

## Systematické chyby v diagnostice navlhých transformátorů

Ing. Altmann, ARS-Group

### 1. Úvod

Základní diagnostika navlhých výkonových transformátorů je dosud v současné technické praxi převážně založena na měření a vyhodnocení dvou veličin:

- obsahu vody v oleji odebraného z olejové náplně transformátoru
- průrazného napětí transformátorového oleje.

Tato diagnostická metoda je velmi jednoduchá, celý postup měření počínaje odběrem vzorku oleje z transformátoru, jeho zpracování v laboratoři až po odpovídající diagnostický závěr, je dobře zakotveno v normách [L1] a zdálo by se tedy, že obvyklé požadavky na:

- **opakovatelnost** (-jak dobře jsem schopen přesně zopakovat svá měření a tím i dojít ke stejnému diagnostickému závěru -)
- **predikovatelnost** (-jak dobře jsem na základě měření schopen predikovat chování daného transformátoru v celém rozsahu jeho provozních teplot-)

by měly být snadno splnitelné a návazně by měla být snadno zodpovězena základní otázka zda a za jakých podmínek je možno daný transformátor bezpečně provozovat.

Analýza diagnostických závěrů z běžných měření ale ukazuje něco zcela jiného. Klasická diagnostická procedura jeden odběr oleje – jedno měření obsahu vody v oleji a jeho průrazného napětí nám někdy udává velmi rozptýlené hodnoty  $C_w$  (ppm) a  $U_p$  (kV/2.5mm) a to i u stejného transformátoru.

Musíme si tedy položit základní otázku,

**může vůbec jednorázově získaná hodnota obsahu vody v oleji a jeho průrazného napětí sama o sobě věrohodně popsat stav navlhého transformátoru.**

Odpověď je bohužel záporná. Důvod je jednoduchý – studený transformátor nám vždy dává nízké hodnoty  $C_w$  a vysoké hodnoty  $U_p$  a naopak, horký transformátor nám poskytuje vysoké hodnoty  $C_w$  a nízké hodnoty  $U_p$ .

Pokud například správce transformátorů, ať už záměrně nebo z neznalosti, odebírá olej ze studených transformátorů, tj. za teplot která jsou očividně daleko nižší než teploty které transformátory mohou za provozu dosáhnout a bude tímto způsobem získané hodnoty  $C_w$  a  $U_p$ , vydávat za hodnoty vyhovující normě:

- ❖ dopouští se zcela zásadní a systematické chyby a navíc zastírá skutečný stav svých transformátorů (i silně navlhé **studené** transformátory budou vykazovat uspokojivé hodnoty  $C_w$  a  $U_p$ , ale **po ohřátí** na provozní teploty tyto stroje nesplní limity požadované normou a navíc bude tento transformátor rychle stárnout [L2] )
- ❖ v případě závažné poruchy, pak pojišťovna zcela právem odmítne poskytnout odpovídající pojistné plnění, protože snadno dokáže, že správce musí být odborníkem na danou tematiku, musel tedy o této systematické chybě vědět a tím jak jednal, hrubě porušil své povinnosti.
- ❖ bude osobně zodpovědný za všechny další následky závažné poruchy nebo havarie

Tato situace ovšem vyvolává celou řadu dalších a zcela základních otázek:

- můžeme věrohodně diagnostikovat stav navlhého transformátoru bez ohledu na jeho teplotu ?

- můžeme vůbec posoudit věrohodně bezpečnost transformátoru jediným měření obsahu vody v oleji ( $C_w$ ) a jeho průrazného napětí ( $U_p$ ) ?
- do jaké teploty můžeme transformátor bezpečně zatěžovat ?

Současná diagnostická metoda nám na podobné otázky neposkytuje žádnou obecně uspokojivou odpověď.

Některé pokusy o zlepšení opakovatelnosti a predikovatelnosti měření tím, že odběr oleje budeme provádět pouze za vybrané a „dostatečně vysoké provozní teploty“ transformátoru, jsou totiž v praxi velmi obtížně realizovatelné.

Naproti tomu je zcela pochopitelný požadavek, abychom naše měření mohli provést pokud možno kdykoliv, na jakémkoliv typu transformátoru a bez ohledu na jeho zatížení (nikoliv tedy pouze na nějaké předem určené smluvní teplotní hladině, kterou mnohdy nelze ani dosáhnout) a následně provést věrohodné a dostatečně přesné diagnostické závěry..

Tento požadavek není v současnosti splněn a musíme tedy najít diagnostickou metodu, která na základě vhodného měření za jakékoli provozní teploty daného transformátoru nám dostatečně přesně a jednoznačně popíše chování tohoto transformátoru v celém rozsahu jeho provozních teplot.

## 2. Zavedení teplotního invariantu

Jak jsem ukázali, základním nedostatkem dnešní diagnostiky založené na kvantitativním posouzení hodnot  $C_w$  a  $U_p$ , je jejich závislost na teplotě diagnostikovaného transformátoru\*.

Abychom mohli daný systém skutečně jednoznačně a uspokojivě popsat, musíme proto nejprve najít veličinu která je na teplotě daného systému nezávislá – je tedy teplotně invariantní (nemění se s teplotou transformátoru).

Literatura [L3] ukazuje, že hledaná veličina je zřejmě  $C_p$  (%), tj. střední obsah vody v celulóзовých materiálech.

Tato veličinu je samozřejmě pouze smluvní povahy (nelze ji v transformátoru přímo změřit), ale lze ji pomocí **rovnovážných** diagramů snadno určit z přímo měřitelných veličin :

- obsahu vody v oleji  $C_w$  (ppm)
- střední teploty transformátoru  $T$  ( C )

ovšem samozřejmě za předpokladu, že **měření obou veličin bylo provedeno v přijatelné teplotní a koncentrační rovnováze daného stroje.**

Základní otázka tedy zní : je možno hodnotu  $C_p$  považovat námi hledaný teplotní invariant našeho transformátoru či nikoliv ?

Odpověď je ano – změna hodnoty  $C_p$  (%) s teplotou  $T$ , je vůči změně hodnoty  $C_w$  a  $U_p$  natolik malá, že ji můžeme s přijatelnou přesností považovat za hodnotu teplotně invariantní

Navíc nám její zavedení také principiálně umožňuje splnit i podmínku opakovatelnosti měření, kterou můžeme vyjádřit jako tvrzení:

**at' je na daném transformátoru měření provedeno za jakékoli teploty, vždy musíme s přiměřenou přesností získat stejnou hodnotu  $C_p$  \*\*.**

## 3. Zavedení nového diagnostického paradigmatu

---

\* dále budeme a-priori předpokládat, že ve zkoumaném transformátoru se nachází pouze standardní transformátorový olej bez mechanických částic a celuloza s běžným stupněm vystárnutí.

\*\* Hodnota  $C_p$  se samozřejmě může měnit např. s navlhnutím transformátoru, ale tato změna je velmi pomalá a proto ji můžeme v rámci diagnostiky ist-stavu transformátoru prozatím zanedbat.

Současný diagnostický postup je možno popsat následujícím logickým řetězcem:

***odběr vzorku oleje na libovolné teplotě transformátoru bez ohledu zda je transformátor v ustáleném stavu či nikoliv → změření obsahu vody v oleji a jeho průrazného napětí oleje v laboratoři → posouzení stavu stroje podle normou dané limitní hodnoty → diagnostický závěr : vyhovuje / nevyhovuje***

Jak jsme již částečně ukázali v Úvodu, toto diagnostickém paradigma obsahuje zásadní chybu v tom, že obecně podceňuje vlivnost teploty transformátoru na hodnoty  $C_w$  a  $U_p$ .

Další a neméně závažnou chybou je také skutečnost, že v okamžiku odběru oleje není obvykle nijak zjišťováno, zda je transformátor v uspokojivé teplotní resp. koncentrační rovnováze.

Pokud například před odběrem oleje došlo k značným změnám zátěže a tím i teploty transformátoru, je migrace vody mezi celulozou a olejem natolik intenzivní, že hodnota  $C_w$  a tím i  $U_p$  se silně mění v čase. Za těchto okolností nemá vůbec smysl vzorky oleje odebrat resp. analyzovat, protože rozptýl naměřených hodnot vůči minulým hodnotám bude nutně veliký a opakovatelnost měření je tedy nevyhovující.

Navíc za těchto podmínek již z principu nelze z naměřené hodnoty  $C_w$  a teploty transformátoru určit hodnotu obsahu vody v celulozových izolantech pomocí rovnovážných relací např. [L4], protože tyto relace platí pouze tehdy, pokud je migrace vody mezi olejem a celulozou nulová nebo zanedbatelná.

**Zde je nutno zdůraznit, že zcela zásadním nedostatkem dnešní diagnostické metody je její neschopnost predikovat nebezpečné stavy transformátoru - její pomocí jednoduše nelze věrohodně určit za jaké teploty transformátoru hodnoty  $C_w$  a  $U_p$  přestanou vyhovovat normě.**

Pokud použijeme jako základ nového diagnostického paradigmatu teplotní invariant daného transformátoru  $C_p$  (%), většina těchto nedostatků odpadá a odpovídající diagnostický postup možno popsat následující logickou sekvencí:

***odběr vzorku oleje na libovolné provozní teplotě transformátoru → změření obsahu vody v oleji a střední teploty transformátoru za pečlivě kontrolovaného ustáleného stavu → určení teplotního invariantu daného transformátoru  $C_p$  (%) → teoretická predikce změny průrazného napětí oleje v celém rozsahu provozních teplot transformátoru (TLC) → změření průrazného napětí oleje  $U_p$  z daného vzorku oleje v laboratoři → porovnání teoreticky predikované a naměřené hodnoty průrazného napětí na dané teplotě → posouzení stavu stroje podle normou dané limitní hodnoty → diagnostický závěr : vyhovuje / nevyhovuje***

#### 4. On-line měření základních veličin

Pokud chceme získat skutečnou a věrohodnou informaci o stavu našeho transformátoru musíme opustit dosavadní stacionární přístup založený na jednorázovém měření požadovaných veličin a začít měřit a vyhodnocovat změny požadovaných veličin kontinuálně tj. v čase.

V praxi to znamená, že musíme být schopni:

- průběžně odebírat olej z olejové náplně transformátoru, měřit co nejpřesněji jeho relativní vlhkost, resp. obsah vody v oleji, pomocí vhodné fyzikální sondy což současně vyloučí systematickou chybu poplatnou vystárnutí oleje [L3].
- průběžně měřit co nejpřesněji teplotu v horní a spodní části zkoumaného systému olej-celuloza,
- měřit pouze v přiměřeně ustáleném stavu tj. za podmínek ve kterých je migrace vody mezi celulozou a olejem velmi nízká (a nebude nám naše měření zatěžovat systematickou chybou).

Všechny tyto požadavky dobře splňuje nově vyvinutý měřicí přístroj SIMMS [L ].

Jeho pomocí je průběžně odebírán olej z olejové náplně transformátoru, průběžně měřena jeho relativní vlhkost pomocí fyzikální sondy a olej natéká zpět do transformátoru. Současně jsou měřeny teploty odpovídající horní a spodní teplotě vinutí transformátoru. Všechny hodnoty jsou zpracovány vestavěným PLC a po uplynutí zvoleného časového intervalu (obvykle po cca 1 hod.), je na základě zvolených kritérií možno určit, zda je měřený transformátor v přijatelné teplotní resp. koncentrační rovnováze či nikoliv.

Pokud po uběhnutí tohoto intervalu zjistíme, že se transformátor nachází v přijatelné rovnováze a je tedy možno vyhodnotit naměřená data s přijatelnou chybou, je následně provedeno vyhodnocení pomocí softwarové TRACONAL. Pokud se transformátor očividně nachází v neustáleném stavu je nutno měření přerušit, aby nedošlo k chybným diagnostickým závěrům. Pokud je transformátor zatěžován periodicky s odpovídající zhruba stejnou zátěžovou křivkou je možno SIMMSem provést 24 hod. nebo delší měření, které tuto skutečnost postihne.

## 5. Vyhodnocení naměřených hodnot

Pro realizaci nového paradigmatu musíme nejprve nalézt jednoznačnou a věrohodnou vazbu mezi průrazným napětím  $U_p$ , teplotním invariantem  $C_p$ , a střední teplotou zkoumaného transformátoru TTS.

V prvním kroku musíme určit vazbu mezi průrazným napětím oleje  $U_p$ , obsahem vody rozpuštěné v oleji  $C_w$  a teplotou oleje  $T_o$ .

Touto problematikou se zabývá práce [L3], kde je ukázáno, že průrazné napětí oleje  $U_p$  je možno s postačující přesností popsat velmi jednoduchou relací:

$$(1) \quad U_p = U_{p, \max} (1 - RH)$$

kde :

$U_{p, \max}$  ... maximální průrazné napětí dokonale čistého oleje,  $U_{p, \max} \sim 85 \text{ kV}/2.5\text{mm}$

$RH$  .... relativní vlhkost oleje

Téměř lineární pokles hodnoty  $U_p$  s narůstající relativní vlhkostí oleje v uspokojivém rozsahu  $RH \in (0.05, 0.8)$ , potvrzují i další práce např. [L 7] nebo [L8].

Tyto relace platí samozřejmě pouze pro samotný olej. V izolační soustavě olej-celuloza transformátoru je nárůstem teploty celé soustavy uvolněna voda z celulozy do oleje a obsah vody rozpuštěné v oleji za rovnovážných podmínek vzroste.

To ovšem znamená, že v ideální soustavě olej-celuloza se oba zmíněné vlivy :

- s nárůstem teploty klesá relativní vlhkost oleje  $RH$  a tím stoupá průrazná pevnost oleje  $U_p$
- s nárůstem teploty roste (uvolněním z celulozy) obsah vody oleji, roste  $RH$  a tím klesá průrazná pevnost oleje  $U_p$

**se vzájemně a velmi účinně kompenzují.**

Z hlediska dielektrické stability tedy izolační soustava olej-celuloza představuje téměř ideální řešení izolačního systému transformátoru, ovšem pouze za předpokladu že tato soustava **zůstane teplotně jak prostorově, tak časově homogenní** (teplotní rozložení je vyrovnané a teplota se v čase nemění).

Proč tomu tak je detailně popsáno v [L3], v **teplotně homogenní** soustavě olej-celuloza je vliv nárůstu obsahu vody v oleji účinně kompenzován nárůstem rozpustnosti vody v oleji a **nárůstem teploty skutečná** hodnota průrazného napětí oleje **v transformátoru** tedy výrazně neklesá.

Naopak klasické měření (olej byl odebrán na provozní tepotě transformátoru ale jeho prlrazné napětí bylo změřeno v laboratoři při teplotě 20C) jasně udává, že s rostoucí teplotou transformátoru nám průrazné napětí oleje **měřené v laboratoři** prudce klesá.

Došli jsme tedy k jistému rozporu – v teplotně homogením transformátoru (ve kterém díky intenzivnímu proudění oprávněně přepokládáme, že obsah vody v oleji je všude stejný), zřejmě teplotní změna nepředstavuje z hlediska průrazného napětí oleje ( $U_p$ ) větší problém, zatímco v laboratoř nám již udává nepřijatelně nízké hodnoty  $U_p$ .

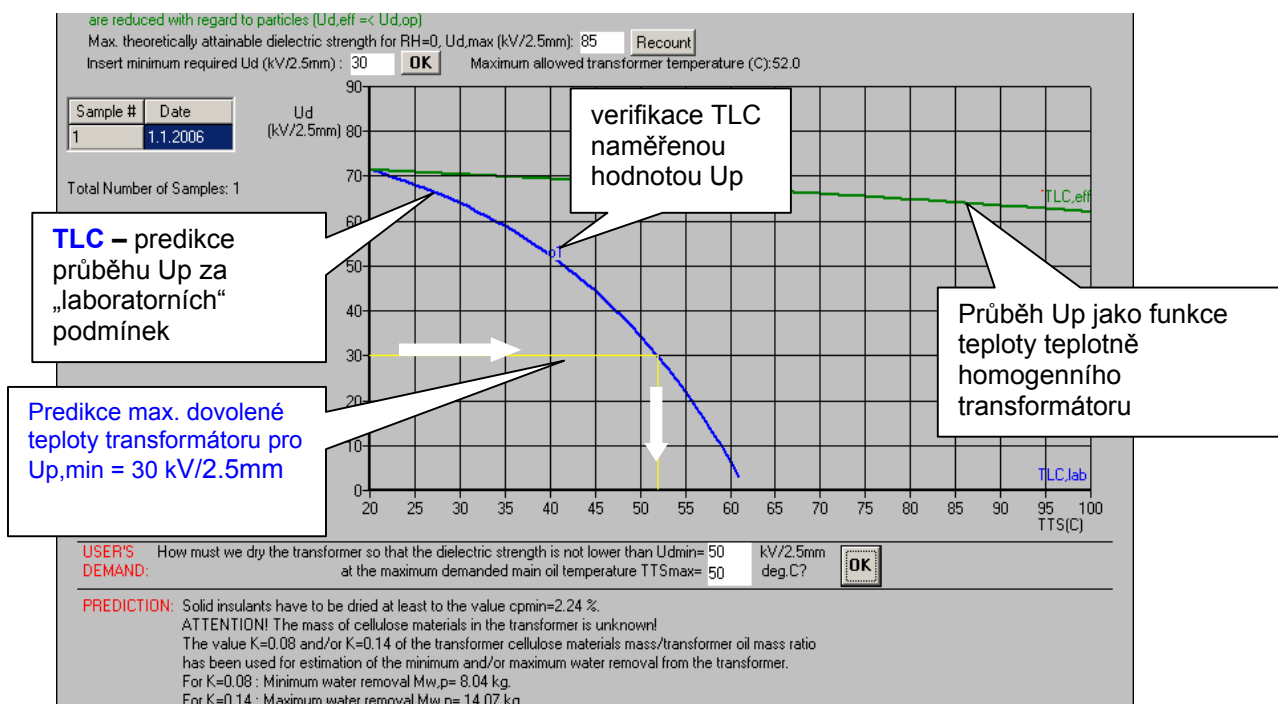
Tento problém je ve skutečnosti pouze zdánlivý, protože žádný transformátor nelze považovat za teplotně homogenní. V každém transformátoru vždy existuje teplotní spád který se mění s jeho provedením a zatěžováním.

U OFAF a OFAN provedení se blížíme k „teplotně homogennímu transformátoru“, protože teplotní rozdíl mezi spodní a horní částí vinutí je obvykle max. 5 – 8 C, zatímco u provedení ONAN nebo ONAF kde můžeme očekávat i teplotní rozdíly vyšší než 15 – 30 C se blížíme „laboratorním“ podmínkám.

Naše analýza nám tedy ukazuje, že při diagnostickém posouzení transformátoru bychom vlastně měli zvažovat dva limitní stavy:

- „teplotně homogenní transformátor“ jako nejlepší možný případ
- „laboratoř“ jako nejhorší možný případ \*

Řešení tohoto problému je zahrnuto do diagnostického softwaru TRACONAL [L11], jehož hlavní okno se ukázáno na obr. 2.



Obr. 1 Hlavní diagnostické okno TRACONALu

Z obrázku je dobře patrné, že diagnostický proces realizovaný TRACONALEm se již plně přibližuje požadavku predikovatelnosti požadovaného v Úvodu.

\* pokud budeme smluvní laboratorní teplotu 20C , považovat za nejnižší možnou teplotu v transformátoru

Modrá **TLC** křivka (**T**emperature **L**oading **C**urve) nám totiž popisuje (predikuje) průběh („laboratorního“) průrazného napětí oleje  $U_p$  v závislosti na střední teplotě transformátoru v celém rozsahu jeho provozních teplot.

***Je to vlastně křivka kterou bychom mohli získat také tím, že bychom z našeho transformátoru postupně odebrali velké množství vzorků oleje na ustálených teplotních hladinách v rozsahu od 20 do 100C (zde aktuálně do ca 60C) a v laboratoři pak změřili průrazné napětí oleje z jednotlivých vzorků při teplotě 20C.***

TLC křivka v obr. 2 je samozřejmě pouze simulace, založená na změřené (invariantní) hodnotě středního obsahu vody v celuloze  $C_p$ .

Proto je jí vždy nutno, předtím než TLC použijeme pro další diagnostické závěry, uspokojivě verifikovat hodnotami  $U_p$  naměřenými v laboratoři (viz. bod 1 v obr. 1). Tím samozřejmě současně splňujeme i požadavek věrohodnosti a opakovatelnosti.

Náš náhled do dielektrického chování našeho transformátoru se tedy rozšířil a zobecnil, protože jsme pomocí TLC na první pohled schopni kvantitativně posoudit změny průrazného napětí jeho oleje v celém rozsahu operačních teplot našeho transformátoru.

TRACONAL nám také poskytuje celou řadu dalších důležitých dat a poznatků, jako je například určení množství vody kterou je nutno odstranit s daného transformátoru pokud chceme dosáhnout požadované průrazné pevnosti při zadané střední teplotě transformátoru, možnost posouzení vlivu částic v oleji na jeho průraznou pevnost, zpětného posouzení přesnosti provedených měření, posouzení efektivnosti případného sušení transformátoru atd., ale tyto aspekty překračují záměr této práce.

## 6. Závěr

Diagnostické závěry založené na jednom odběru oleje z transformátoru, bez ohledu na teplotu transformátoru, bez posouzení zda je transformátor v okamžiku odběru v rovnovážném stavu a bez jistoty že odebraný olej skutečně představuje olej protékající aktivní částí transformátoru, očividně nesplňují požadavek na opakovatelnost ani požadavek predikovatelnosti dielektrického stavu transformátoru.

Předložená práce ukazuje jednu z cest jak tento deficit odstranit pomocí odlišného diagnostického paradigma, které zavedením:

- přesnějšího on-line měření relativní vlhkosti oleje a teplot transformátoru
- kvantitativního posouzení ustáleného stavu transformátoru
- zavedením hodnoty středního obsahu vody v celulozových materiálech s daným transformátoru jako teplotního invariantu
- zavedením vazby průrazného napětí oleje na jeho relativní vlhkost

dovoluje podstatně přesnější popis a predikci chování daného transformátoru v celém rozsahu jeho provozních teplot.

Nové paradigma v rámci vazby  $U_p$ -RH také otvírá zcela nový pohled na interní dielektrické poměry v transformátoru. Tímto zavedením již musíme opustit dnešní a-priorní představu konstantní hodnoty průrazné pevnosti ( $U_p$ ) v celém transformátoru a respektovat skutečnost, že v našem transformátoru vždy existuje rozložení hodnoty  $U_p$  s ohledem na teplotu oleje.

Naproti tomu není nutno zcela opustit dnešní „smluvní“ hodnotu  $U_p$  změřenou v laboratoři na 20C. V článku je ukázáno, že tato hodnota svoje diagnostické oprávnění nijak výrazně neztrácí, musí být pouze správně interpretována.

## Literatura

- L1            **VDEW –Ölbuch**  
**Band 2 – Isolierflüssigkeiten**  
 7. Ausgabe 1996,  
 ISBN 3-8022-0496-4
- L2            Lungaard et al:  
**Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers**  
 IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL.19, NO.1, JANUARY 2004
- L3            Altmann  
**The dielectric strenght of the transformer oil and its impact on the diagnostic of power transformers**  
[www.ars-altmann.com/News](http://www.ars-altmann.com/News)
- L4            Altmann, Bukvis  
**Feuchtigkeit der Isollierstoffe in Transformatoren - Beurteilung der Diagnoseverfahren**  
 EW 5, 2004, ISSN 1619-5795 – D9785 D
- L5            **SIMMS**  
**Solid Insulants Mobile Measurement System**  
[www.ars-altmann.com](http://www.ars-altmann.com)
- L5            Hoehlein, Thiess  
**Wassergehaltsbestimmung in Transformatoren – Moeglichkeiten und Anwendungsgrenzen von Feuchteverteilungskurven**  
 Siemens AG, Nuernberg, e-mail: ivanka.hoehlein-anatasova@siemens.com
- L6            .... Koch et all.:  
**Wasser in Leistungstransformatoren, Richtig messen und den Zustand beurteilen**  
 Stuttgarter Hochspannungs-Symposium 15-16 Maertz 2006, Leinfelden
- L10           Y. Du et al.:  
**Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems**  
*IEEE El. Ins. M.*,1999, Vol.15, No 1
- L11           ..... **TRACONAL**  
**TRansformer CONtamination AnaLyse**  
[www.ars-altmann.com](http://www.ars-altmann.com)