

## Voda ve vystárlých transformátorech

Ing. Altmann, ARS-Altman Group

### 1. Úvod.

Podle EPRI je průměrný věk výkonových transformátorů v USA 37let, a vzrůstá o cca 0.6 roku /rok s tím, jak uživatelé transformátorů v USA stále zůstávají na minimálních reinvesticích v této oblasti [L1]. Podobná situace je i v Evropě. Podle EVU (Německo) je průměrný věk transformátorů v hlavní statistické skupině mezi 31-35 léty [L2].

Navzdory vrozené a požadované redundanci každé sítě – výkonové transformátory, jako její nejdůležitější prvky, jsou zde zdvojnásobeny nebo dokonce ztrojnásobeny – potenciální spolehlivost sítě jako celku pak nevyhnutelně klesá.

Důvod je zřejmý. Všechny rezervní transformátory, navzdory nízké zátěži (nebo dokonce i bez zátěže) stárnou a relevantní měření a věrohodná diagnostika jejich aktuálního stavu za provozních podmínek je spíše ojedinělá nebo dokonce neexistující.

Je tedy nutno hledat metody, na jejichž základě je možno optimalizovat kapitalizaci těchto strojů, s ohledem na jejich výměnu resp. prodloužení jejich výkonnosti, za současné záruky jejich pokud možno bezporuchového chodu tím, že budeme detailněji a precizněji posuzovat jejich operační rizika pomocí jednoduché, dobře pochopené a verifikovatelné, technické a ekonomické analýzy.

Prvním a základním problémem vystárlých transformátorů, je jejich kontaminace vodou spojená s následným a nevyhnutelným poklesem jejich operační spolehlivosti a korespondujícím poklesem jejich životnosti resp. dlouhodobé spolehlivosti.

Na základě tradice, jednoduchosti a dosažitelnosti jsou pro posouzení tohoto problému obvykle používány tzv. nepřímé metody. Skutečný objem nežádoucí vody akumulované v transformátoru je pak je pak určován nepřímo a to měřením dvou veličin:

- obsahu vody v oleji
- teploty transformátoru

a obsah vody v celulozových materiálech transformátoru, což je hlavní parametr pro jejich případné vysušení, je pak vyhodnocen na základě tzv. rovnovážných diagramů (Nielsen, Piper atd.)

Vzhledem k tomu, že jsou tyto metody obvykle prováděny tradičně, tj. jednorázovým odběrem oleje a odečtením teploty bez ohledu na to, zda je transformátor v ustálených podmínkách či nikoliv, je opakovatelnost a věrohodnost odpovídajících diagnostických závěrů pochopitelně velmi nízká [L3] a navíc na nich založená údržba může vést nikoli na zlepšení, ale dokonce na poškození transformátoru.

Zvláště diagnostické metody založené na měření obsahu vody v oleji Karl-Fisherovou (KF) metodou a klasickým měření průrazného napětí oleje (Up), velmi často vykazují paradoxní a silně kontroverzní výstupy a závěry:

- **magický olej** – navzdory vysokému obsahu vody v oleji vykazuje vystárlý olej vysokou hodnotu dielektrické pevnosti podstatně vyšší než vodou stejně kontaminovaný nový olej.
- **magické sušení** - KF-měření vykazuje před výměnou staré olejové náplně vysokou hodnotu obsahu vody v oleji a po výměně hodnotu podstatně nižší (ačkoli je zcela zřejmé, že celkové množství vody v transformátoru nemohlo pouhou výměnou oleje nijak výrazně poklesnout)
- **lavinový efekt** - transformátor je opakovaně krátkodobě vysoušen pomocí velkého vakuového vysoušeče pracujícího s vysokou teplotou a vakuem, bezprostředně po vysušení je obsah vody změřený KF-metodou uspokojivý, ale dlouhodobě stále roste a celkový stav transformátoru se stále zhoršuje

Tyto metody obvykle selhávají i při vysvětlování dalších dvou paradoxů:

- **zombie transformátor** - na základě vysoké hodnoty obsahu vody v oleji a nízké dielektrické pevnosti je v soulase s normou nutno považovat tento transformátor za „mrtvý“, ale ve skutečnosti pracuje celá léta bez jakýchkoliv problémů (je tedy „živý“)
- **syndrom náhlé smrti** - transformátor, který vždy vykazoval uspokojivé hodnoty jak obsahu vody v oleji, tak dielektrické pevnosti, náhle havaruje po rychlé změně své provozní teploty

Současná diagnostika při vysvětlení těchto jevů nejen selhává, ale zřejmě ani neexistuje skutečný zájem tyto jevy přesvědčivě vysvětlit.

Jejich plausibilní vysvětlení je přitom jednoduché, pokud ovšem použijeme poněkud jiný přístup založený na následujících předpokladech:

- ❖ dominantním parametrem každého navlhého transformátoru je obsah vody v jeho celulozových materiálech ( $C_p$ ), důvod je zřejmý – tento parametr je teplotně invariantní, tj. představuje hodnotu, která se na rozdíl veličin  $C_w$  a  $U_p$  s teplotou transformátoru nemění [L4], protože vyhodnocení obsahu vody v celulozových materiálech je založeno na rovnovážných relacích musí být měření obsahu vody v oleji a teploty transformátoru provedeno za striktně kontrolovaných rovnovážných podmínek
- ❖ závislost rozpustnosti vody v oleji-teplota oleje je zhruba stejná pro všechny nové transformátorové oleje
- ❖ dielektrická pevnost jakéhokoliv transformátorového oleje  $U_p$  (kV/2.5mm) je dominantně determinována jeho relativní vlhkostí RH (1), [L5,6] .
- ❖ pouze on-line měření relativní vlhkosti tj. dilutované vody a on-line měření teplot(y) transformátoru nám zaručuje požadovanou přesnost, věrohodnost a opakovatelnost diagnostických závěrů týkajících se jeho navlhnutí a dielektrického stavu
- ❖ ve vystárlých olejích vždy musíme pracovat se dvěma zcela rozdílnými typy vody

Pro většinu uživatelů transformátorů je zřejmě nejtěžší akceptovat poslední bod a pochopit, že v olejové náplni vystárlého transformátoru se vždy vyskytují dva zcela odlišné typy vody, jejichž transport mezi olejovou náplní a celulozou a jejich dopad na dielektrickou pevnost je absolutně odlišný:

- **dilutovaná voda** je v tomto případě vlastně vodní pára která, podobně jako plyny, volně migruje mezi molekulami oleje, přičemž pouze tato voda:
  - migruje mezi olejovou náplní a celulozovými materiály transformátoru v závislosti na jeho teplotě
  - je dominantně akumulována v jeho celulozových materiálech
  - dominantně determinuje dielektrickou pevnost oleje
  - může být přímo měřena jako relativní vlhkost oleje
- **vázaná voda** je chemicky vázána v produktech stárnutí, zvláště v organických kyselinách přičemž:
  - migrace kyselin a ostatních produktů stárnutí mezi olejovou náplní a celulozovými materiály je silně omezena
  - kyseliny a voda v nich vázaná nemají žádný, nebo velmi malý vliv na dielektrickou pevnost oleje
  - KF metoda měří současně jak vázanou, tak dilutovanou vodu

Jeden z nejdůležitějších aspektů této these, tj. limitovaný pohyb produktů stárnutí mezi olejem a celulozou, přitom jasně vyplývá z přímého pozorování resp. každodenní praxe.

Po výměně vystárlé olejové náplně s velmi vysokým číslem kyselosti (ČK) za nový olej totiž, vždy dochází pouze k nepatrnému nárůstu ČK a navíc se číslo kyselosti nemění s teplotou transformátoru (studený i horký transformátor mají stále stejné ČK). To ovšem znamená, že transport kyselin mezi olejovou náplní a celulozovými materiály zde zřejmě neexistuje nebo je velmi malý. To je velmi jednoduchý a snadno dokazatelný fakt.

Pokud by totiž mezi olejovou náplní a celulozou existoval transport kyselin srovnatelný s transportem dilutované vody, museli bychom po výměně olejové náplně pozorovat:

- velmi silný nárůst ČK v oleji a při stejné teplotě transformátoru bychom měli cca po dvou týdnech změřit prakticky stejné ČK jako před výměnou
- silné změny ČK s teplotou transformátoru

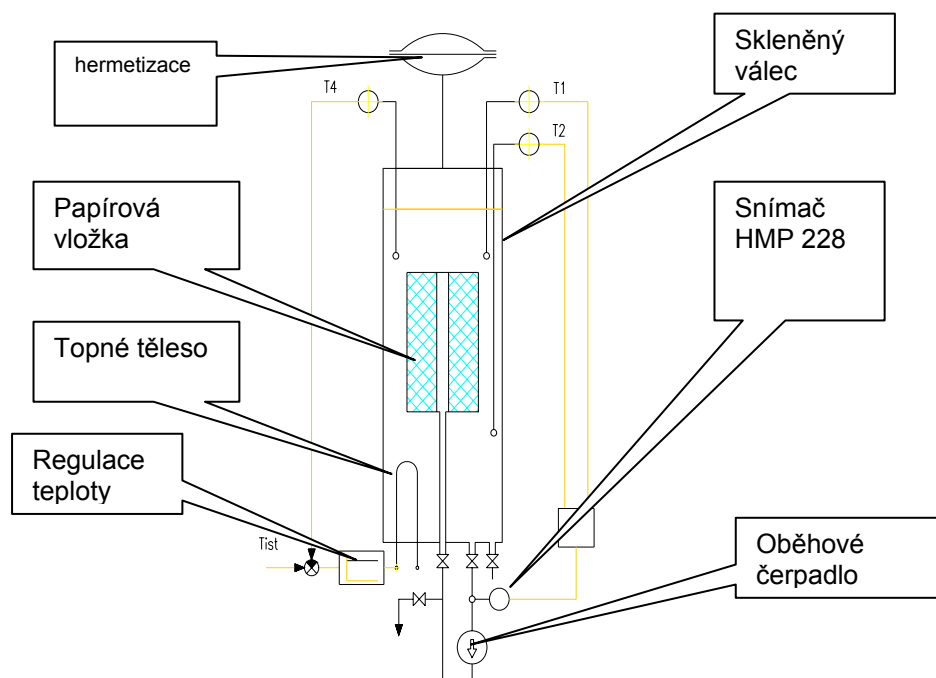
Tyto efekty nebyly v praxi nikdy pozorovány, pokud by něco podobného v transformátoru existovalo, neměla by výměna vystárlého oleje jednoduše žádný smysl. Sama praxe tedy ukazuje, že transport produktů stárnutí mezi novou olejovou náplní a celulozou je velmi slabý a spíše odpovídá postupnému vymývání rezidua starého oleje z prostoru mezi celulozovými vlákny zpět do olejové náplně a může být tedy zanedbán.

Toto zjištění má ovšem velmi závažné důsledky. Pokud totiž k transportu produktů a tím i vázané vody mezi olejovou náplní a celulozou nedochází, pak vázaná voda vždy zůstává pouze v olejové náplni transformátoru.

Tím je ovšem množství **vázané vody v olejové náplni** vůči množství **dilutované vody v celuloze** tak malé, že jej můžeme zanedbat a samozřejmě z hlediska sušení transformátoru, také nemá smysl množství vázané vody v oleji měřit. Jak dále ukážeme, nevhodným měřením vázané vody můžeme dokonce přesnost a věrohodnost evaluace navlhnutí **transformátoru** vážně a nepřipustně zkreslit.

Abychom se vyhnuli stálým a neproduktivním debatám o této thésii provedli jsme jednoduchý experiment, který měl tuto thésii potvrdit nebo vyvrátit.

Transformátor je v tomto experimentu simulován hermeticky uzavřenou nádobou, ve které je umístěna papírová vložka ponořená do transformátorového oleje. Pro rychlé dosažení přijatelného, jak teplotního, tak koncentračního rovnovážného stavu je vložka nuceně proplachována oběhovým čerpadlem.



Obr. 1 Simulátor chování vody v systému olej-celuloza výkonového transformátoru

Požadované (při měření konstantní) teplotní hladiny je přitom dosaženo ohřevem oleje řízeného jednoduchým regulačním obvodem.

Pro simulaci skutečných podmínek v transformátoru jsme zvolili stejnou hmotovou relaci mezi olejovou náplní a celulozovými materiály tj. cca 10 :1.

Celý experiment byl přitom odvozen ze známých a dobře ověřitelných skutečností:

- ❖ množství vody v papírové vložce (kde je deponováno více než 98- 99% vody obsažené v dané soustavě olej-celuloza), nemůže být podstatně změněno pouhou výměnou olejové náplně
- ❖ maximální experimentální chyba vyvolaná výměnou olejové náplně tedy může být pouze v rozmezí 1-2% a je tedy srovnatelná s přesností použitých měřicích metod.

Protože množství vody v našem experimentu je determinováno množstvím vody v celuloze, pak za ustálených podmínek bychom na dané teplotní hladině měli změřit vždy stejný obsah vody v oleji, bez ohledu na to v jakém oleji tento obsah měříme a naopak, pokud za stejných podmínek změříme vždy stejný obsah vody v oleji mělo by tím také s přijatelnou přesností dáno množství vody deponované v celuloze.

Odpovídající experiment byl proveden ve dvou krocích:

- 1) nádoba byla naplněna novým olejem, celulozová vložka byla proplachována cirkulačním čerpadlem a pro určení ekvilibria bylo použito měření senzorem HMP 228 (Vaisala). Po ustálení bylo provedeno paralelní měření tímto snímačem a standardní KF-metodou.

Výsledek:

- obsah vody změřený KF a Vaisalou byl na zvolené teplotní hladině zhruba stejný pro celý rozsah teplot 30 až 80C.
- 2) nový olej byl vypuštěn a nádoba byla naplněna vystárlým olejem a celé měření se opakovalo

Výsledek :

- Vaisala změřila na stejných teplotních hladinách stejné hodnoty obsahu vody pro celý rozsah teplot 30 – 80 C pro starý i nový olej
- KF změřila ve vystárlých olejích vždy podstatně vyšší hodnoty obsahu vody v oleji

a celý postup byl opakován s oleji různým stupněm vystárnutí.

Tento experiment reprezentuje tzv. kvalitativní rozhodování, které nám umožňuje přímo určit, která metoda měření je prakticky použitelná a která nikoli, protože na jeho základě můžeme rozhodnout **ANO** nebo **NE**:

- ❑ snímač vlhkosti neukazuje po výměně oleje žádnou podstatnou odchylku, a protože víme, že množství vody v „transformátoru“ se nezměnilo, je naše odpověď **ANO** – tato metoda je vhodná a můžeme ji použít pro určení množství vody v transformátoru
- ❑ KF měření vždy vykazuje ve vystárlých olejích silnou odchylku v obsahu měřené vody, množství vody v systému se nezměnilo a odpověď je tedy **NE** – tato metoda měření není vhodná pro určení množství vody ve vystárlých transformátorech, protože je zřejmě zatížena balastní informací.

Lze tedy shrnout, že měření množství vody ve vystárlých transformátorech KF metodou vykazuje „vrozenou“ a systematickou chybu, indukovanou množstvím kyselin ve vystárlém oleji. To ovšem může vést na chybné diagnostické závěry, návazně na volbu chybných metod ošetření takového transformátoru a dokonce na jeho nevratné poškození. Typickým

příkladem např. opakované sušení v podstatě suchého transformátoru, které nejprve zničí jeho olejovou náplň a následně jeho celulozové izolanty.

Po implementaci zmíněných fakt do odpovídajícího diagnostického přístupu pak mohou být snadno vysvětleny všechny shora zmíněné paradoxy:

**2. Magický olej** – paradoxně vysoká dielektrická pevnost oleje versus vysoký obsah vody ve vystárlých olejích je pouze zdánlivá. Vysoký obsah vody změřený KF metodou je zde složen z dilutované vody a vázané vody, ale pouze dilutovaná voda snižuje dielektrickou pevnost oleje. Je-li tedy obsah samotné dilutované vody ve vystárlém oleji relativně nízký, jeho dielektrická pevnost zůstane vysoká.

Tento paradox proto okamžitě zmizí, pokud je použito měření čidlem vlhkosti, které měří pouze dilutovanou vodu.

**Závěr: Magický olej je pouze iluze vyvolaná KF měřením.** Produkty stárnutí nemají a nemohou mít jakýkoliv pozitivní efekt na dielektrickou pevnost olejů.

**3. Magické vysušení** – značný rozdíl mezi obsahem vody ve vystárlých olejích a po jejich výměně za nový olej, je opět vyvozen tím, že KF metoda současně měří před výměnou obsah dilutované vody a vázané vody ve vystárlém oleji. Po výměně oleje měří KF metoda v novém oleji pouze dilutovanou vodu a naměřená hodnota samozřejmě poklesne.

Pokud je obsah vody před a po výměně olejové náplně změřen snímačem vlhkosti (za stejné teploty transformátoru) dostaneme zhruba stejné hodnoty.

**Závěr: magické sušení transformátoru výměnou jeho olejové náplně je pouze virtuální a ve skutečnosti je způsobeno chybným měřením.**

Navlhlý transformátor nemůže být efektivně vysušen ať už výměnou, regenerací nebo krátkodobým vysoušením své olejové náplně, protože množství vody tímto způsobem odebrané z transformátoru je příliš malé.

**4. Lavinový efekt** představuje další typický příklad chybného a nebezpečného přístupu při ošetření navlhých a vystárlých transformátorů, založeného na očividném rozporu mezi KF měřením a naměřenou hodnotou dielektrické pevnosti oleje.

**Diagnostický závěr že daný olej má současně vysokou hodnotu dielektrické pevnosti a vysoký obsah vody je jasný rozpor sám o sobě.** Problém je ovšem v tom, že tento rozpor obvykle není standardním diagnostickým postupem odhalen a následně je doporučeno intenzivní a (obvykle) krátkodobé vysoušení daného stroje.

Každé krátkodobé vysoušení, prováděné velkým vysoušecím zařízením, nejprve velmi efektivně odstraní dilutovanou a tím i vázanou vodu z olejové náplně, ale následný proces sušení celulozy je velmi pomalý vlivem pomalé difuze vody z celulozy do oleje. Hydraulický výkon daného sušícího zařízení proto nemá na vysoušení transformátoru jako celku podstatnější vliv.

Vzhledem k tomu, že velké vysoušeče obvykle pracují s vysokým vakuem a teplotou, vždy dojde k částečnému poškození olejové náplně a obsah produktů stárnutí v oleji proto vzroste.

Problém je v tom, že KF měření provedené těsně po skončení krátkodobého vysoušení vykáže velmi nízkou hodnotu obsahu vody v oleji (obsah dilutované vody a následně také obsah vázané vody v oleji byl radikálně snížen), ale nové KF-měření, řekněme za jeden měsíc (dilutovaná voda z celulozy zpětně migruje do olejové náplně a do produktů stárnutí), nám opět vykáže vysoký obsah vody v oleji, který je zčásti vyvolán zvýšeným obsahem produktů stárnutí v oleji samotném.

Je tedy doporučeno další krátkodobé vysušení transformátoru a tím je nastartován lavinový efekt, který nevyhnutelně dané trafo zničí.

**Závěr: lavinový efekt je potenciálně velmi nebezpečný, zvláště pro silně vystárlé transformátory.** Potěšující ovšem je, že tento proces je možno snadno odhalit vhodným měřením diluované vody v oleji. Následně je pak možno rychlé stárnutí transformátoru silně omezit výměnou olejové náplně nebo lépe její regenerací. Pokud je potřeba, je také následně možno transformátor dosušit vhodnou on-line metodou která nezpůsobuje stárnutí oleje.

## 5. Zombie transformátory

Zombie transformátory představují typickou třídu samu o sobě – jedná se nejčastěji o pecní transformátory s nuceným oběhem oleje (OFAF, OFAN) které pracují ve stále zátěži. To znamená, jejich teplota je relativně stálá a téměř nikdy nedochází k její výrazně a rychlé změně. Vertikální teplotní rozdíl mezi horní a spodní částí transformátoru pak obvykle nepřesahuje 3 – 5C.

Jejich systém olej-celuloza tedy pracuje v téměř homogenních a téměř „stacionárních“ podmínkách, obsah vody v oleji je sice vysoký a  $U_p$  naměřené v laboratoři je nízké, ale skutečné RH oleje (odpovídající operační teplotě) je zřejmě relativně nízké a následně jeho „operační“ dielektrická pevnost (na této teplotě) by měla být relativně vysoká.

Zombie chování transformátoru je tedy očividně dáno rozdílem mezi laboratorní hodnotou dielektrické pevnosti oleje změřenou na laboratorní „smluvní“ teplotě 20C a skutečnou dielektrickou pevností oleje odpovídající skutečné teplotě oleje v transformátoru za quasi-ustálených podmínek.

Protože víme, že hodnota  $U_p$  je dána hodnotou relativní vlhkosti RH kterou lze vyjádřit jako:

$$(1) \quad RH = \frac{C_w}{C_{w,sat}}$$

kde :

$C_w$  ..... obsah vody v oleji

$C_{w,sat}$  .... rozpustnost vody v oleji ,  $C_{w,sat} = C_{w,sat}(T)$ , [L7]

pak hodnotu dielektrické pevnosti oleje můžeme vypočítat pomocí aproximace skutečné závislosti [L5,L6] jako:

$$(2) \quad U_d = U_{d,max}(1 - RH), \quad U_{d,max} = 85 \text{ kV}/2,5\text{mm}$$

můžeme také okamžitě a kvantitativně dokázat, že „zombie“ chování transformátoru je skutečně vyvoláno rozdílem teplotních hladin transformátor - laboratoř.

Příklad : předpokládejme, že obsah vody v oleji ( $C_w$ ) našeho transformátoru je 45 ppm:

- měření dielektrické pevnosti  $U_d$  musí dle normy vždy probíhat na laboratorní teplotě 20C, což znamená, že rozpustnost vody v oleji  $C_{w,sat} = 52$  ppm je velmi nízká. Relativní vlhkost oleje je za těchto, podmínek velmi vysoká ( $RH = 45 / 52 = 0.87$ ) a odpovídající dielektrická pevnost oleje ( $U_d = 85 (1 - 0.87) = 11 \text{ kV}/2.5\text{mm}$ ) je velmi nízká a samozřejmě neodpovídá normě.
- pokud ovšem stejný olej „pracuje“ na operační, podstatně vyšší, teplotě řekněme 60C, rozpustnost vody v oleji prudce ca 5 x stoupne ( $C_{w,sat} \approx 255\text{ppm}$ ) a „operační“ relativní vlhkost oleje je proto podstatně nižší ( $RH = 45 / 255 = 0.18$ ) a tomu také bude odpovídat „operační hodnota“ dielektrické pevnosti oleje ( $U_d = 85 (1 - 0.18) = 70 \text{ kV}/2.5\text{mm}$ ), která je velmi dobrá a plně vyhovuje normě.

**Závěr:** skutečná dielektrická pevnost oleje je i u velmi navlhých transformátorů OFAF, OFAN za jejich normálního provozu podstatně vyšší než udává laboratoř a jejich provoz je tedy relativně bezpečný.

Pozor, toto konstatování platí pouze teplotně „homogenní“ transformátory (rozdíl teploty hořejšek – spodek je velmi malý) a pro teplotně ustálené podmínky.

U silně navlhých transformátorů ONAF, ONAN, kde vertikální rozdíl teplot může být více než 30C, nebo při rychlých změnách teploty transformátoru může dojít k velmi rychlému poklesu dielektrické pevnosti oleje. V těchto případech je standardní přístup založený na měření Ud na laboratorní teplotě v principu správný, protože nám garantuje rezervu dielektrické pevnosti oleje [L3].

6. **Náhlá smrt** (transformátoru) je vždy vyvolána čistě dynamickým procesem indukovaným teplotními změnami v jeho systému olej-celuloza:

- déletrvající ohřev celulozy značně zvýší obsah vody v oleji
- prudké schlazení (teplotní šok) skokově zvýší relativní vlhkost oleje (voda nemá dostatek času na zpětnou absorpci z oleje do chladnoucí celulozy) a současně skokově sníží dielektrickou pevnost oleje.
- po ustálení teploty začne zpětná difuze vody z oleje do celulozy pomalu snižovat hodnotu RH a zvyšovat hodnotu Up. Na nové, nižší, teplotní hladině je pak nové RH nižší a nové Up vyšší než před teplotním šokem.

**Závěr: náhlá smrt transformátoru je vrozená vlastnost jeho systému olej-celuloza a teoreticky může postihnout každý transformátor**

Zmíněný efekt může být opět popsán pomocí relací (1) a (2), ovšem v tomto případě je tento efekt vyvolán nikoliv „stacionární“ změnou teplotní hladiny (transformátor – laboratoř), ale rychlou „skokovou“ změnou teploty oleje v transformátoru samotném.

Efekt náhlé smrti je opět velmi snadno vysvětlitelný. Jakákoliv změna teploty oleje (T) okamžitě změní:

**rozpuštění vody v oleji (Cw,sat) → hodnotu RH → hodnotu Up**

zatímco změna obsahu vody v oleji (Cw), která pracuje jako korekční zpětná vazba, je silně zpomalena rychlostí zpětné difuze vody z oleje do celulozy.

Odezvou na skokovou změnu teploty oleje je pak tzv. míjivý derivační průběh veličiny RH (prudce vzroste a pomalu klesá) a veličiny Up (prudce klesne a pomalu stoupá) [L8].

Efekt náhlé smrti je tedy skutečně vlastní každému transformátoru, bez ohledu na jeho navlhnutí. Stačí daný transformátor dostatečně ohřát tak, aby obsah vody v oleji náležitě vzrostl, a následné prudké ochlazení **oleje** na dostatečně nízkou teplotu **vždy prudce a nebezpečně sníží hodnotu Up.**

Dřívější, velmi populární a dramatické vysvětlení analogických havárií „deštěm v transformátoru“ je proto nadbytečné. Skutečné vysvětlení je zřejmě mnohem více prozaické a ve své podstatě banální. Kdykoliv se RH-hodnota oleje zvýší, řekněme nad 0.6, pravděpodobnost havarie průrazem ve stroji natolik vzroste, že transformátor bude havarovat již dávno před skutečným masivním přesycením oleje vodou tj. před začátkem „deště v transformátoru“).

Navíc je tento specifický problém velmi snadno prakticky řešitelný. Pokud RH vzroste nad nebezpečnou hladinu, je signálem snímače vlhkosti jednoduše transformátor vypnut a znovu zapnut teprve tehdy, pokud bude podkročena zvolená hladina RH .

Za dobrou zprávu lze považovat to, že u normálně navlhlého transformátoru (s navlhnutím celulozy pod 3%), který je standardně zatěžován a standardně chlazen, je pravděpodobnost jeho havarie velmi nízká.

## 7. Shrnutí

Řádně ošetřovaný a standardně zatěžovaný systém olej-celuloza výkonového transformátoru reprezentuje velmi spolehlivý celek. Proto je vždy velmi frustrující pozorovat jak je tento systém, zvláště u vystárlých a navhlých transformátorů, devastován chybnou diagnostikou a nevhodným ošetřením.

Je ovšem nutno vždy předem zdůraznit, že našim cílem je náležité vysušení **transformátoru nikoliv pouze jeho olejové náplně**. To znamená, že musíme bezpečně odstranit **dilutovanou vodu** z jeho celulozových materiálů. Naproti tomu množství vody dilutované a vázané vody obsažené v olejové náplni tohoto stroje je ve srovnání z množstvím dilutované vody v celuloze natolik malé, že jej můžeme z hlediska vysoušení transformátoru zanedbat.

Transformátorový olej v tomto ohledu slouží pouze jako „nosič“ a to v první řadě jako „nosič“ informace kolik **dilutované vody** je obsaženo v **celuloze**.

KF metoda která měří současně jak vodu **dilutovanou tak vázanou vodu v oleji**, je proto pro určení množství **dilutované vody v celuloze** nejen nevhodná, ale dokonce nebezpečná – relativně suchý transformátor je považován za navhlý.

V praxi se tato situace ještě dále komplikuje tím, že pokud je současně provedeno měření KF metodou a pomocí snímače vlhkosti, tak nám ve vystárlých olejích KF metoda vždy změří větší množství vody v oleji než tento snímač. Výstup snímače je považován za chybný „protože změřená hodnota je příliš nízká“ a „laboratoř nám dává větší rezervu“.

Nikdo se pak obvykle nepozastaví nad tím, že ve většině případů zde dochází k jasnému rozporu mezi vysokou hodnotou obsahu vody v oleji a vysokou hodnotou dielektrické pevnosti daného oleje.

Typický diagnostický závěr pak zní:

**Váš transformátor má velmi dobrou hodnotu dielektrické pevnosti oleje, která výborně odpovídá normě, ale obsah vody v oleji je příliš vysoký a musí být silně snížen.**

Skutečnost, že současná vysoká hodnota dielektrické pevnosti oleje a vysoký obsah vody v tomto oleji je jasný protimluv a fyzikální nesmysl, zřejmě nikoho příliš nezajímá.

Důsledkem je pak tlak na výrobce snímačů vlhkosti, aby svoje převodníky „rekalibrovali na olej“, tj. dosáhli v oblasti vystárlých olejů stejných výsledků jako KF metoda.

Jako téměř pikantní, je pak nutno označit dnes běžnou praxi, že z hlediska diagnostiky transformátorů naprosto správná a relevantní měření vlhkosti jsou záměrně měněny tak, aby bylo dosaženo shody s chybnými výstupy KF metody.

Jedním z možných vysvětlení tohoto stavu je zřejmě historická setrvačnost. KF-metoda byla totiž původně zaměřena na měření obsahu vody v mazacích a hydraulických olejích, kde obsah vody v oleji byl značný.

V těchto případech bylo a je KF měření a na něm založené posouzení olejů zcela relevantní, protože zde neexistuje obrovský „celulozový akumulátor“ dilutované vody, a celkové množství vody obsažené v dané olejové náplni je samozřejmě nutno vztáhnout k změřenému obsahu dilutované a vázané vody.



Ovšem u vystárých transformátorů, kde je množství vody v nich obsažené dáno množstvím **dilutované** vody akumulované v jejich celulozových materiálech (obvykle více než 100 x vyšší než množství dilutované a vázané vody v jejich olejové náplni) je tento „historický“ přístup absurdní a neudržitelný.

Literatura:

- L1 ..... Woodcock  
**Risk-Based Reinvestment – Trends in Upgrading the Aged T&D System**  
 www.energypulse.net
- L2 ..... Werle, Lohmeyer, Wohlfart  
**Moeglichkeiten zur Beurteilung und Werterhaltung des Isolationssystems von Leitungstransformatoren im Betrieb als Massnahme zur Lebensdauerveraengerung**  
 Micafil Symposium 2004
- L3 ..... Altmann  
**Systematische Fehler by the Diagnose „feuchter“ Transformatoren**  
 EW 6, 2007, ISSN 1619-5795-D 9785D  
 (Systematické chyby v diagnostice navlhých transformátorů, [www.ars-altmann.com](http://www.ars-altmann.com) / News)
- L4 ..... Altmann, Bukvis  
**The Oil - Moisture Diagnostic Problem of Aged Transformers**  
 www.ars-altmann.com\News
- L5 ..... Wasserberg at all  
**Drying of liquid immersed solid insulations using a hygroscopic insulating liquids**  
 www.si.uni-hannover.de
- L6 ..... Fonfana at all  
**Investigations of mixed liquids for use in high-voltage transformers**  
 IEEE, Electrical Insulation Magazine, 2002,vol.18 Nr.3, 18-25
- L7 ..... Lewand  
**Understanding water in transformer systems**  
 www.midel.co.uk
- L8 ..... Altmann  
**The dielectric strength of the transformer oil and its impact on the diagnostic of power transformers**  
 ( Průrazné napětí a jeho význam pro diagnostiku výkonových transformátorů)  
 ww.ars-altmann.com\News