

## Úroveň vývoje plynů jako diagnostické hledisko stavu výkonových transformátorů

J. Dončuk<sup>1</sup>, V. Mentlík<sup>1</sup>, J. Velek<sup>2</sup>, I. Ullman<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Katedra technologií a měření, Fakulta elektrotechnická, ZČU v Plzni,  
Univerzitní 26, Plzeň

<sup>2</sup> ČEPS, a.s., Odbor Technická politika  
Elektrárenská 774/2, Praha

E-mail : jdoncuk@ket.zcu.cz, mentlik@ket.zcu.cz, velek@ceps.cz, ullman@ceps.cz

### Anotace:

Článek se zabývá vývojem a možností detekce plynů rozpuštěných v oleji vznikajících v průběhu provozu výkonového transformátoru. Pozornost je soustředěna zejména na vznik plynů, které jsou charakteristické pro jednotlivé typy poruch. Představeny jsou nejnámější diagnostické nástroje pro detekci plynů rozpuštěných v oleji a následně diskutovány výsledky poskytované těmito prostředky.

The article deals with the gas development and detection ways of the gases dissolved in oil generated during the power transformer's operation. The attention is paid mainly to generation of the gases that are characteristic for particular types of failures. The most used diagnostics tools for detection of gases dissolved in oil are introduced in the article. Afterwards results provided by these tools are discussed.

### ÚVOD

Výkonové transformátory jsou klíčové prvky infrastruktury, které zabezpečují kontinuální dodávku elektrické energie ke koncovým uživatelům. Otevřený trh s elektřinou, stejně jako situace po odklonu od jádra v Německu, iniciuje nutnost brát v úvahu možné přetěžování transformátorů. Zejména z těchto důvodů je nutné zajistit bezpečnost a spolehlivost jejich provozu patřičnými prostředky. Vzájemné působení jednotlivých degradačních a provozních činitelů včetně zvýšeného zatížení následně způsobuje zrychlené stárnutí elektroizolačního systému transformátorů. To může vést až k rozvoji závad a poruch a tím k ukončení jejich provozuschopnosti. Preventivní off-line diagnostika v kombinaci s on-line monitoringem napomáhá vyhnout se možným výpadkům a odstávkám transformátorů. Zároveň tak přispívá k prodloužení jejich technického života a k efektivnějšímu využití těchto značně nákladných investičních celků.

Mezi nejčastěji sledované parametry v zařízeních s elektroizolačním systémem olej-papír patří teplota, vlhkost a plyny rozpuštěné v oleji. Vývoj některých plynů je charakteristický pro jednotlivé typy závad a poruch. Jedná se tak o hlavní indikátory jejich počátečního rozvoje.

V případě off-line diagnostiky jsou nejvíce využívány metody charakterizující aktuální stav oleje. Jedná se zejména o parametry pro ověření izolační funkce oleje (průrazné napětí, vnitřní rezistivita, obsah vody v oleji a obsah plynů rozpuštěných v oleji) či pro ověření jeho chladicí funkce (mezipovrchové napětí, číslo kyselosti, barva oleje, viskozita). Určení ideální periody mezi jednotlivými off-line diagnostickými šetřeními je téměř nemožné, a proto je dnes velká

pozornost upřena na rozvoj on-line monitorovacích systémů výkonových transformátorů.

Mezi nejčastěji volené parametry monitoringu patří zejména provozní elektrické veličiny (napětí, proudy, počítané zatížení), teploty, veličiny charakterizující stav přepínače odboček (poloha odbočky, počet sepnutí), stav průchodek (změna kapacity) či účinnost a stav chladicího systému transformátoru (teploty před a za chladičem) aj. [1].

V současnosti patří k největším výzvám odborníků zabývajících se diagnostikou strojů hledání korelací mezi konvenčními off-line diagnostickými metodami a on-line parametry. Dále se pozornost zaměřuje na definování gradientů, trendů vývoje jednotlivých parametrů monitoringu, po jejichž překročení či dosažení by byly provedeny patřičné údržbářské práce. Tento přístup k provádění diagnostiky a následné údržby se v anglicky psané literatuře objevuje pod pojmem Condition Based Maintenance (zkratka CBM, údržba prováděná dle aktuálního stavu zařízení) [2].

### DEGRADACE IZOLAČNÍHO SYSTÉMU OLEJ-PAPÍR

V průběhu doby života transformátoru na něj působí provozní a degradační činitele, kteří významně ovlivňují jeho provozuschopnost. Z hlediska použitých materiálů je zřejmé, že jeho technický život je ovlivněn zejména životností jeho nejslabší části, což je jeho izolační systém. Dle normy ČSN IEC 60076-7 je životnost izolačního systému definována jako celková doba mezi počátečním stavem, při kterém je izolace uvažována za novou, a konečným stavem (díky teplotnímu stárnutí, elektrickému namáhání, namáhání zkraty a jeho mechanickými

účinky), který vyústí k vysokému riziku elektrické poruchy [3].

Izolační systém transformátoru je za provozu namáhán teplotně, elektricky a mechanicky [2]. Teplotní namáhání je způsobeno zejména Joulovými ztrátami ve vinutí a ztrátami v magnetickém obvodu. Elektrický život izolační části transformátoru je ovlivněn především částečnými výboji, které jsou výsledkem působení elektrického pole. Působení zkratů může zapříčinit posuny vinutí, čímž dojde k narušení mechanické integrity izolačního systému. K dalšímu mechanickému namáhání dochází zejména při transportu jednotky na místo provozu.

Mezi hlavní degradační činitele působící na izolační systém olej-papír patří zejména teplota, intenzita elektrického pole, vlhkost, pevné částice a kyslík. V průběhu provozu transformátoru vznikají v oleji produkty stárnutí (organické kyseliny, aldehydy, ketony a mýdla, polymery nenasycených uhlovodíků). Tyto nečistoty pak snižují elektroizolační vlastnosti celého izolačního systému. Některé agresivní produkty rozkladu a vlhkost jsou následně absorbovány pevnou izolací, což vede k jejímu zrychlenému stárnutí a celkovému rozkladu [1].

Proces deteriorace a rozkladu pevné složky izolačního systému (papírová izolace vinutí, lepenka aj.) patří mezi chemické děje. Souběžně se na těchto procesech podílejí tři mechanismy. Jedná se o hydrolyzu, pyrolýzu a působení kyslíku. Při hydrolyze jsou jednotlivé chemické sloučeniny narušovány působením vody. Pyrolýza znamená úplný rozklad pevné izolace vlivem teploty. Oxidace je chemická reakce, která způsobuje degradaci izolace působením kyslíku. Aktivační energie pyrolýzy je až dvakrát větší než aktivační energie hydrolyzy, a tudíž je hydrolyza považována za dominantní mechanismus stárnutí a rozkladu pevné izolace až do teplot 120 °C [2]. Spuštění reakce rozkladu izolace hydrolyzou je ovlivněno přítomností kyselého katalyzátoru, který vzniká zejména oxidací oleje. Pro prodloužení života izolačního systému transformátoru je žádoucí odstranění produktů stárnutí oleje, kyslíku a vody z izolačního média, nejčastěji pomocí regeneračního zařízení [4].

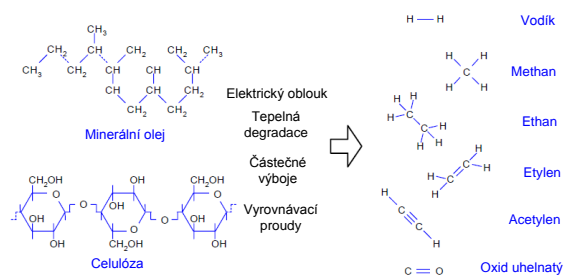
## PLYNY VYVÍJEJÍCÍ SE V TRANSFORMÁTORU

Plyny jsou v oleji generovány i v průběhu normálního provozu díky stárnutí izolačního systému transformátoru. Každá tepelná, elektrická a kombinovaná závada či porucha v transformátoru je doprovázena vývojem značného množství charakteristických plynů. Znalost jejich typu a koncentrace napomáhá přesněji určit jejich příčinu. Plyny v oleji tak patří mezi hlavní identifikátory počátečního rozvoje závady či poruchy.

V závislosti na velikosti teploty a elektrického pole jsou jednotlivé závady a poruchy doprovázeny příslušnými plyny. Polymerní řetězce pevné izolace jsou teplotně méně stabilní než uhlovodíkové vazby v oleji. Proto jsou tyto řetězce rozkládány při nižších teplotách. K významné degradaci izolace se základem z celulózy dochází už při teplotách kolem 105 °C a k totálnímu rozkladu dojde při teplotách nad 300 °C [5]. Vše je navíc značně urychleno působením oxidace. Tepelný rozklad pevné izolace je doprovázen hlavně produkcí oxidu uhelnatého, uhličitého a vznikem degradačních zplodin – furanů [4].

Ve výkonových transformátorech jsou nejčastěji používané minerální oleje, které jsou složeny z uhlovodíků lišících se typem uhlíkové vazby. Nejslabší je jednoduchá vazba mezi uhlíkem a vodíkem C-H, a proto se vodík vyvíjí již při lehce zvýšené teplotě [6]. Je to první ukazatel tepelné poruchy v transformátoru. Více energie a tudíž i vyšší teploty jsou nutné k rozbití jednotlivých uhlíkových vazeb. Stupeň vazby taktéž značně ovlivňuje odolnost vůči teplotní dekompozici oleje. Jednoduchá uhlíková vazba je náchylnější k rozkladu než dvojitá uhlíková vazba. V oleji je nejsilnější uhlíková vazba trojná. Etylen, etan a metan jsou generovány při teplotách okolo 500 °C. Jednotlivé částice uhlíku vznikají za teplot 500 až 800 °C. K tvorbě acetylenu jsou nutné teploty vyšší než 800 °C. Na Obr. 1: je zobrazen vývoj nejčastějších plynů při jednotlivých závadách a poruchách [7].

Dle normy IEC 60599 lze příčiny vývoje poruchových plynů rozdělit do tří hlavních kategorií. Koróna a částečné výboje s malou energií jsou doprovázeny zejména produkcí vodíku H<sub>2</sub> a metanu CH<sub>4</sub>. Při těchto závadách je uvolňováno málo energie. Do druhé kategorie patří tepelná degradace či přehřívání oleje. Tyto závady jsou charakteristické uvolňováním více energie a generováním etylenu C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, metanu CH<sub>4</sub> a etanu C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>. Jiskření, hoření oblouku či samotný přeskok patří do kategorie energeticky nejvýraznějších závad či poruch. Pro izolační systém tyto velice nebezpečné závady jsou typické vývojem velkého množství vodíku a zejména acetylenu C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>.



Obr. 1: Vývoj charakteristických plynů při jednotlivých závadách a poruchách – převzato z [7].

V průběhu provádění diagnostických šetření na elektrických zařízeních s izolačním systémem olej-papír bylo vyvinuto několik diagnostických metod, které jsou využívány pro vyšetřování a hodnocení jednotlivých závad či poruch. V normě IEC 60599 [6] a v některých dalších publikacích např. [8; 9; 10; 11] jsou uvedeny nejpoužívanější metody pro interpretaci jednotlivých plynů a odhalování příčin konkrétních závad a poruch. Jedná se např. o metodu dle normy IEEE C57.104-1991, Dörnenburgovu metodu, Duvalův trojúhelník či Rogersovu poměrovou metodu. Všechny tyto metody pracují s informacemi o typech a koncentracích jednotlivých plynů získaných metodou laboratorní plynové chromatografie DGA.

## MOŽNOSTI DETEKCE PLYNŮ V TRANSFORMÁTORU

V současnosti existuje několik přístrojů či senzorů pro detekci plynů rozpuštěných v oleji. Může se jednat o laboratorní off-line zařízení jako například výše zmíněná DGA. Dále jsou velice rozšířené senzory pro on-line detekci plynů. Může se jednat o jednoduché senzory monitorující pouze některé plyny nebo o komplexní on-line multi-gas senzory, které umožňují detekovat velké spektrum v oleji rozpuštěných plynů [12]. Jednoduché monitory se připevňují na volnou přírubu nádoby transformátoru [13]. Mezi nejznámější patří např. senzory Calisto, Hydrocal či Hydran [14]. Většinou monitorují vodík H<sub>2</sub>, jakožto hlavní indikátor tepelné poruchy v oleji, a oxid uhelnatý CO, což je hlavní ukazatel zvýšené degradace pevné izolace. Principy činnosti těchto senzorů se odlišují dle daného výrobce. V případě multi-gas senzorů jsou k instalaci většinou zapotřebí dvě příruby v transformátoru a potrubí pro přívod oleje do zařízení umístěného mimo transformátor. Mezi nejznámější multi-gas senzory patří např. Serveron TM8, Hydrocal nebo Transfix [12]. Činnost některých multi-gas senzorů je založená na principu plynové chromatografie a některé využívají princip fotoakustické či infračervené spektroskopie. Tyto multi-gas senzory nejčastěji detekují vodík a další nenasycené uhlovodíky. Další možností detekce plynů v oleji je pomocí senzoru, který se připojuje k buchholz relé a umožňuje tak sledovat časový vývoj integrální hodnoty plynů v transformátoru [15].

### Analýza plynů rozpuštěných v oleji pomocí plynové chromatografie - DGA

DGA (dissolved gas-in-oil analysis) je jedna z neúčinnějších a nejpoužívanějších off-line diagnostických laboratorních metod využitelných k detekci plynů rozpuštěných v oleji. Její princip je založen na plynové chromatografii [1]. Tato analýza zahrnuje čtyři procesy, na nichž je závislá celková přesnost a výpovědišopnost výsledků. Jedná se

o odběr vzorku oleje, jeho dopravu do laboratoře a vytěsnění rozkladových plynů z oleje. Poté následuje vlastní chromatografie a expertní vyhodnocení výsledků. Pro věrohodnou diagnózu je nutné, aby vzorek oleje byl chráněn před působením slunečního záření a neobsahoval vzduchové bubliny. K extrakci plynů rozpuštěných v oleji se nejčastěji používá jedna z metod - vícenásobná extrakce Toeplerovou vývěvou, jednorázová vakuová extrakce, metoda stripping nebo head-space [4]. Plyny jsou po vytěsnění analyzovány adsorpční plynovou chromatografií, kdy je vzorek vstříkovan do proudu nosného inertního plynu (helium nebo argon). V chromatografu pak dochází k interakci mezi plynem a pevnou fází a jednotlivé složky plynu jsou zadržovány v koloně v závislosti na jejich adsorpci. Na výstupu kolony je detektor, který z polohy jednotlivých píků v určitém čase určuje typ a koncentraci daného plynu. Závěrečnou, avšak nesmírně důležitou částí je expertní vyhodnocení příčin vzniku plynů dle výše zmíněných metod [10].

### Hydran

V současnosti zřejmě nejpoužívanější jednoduchý senzor pro monitoring plynů rozpuštěných v oleji je Hydran. Tento senzor měří tzv. kumulativní hodnotu obsahu specifických plynů v ppm (parts per million). Jedná se o plyny vodík H<sub>2</sub>, oxid uhelnatý CO, etylen C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> a acetylen C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> detekované s rozdílnou citlivostí viz Tab. 1: [16].

Tab. 1: Citlivost detekce plynů ze senzoru Hydran [16]

Plyn	Koncentrace
Vodík H <sub>2</sub>	100 %
Oxid uhelnatý CO	15 % ± 3 %
Acetylen C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	8 % ± 2 %
Etylen C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1,5 % ± 0,5 %

Princip činnosti senzoru je založen na detekci plynů palivovým článkem. Plyny rozpuštěné v oleji difundují membránou, která propustí pouze tyto plyny, a následně dochází k detekci palivovým článkem. Elektrický signál v rozsahu 4 až 20 mA generovaný článkem je přímo úměrný koncentraci plynů v oleji 0 až 2000 ppm. K instalaci není vyžadováno přídavné olejové vedení ani nutnost použití čerpadla, ale stačí pouze volná příruba na nádobě transformátoru, jak je vidět např. na Obr. 2: Doporučené místo instalace je na dolní části potrubí chladič jednotky z důvodu zajištění cirkulace oleje a výpovědišopného vzorku oleje. Hydran senzor měří a vyhodnocuje hodinové a denní trendy vývoje kompozitní hodnoty plynů. Další veličina měřená tímto senzorem je obsah vody v oleji. Princip měření je založen na změně kapacity tenkovrstvého kapacitního senzoru v závislosti na hodnotě vlhkosti.

Hydran senzor má tzv. vlastní servis kontakt, který generuje alarm při jakékoliv nečinnosti senzoru, např. při vypnutí napájení, poruše senzoru aj. [17].



Obr. 2: Hydran senzor

### Calisto

Calisto patří mezi nejdéle používané jednoduché senzory plynů. Pro plynovou extrakci je použita sonda z dutých teflonových vláken [18]. Čidlo založené na tepelné vodivosti pak následně generuje elektrický signál převáděný přímo na hodnotu plynu v ppm.

K zajištění opakovatelnosti a reprodukovatelnosti měření je v senzoru pasivně teplotní výměník, který udržuje teplotně stabilní prostředí. Základní typ Calisto (Obr. 3:) měří vodík  $H_2$  (2 až 50 000 ppm) a relativní vlhkost v oleji (2 až 100 %). Typ Calisto 2 měří navíc oxid uhelnatý CO (rozsah 25 až 100 000 ppm).



Obr. 3: Základní typ senzoru Calisto

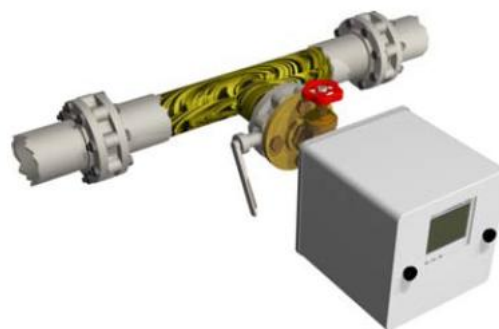
Novější typy Calisto senzoru – typy 5 a 9, měří širší spektrum plynů a vlhkost oleje. U obou těchto senzorů je pro extrakci plynů opět použita sonda z dutých teflonových vláken. Pro následnou detekci koncentrace plynů se používá standardní adsorpční plynová chromatografie. Jako nosný plyn se používá inertní plyn hélium He. Nosný a kalibrační plyn je nutné po určité době vyměnit. Konkrétně typ 5

detekuje 5 poruchových plynů – vodík (0,5 až 20 000 ppm), oxid uhelnatý (10 až 30 000 ppm), acetylen (0,2 až 100 000 ppm), etylen (0,2 až 200 000 ppm) a metan (0,2 až 100 000 ppm). Typ 9 měří navíc propylen (0,2 až 200 000 ppm), oxid uhlíčitý (15 až 100 000 ppm) a vzdušné plyny – kyslík (500 až 100 000 ppm) a dusík (2 000 až 150 000 ppm).

### Hydrocal

Senzory Hydrocal patří mezi nejnovější jednoduché a multi-gas senzory. Typově označený Hydrocal 1001 [19] měří tzv. kompozitní hodnotu plynů s rozdílnou citlivostí (vodík – 25 %, oxid uhelnatý – 15 %, metan – 5 %, acetylen – 45 %, etylen – 20 % a etan – 5 %). Princip činnosti je, stejně jako u senzoru Hydran, založen na detekci obsahu plynů palivovým článkem. Elektrický signál 4 až 20 mA odpovídá přímo úměrně kompozitní hodnotě plynů 0 až 5 000 ppm. K instalaci senzoru je opět nutná volná příruba v nádrži transformátoru.

Hydrocal 1003 měří samostatnou hodnotu vodíku, oxidu uhelnatého a vlhkosti rozpuštěné v oleji. Měřicí rozsah  $H_2$  je 0 až 2 000 ppm, CO je 0 až 2 000 ppm, absolutní vlhkosti 0 až 100 ppm a relativní vlhkosti 0 až 100 % [12]. Výstupní analogové signály pro jednotlivé měřené veličiny jsou v rozsahu 4 až 20 mA. U transformátorů bez nuceného oběhu oleje se senzor instaluje na volnou přírubu nádrže transformátoru. U transformátoru s nuceným oběhem oleje je pak senzor, na doporučení výrobce, nejčastěji instalován na přírubu zpětného potrubí vedoucího z chladiče, jak je vidět na Obr. 4:.



Obr. 4: Instalace senzoru Hydrocal 1003 – převzato z [19]

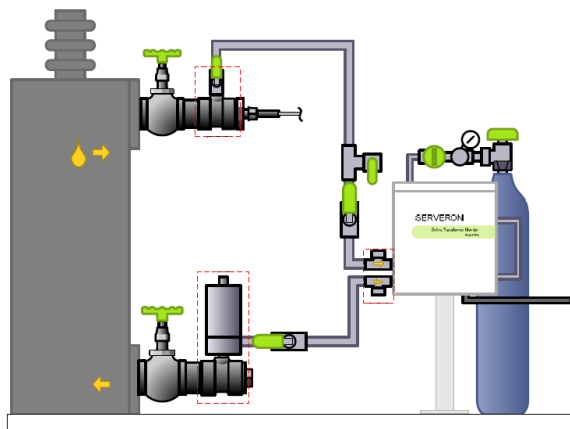
Hydrocal 1005 senzor detekuje oproti typu 1003 navíc v oleji rozpuštěné plyny acetylen  $C_2H_2$  a etylen  $C_2H_4$ . Princip měření je založen na plynové chromatografii s extrakční metodou headspace. Pro následnou detekci CO,  $C_2H_2$  a  $C_2H_4$  je použit infračervený NIR senzor a pro detekci  $H_2$  pak mikroelektronický plynový senzor [19]. Měření vlhkosti je realizováno tenkovrstvým polyimidovým kapacitním senzorem. Analogové výstupy 4 až 20 mA odpovídají měřicímu rozsahu jednotlivých plynů a vlhkosti. Rozsah vodíku je 0 až 2 000 ppm,

oxidu uhelnatého 0 až 5 000 ppm, acetylenu 0 až 2 000 ppm, etylenu 0 až 2 000 ppm a vlhkosti 0 až 100 ppm.

Hydrocal 1008 je aktuálně nejnovější a nejkompaktnější senzor ze skupiny Hydrocal senzorů. Na rozdíl od typu 1005 měří navíc hodnoty oxidu uhličitého CO<sub>2</sub>, metanu CH<sub>4</sub> a etanu C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>. Měří tedy celkem sedm v oleji rozpuštěných plynů a vlhkost oleje. Princip činnosti je stejný jako u typu 1005 a pro následnou detekci plynů CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> a C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> je opět použit infračervený NIR plynový senzor. Analogové výstupy 4 až 20 mA jsou opětovně přímo úměrné měřicím rozsahům oxidu uhličitého 0 až 20 000 ppm, metanu 0 až 2 000 ppm a etanu 0 až 2 000 ppm.

### Serveron TM8

Serveron patří mezi multi-gas senzory, které monitorují široké spektrum plynů rozpuštěných v oleji transformátoru. Serveron se instaluje přímo na nádobu transformátoru nebo na samotné stání v závislosti na délce trubice potrubí. K poskytnutí dostatečně reprezentativního vzorku oleje je nutné potrubí, které dopraví olej do samotného senzoru, jak je vidět na Obr. 5: [20]. Pro připojení přívodního a odvodního potrubí se používají dva volné ventily transformátoru. Olej je typicky odebírán z horní vrstvy nádoby a vrací se zpět v dolní části nádoby. Olej nesmí být odebírán z oblasti, kde se olej objevuje pod tlakem (např. u chladičů).



Obr. 5: Ukázka instalace a umístění senzoru Serveron TM8 – převzato z [20]

Princip tohoto multi-gas senzoru je založen na detekci plynů pomocí plynového chromatografu. Vzorek je extrahován přímo z oleje transformátoru ve vnitřním systému extrakce plynů pro oddělení plynů rozpuštěných v oleji. Srdcem senzoru je speciálně zkonstruovaný plynový chromatograf pro detekci plynů. Pro transport detekovaných plynů je použit inertní plyn Helium (99,9999 %) z láhve připojené k senzoru [20]. Mezi další část senzoru, která je konzumovatelná, patří kalibrační plyn v nádobě

umístěné uvnitř skříně senzoru. Kalibrační plyn je doporučeno vyměnit po 3 letech a nosný plyn He typicky po 4 letech při 4hodinovém vzorkovacím intervalu [20]. Vzorkovací interval je možné volit v rozmezí 2 až 12 hodin. Samotná analýza plynů trvá přibližně 40 minut. Data jsou ukládána s příslušnou časovou stopou.

Serveron TM8 detekuje jednotlivé plyny: vodík H<sub>2</sub> (rozsah 3 až 3 000 ppm), kyslík O<sub>2</sub> (30 až 25 000 ppm), metan CH<sub>4</sub> (5 až 7 000 ppm), oxid uhelnatý CO (5 až 10 000 ppm), oxid uhličitý CO<sub>2</sub> (5 až 30 000 ppm), etylen C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (3 až 5 000 ppm), etan C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> (5 až 5 000 ppm) a acetylen C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> (1 až 3 000 ppm) [20].

### Transfix

Jedná se o multi-gas senzor, který pro svoji instalaci vyžaduje samotné stání (Obr. 6:) [21]. Dostatečně reprezentativní vzorek oleje je dopraven potrubím do multi-gas senzoru, kde je vyhodnocen a následně se vrací potrubím zpět do transformátoru. Detekce plynů v senzoru je prováděna pomocí fotoakustické spektroskopie [17]. Z tohoto důvodu nejsou nutné žádné konzumovatelné části, jako je nosný či kalibrační plyn.



Obr. 6: Umístění multi-gas senzoru Transfix – převzato z [21]

Při fotoakustické spektroskopii dojde k absorpci elektromagnetického záření plynem, při němž se plyn rozpíná a vytváří akustickou vlnu. Jednotlivé plyny absorbují elektromagnetické záření různé vlnové délky [21]. Molekuly plynu se rozkmitají a jejich intenzita akustického tlaku je detekovaná mikrofony, které vytváří elektrický signál přímo úměrný koncentraci plynu. K extrakci plynů z oleje se využívá metoda head-space [21].

Vzorkování je možné nastavit na hodinový až 4týdenní interval. Přednastavený interval vzorkování jsou 4 hodiny. Transfix detekuje jednotlivé plyny: vodík H<sub>2</sub> (rozsah 5 až 5 000 ppm), kyslík O<sub>2</sub> (150 až 50 000 ppm), metan CH<sub>4</sub> (2 až 50 000 ppm), oxid uhelnatý CO (2 až 50 000 ppm), oxid uhličitý CO<sub>2</sub>

(20 až 50 000 ppm), etylen  $C_2H_4$  (2 až 50 000 ppm), etan  $C_2H_6$  (2 až 50 000 ppm) a acetylen  $C_2H_2$  (0,5 až 50 000 ppm) [21].

### Buchholz relé senzor

V případě jednotky, která je plněná olejem a má dilatační nádobu, je buchholz relé používáno jako ochranný prvek. Toto plynové relé je namontované na potrubí vedoucí z horní části nádoby do konzervátoru [15]. Elektrické a tepelné závady v transformátoru jsou doprovázeny vývojem charakteristických plynů (vodík, oxid uhelnatý, uhlíčitý a široké spektrum uhlovodíků). Je zřejmé, že tyto plyny stoupají k horní části nádoby až do buchholz relé. To je složeno ze dvou komor plněných olejem z transformátoru [15]. V případě překročení přesně definovaného množství plynů je aktivována klapka, která vyšle alarm nebo vypínací signál. Většinou jsou nastaveny dvě úrovně objemu plynu pro generování alarmu. Malé minoritní závady jsou doprovázeny vývojem menšího množství plynů, které iniciuje buchholz varování. Nebezpečné závady způsobí prudký vývoj značného množství plynu, což vyústí v generování buchholz alarmu rychle následovaného vypínacím mechanismem a daná jednotka je dispečersky odpojována z provozu. Nevýhodou tohoto zařízení pro monitoring a diagnostiku plynů je detekce jejich integrální hodnoty, která neumožňuje určit časový vývoj plynů [13].

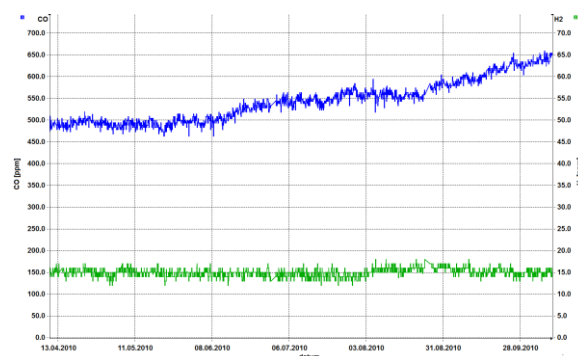
Proto byl vyvinut senzor (Obr. 7:), jenž je nainstalován na odplyňovací ventil buchholz relé a umožňuje detekovat časový průběh vývoje plynů [12]. Připojení senzoru k ventilu musí být pod úrovní nejnižší hladiny konzervátoru a přípojka pro odběr plynu musí být nad vypouštěcím ventilem buchholz relé. Bypass propojení pro návrat oleje do transformátoru musí být pod úrovní buchholz relé. Senzor je válcového tvaru a je vyplněn olejem. V případě vzniku plynu v transformátoru, tento plyn nahrazuje olej v kondenzátoru senzoru [13]. Výška oleje se mění přímo úměrně obsahu plynu. Princip činnosti senzoru je tedy založen na indukčnostním měření výšky oleje v senzoru [12].



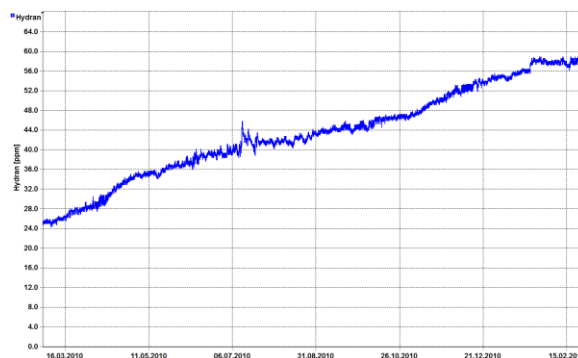
Obr. 7: Buchholz relé senzor

## VÝSLEDKY POSKYTOVANÉ JEDNOTLIVÝMI SENZORY

Jednotlivé senzory sledují různé druhy plynů vyvíjejících se v oleji transformátoru. Na Obr. 8: je vidět vývoj oxidu uhelnatého a vodíku detekovaných senzorem Calisto v průběhu šesti měsíců provozu třífázového autotransformátoru PS 230/121/10,5 kV, 200 MVA s OLTC na sekundární straně, s průměrným relativním zatížením okolo 40 % a chlazením typu OFAF. Na Obr. 8: je vidět stabilní úroveň vodíku okolo 15 ppm a stoupající trend vývoje oxidu uhelnatého (hlavní identifikátor stárnutí papírové izolace) z 500 na 650 ppm [22]. Obr. 9: ukazuje rostoucí vývin kompozitní hodnoty plynů sledovaných senzorem Hydran. Jedná se o jednorocní vývoj, kdy hodnota plynů narostla z 25 na 60 ppm, což se nedá považovat za výrazně dramatický nárůst [23]. Ten odpovídá zřejmě standardnímu stárnutí izolačního systému a chemické reakci s ostatními podsystemy transformátoru (např. reakce s ochrannou barvou nádoby). V tomto případě se jedná o autotransformátor PS 400/121/10,5 kV, 250 MVA s OLTC na sekundární straně, s průměrným relativním zatížením přibližně 50 % a chlazením typu ODAF.



Obr. 8: Sledování CO a H<sub>2</sub> pomocí senzoru Calisto

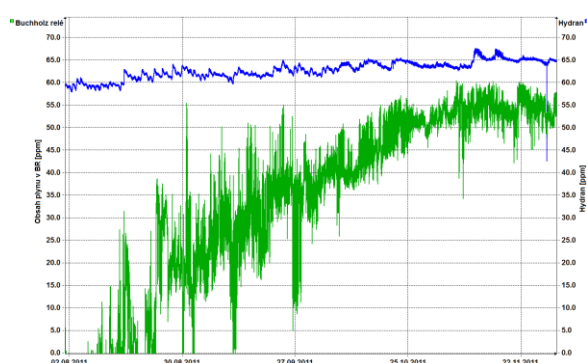


Obr. 9: Vývoj kompozitní hodnoty plynů ze senzoru Hydran

Integrální hodnota plynů sledovaná senzorem umístěným na odplyňovacím ventilu buchholz relé a kompozitní hodnota plynů detekovaná Hydranem jsou na Obr. 10:.. Jedná se o vývoj plynů v průběhu čtyř měsíců a je vidět poměrně rychlý nárůst

integrální hodnoty plynů z 0 ml na hodnotu přibližně 60 ml. Na druhou stranu, kompozitní hodnota plynů mírně narůstá z 60 na 65 ppm, což není považováno za kritický nárůst. Monitorovaný autotransfornátor PS má parametry 400/121/10,5 kV, 350 MVA, s OLTC na sekundární straně, průměrným relativním zatížením okolo 50 %, ostatně jako většina autotransfornátorů přenosové soustavy, a chlazením typu ODAF.

V Tab. 2: jsou uvedeny výsledky vybraných plynů rozpuštěných v oleji detekované laboratorní metodou plynové chromatografie DGA v průběhu technického života transformátoru. Z tabulky je vidět, že vybrané plyny nevykazují výrazně stoupající trend a že se drží na přibližně stejných úrovních.



Obr. 10: Detekce integrální hodnoty plynů buchholz relé senzorem a kompozitní hodnoty plynů ze senzoru Hydran

Tab. 2: Výsledky vybraných plynů detekovaných laboratorní off-line metodou plynové chromatografie DGA

Datum	H <sub>2</sub> (μl/l)	CO (μl/l)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> (μl/l)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (μl/l)
29. 10. 2008	18,1	55,9	0,9	0,6
29. 10. 2009	23,0	135,5	2,2	1,3
14. 1. 2010	24,7	115,4	2,4	0,8
25. 10. 2010	19,1	136,3	1,4	0,7

Při rozhodování, který senzor použít pro monitorování plynů rozpuštěných v oleji, je nutné provést technicko-ekonomický rozbor situace. Je důležité brát v úvahu několik aspektů, jako jsou plyny, které jsou sledovány jednotlivými čidly, jak často dochází k detekci plynů, ekonomická náročnost na pořízení a údržbu senzorů. Dále pak zda jsou nezbytné vícenásobné na konzumovatelné části senzorů. Kromě ceny je rozhodující věrohodnost dat poskytovaných jednotlivými senzory. V porovnání cen jednotlivých senzorů jsou multi-gas senzory řádově desetkrát dražší než ty jednoduché. U provozovatele české přenosové soustavy ČEPS, a.s. se na základě technicko-ekonomické úvahy rází strategie osazování všech výkonových transformátorů jednoduchými senzory, které sledují většinou kompozitní hodnotu plynů nebo vybrané

plyny. Dále je jednou za rok prováděno srovnání s off-line laboratorní metodou plynové chromatografie DGA. V případě výrazného nárůstu plynů rozpuštěných v oleji a detekovaných jednoduchým čidlem je provedena korektivní laboratorní DGA a v případě potvrzení vývoje se předpokládá nasazení multi-gas senzoru pro častější detekci širokého spektra poruchových plynů. Multi-gas senzory zatím nejsou plně nasazovány na všechny stroje, zejména z důvodu ekonomické náročnosti a z důvodu velkého množství dat, které však nejsou bezpodmínečně nutné, protože vývoj plynů za provozu transformátoru není tak výrazně časově proměnný.

## ZÁVĚR

Uvedený příspěvek se zabývá možnostmi detekce plynů vyvíjejících se v průběhu technického života transformátorů. V článku je popsána fyzikální podstata vývoje konkrétních poruchových plynů a následně jsou představeny jednotlivé typy senzorů pro možnost srovnání výhod a nevýhod jejich použití. Dále jsou prezentovány výsledky poskytnuté některými senzory nasazenými na reálných transformátorech. Závěrem je diskutována strategie a aspekty výběru typu senzoru pro monitoring plynů v transformátoru.

## PODĚKOVÁNÍ

Tento příspěvek vznikl v rámci projektu Diagnostika a Life Cycle Management transformátorů, řešený se společností ČEPS, a.s., a byl podpořen grantem Studentské grantové soutěže ZČU č. SGS-2012-026 „Materiálové a technologické systémy v elektrotechnice“.

## LITERATURA

- [1] MENTLÍK, V., et al. *Diagnostika elektrických zařízení*. Praha: BEN - technická literatura, 2008. 440 s. ISBN 978-80-7300-232-9.
- [2] Brochure No. 227 *Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers*. CIGRE WG 12.18 Life Management of Transformers, 2002. 125 s.
- [3] ČSN IEC 60076-7. *Výkonové transformátory - Část 7: Směrnice pro zatěžování olejových výkonových transformátorů*. Praha: ČESKÝ NORMALIZAČNÍ INSTITUT, 2007. 52 s.
- [4] HEATHCOTE, M. J. *The J & P Transformer Book: A Practical Technology of the Power Transformer*. 13th ed. Burlington, MA: Newnes, 2007, 974 s. ISBN 978-075-0681-643.
- [5] LAKHIANI, V. K. *Transformer Life Management, Condition Assessment and*

- Dissolved Gas Analysis. Mumbai, Crompton Greaves Ltd, 2006. 160 s.
- [6] EN 60599. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service: Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. 2<sup>nd</sup> ed. 1999. 88 s.
- [7] MENTLÍK, V. et al. *Spolehlivostní aspekty elektrotechnologie*. 1. vyd. Praha: BEN - technická literatura, 2011, 118 s. ISBN 978-80-7300-412-5
- [8] SAHA, T. K. Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. October 2003, Vol. 10, No. 5, s. 903-917. ISSN 1070-9878.
- [9] WANG, M., VANDERMAAR, A. J., SRIVASTAVA, K. D. Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. November/December 2002, Vol. 18, No. 6, s. 12-25.
- [10] LEWAND, L. Techniques for Interpretation of Data for DGA from Transformers. In *Dissolved Gas Analysis (DGA) In Transformer Oil - Methods, Trending & Assessment*. Montreal, Canada: IEEE/PES Transformers Committee, 2006. 42 s. Dostupné z: <http://grouper.ieee.org/groups/transformers/info/F06/F06-DGA.pdf>.
- [11] DIGIORGO, J. B. *Dissolved Gas Analysis of Mineral Oil Insulating Fluids*. [online]. [cit. 2012-08-05]. Dostupné z: <http://www.nttworldwide.com/docs/dga2102.pdf>
- [12] MS 3000: Comprehensive On-line Condition Monitoring, Diagnostics and Expert System for Power Transformers - Manual 1.0, Revision date 14. 3. 2012. ALSTOM Grid. Monchengladbach, Germany, 2012. 262 s.
- [13] TENBOHLEN, S., et al. Enhanced Diagnosis of Power Transformers using On- and Off-line Methods: Results, Examples and Future Trends. In *CIGRE Session 2000: 12-204*. Paris (France): CIGRE, 2000. 8 s.
- [14] DAI, J., et al. Comparison of HYDRAN and laboratory DGA results for electric faults in ester transformer fluids. In *Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*. CEIDP 2007, Vancouver, Kanada, s. 731 - 734.
- [15] FIST 3-30. *Transformer Maintenance*. Denver, Colorado: Hydroelectric Research and Technical Services Group, 2000, 87 s. Dostupné z: [http://www.usbr.gov/power/data/fist/fist3\\_30/fist3\\_30.pdf](http://www.usbr.gov/power/data/fist/fist3_30/fist3_30.pdf)
- [16] GE Energy [online]. 2010 [cit. 2012-08-25]. HYDRAN Monitoring Instruments. Dostupné z WWW: [http://www.gepower.com/prod\\_serv/products/substation\\_md/en/monitoring\\_instr\\_sys/hydran.htm](http://www.gepower.com/prod_serv/products/substation_md/en/monitoring_instr_sys/hydran.htm)
- [17] VELEK, J., JUSTIZ, P. *ON a OFF-LINE monitoring vody a plynů v oleji: Měření na modelu transformátoru*. Výzkumná zpráva. Praha: ČEPS, a.s., ORGREZ, a.s., 2007. 33 s.
- [18] Morgan Schaffer [online]. 2012 [cit. 2012-11-19]. Equipments. Dostupné z WWW: <http://www.morganschaffer.com/page-equipments.html>
- [19] MTE – Meter Test Equipment [online]. 2012 [cit. 2012-11-29]. Products – Transformer Monitoring. Dostupné z WWW: [http://www.mte.ch/categorie\\_26.html](http://www.mte.ch/categorie_26.html)
- [20] On-Line Transformer Monitor Installation Guide [online]. 2012 [cit. 2013-1-4]. Dostupné WWW: <http://www.bplglobal.net/eng/knowledge-center/download.aspx?id=270>
- [21] Kelman TRANSFIX Fact Sheet [cit. 2013-1-21]. Dostupné WWW: <http://www.spatialworld.fi/public/documents/md/Transfix.pdf>
- [22] MENTLÍK, V., DONČUK, J., et al. *Aspekty modifikace diagnostiky transformátorů ČEPS, a.s.* Výzkumná zpráva. 82 s. ZČU v Plzni, 2011.
- [23] MENTLÍK, V., DONČUK, J., et al. *Monitoring transformátorů ČEPS, a.s.* Výzkumná zpráva. 69 s. ZČU v Plzni, 2012.