

### Exploatarea și mentenanța transformatoarelor de mare putere din exploatare

Cele mai importante obiective, pentru orice companie fie ea de producere, transport sau distribuție, în contextul deregularizării pieței de energie le reprezintă reducerea costurilor și creșterea siguranței în funcționare.

Datorită acestui fapt, exploatarea și mentenanța corectă a transformatoarelor de putere din exploatare devine și mai importantă datorită faptului că sunt printre cele mai costisitoare echipamente, iar defectarea lor conduce la reducerea capacității de transport și deci a eficienței întreprinderii.

În sistemul energetic Românesc se află în exploatare un număr de 339 de transformatoare și autotransformatoare de putere nominală cuprinsă între 63 și 440 MVA și cu tensiunile nominale cuprinse între 110 și 750 kV. Marea majoritate dintre acestea au durata de funcționare mai mare de 25 de ani, perioadă considerată ca fiind “durata de viață standard”.

Ele au fost proiectate și realizate folosind tehnicile și materialele disponibile la momentul respectiv de timp, ceea ce a condus la dimensiuni și greutatea mult mai mari și la o eficiență mult mai scăzută din punctul de vedere al pierderilor proprii.

Când un transformator își depășește vârsta critică, evaluarea stării momentane și a capacității lui reale de funcționare necesită investigații specifice suplimentare și concluzii bine argumentate, aceasta și din considerentul că pentru același tip de defect pot să existe mai multe cauze și forme de manifestare.

La transformatoarele de mare putere din sistemul energetic românesc punctele critice principale sunt:

- a – înfășurările:
  - scăderea parametrilor de izolație sub limitele minime admise ceea ce poate conduce la străpungerea izolației la supratensiuni;
  - slăbirea rezistenței la eforturi electrodinamice.
- b – trecerile izolate – se datorează calității inferioare a acestora;
- c – sistemul de consolidare a înfășurărilor realizat din materiale magnetice
  - supraîncalzirea puternică a pieselor de presare (prezon - șaibă), ceea ce conduce la deformarea lor termică și la degradarea termică a materialelor izolante;
- d – comutatoarele cu reglaj sub sarcină;
- e – circuitul magnetic – se datorează cantității relativ mari de impurități mecanice și de umiditate din ulei care determină:
  - scăderea izolației tolelor, a pachetelor de tole, a schelelor.
- f – sistemul de răcire:
  - reducerea capacității de răcire prin înfundarea canalelor de circulație a aerului sau uleiului.

### Încercări și măsurători care se efectuează la transformatoarele de putere

Nr. crt.	Denumirea probei	Momentul efectuării probei
1	Încercare uleiului	- conform normelor în ceea ce privește uleiurile pentru transformatoarele în sarcină - anual la transformatoarele aflate în starea operativă “rezervă rece”
2	Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor și a coeficientului de absorbție	- PIF, RT, RC, RK - la schimbarea uleiului - la fiecare doi ani la transformatoarele aflate în starea operativă “rezervă rece”
3	Măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice și a capacității izolației complexe a înfășurărilor	- pentru transformatoare cu $U \geq 110 \text{ kV}$ și $S \geq 10 \text{ kVA}$ și pentru transformatoarele aferente centralelor electrice: - PIF, RT, RC, RK - la schimbarea uleiului - pentru celelalte transformatoare: - PIF, RT, RC, RK - la schimbarea uleiului - la fiecare doi ani la transformatoarele aflate în starea operativă “rezervă rece”
4	Verificare trecerilor izolate tip condensator prevăzute cu bornă de măsură a capacității și tg $\phi$	- PIF - la intervenții cu decupare
5	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor	- RT, RC, RK - la modificarea poziției comutatorului la transformatoarele cu comutator de reglaj în absența sarcinii
6	Verificarea transformatoarelor de curent de tip inclus	- PIF, RT, RC, RK
7	Verificarea comutatorului de reglaj sub tensiune	- PIF, RT, RC, RK - cu prilejul RT se va manevra comutatorul pe toate pozițiile de câteva ori consecutiv, pentru a curăți suprafața contactelor
8	Verificarea comutatorului la transformatoarele fără reglaj sub sarcină	- RC, RK cu decupare - la orice decupare
9	Verificarea grupei de conexiuni și a polarității	- PIF - intervenții la înfășurări și la conexiuni - la modificarea conexiunilor sau a raportului de transformare
10	Măsurarea raportului de transformare	- PIF - intervenții la înfășurări și la conexiuni - la modificarea conexiunilor sau a raportului de transformare - după declanșări prin protecții la defecte interne
11	Măsurarea pierderilor și a curentului de mers în gol la tensiune scăzută	- PIF după reparație

12	Măsurarea pierderilor și a curentului de mers în gol la tensiune nominală	- PIF - după RK care a presupus demontarea înfășurărilor sau intervenții la miezul magnetic
13	Măsurarea tensiunii și a pierderilor de scurtcircuit	- PIF - după RK care a presupus demontarea înfășurărilor sau intervenții la miezul magnetic
14	Încercarea izolației cu tensiune aplicată de frecvență 50 Hz, 1 min.	- PIF - la livrare după RK - la transformatoarele aflate în stare de depozitare o perioadă de timp de minimum 3 ani
15	Încercarea izolației cu tensiune indusă mărită	- la livrare după RK - la transformatoarele aflate în stare de depozitare o perioadă de timp de minimum 3 ani, la expirarea perioadei de depozitare
16	Încercarea izolației cu tensiune indusă mărită trifazată de 50 Hz	- PIF
17	Verificarea corespondenței fazelor	- PIF, RK - demontarea / înlocuirea barelor și a transformatorului
18	Verificarea continuității și măsurarea rezistenței legăturilor interioare	- PIF cu sau fără decuvare în funcție de transformator
19	Măsurarea rezistenței de izolație a jugului, buloanelor, schelelor pachetelor de tole	- PIF - RC, RK
20	Încercarea etanșeității la ulei a cuvei și a accesoriilor transformatorului	- PIF - RK
21	Încercarea etanșeității la vacuum înainte de umplerea sau completarea cu ulei	- PIF - RC, RK
22	Verificarea înclinării conductelor de legătură între transformator și conservator și a capacului	- PIF - după intervenții cu demontări ale conductelor de aerisire
23	Verificarea tractoarelor de temperatură	- PIF, RT, RC, RK - lucrări la circuitele respective
24	Verificarea sistemului de răcire	- PIF, RT, RC, RK - lucrări în circuitele de comandă, protecție, semnalizare
25	Verificarea protecției de cuvă	- PIF -RT
26	Verificarea elementelor de protecție la supratensiuni atmosferice	- PIF -RT

Pentru realizarea acestor obiective sunt disponibile în prezent în România principalele tipuri de aparate și instalații de investigare performante, ce sunt utilizate în mod curent în alte țări. Deocamdată acestea sunt în număr redus și sunt dispersate la prea multe întreprinderi. Acest lucru conduce la mărirea duratei de investigare, la creșterea gradului de subiectivitate asupra rezultatelor și la necesitatea unui responsabil care să coordoneze colaborarea laboratoarelor, să analizeze rezultatele și să emită măsurile care trebuie luate.

Până în prezent vârsta înaintată a transformatoarelor din România nu a constituit principala cauză de deteriorare a acestora, ci doar a favorizat apariția unor defecte.

Din punct de vedere economic și funcțional, este deci foarte importantă eficiența managementului acestor transformatoare, îndreptat spre o utilizare la maximum a transformatoarelor existente, prin luarea celor mai eficiente măsuri de prevenire și de remediere a defecțiunilor majore.

Întrucât o evaluare eronată poate conduce la o exploatare incorectă și în consecință chiar la pagube importante, interpretarea rezultatelor investigațiilor și stabilirea măsurilor de exploatare corelate cu starea momentană a transformatorului din exploatare este o problemă de mare responsabilitate.

Odată cu creșterea numărului transformatoarelor care depășesc 20 sau chiar 30 de ani de funcționare, se înregistrează o creștere a frecvenței de defectare în timpul serviciului. În cazul unui transformator de mare putere costul total în cazul unui eveniment important este alcătuit din:

- înlocuirea cu un transformator nou care include și costul de transport și instalare;
- daune de nefuncționare;
- contractarea de energie electrică de la alt furnizor la limita de avarie;
- eliberarea amplasamentului ;
- daunele aduse echipamentelor învecinate;
- alte costuri indirecte.

Aceste costuri indirecte pot de câteva ori mai mari decât costul de înlocuire.

O explozie a unui transformator de înaltă tensiune constituie un pericol pentru viața personalului și poate produce pagube însemnate printre instalațiile apropiate.

Consecințele defectării unui transformator de putere poate îmbrăca următoarele forme: consecințe economice care cuprind:

- înlocuirea transformatorului la care se adaugă costurile de punere în funcțiune, de asemenea aici se mai adaugă reparațiile la echipamentele alăturate dacă în urma defectării acestuia au fost afectate. Factorii care influențează costurile de reparație sunt depind mai mult de gravitatea consecințelor decât de funcționarea transformatorului;
- pierderea unei unități de producție sau stații. În cazul unei centrale nucleare costul poate fi de 2-3 ori mai mare decât costul înlocuirii transformatorului, acolo unde instalarea transformatorului de rezervă durează câteva săptămâni. În cazul stațiilor operatorul este obligat să le mențină în funcțiune chiar dacă transformatorul nu este în funcțiune, topologia stației este modificată astfel încât consumatorii să fie alimentați. În cazul în care acest lucru nu este posibil există penalizări contractuale.

periclitează securitatea instalației și a personalului de exploatare; impactul media.

Statisticile arată că majoritatea defectelor majore ale transformatoarelor au evoluat pe parcursul a mai multor săptămâni sau chiar luni. De asemenea se pot produce și defecte imediate, cu toate acestea, timpul de trecere de la faza de descărcare la faza de arc electric este foarte scurtă.

Pentru reducerea riscului de apariție a unui defect în funcționare companiile trebuie să investească o cantitate substanțială de bani pentru achiziționarea de sisteme de avertizare și să întreprindă acțiuni de mentenanță care să implice proceduri de diagnosticare.

Din această cauză în străinătate analiza și interpretarea rezultatelor se face de unul sau mai mulți experți recunoscuți în domeniu cărora li se cere să fie obiectivi, pluridisciplinari (tehnologia de fabricație, exploatarea rețelelor, măsurări și încercări fizico-chimice, mecanice, electrice) și să fie la curent cu cele mai noi realizări în domeniul tehnologiilor de fabricație, exploatare și control a transformatoarelor.

În cazul în care există îndoieli în ceea ce privește funcționarea unui transformator personalul de exploatare este obligat să anunțe persoanele abilitate să anume decizii în ceea ce privește transformatorul în cauză.

Principalele obiective ale fiabilității centrate pe mentenanță sunt:

- asigurarea unei funcționări fiabile a instalației;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu la rețea;
- asigurarea alimentării consumatorilor;
- garantarea siguranței publice și a protecției mediului;
- controlarea costului total de transport cu scopul de a-l reduce.

Pentru transformatoarele de putere au fost considerate necesare doar două planuri de mentenanță: normal și de siguranță (presupune operațiuni de mentenanță la intervale mai dese de timp).

Refurbishment – acoperă toate acțiunile de mentenanță care au ca scop menținerea transformatorului în condiții de parametri normali, într-o stare sigură de funcționare până la terminarea duratei de viață a miezului sau a înfășurărilor transformatorului. Dintre aceste acțiuni amintim: înlocuirea echipamentelor auxiliare, reprocesarea sau înlocuirea uleiului și refacerea înfășurărilor în cazul în care acest lucru este posibil.

Aceste acțiuni sunt diferite de la un transformator la altul și cu toate că este recomandată efectuarea acestora la amplasament, repararea implică în cele mai multe cazuri deplasarea transformatoarelor în hale de reparații echipate corespunzător.

Costul unei “refurbishment” se ridică la aproape 20 – 30 % din prețul unui transformator nou. În aceste condiții se pune problema dacă prelungirea duratei de viață a transformatorului justifică investiția care trebuie făcută.

Acțiunile care pot fi luate în urma unui diagnostic, depind de gravitatea situației:

- monitorizarea transformatorului
- dispunerea efectuării unor noi teste care să conducă la o evaluare mai exactă a stării transformatorului
- în cazuri extreme, scoaterea din funcțiune a transformatorului și înlocuirea lui cu transformatorul de rezervă care poate reduce costurile în ceea ce privește daunele pe care le poate produce un eventual accident la care se adaugă faptul că acesta poate fi repus în funcțiune după ce este reparat.

Costul de repararea a unui transformator pentru un același defect înainte sau după ce acesta a apărut este aproximativ același, însă dacă repararea are loc înainte se reduce riscul de incidente în ceea ce privește viața personalului din stație iar planificarea acesteia duce la scăderea daunelor atât în ceea ce privește nealimentarea consumatorilor cât și în ceea ce privește afectarea echipamentelor aflate în imediata vecinătate.

Condiții de evaluare:

- verificări regulate – analiza gazelor dizolvate în ulei
- verificări în urma unui defect:
  - măsurarea nivelului de descărcări parțiale
  - analiza răspunsului de înaltă frecvență (FRA)
  - inspecție vizuală
  - scanare termică
  - măsurarea gradului de polimerizare a hârtiei
  - alte măsurători standard

Evaluarea stării unui transformator în urma unui defect urmează trei pași:

- adunarea tuturor informațiilor și rezultatelor în ceea ce privește defectul
  - o starea sistemului și a echipamentului înainte de defect – pentru a determina care a fost cauza apariției defectului
  - o rezultatele testelor în ceea ce privește uleiul
  - o toate măsurătorile făcute
- identificarea diferitelor soluții posibile
  - o repararea la locul amplasării
  - o retragerea din serviciu pentru repararea într-o hală echipată corespunzător
  - o modificarea transformatorului astfel încât acesta să fie capabil să suporte pe viitor acest tip de defect
- luarea deciziei

Transformatorul defect este de obicei examinat la fața locului de experți atât din partea exploatare cât și din partea furnizorului de echipamente. Principalul scop al acestor echipe mixte este de a înțelege cauzele ce au condus la apariția defectului și de a stabili de comun acord măsurile ce trebuie luate. Atât în ceea ce privește transformatoarele de același tip aflate în funcțiune cât și eventualele modificări ce trebuie aduse viitoarelor modele pentru a înlătura acest tip de defect.

Deasemenea prezența experților fabricantului aduce un surplus de informații și analize în ceea ce privește tipul de transformator specific, atât în ceea ce privește construcția (acțiuni ce se pot întreprinde pentru înlăturarea defectului) cât și experiența lor din cazuri asemănătoare.

### Bibliografie

1. – dr. ing. Constantin Moldoveanu – “Risc de management în exploatarea și mentenanța transformatoarelor de mare putere din exploatare” – II.17 SNRE 2002
2. – R. Malewski, M. Kazmierski – “Contribution to panel on modern maintenance techniques for enhancing reliability of insulation of power transmission systems” – P1-107 CIGRE 2000
3. – PE 116/94 – “Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalațiile electrice”
4. – J.P. Patellia, A. Tanguy, F. Devaux, S. Ryder – “French experience with decision making for damaged transformers” – 12-111 CIGRE 2002