corecție aplicați modelului termic, astfel încât noul model să producă rezultate ale duratei de viață consumată inclusiv pentru domeniul inferior de temperatură și încărcări.

Algoritmul metodei care stă la baza modelului dezvoltat este reprezentat în schema logică din fig. 4.4. unde se poate observa delimitarea pașilor de calcul pentru evaluarea duratei de viață consumată în funcție de domeniul de temperatură.

Practic, modelul obținut propune prin intermediul coeficienților de corecție aplicați alocarea unei valori a duratei de viață consumată într-un an pentru un transformator evaluat, de 890,545 ore la care se adaugă o valoare variabilă a duratei de viață consumată calculată cu modelul termic, ce crește odată cu creșterea temperaturii hot-spot.

Important de precizat este faptul că acest model dezvoltat este aplicabil doar dacă transformatoarele care au funcționat continuu într-un an. Dacă transformatorul a avut întreruperi în funcționare pe durate extinse, atunci modelul nu va mai produce rezultate valide. De asemenea, un alt aspect important este legat de faptul că această metodă are caracter limitat dat fiind numărul de transformatoare utilizate și respectiv de ani asupra cărora a fost realizat studiul. În cazul unui lot mai mare de date și respectiv de transformatoare, coeficienții de corecție rezultați ar putea diferi iar atunci modelul propus ar diferi și el. Însă, metoda efectivă de obținere a modelului de evaluare a duratei de viață consumată pentru întregul domeniu de temperatură va rămâne întotdeauna cea propusă în cadrul acestui capitol.

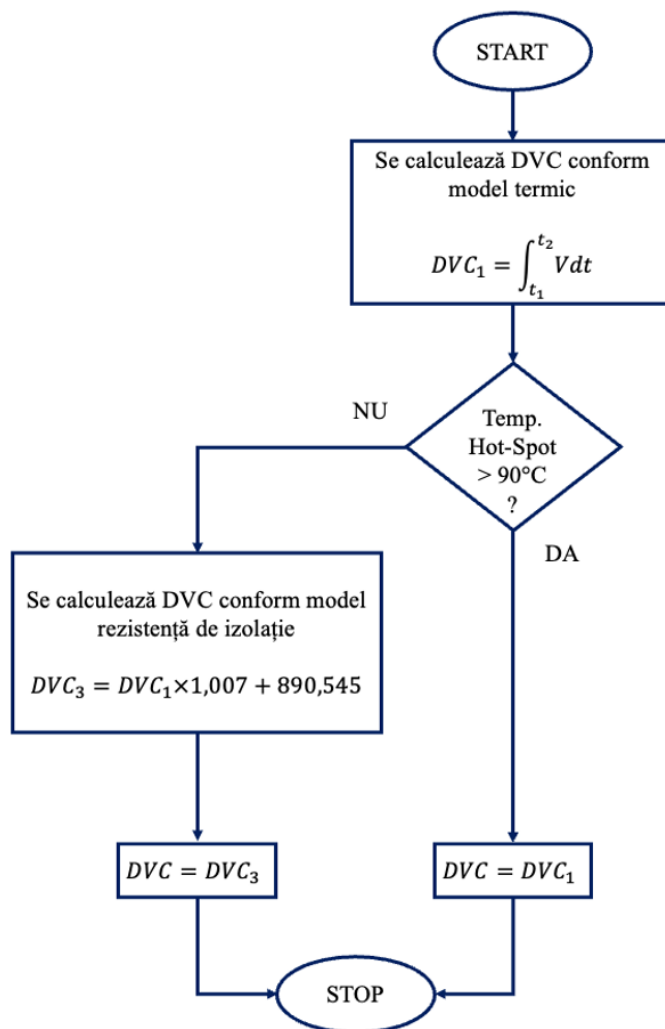


Fig. 4.4. Schemă logică a modelului de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor propus

Astfel, modelul de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor pe întreg domeniul de temperatură ar putea deveni cu atât mai performant și aplicabil în industria electroenergetică cu cât vom integra mai multe transformatoare și respectiv date de funcționare pentru acestea. Dacă ne raportăm la întreaga Rețea Electrică de Transport din România, va fi nevoie de utilizarea unor loturi de date pentru cel puțin 59 de unități de transformare. Însă acest lucru depinde de existența unor sisteme de monitorizare a condiției tehnice de tipul celor prezentate în capitolul anterior capabile să evalueze durata de viață consumată cu ajutorul modelului termic.

CAPITOLUL 5. CONCLUZII

5.1. CONCLUZII GENERALE

Studiile de cercetare prezentate în cadrul tezei de doctorat se concentrează pe utilizarea unei noi metode de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor și propunerea unui nou model de evaluare care să ofere operatorilor de rețele electrice, rezultate cât mai precise în estimarea activităților de

mentenanță ori investiții necesare pentru transformatoarele pe care le au în exploatare. Astfel, de aici se desprind următoarele concluzii:

- Cercetarea cuprinsă în cadrul tezei de doctorat urmărește utilizarea pentru prima dată în industrie a unui nou model de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor utilizate în stațiile electrice de medie și înaltă tensiune și identificarea rezultatelor produse de către acesta în raport cu modelele termice, utilizate deja în industrie de mulți ani;
- Modelul de evaluare a duratei de viață consumată a unităților de transformare pe baza rezistenței de izolație produce rezultate finale diferite față de modelul termic, însă din simulările de analiză statistică a rezultat că evoluțiile variațiilor datelor obținute sunt foarte apropiate;
- Principala concluzie identificată în urma utilizării modelului pe baza rezistenței de izolație, este aceea că acesta produce rezultate foarte bune pentru domeniul inferior de temperatură internă de funcționare a transformatoarelor, lucru diferit față de modelul clasic, termic care nu produce rezultate deloc pentru încărcări subnominale;
- Astfel, cu aceste premise obținute din cercetarea preliminară efectuată asupra transformatoarelor cuprinse în studiul de caz, am dezvoltat un model de evaluare a duratei de viață consumată care să fie aplicabil pe întregul domeniu de temperatură internă de funcționare, deci pentru orice tip de încărcare. Acesta reprezintă practic un model complementar cu cel termic, utilizat astăzi în industrie, care să corecteze valorile duratei de viață consumată pentru domeniul de temperaturi hot-spot sub 90°C;
- Atât modelul dezvoltat, cât și metoda de evaluare a duratei de viață consumată a transformatoarelor pe baza rezistenței de izolație sunt propuse spre a fi utilizate în industrie pentru obținerea unor rezultate mai bune și cu costuri mai reduse;
- Modelul propus are caracter limitat de aplicabilitate și vizează doar transformatoarele care au funcționat continuu pe perioada evaluată. Totodată, modelul poate deveni cu atât mai performant cu cât sunt evaluate mai multe transformatoare și implicit date de intrare reprezentate de rezultatele duratei de viață consumată atât cu modelul termic, cât și cu cel pe baza rezistenței de izolație;
- Am prezentat un sistem de monitorizare a condiției tehnice ce respectă standardele utilizate în industrie, instalat pe cele 10 unități de transformare care fac obiectul studiului de caz și a modului cum sunt obținute datele ce țin de „sănătatea” transformatoarelor cu acesta;
- Am reprezentat dependențele valorilor duratei de viață consumată pentru transformatoarele de studiu în raport cu diferiți parametri electrici, termici sau valori de încărcare;
- Am studiat comportamentele termice a 2 unități de transformare cu ajutorul inspecțiilor multispectrale infraroșu și UV, în vederea comparării acestora cu rezultatele obținute din sistemele de monitorizare a condiției tehnice;
- În cadrul tezei de doctorat am studiat și fiabilitatea unităților de transformare implicate în incidente la nivel de RET pe un eșantion de 5 ani. De asemenea, în raport cu datele de fiabilitate obținute am studiat și contribuția sistemelor de monitorizare a condiției tehnice în evitarea acestor incidente. Iar totodată am analizat aportul pe care aceste sisteme de monitorizare le-ar fi putut aduce în limitarea energiei nelivrate la consumatori rezultată din incidentele care au avut loc pe perioada studiată;
- Am prezentat principalele tehnologii care susțin conceptul de stații electrice digitale și beneficiile aduse de către acestea. Iar de asemenea cum se traduc aceste tehnologii digitale astăzi în cadrul stațiilor electrice de la operatorii de transport și distribuție. Un element principal utilizat în ultimii ani tot mai mult pentru echipamentele electrice din stații în

vederea creșterii „sănătății” acestora este reprezentat de către sistemele de monitorizare a condiției tehnice, care formează premisele studiului prezentat în cadrul tezei de doctorat.

5.2. CONTRIBUȚII PERSONALE

Principalele contribuții personale aduse prin intermediul cercetării științifice din teza de doctorat sunt reprezentate de:

- Aplicarea pentru prima dată în mediul real, operațional a unui nou model de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor din stațiile electrice de medie și înaltă tensiune, care utilizează rezistența de izolație;
- Compararea modelului de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor pe baza rezistenței de izolație cu cel termic, în urma extragerii de date istorice pe eșantioane de câte un an din mediul operațional de stație electrică unde sunt instalate acestea;
- Realizarea unui test statistic pentru a determina dacă cele două metode produc rezultate similare din punct de vedere statistic;
- Prezentarea rezultatelor cercetării, prin care a fost demonstrată aplicabilitatea modelului pe baza rezistenței de izolație pentru domeniul inferior de temperaturi hot-spot de funcționare a transformatoarelor, care corespunde încărcărilor subnominale;
- Dezvoltarea unui model de evaluare a duratei de viață consumată a unităților de transformare pentru tot domeniul de temperatură, prin care sunt aplicați o serie de coeficienți de corecție modelului termic, convențional;
- Propunerea atât a noului model obținut în urma cercetării, dar și a metodei de obținere a acestuia pentru industrie, spre a fi utilizat de către operatorii de rețele electrice în vederea evaluării cât mai precise a duratei de viață consumată și rămasă a transformatoarelor pe care le au în exploatare;
- Utilizarea unui sistem de monitorizare a condiției tehnice pentru evaluarea stării transformatoarelor din studiul de caz și a principalilor parametri care duc la îmbătrânirea acestora în timp;
- Validarea comportamentului termic a 2 transformatoare din studiul de caz prin intermediul inspecțiilor multispectrale, atât în spectrul infraroșu, cât și UV, în raport cu rezultatele obținute cu ajutorul sistemelor de monitorizare a condiției tehnice instalate pe acestea;

Promovarea rezultatelor studiilor realizate la conferințe internaționale de specialitate: IEEE, CIGRE, WEC etc.

5.3. PROPUNERI DE CONTINUARE A CERCETĂRII

Continuarea cercetărilor realizate în cadrul tezei de doctorat este deosebit de importantă raportat la aportul tehnic pe care modelul obținut de evaluare a îmbătrânirii transformatoarelor pe întreg domeniul de temperatură l-ar putea aduce domeniului electroenergetic și în special operatorilor de rețele. Astfel, se deprind următoarele propuneri de continuare a cercetării:

- Pentru obținerea unui model cât mai precis de evaluare a duratei de viață consumată a transformatoarelor, este nevoie de cât mai multe loturi de date care să fie introduse în programul statistic creat prin metoda prezentată;
- Propunerea principală de continuare a cercetării este aceea de extindere a acestui model la întreaga populație de unități de transformare la nivelul Rețelei Electrice de Transport din

România, pentru care am calculat un necesar de cel puțin 59 de transformatoare care să fie introduse în cadrul modelului.

Totodată, am demonstrat aplicabilitatea modelului de evaluare a îmbătrânirii pe baza rezistenței de izolație care deja poate fi utilizat de către operatorii de rețele electrice de transport sau distribuție în cadrul procedurilor de exploatare pentru evaluarea duratelor de viață consumate ale transformatoarelor pe care le au în exploatare.

BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

- [8] C. S. B3, "CIGRE Study Committee B3 (Substations)," *ELECTRA*, 2018.
- [9] J. D. McDonald, *Electric Power Substations Engineering - Third Edition*, Florida, United States: CRC Press - Taylor & Francis Group, 2012.
- [26] Bogdan Leu, A. L. O. L. M. F., "Pilot Project for monitoring two 400 kV overhead lines from the Romanian Power System to increase the transmission capacity," in *CIGRE Regional South-East European Conference*, Bucharest, 2020.
- [27] B. Sparling, "Managing existing transformers in the grid transition," *Transformers Magazine*, vol. 7, no. 2, 2020.
- [28] CNTEE Transelectrica SA, "Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul CNTEE Transelectrica SA," Bucharest, 2018.
- [29] R. V.-R. J. L. V. G. N. S. G.-A. A. S.-A. P. L. A. S. Jordi Farrero, "Full substation monitoring," in *CIGRE 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1*, Prague, Czech Republic, 2009.
- [31] Bogdan Leu, C. L. O. L., "Technical Policy regarding the Asset Health Center of Romanian TSO," in *EMERG*, Volume VI, Bucharest, 2020, ISSN 2668-7003, ISSN-L 2457-5011.
- [32] Claudia Candale, Bogdan Leu, A. V. R. D., "Romanian TSO's Augmented Reality Concept," in *9th International Conference on Modern Power Systems*, Cluj-Napoca, 2021, WOS: 000941563300044.
- [33] Bogdan Leu, C. L. M. M. A. L. C. C., "DigiTEL Smart Vision Pilot Project," in *WEC Central & Eastern Europe Regional Energy Forum - FOREN*, Costinești, România, 2022.
- [34] H. H. J. Nejedly, "2FAL, Ageing of paper insulation and life management of power transformers," *CIGRE Study Committee A2-103*, 2006.
- [47] M. A. A. S. M. Z. D. M. L. Muhammad Humayun, "Optimal Use of Demand Response for Lifesaving and Efficient Capacity Utilization of Power Transformers during Contingencies," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015.
- [48] M. Z. A. B. A. K. S. B. Mohammad Tolou Askari Sedehi Esfahani, *Loss of life of mineral oil immersed transformers*, 2015.
- [49] I. Daminov, "Dynamic Thermal Rating of Power Transformers: Modelling, Concepts, and Application Case - PhD Thesis," 2022.
- [50] T. S. R. Manoj Kumar Pradhan, "On the Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 1962-1969, 2005.
- [60] H. K. D. S. Sri Nikhil Gupta Gouriseti, "A Review of Transformer Aging and Control Strategies," *IEEE Xplore*, 2017.
- [61] G. N. J. Nejedly, "Evaluation of the extent of ageing of paper oil-immersed power transformers," *CIGRE Session 2004 - Study Committee D1-302*.

- [62] J. A. Robert Chenier, "Economic Benefit and Risk Evaluation of Power Transformer Overloading," 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001.
- [63] G. R. K. Najdenkoski, "Thermal Aging of Distribution Transformers According to IEEE and IEC Standards," 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.
- [64] D. Susa, "Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers - PhD Thesis," 2005.
- [65] M. L. H. N. A. Elmoudi, "Effect of Harmonics on Transformers Loss of life," in Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, 2006.
- [66] T. S. M. S. S. Tenbohlen, "Assessment of Overload Capacity of Power Transformers by On-line Monitoring Systems," 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001.
- [69] I. C57.91, "Guide for Loading Mineral- Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," IEEE Power and Energy Society, 2011.
- [71] I. 60076-7, "Power Transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers," IEC International Standard, 2018.
- [72] J. Perez, "Fundamental principles of transformer thermal loading and protection," in 2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2010.
- [73] B. P. Traian Chiulan, "Experimental study on the large power transformer unit temperature variation," U.P.B. Sci. Bull., Series C, vol. 71, no. 4, 2009.
- [74] M. L. Hasse Nordman, "Thermal Overload Tests on a 400-MVA Power Transformer With a Special 2.5-p.u. Short Time Loading Capability," IEEE Transactions on Power Delivery , vol. 18, no. 1, pp. 107-112, 2003.
- [75] T. H. P. L. K. P. A. F. M. P. P. Boss, "Life assessment of power transformers to prepare a rehabilitation based on a technical-economical analysis," CIGRE Session 2002, Study Committee 12-106, 2002.
- [79] SC SIMTECH INTERNATIONAL SRL, Echipament pentru monitorizare - diagnosticare pentru transformatoare de putere, 2015.
- [86] A. G. A. J. M. Savaghebi, "Transformer Dynamic Loading Capability Assessment under Nonlinear Load Currents," in 43rd International Universities Power Engineering Conference, Padua, Italy, 2008.
- [87] G. W. Laisheng Tong, "Temperature rise calculation and loss of life assessment of oil-cooled traction transformer," in Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Solid Dielectrics, 2004. ICSD 2004, Toulouse, France.
- [88] M. H. O. J. A. M. J. V. Alan Sbravati, "Enhancing Transformers Loadability for Optimizing Assets Utilization and Efficiency," in 2018 Electrical Insulation Conference (EIC), San Antonio, TX, USA, 2018.
- [89] L. F. A. Ramadoni Syahputra, "Power Transformer Loading Analysis in order to improve the Reliability of a Substation," Journal of Electrical Technology UMY, vol. 1, no. 4, 2017.
- [92] Simtech International & Universitatea Politehnica din București, "METODĂ ȘI ECHIPAMENT PENTRU DETERMINAREA DURATEI DE VIAȚĂ RĂMASĂ A SISTEMELOR DE IZOLAȚIE ALE TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE," Proiect Cercetare EDVTP (2016-2018)(contract UEFISCD nr. 6PTE/2016) - Etapa 3, Bucuresti, 2018.
- [93] G. T. P. V. Notinger, "Determination of Estimated, Consumed and Remaining Lifetimes of Paper - Oil Transformers Insulation Based on Winding Insulation Resistance," IEEE, 2018.
- [98] CNTEE Transelectrica SA, "NTI-TEL-R-002-2007-01: Norma Tehnică Internă - Încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET," 2015.