

K některým praktickým aspektům prodloužení životnosti výkonových transformátorů

Ing. Josef Altmann, ARS-Altman
www.ars-altmann.com

1. Úvod

Životnost výkonových transformátorů a tedy i jejich dlouhodobá spolehlivost je dominantně spojena s životností resp. s rychlostí stárnutí jejich celulozových izolantů.

Důvod je zřejmý – ve výkonovém transformátoru je možno snadno a bez větších nákladů vyměnit téměř všechny jeho vystárlé celky (jako je např. olejová náplň, průchodky atd.), ale nikoli jeho celulozové izolanty.

Nákladnost výměny vystárlých pevných izolantů tj. převinutí transformátoru, je přitom řádově blízká ceně nového stroje, magnetický obvod přitom zůstane stejný a podobná „údržba“ tedy ztrácí jakýkoliv ekonomický i technický smysl.

Uživatel má za těchto okolností dvě možnosti:

- ⇒ dát věcem volný průchod tj. o své transformátory se nijak speciálně nestarat s ohledem na jejich dlouhodobou životnost, údržbu omezit na úkony požadované normou a případnou havarii řešit rezervní jednotkou
- ⇒ najít vhodnou diagnostickou metodu pro jednoduché a relevantní posouzení stupně vystárnutí resp. rychlosti stárnutí pevných izolantů, nasadit ji na každý stroj s vyšší pořizovací cenou a na základě získaných dat se pokusit rychlost stárnutí daného stroje zásadně zpomalit a odsunout tím termín pořízení nového transformátoru.

První přístup uživatelů k danému problému je bohužel nejčastější, přestože konečný efekt je nejen neekonomický, ale dokonce nebezpečný.

Druhý, mnohem výhodnější přístup není dosud dostatečně aplikován, protože je často uživatelem vnímán jako pouhé „náklady a problémy“.

Dalším z důvodů proč není cílené prodloužení životnosti transformátorů považováno za jeden ze základních cílů jejich údržby, je také skutečnost, že dosud není známa žádná široce akceptovatelná a praktická metoda jak stárnutí daného transformátoru adekvátně diagnostikovat a jak problém zpomalení jeho stárnutí jednoduše a efektivně řešit.

2. Intenzita stárnutí transformátoru a faktory které ji ovlivňují

Intenzitu stárnutí celulozových materiálů ve výkonových transformátorech zásadně ovlivňují následující faktory:

- 2.1 teplota transformátoru resp. jeho zatěžování
- 2.2 intenzita a četnost případných vniřních vad stroje
- 2.3 kontaminace vodou
- 2.4 kontaminace vzdušným kyslíkem
- 2.5 kontaminace produkty stárnutí

ad 2.1) intenzita stárnutí celulozových izolantů a tím i adekvátní ztráta jejich životnosti je závislá na jejich teplotě a tuto závislost je možno popsat Arrheniovou resp. Montsingerovou relací, jak ji uvádí například [L1]:

$$(1) \quad t = \frac{0.004}{A} e^{\frac{13600}{T+273}}$$

kde : t zbytková životnost celulozy v hodinách

T teplota °C

A konstanta závislá na provozních podmínkách

Velmi často používaná a výstižná ilustrace této relace je pak dána tvrzením:

každé (dlouhodobé) snížení / zvýšení teploty teploty transformátoru o 6°C

[L1, L2], resp. 7°C [L3],

zvýšuje jeho životnost dvojnásobně / snižuje jeho životnost na polovinu

Z rovnice (1) je dobře patrné, že zbytková životnost celulozových materiálů a tedy i transformátoru je silně závislá na jeho teplotě (T) a dále na hodnotě konstanty A .

Praktické použití rovnice (1) pro výpočet zbytkové životnosti konkrétního transformátoru je ovšem obtížné, ne-li nemožné, protože nejsme schopni hodnotu konstanty A nejen přímo změřit, ale ani nijak věrohodně určit resp. kvantifikovat.

Tato hodnota totiž záleží nejen na provozních podmínkách daného stroje jak uvádí [L1, L2], ale zcela očividně také na celé řadě dalších faktorů, jako je na kvalita použitého papíru, stupeň jeho depolymerizace, počtu vad stroje, stupni jeho kontaminaci počínaje vodou a konče produkty stárnutí, obsahem kovů v oleji atd atd..

Rovnice (1) nám vlastně poskytuje pouze jedinou relevantní a použitelnou informaci, že případné snížení teploty daného transformátoru s **vysokou pravděpodobností sníží intenzitu stárnutí** jeho pevných izolantů a zvýší tím jeho zbytkovou životnost .

Možnost potenciálního snížení intenzity stárnutí papíru v daném transformátoru snížením jeho teploty by proto měla být vždy prakticky ověřena. Zvláště s ohledem na skutečnost, že snížení provozní teploty většiny transformátorů lze obvykle velmi snadno a bez velkých nákladů realizovat jednoduše tím, že přestavíme žádanou hodnoty jeho regulátoru teploty na nižší úroveň.

Nicméně platí, že efektivitu tohoto zásahu do operačního režimu daného transformátoru je vhodné kvantitativně posoudit vhodným měřením **před** snížením a **po** snížení jeho teploty.

ad 2.2) intenzita a četnost vnitřních vad stroje je obvykle zjištěna měřením (DGA) tj. nepřímo, protože měříme pouze hladiny obsahu plynů v oleji za tzv. ustálených podmínek. Skutečnou četnost a velikost, resp. závažnost těchto vad je pak nutno zjistit demontáží daného stroje.

Je sice známo, že vhodným ošetřením lze některé projevy daných vad potlačit (např. intenzitu parciálních výbojů je někdy možno potlačit vhodným odplyněním olejové náplně) a to i bez demontáže stroje.

Ve většině případů je ovšem nutno tyto zásahy považovat spíše za léčbu symptomatickou a nikoliv kauzální, protože nejsme schopni projevy dané vady tj. množství plynů které daná vada produkuje, skutečně a věrohodně kvantitativně změřit.

Jinými slovy, víme sice přesně že daná vada v transformátoru existuje, protože produkuje specifický plyn a DGA tento plyn přesně identifikuje, ale nevíme její skutečný rozsah, protože nejsme schopni změřit kolik tohoto plynu vada produkuje ve standardních jednotkách ($m^3 s^{-1}$, $kg s^{-1}$).

Stejně tak nejsme schopni posoudit účinky případné léčby dané vady porovnáním produkce plynů z dané vady, **před** a **po** zvolené léčbě.

Současná DGA měření totiž probíhají za quasi ustálených podmínek což, zvláště u transformátoru s volnou hladinou oleje v konzervátoru, skutečnou kvantifikaci zdroje (produkci resp. spotřebu) plynu, principiálně vylučuje [L4].

ad 2.3) nadměrné navlhnutí celulozových izolantů vodou vždy nejen představuje potenciální akcelerační proces jejich stárnutí tj. **snižuje jejich dlouhodobou životnost**, ale také **snižuje jejich okamžitou spolehlivost** vlivem snížení dielektrické pevnosti oleje za vyšších provozních teplot.

Obvykle se uvádí, že nárůst obsahu vody v papíru o 0.5%, urychluje proces jeho depolymerizace cca 2-krát [L1], popis mechanismu snížení okamžité spolehlivosti snížením dielektrické pevnosti oleje je pak popsán např. v [L7, 8, 17].

Nicméně toto tvrzení je opět pouze rámcové, protože z praxe je známa celá řada strojů s prokazatelným obsahem vody v papíru nad 5-6% pracujících normálně déle než 20 let, ačkoliv při plné platnosti uvedené relace již měly dávno havarovat.

To jsou ovšem výjimky a poznatek že voda v papíru snižuje nejen dlouhodobou ale i okamžitou spolehlivost transformátoru je dobře doložen, je ukotven v normách a navlhlé stroje je tedy nutno vysušit.

Kritické posouzení jednotlivých vysoušecích metod je možno nalézt v [L5].

Protože nám opět chybí přesné a rychlé měření jak případný efekt vysušení papíru na rychlost stárnutí daného stroje posoudit, je obvykle použita zásada **čím více, tím lépe**.

Ovšem pozor. U silně navlhých strojů (nad $Q_p \approx 3 - 4\%$) není možno snížit hodnotu Q_p libovolně např. ze 4% na 1%, protože při tak radikálním snížení obsahu vody v celuloze, již hrozí ztráta přitlačných sil ve vinutí [L15], ztráta zkratové pevnosti a prudké snížení okamžité bezpečnosti těchto transformátorů.

Pokud je skutečně nutno snížit navlhnutí celulozy z relativně vysokých hodnot 4- 5%, pod cca $Q_p \approx 1 - 1.5\%$, a pokud je sušení transformátoru prováděno za provozu, je nutno postupovat po vhodně zvolených krocích. Nejprve snížit Q_p na zhruba $\frac{1}{2}$ původní hodnoty a před dalším sušením transformátor otevřít a hodnotu přitlaku zkontrolovat resp. vinutí dotáhnout.

Velmi důležité je proto relevantní tj. dostatečně přesné určení obsahu vody **v celuloze resp. papíru** před zahájením vysoušení a nejméně jednou po jeho ukončení.

Zde narážíme na velmi závažný problém, protože současné přímé a nepřímé metody měření obsahu vody v celulozových materiálech výkonových transformátorů nejsou dostatečně přesné.

V praxi jsou nejčastěji používány nepřímé metody založené na:

- změření obsahu vody v oleji v laboratoři Karl-Fischer (KF) metodou + změření jediné teploty transformátoru
- určení obsahu vody v papíru (celuloze) z naměřené hodnoty obou veličin pomocí vhodného rovnovážného diagramu resp. rovnovážné relace

Praxe ovšem ukazuje, že tato, byť velmi jednoduchá, diagnostická metoda má vážné nedostatky:

- u vystárlých transformátorů dochází vlivem systematické chyby KF- měření, k čtení neadekvátně vysokých obsahů vody v oleji (Q_v) [L6] a následně chybné evaluaci která vede na neadekvátně vysoké obsahy vody v papíru (Q_p) [L7,8].
- měření obou veličin, obsahu vody v oleji a teploty transformátoru, je obvykle prováděno bez náležité kontroly ustálených podmínek, což prakticky vylučuje použití rovnovážných diagramů a relací respektive vede na chybné určení obsahu vody v celuloze.

Stejně nedostatky jako standardní nepřímé metody, pak vykazují i tzv. přímé metody změření obsahu vody v celuloze jako je RVM nebo FDS [L1], zvláště u vystárlých transformátorů.

Důsledky těchto nepřesných měření a následné chybné diagnostiky navlhnutí transformátoru mohou být velmi závažné.

Například velmi častá chybná diagnóza silného navlhnutí vystárých transformátorů často vede k jejich opakovanému vysoušení za použití vysoké teploty a vysokého vakua, které může izolační systém těchto strojů nevratně poškodit resp. zničit [L8].

Z tohoto důvodu byly vyvinuty nový diagnostický postup sestávající z měřicí jednotky SIMMS [L9] a software TRACONAL [L10], který tyto nedostatky z velké části odstraňuje.

Neprve je přímo u transformátoru provedeno pomocí SIMMS on-line měření :

- relativní vlhkosti oleje vhodnou fyzikální sondou, přičemž olej je kontinuálně odebírán a vrácen do transformátoru a nemůže být nijak kontaminován vzdušnou vlhkostí z okolí
- horní a spodní teploty jeho izolačního systému olej-celuloza

a na tento první krok bezprostředně navazuje druhý krok, ve kterém je přímo na místě a stejným měřicím přístrojem vyhodnocen rovnovážný stav daného transformátoru [L9].

Tímto způsobem je vyloučena převážná část měřicích chyb a teprve následně je provedeno, opět přímo u transformátoru, vyhodnocení obsahu vody v celuloze pomocí softwarového balíku TRACONAL .

Vyhodnocení naměřených dat TRACONALem, pak umožňuje realizovat nový diagnostický postup se **snadnou a přímou verifikací naměřených a vypočítaných hodnot hodnotou dielektrické pevnosti oleje nezávisle změřenou v laboratoři [L7,10].**

ad 2.4) kyslík rozpuštěný v olejové náplni transformátoru je hlavním faktorem podmiňujícím oxidační stárnutí jeho celulozových materiálů.

Ideálním prostředkem jak snížit oxidační stárnutí každého transformátoru je jeho hermetizace. Tato metoda je výhodná zvláště u transformátorů které pracují za vyšších teplot a se zvýšenou vlhkostí vzduchu.

Účinnou hermetizací je možno potenciální životnost transformátoru velmi podstatně zvýšit, protože zásadně snižuje nejen jeho kontaminaci kyslíkem, ale také vzdušnou vlhkostí.

Literatura např. [L11] uvádí, že ideálně hermetizovaný transformátor s obsahem O₂ v oleji nižším než 300 ppm, vykazuje vůči transformátoru s volnou hladinou oleje v konzervátoru cca 50-krát nižší rychlost stárnutí. Snížení obsahu kyslíku v oleji na cca 2000 - 4000 ppm, což odpovídá běžné hermetizaci, pak snižuje intenzitu stárnutí papíru nejméně 2- krát.

Pokud je nemožné nebo obtížné hermetizovat starší transformátory standardní cestou, je podobného efektu také možno dosáhnout on-line vakuovým ošetřením oleje.

V tomto případě je ovšem vždy nutno použít šetrné ošetření olejové náplně, protože většina standardních vakuových vysoušečů pracuje s vysokým vakuem a vysokou teplotou a odstraňuje tím lehké frakce z oleje a jejich dlouhodobé nasazení může nejen rychle zničit olejovou náplň transformátoru, ale následně i jeho pevné izolanty.

Kritická analýza a porovnání jednotlivých hermetizačních metod výkonových transformátorů je podána v [L12].

ad 2.5) produkty stárnutí rozpuštěné v olejové náplni vystárlého transformátoru představují další důležitý faktor urychlující stárnutí jeho celulozových materiálů

Proces stárnutí je v tomto případě akcelerován synergetickým efektem vody, produktů stárnutí a teploty [L2].

Nebezpečí dlouhodobého působení produktů stárnutí, jako jsou organické kyseliny, ketony, kovová mýdla a aldehydy, na izolační systém je velmi dobře známo.

Paradoxní ovšem je, že při správné údržbě transformátoru by se problém se zvýšenou intenzitou jeho stárnutí vlivem zvýšeného těchto produktů stárnutí v oleji vůbec neměl objevit, protože zde existuje:

- **přesná diagnostika** daného problému a to změřením čísla kyselosti oleje (ČK)
- **jednoduché rozhodovací kritérium** – při ČK vyšším než 0.1mg KOH/ g oleje je olej nutno vyměnit nebo regenerovat
- **jednoduchá léčba**, buď výměnou olejové náplně transformátoru nebo lépe její on-line regenerací s doprovodným intenzivním proplachem jeho izolačního systému, kterým lze, přinejmenším částečně, i odstranit úsady na vodičích.

3. Ekonomické aspekty zvyšování životnosti transformátorů.

Veškerá údržba transformátoru, která má za cíl prodloužení jeho životnosti, musí samozřejmě dávat ekonomický smysl. A efekt této údržby by měl být vždy prokazatelně a jednoznačně doložen.

Za základní benefit zvýšené životnosti transformátoru je považována teoreticky dobře kalkulatelná úspora dosažená oddálením výměny starého transformátoru za nový stroj.

Již jednoduchá ekonomická analýza založená na porovnání dvou variant :

- oddálenou výměnou starého transformátoru dosáhneme úsporu ekvivalentní úrokům z celkové investice rovné nákupní ceně nového transformátoru + celkových nákladů spojených z jeho výměnou za nový stroj (od které ovšem musíme odečíst ekvivalentní náklady na provedenou údržbu zlepšující jeho životnost)
- okamžitou výměnou starého stroje za nový dosáhneme úsporu ekvivalentní nižším ztrátám v železe a mědi.

Celá kalkulace představuje víceparametrický problém s celkou řadou proměnných veličin (úroková míra, předpokádaná cena elektrické energie, předpokádaná cena nového stroje, pravděpodobné náklady na jeho výměnu, volba typu a nákladnosti metod pro prodloužení životnosti atd.).

Pro snadné posouzení možných variant, byl proto vyvinut jednoduchý freeware SINDRET [L13], který tuto kalkulaci umožňuje.

Již pro základní rozhodování zda transformátor vyměnit / nevyměnit je naprosto nutná věrohodná analýza jednak okamžitého stavu transformátoru a jednak posouzení nákladnosti metod které by mohly jeho životnost prodloužit.

A tady narážíme na velmi vážné nedostatky současné diagnostiky:

- bez otevření transformátoru, odebrání vzorků papíru a jejich analýzy, v podstatě nejsme objektivně schopni posoudit stupeň vystárnutí jeho pevných izolantů
- pokud zvolíme nějakou metodu potenciálně prodlužující životnost daného stroje, nejsme schopni posoudit její účinek resp. její dlouhodobou efektivitu.

První a základní ekonomické posouzení zda má smysl vyměnit / nevyměnit starý transformátor má pak jediný cíl – odhadnout výši potenciálních úspor, které bychom odložením výměny tohoto stroje mohli dosáhnout.

Je proto vždy prováděno bez započítání potenciálních nákladů kterými bychom mohli prodloužení životnosti dosáhnout.

Teprve v dalších krocích jsou hledány cesty a vhodné metody, respektive jejich kombinace, jak tento úkol co nejjednodušeji a za minimálních nákladů provést, tak abychom získali oddálením výměny transformátoru co nejvyšší ekonomický efekt.

Ukázka výpočtů úspor pomocí SINDRET je podána v [L14] .

4. Nové metody posouzení intenzity stárnutí transformátoru

Současná praxe poskytuje pro věrohodné posouzení vystárnutí celulozových izolantů pouze jediné objektivní kritérium a to posouzení jejich mechanické pevnosti.

Touto metodou (teoreticky) můžeme získat velmi dobrou informaci o současném stavu vinutí transformátoru, ale v běžné praxi je tato metoda de-facto nepoužitelná. Je jednoduše příliš náročná, navíc nejsme schopni věrohodně posoudit zda odebraný vzorek papíru skutečně reprezentuje vystárnutí daného transformátoru a naprosto se nehodí pro posouzení účinnosti metod kterými se pokusíme stárnutí transformátoru zpomalit.

V poslední době se znovu objevuje další metoda posouzení vystárnutí pevných izolantů pomocí tzv. náhradního vzorku. Do olejové náplně daného transformátoru je v tomto případě vložen vzorek papíru a po zvolené době je vyjmut a je změřena jeho mechanická pevnost. Ovšem i tato metoda má své nedostatky. Vložený vzorek není, především teplotně a mechanicky, namáhán jako skutečný ovin. Ztráta jeho mechanické pevnosti je tedy podstatně menší a dosažené výsledky není možno považovat za plně reprezentativní.

Všechny ostatní standardní metody používané pro posouzení vystárnutí pevných izolantů transformátoru jako např. obsah furanů v oleji [L3], nejsou také zcela relevantní, **protože neměří intenzitu procesu stárnutí přímo, rychle a dostatečně přesně.**

Některé produkty stárnutí papíru jako např. 2FAL jsou sice dostatečně stabilní a teoreticky by mohly být použity jako tzv. markery celkového vystárnutí transformátoru, ale praxe ukazuje, že jejich hladina v oleji může silně kolísat. Tato skutečnost ovšem představuje zásadní rozpor. Hodnota skutečného markeru celkového vystárnutí transformátoru totiž může v čase pouze růst a v případě úplného zastavení stárnutí zůstat konstantní.

Ze současných měření která jsou v současné době na transformátorech prováděny, je pro sledování **intenzity procesu stárnutí** zřejmě vhodná pouze on-line DGA. A jako **marker celkového vystárnutí stroje** je pak ve většině případů možno použít číslo kyselosti oleje ČK (mgKOH/oleje).

On-line DGA je apriori dostatečně přesná a reprezentativní, protože měří v olejové náplni nádoby transformátoru současně obsah kyslíku O₂ (spotřebovávaného v procesu oxidačního stárnutí) a také obsah kysličníku uhelnatého CO (jako prekursoru stárnutí) a obsah CO₂ (jako konečného produktu stárnutí).

Její další a velmi podstatnou výhodou je pak také skutečnost, že s ohledem na kapacitu měřeného systému můžeme měřitelnou odezvu systému na případnou změnu intenzity jeho stárnutí očekávat řádově již ve dnech.

Jinými slovy, pomocí DGA sice nejsme schopni objektivně posoudit daný stav celkového vystárnutí celulozových materiálů v daném transformátoru, ale vhodnou aplikací této metody můžeme výchozím změřením **toku** produkovaných nebo spotřebovávaných plynů v tomto stroji získat základní a objektivní údaj přinejmenším **o okamžité intenzitě oxidačního stárnutí** které v tomto stroji probíhá.

Pokud tedy provedeme měření produkce plynů v transformátoru **před a po** aplikaci metody která má za cíl stárnutí zpomalit, měli bychom snadno objektivně posoudit efektivitu dané metody.

Pro dostatečně přesné a rychlé posouzení účinku aplikovaných metod by tedy současná on-line DGA měla svojí přesností zdánlivě postačovat.

Ovšem skutečnost je bohužel jiná. Současná DGA je založena na posuzování změny **absolutních** hodnot obsahu O₂, CO a CO₂ v oleji za quasi ustálených podmínek a již

z principu [L4] není schopna měřit **skutečně toky CO, CO₂ a O₂ mezi zkoumaným izolačním systémem a okolím.**

Uvedené nedostatky odstraňují nové „dynamické“ diagnostické metody, které již nevycházejí z ustálených „stacionárních“ stavů zkoumaného systému, ale naopak využívají dynamické změny obsahu plynů v oleji, které jsou cíleně vytvořeny vyvakuováním olejové náplně transformátoru :

- **QDGA (Quantitative Diluted Gas Analysis)** kterou je možno nasadit na transformátory s volnou hladinou oleje v konzervátoru [L4].
- **GDGA (Gradient Diluted Gas Analysis)** která je jednodušší a vhodná především pro hermetizované stroje.

QDGA metoda využívá známý objem olejové náplně transformátoru jako měřicí kapacitu a inertní N₂, který je v oleji vždy přítomen, jako tzv. kalibrační plyn, jehož pomocí je možno v průběhu záměrně vyvolané dynamické změny obsahu tohoto plynu zjistit průtok oleje mezi nádobou transformátoru a konzervátorem.

Pokud známe okamžitý průtok oleje mezi nádobou transformátoru a konzervátorem a současně měříme obsahy O₂, CO a CO₂ v obou nádobách, je možno relativně velmi přesně vypočítat jak skutečnou spotřebu O₂, tak skutečnou produkci CO a CO₂ v nádobě stroje (a stejně tak i produkci rozkladných plynů).

Pro aplikaci QDGA je ovšem nutno kontinuálně měřit obsahy N₂, O₂, CO a CO₂ jak v nádobě transformátoru, tak v konzervátoru za podmínek zpětného sycení olejové náplně vzdušnými plyny. Její výhodou je pak skutečnost, že měření je možno provádět quasikontinuálně, tj. můžeme dostatečně přesně zjišťovat toky plynů tak dlouho, dokud máme k dispozici dostatečné rozdíly obsahu N₂ a ostatních plynů mezi olejovou náplní nádoby a konzervátoru.

QDGA nám tedy poskytuje prakticky přímý tzv. on-line náhled do dějů které v transformátoru probíhají a současně popisuje jejich skutečnou intenzitu.

GDGA metoda opět využívá známý objem olejové náplně hermetizovaných transformátorů jako měřicí kapacitu. Protože systém transformátoru je nyní (relativně účinně) hermetizován vůči okolí, je gradient nárůstu CO a CO₂ v bodě 0 tj. v okamžiku vypnutí vakuačního zařízení přímo ekvivalentní produkci obou plynů. Obdobně je také možno změřit spotřebu O₂ a produkci rozkladných plynů.

Metoda GDGA je použitelná především pro hermetizované, a s určitým omezením i pro nehermetizované stroje a její nevýhodou je také skutečnost že je tzv. bodová a neposkytuje nám tedy přímý, průběžný náhled do procesů v daném stroji [L16] .

Obě metody, jak QDGA tak GDGA je samozřejmě možno okamžitě použít nejen pro posouzení oxidačního stárnutí transformátoru, ale také pro další kvantitativní evaluaci jejich vnitřních vad počínaje parciálními výboji (H₂) až po jejich nízko- (CH₄, C_xH_y.....) a vysokoteplotní vady (C₂H₂).

5. Závěrečná doporučení.

Současný stupeň vystárnutí celé současné populace výkonových transformátorů již vzbuzuje oprávněné obavy :

- jejich okamžitá a dlouhodobá spolehlivost stále a nevyhnutelně klesá a tento trend se stále zrychluje (lavinový efekt).

- o na jejich rozsáhlou a „jednorázovou“ výměnu jednoduše nejsou a nebudou peníze.

Zvyšování zbytkové životnosti vystárlých transformátorů pak reprezentuje jedinou alternativu, jak udržet tyto stroje v provozu a tím zaručit spolehlivou dodávku elektrické energie.

Zároveň je možno oddálením výměny starých strojů dosáhnout velmi výrazných úspor a zároveň tak potřebný čas pro postupné vyměňování nejvíce vystárlých a proto nejvíce rizikových strojů.

Se zvyšováním zbytkové životnosti je proto nutno začít okamžitě.

První krok, který je možno provést okamžitě a bez velkých nákladů, je snížení provozní teploty všech vhodných transformátorů. Vzhledem k tomu, že žádaná hodnota teploty u většiny transformátorů je trvale nastavena na 60–65°C a průměrná teplota okolí (v Evropě) nepřekračuje výrazně 20°C, je možno přestavením žádané teploty na 45-50°C snížit průměrnou teplotu transformátoru o 10–15°C bez větších obtíží. Intenzita stárnutí celulozových izolantů by tím měla klesnout nejméně na ½ původní hodnoty. Protože nelze očekávat, že intenzita stárnutí bude klesat u všech strojů stejnou měrou, je nutno, minimálně u velmi důležitých transformátorů, provést odpovídající měření spotřeby O₂ a produkce CO a CO₂.

Druhý krok je tzv. „kategorizace“. Všechny transformátory starší 10 let jsou rozděleny do tří skupin (A, B a C) s ohledem na koeficient vystárnutí tzv. RoA- faktor (Ratio-of-Ageing factor)

$$(2) \quad \text{RoA} = A \cdot \text{ČK} \cdot Q_p$$

kde :

A	stáří transformátoru (roky)
ČK	číslo kyselosti (mgKOH/g oleje)
Q _p	střední obsah vody v celuloze (%)

Hodnota koeficientu RoA, která má postihnout vystárnutí daného transformátoru je zde dána součinem **tří dobře měřitelných a přímo dostupných veličin**, které zásadně potencují proces stárnutí transformátoru jako celku a protože se jejich negativní účinky **vzájemně násobí** má dané zavedení technický smysl.

Podobný postup byl již navržen a použit Myersem pro stárnutí olejů [L18].

Příklad skupinová kvantifikace na základě RoA-faktoru

RoA	Skupina	Stav transformátoru + doporučená údržba
0 - 5	A	Dobry stav, nizka uroveň stárnutí, okamžitá údržba není nutná
5 - 10	B	Střední kontaminace, střední stárnutí, okamžitá a dlouhodobá spolehlivost snížena, doporučeno vysušení a odplynění případně hermetizace
10 a více	C	Silná kontaminace, silné stárnutí, velmi nízká okamžitá- a dlouhodobá spolehlivost, okamžitá výměna nebo regenerace oleje, následné on-line vysušení celulozy nezbytné, on-line odplynění nebo hermetizace

Příklad vyhodnocovací tabulky.

S/N číslo	seriové	A (roky)	ČK (mgKOH/g)	Q _p (%)	RoA (koeficient)	Poznámka

transformátoru		oleje)		vystárnutí)	
001	10	0.08	1.4	1.12	Uspokojivý stav , žádná akce
002	25	0.1	3	7.5	Navlhlý stroj , vysušit Naplánovat regeneraci
003	20	0.3	3	18	Silná kontaminace vodou a produkty stárnutí – okamžitě vyměnit nebo regenerovat olej + sušit

Pozor ! Pro výpočet Q_p je nutno použít měření obsahu vody v oleji a teploty stroje pomocí SIMMS a evaluaci pomocí TRACONAL , protože obvyklá KF- metoda při vyšších ČK měří nereálně vysoké hodnoty obsahu vody v oleji a standardní evaluace Q_p obvykle vede na další systematickou chybu.

Jak je z Tabulky patrné, pouze první případ S/N 001 reprezentuje transformátor s přijatelnou rychlostí stárnutí, zde popsanou hodnotou vystárnutí $RoA \approx 1$.

Ostatní dva příkladné transformátory již potřebují relativně nákladné ošetření a je tedy nutno skutečnou potřebu tohoto ošetření technicky a ekonomicky zdůvodnit.

Třetí krok - výběr vhodných metod prodloužení životnosti a jejich správná aplikace, ovšem vyžaduje co nejpřesnější a přitom dostatečně rychlé posouzení jejich efektivity za provozních podmínek (SINDRET)

Čtvrtý krok - výsledky dosažené vybranou metodou ošetření musí být vždy ověřeny standardním postupem a to měřením (on-line QDGA nebo GDGA) před a po nasazení daného typu ošetření.

Literatura:

- L1 Saha
Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition of Aged Transformers
 IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.10, No.5, October 2003
- L2 Sokolov
Impact of Oil Properties and Characteristics on Transformer Reliability
 Fifth AVO New Zealand International Technical Conference, 2006
- L3 Hoehlein
Furane als Indikator des Feststoffisolationzustands in Transformatoren – Möglichkeiten und Grenzen
 EW 105,(2006) , Heft 25
- L4 Altmann
Quantitative Measurement of Production and Consumption of Gases in Power Transformers
 (Způsob kvantitativního měření produkce nebo spotřeby plynů v transformátorech a zařízení k provádění tohoto způsobu).
 US Patent No.:7.474.186 B2, resp. www.ars-altmann.com /News
- L5 Altmann
Maintenance of wet power transformers, Comparison of standard methods and Altmann's method
www.ars-altmann.com / News / Reports
- L6 Sokolov
Transformer Condition-based Ranking
 Fifth AVO New Zealand International Technical Conference, 2006
- L7 Altmann
Systematische Fehler bei der Diagnose „feuchter“ Transformatoren
 (Systematické chyby)
 EW 106 (2007) , Heft 7
- L8 Altmann
Wasser in gealterten Transformatoren
 (Voda ve vystárlých transformátorech)
 EW6/2007 resp. www.ars-altmann.com / News / Articles
The water problem of aged transformers
www.ars-altmann.com / News / Papers
- L9 Altmann
SIMMS
www.ars-altmann.com / Product Range / SIMMS

- L10 Altmann
TRACONAL
www.ars-altmann.com / Product Range / TRACONAL
- L11 Lampe, Spicar
Influence of different stress factors on the dielectric and mechanical strength of oil cellulose insulation
 CIGRE 1978 Session, August 30
- L12 Altmann
Comparison of hermetization methods of power transformers
www.ars-altmann.com / News / Reports
- L13 Altmann
SINDRET
www.ars-altmann.com / Goals of Transformer Maintenance / Saving calculator
- L14 Altmann
Zum einigen Aspekten eines herausgezögerten Austauschs eines Leistungstransformators.
 (K některým aspektům oddálené výměny transformátoru)
 EW 6/2006 resp. www.ars-altmann.com / News / Articles
- L15 Krause, Goetz
The Change of the Clamping Pressure in Transformer Windings Due to Variation of the Moisture Content.
 CIGRE SC12, 1999 Budapest Colloquium
- L16 Altmann
Einfluss der Vakuumaufbereitung von Oelen auf Ergebnisse der Gas-in Oel-analyse.
 EW 101 (2002), Heft 5
- L17 Altmann
The dielectric strength of the transformer oil and its impact on the diagnostic of power transformer
www.ars-altmann.com / News / Articles
- L18 Yers, Kelly, Parish
A Guide to Transformer Maintenance
 TMI 1981, ISBN 0-039320-00-2