

**ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

KATEDRA ELEKTROMECHANIKY A VÝKONOVÉ ELEKTRONIKY

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

**Profylaktika výkonových transformátorů a minerálních
izolačních olejů**

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
Fakulta elektrotechnická
Akademický rok: 2012/2013

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

(PROJEKTU, UMĚLECKÉHO DÍLA, UMĚLECKÉHO VÝKONU)

Jméno a příjmení: **Miroslav MERTL**
Osobní číslo: **E11B0125K**
Studijní program: **B2644 Aplikovaná elektrotechnika**
Studijní obor: **Aplikovaná elektrotechnika**
Název tématu: **Profylaktika výkonových transformátorů a minerálních izolačních olejů**
Zadávající katedra: **Katedra elektromechaniky a výkonové elektroniky**

Z á s a d y p r o v y p r a c o v á n í :

Zabývejte se problematikou diagnostických měření výkonových transformátorů.

1. Uveďte základní principy diagnostických měření olejové náplně, kondenzátorové průchodky. Vysvětlete metody diagnostiky vad pomocí DGA, diagnostiky celulózové izolace, měření obsahu korosivní síry v oleji přepínačů odboček, měření izolačního odporu, měření ztrátového činitele, měření částečných výbojů, měření odporu vinutí transformátoru.
2. Rekapitulujte provozní zkušenosti s diagnostikou transformátorů a opravami poruch transformátorů v elektrárně Tisová.
3. Zhodnoťte vliv diagnostiky na životnost transformátorů a údržbu transformátorů.




Rozsah grafických prací: podle doporučení vedoucího
Rozsah pracovní zprávy: 20 - 30 stran
Forma zpracování bakalářské práce: tištěná/elektronická
Seznam odborné literatury:

1. PN ČEZ 0005 Profylaktika elektrických strojů netočivých - výkonové transformátory

Vedoucí bakalářské práce: Doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.
Katedra elektroenergetiky a ekologie
Konzultant bakalářské práce: Doc. Ing. Eva Müllerová, Ph.D.
Katedra elektroenergetiky a ekologie
Datum zadání bakalářské práce: 15. října 2012
Termín odevzdání bakalářské práce: 7. června 2013


Doc. Ing. Jiří Hammerbauer, Ph.D.
děkan




Prof. Ing. Václav Kůs, CSc.
vedoucí katedry

V Plzni dne 15. října 2012

Abstrakt

Předkládaná bakalářská práce se zabývá problematikou diagnostiky výkonových transformátorů včetně minerálních izolačních olejů a popisuje mé zkušenosti s diagnostikou, provozem a opravou transformátorů v elektrárně Tisová.

V první kapitole jsou popsány jednotlivé metody diagnostiky minerálních izolačních olejů, je v ní nastíněna problematika korozivní síry v oleji, popisuje diagnostiku vad transformátorů pomocí DGA a diagnostiku celulózové izolace. Dále jsou v kapitole popsány diagnostické postupy při měření kondenzátorových průchodek a výkonových transformátorů.

Druhá kapitola se zabývá praktickými zkušenostmi s diagnostikou, provozem a opravami transformátorů v Elektrárně Tisová.

V poslední kapitole je popsán vliv diagnostiky na životnost a údržbu transformátorů.

Klíčová slova

Transformátor, izolační olej, diagnostika, oprava, provoz, vinutí, izolace, obsah plynů, měření, chromatografie.

Abstract

The presented bachelor thesis deals with problems of diagnostics of power transformers including mineral insulating oils and describes my experience with diagnostics, operation and repairs of transformers in power plant Tisova.

The first chapter describes the different methods for the diagnosis of mineral insulating oils, outlined the issue of corrosive sulfur in oil, documented diagnosis of defects transformers using DGA and diagnostics cellulose insulation. Further the chapter describes the diagnostic procedures for measuring condenser bushings and power transformers.

The second chapter deals with practical experience in the diagnostics, operation and repairs of transformers in power plant Tisova.

The last chapter describes the impact of diagnostics of on service life and maintenance of transformers.

Key words

Transformer, insulating oil, diagnostics, repair, operation, windings, insulation, content gas measurement, chromatography.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který je součástí této diplomové práce.

Dále prohlašuji, že veškerý software, použitý při řešení této bakalářské práce, je legální.

.....

podpis

V Plzni dne 18.5.2013

Miroslav Mertl

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval vedoucímu bakalářské práce doc. Ing. Karlu Noháčovi Ph.D. a konzultantce bakalářské práce doc. Ing. Evě Müllerové Ph.D. za poskytnutí cenných profesionálních rad, připomínek a metodické vedení práce.

Obsah

OBSAH	8
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	10
ÚVOD	11
DIAGNOSTIKA TRANSFORMÁTOROVÝCH IZOLAČNÍCH OLEJŮ A TRANSFORMÁTORŮ	12
1.1 DIAGNOSTIKA MINERÁLNÍCH IZOLAČNÍCH OLEJŮ	12
1.1.1 <i>Izolační vlastnosti</i>	12
1.1.2 <i>Jakostní parametry</i>	15
1.1.3 <i>Stanovení obsahu vody Q_v</i>	16
1.1.4 <i>Určení průrazného napětí U_p</i>	16
1.1.5 <i>Stanovení celkového obsahu plynů Q_p</i>	17
1.1.6 <i>Analýza plynů absorpční plynovou chromatografií</i>	17
1.1.7 <i>Stanovení čísla kyselosti ČK</i>	18
1.1.8 <i>Určení ztrátového činitele $\text{tg} \delta$, relativní permitivity a vnitřní rezistivity</i>	18
1.1.9 <i>Relativní mezipovrchové napětí na rozhraní olej-voda σ</i>	18
1.1.10 <i>Obsah inhibitoru v oleji</i>	18
1.2 KOROZIVNÍ SÍRA V OLEJI	19
1.2.1 <i>Zdroje a vlastnosti sirných sloučenin přítomných v olejích</i>	19
1.2.2 <i>Korozivní síra v oleji a rizika pro transformátor</i>	19
1.2.3 <i>Hodnocení parametru korozivní síry</i>	20
1.3 DIAGNOSTIKA VAD POMOCÍ DGA	21
1.3.1 <i>Rozklad oleje</i>	22
1.3.2 <i>Rozklad celulózy izolace</i>	22
1.3.3 <i>Ostatní zdroje plynů</i>	22
1.3.4 <i>Typické vady transformátorů</i>	22
1.4 DIAGNOSTIKA CELULÓZOVÉ IZOLACE	23
1.5 DIAGNOSTIKA KONDENZÁTOROVÝCH PRŮCHODEK	24
1.6 DIAGNOSTIKA VÝKONOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ	25
1.6.1 <i>Měření izolačního odporu</i>	25
1.6.2 <i>Měření ztrátového činitele $\text{tg} \delta$ a kapacity</i>	27
1.6.3 <i>Měření částečných výbojů</i>	27
1.6.4 <i>Měření a analýza polarizačního spektra</i>	28
1.6.5 <i>Zjišťování veličiny C_2/C_{50}</i>	28
1.6.6 <i>Metoda frekvenčních charakteristik</i>	29
1.6.7 <i>Měření odporu vinutí transformátoru</i>	30
2 PROVOZ, DIAGNOSTIKA A OPRAVY TRANSFORMÁTORŮ V ETI	31
2.1 OPRAVA TRANSFORMÁTORU 65BCT53	33
2.1.1 <i>Štítkové údaje a provozní situace</i>	33
2.1.2 <i>Diagnostika a následná oprava transformátoru v revizní věži</i>	35
2.1.3 <i>Instalace online analyzátoru oleje Hydran M2</i>	39
2.1.4 <i>Vyhodnocení opravy a současný stav</i>	41
2.2 OPRAVA TRANSFORMÁTORU 63BBT09	42
2.2.1 <i>Štítkové údaje a provozní situace</i>	42
2.2.2 <i>Diagnostika transformátoru</i>	44
2.2.3 <i>Zapůsobení Buchholzova relé a odstavení z provozu</i>	44
2.2.4 <i>Otevření a oprava transformátoru v revizní věži</i>	46
2.2.5 <i>Vyhodnocení opravy a současný stav</i>	49
2.3 DIAGNOSTIKA VNĚJŠÍCH SPOJŮ TRANSFORMÁTORŮ POMOCÍ TERMOVIZNÍ KAMERY	50
3 VLIV DIAGNOSTIKY NA ŽIVOTNOST A ÚDRŽBU TRANSFORMÁTORŮ	52

ZÁVĚR	54
SEZNAM LITERATURY A INFORMAČNÍCH ZDROJŮ	55

Seznam symbolů a zkratk

AG ₂ S	Sulfid stříbrný
B.....	Útlum [dB]
C ₂	Kapacita izolace vinutí změřená při 2 Hz [pF]
C ₅₀	Kapacita izolace vinutí změřená při 50 Hz [pF]
C-H.....	Jednoduchá vazba uhlík-vodík
C-C.....	Jednoduchá vazba uhlík-uhlík
Cu ₂ S	Sulfid měďný
ČK.....	Číslo kyselosti [mg KOH/g]
DBDS.....	Dibenzyl disulfid
DGA.....	plynově-chromatografická metoda
ECD	detektor elektronového záchytu
EPS	Elektrická požární signalizace
ETI	Elektrárna Tisová
L1,L2, L3	Fáze vinutí transformátoru
p ₁₆₀	Polarizační jednodominutový index
PPS.....	Průměrný polymerizační stupeň
Q _p	Celkový obsah plynů rozpuštěných v izolačním oleji
Q _v	Obsah vody rozpuštěné v oleji [g/t]
R ₀	Odpor vinutí transformátoru při známé teplotě [Ω]
R _{iz}	Izolační odpor [MΩ]
R _s	Odpor použitý při měření frekvenčních charakteristik [Ω]
R _x	Odpor vinutí transformátoru při neznámé teplotě [Ω]
ŘS	Řídicí systém
tgδ	Ztrátový činitel [%]
t _x	Neznámá teplota vinutí transformátoru [°C]
U ₁	Napětí na vstupu [V]
U ₂	Napětí na odporu R _s [V]
U _p	Průrazné napětí izolačního oleje [kV/mm]
σ.....	Relativní mezipovrchové napětí na rozhraní olej-voda [mN/m]

Úvod

Předkládaná bakalářská práce se zabývá problematikou diagnostiky výkonových transformátorů včetně minerálních izolačních olejů a mých zkušeností s diagnostikou, provozem a opravou transformátorů v elektrárně Tisová.

Text je rozdělen do tří hlavních kapitol; první se zabývá metodami diagnostických měření výkonových transformátorů a minerálních olejů, ve druhé jsou shrnuty mé zkušenosti s provozem, diagnostikou a řešením oprav transformátorů, které jsem získal během mé osmnáctileté praxe v elektrárně Tisová. Třetí část popisuje vliv diagnostiky na životnost a údržbu transformátorů.

Diagnostika transformátorových izolačních olejů a transformátorů

Výkonový transformátor je netočivý elektrický stroj se dvěma vinutími, který za pomoci elektromagnetické indukce transformuje střídavé napětí a proud z jedné hladiny na jinou úroveň při zachování stejné frekvence a to za účelem přenosu elektrického výkonu. Všechny výkonové transformátory provozované v Elektrárně Tisová jsou v provedení s olejovou náplní.

Transformátorový olej v provozovaném transformátoru by si měl po celou dobu životnosti zachovat parametry, které se blíží oleji novému. Při provozu transformátoru je olejová náplň vystavena různým vlivům, které mohou měnit jeho složení a tím i jeho funkční vlastnosti.[1]

1.1 Diagnostika minerálních izolačních olejů

Transformátorové oleje, které jsou v současné době používány u provozovaných transformátorů jako izolační a chladicí médium, jsou minerální oleje. Základní surovinou pro výrobu těchto olejů je ropa.[1]

Transformátorový olej je za celou dobu provozu transformátoru vystaven různým vlivům, které mohou měnit jeho složení a tím i jeho požadované vlastnosti zajišťující bezpečný provoz a projektovanou životnost transformátoru. Pomocí pravidelných odběrů a rozborů vzorků můžeme včas zjistit nevyhovující vlastnosti oleje a olej odplynit, regenerovat nebo vyměnit. Dále můžeme pomocí moderních diagnostických metod rozborů oleje poměrně přesně určit druh, velikost a místo poruchy transformátoru.[1]

1.1.1 Izolační vlastnosti

Nejdůležitějšími parametry, které ohrožují izolační vlastnosti oleje, jsou voda, plyny rozpuštěné v oleji a mechanické částice obsažené v oleji.[1]

Voda v oleji má nepříznivý vliv na elektrickou pevnost, pevnou izolaci a současně urychluje stárnutí oleje. Vlhnutí oleje je způsobeno hlavně pronikáním vody do stroje z okolní atmosféry. V první fázi je vlhkost absorbována nejdříve pouze do oleje, po nasycení oleje

vodou nastane druhá fáze, kdy vlhkost začíná absorbovat i pevná izolace a jakmile dojde k vyrovnání obsahu vody v oleji a v pevné izolaci, pak je již další vlhkost absorbována olejem i pevnou izolací současně.[1]

Jak říká podniková norma ČEZ PN 00/08 rev0, voda může být v oleji obsažena v různých formách, což je dáno jakostí oleje a teplotou oleje:

- ***volná voda***

většinou je u dna nádoby transformátoru, ačkoliv přímo neovlivňuje vlastnosti oleje a její přítomnost ukazuje na přítomnost vody ve stroji v jiných podobách a ty již elektrické vlastnosti oleje negativně ovlivňují[1]

- ***rozpuštěná voda***

do oleje se dostane při manipulaci s olejem z okolní atmosféry, proto je důležité zajistit, aby byl od okolní atmosféry pokud možno co nejdéle oddělen, pro elektrické vlastnosti je tento výskyt vody v oleji velmi nebezpečný[1]

- ***emulgovaná voda***

jedná se směs oleje se submikroskopickými kapkami vody a může s olejem vytvořit hydrofilní (kapky oleje ve vodě) nebo hydrofobní emulzi (částičky vody v oleji). Obě formy jsou obtížně odstranitelné a pro elektrické vlastnosti oleje představují velmi negativní faktor[1]

- ***reakční voda***

vzniká z chemických reakcí, např. oxidací oleje v transformátoru na nejteplejším místě, tedy v okolí vinutí a železného jádra. To jsou místa, kde jsou kladeny nejvyšší nároky na kvalitu elektrických vlastností oleje. Pokud olej obsahuje reakční vodu, jedná se o projev stárnutí oleje[1]

Jednotlivé stavy vody v oleji se mohou měnit, voda přechází z jednoho stavu do druhého v závislosti na teplotě, obsahu kyselin a nečistot. Čím je vyšší teplota oleje, tím je rozpustnost vody v oleji vyšší a snížením teploty oleje se voda mění na volnou.[1]

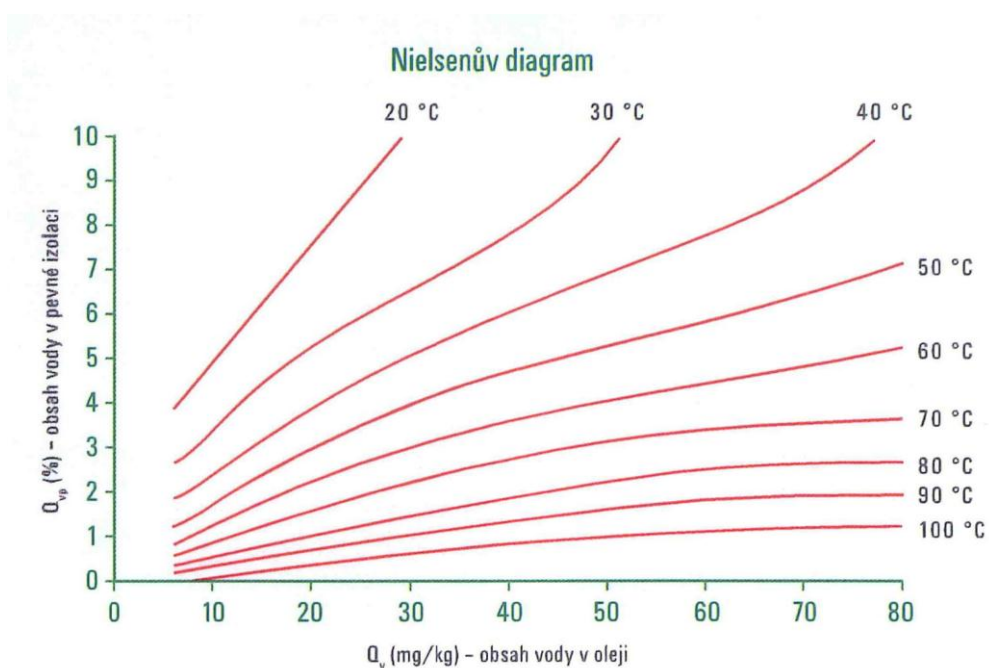
Diagnostika celkového navlhnutí izolačního systému spočívá v dosti nepřesné metodě,

kdy zjišťujeme obsah vody v odebraném vzorku oleje, ale tím pomíjíme skutečnost, že 99 % vody je obsaženo v pevné izolaci. S měnící se teplotou oleje se tedy obsah vody v odebraném vzorku velmi mění, je proto doporučeno odebírat vzorky oleje z transformátoru s vyšší teplotou a to tak, že vzorek odebíráme ihned po odstavení transformátoru nebo nejlépe za provozu, samozřejmě při dodržení všech bezpečnostních požadavků. Při hodnocení celkové vlhkosti izolačního systému transformátoru musíme proto přihlížet k teplotě oleje při odběru, jinak může dojít k chybným závěrům a stroj s dobrými výsledky za studena může mít při provozu a zahřátí oleje problém s izolačním stavem.[1]

Naopak pokud se zaměříme na obsah vlhkosti v pevné izolaci, můžeme navlhnutí stroje určit již s vyšší přesností, tato hodnota již není závislá na teplotě oleje. Hodnotu není možné ale určit přímo, lze určit pouze pomocí rovnovážných digramů závislosti obsahu vody v oleji a pevných izolantech na teplotě, kdy například hodnota určená pomocí Nielsenova diagramu udává pouze průměrné navlhnutí pevných izolantů za ustálených podmínek. Ve skutečném transformátoru nejsou tyto podmínky ale splněny, teplota se mění nejenom v čase, ale i v prostoru, v nádobě transformátoru.[1]

Hlavní příčinou stárnutí pevné izolace je zvýšená teplota a vlhkost obsažená ve stroji. Pokud chceme zabránit rychlému stárnutí pevné izolace, musíme hlídat obsah vody kolem hodnoty 2%_{hmot.}[1]

Izolační vlastnosti olejů můžeme vylepšit regenerací, filtrací, vysušením, odplyněním (Micafil – při odstaveném stroji) nebo odplynit za provozu vakuovým separátorem.[1]



Obr. 1.1 Nielsenův rovnovážný diagram (převzato z [2])

Tab. 1.1 Odhad vlivu vlhkosti na izolaci (převzato z [1])

% vody v celulóze	stav transformátoru
< 0,8	nový, dobře vysušený
~ 2,0	dobrá provozní stav
> 3,3	počátek stárnutí
~ 4,5	průraz pravděpodobný při 90°C
~ 7,0	průraz pravděpodobný při 50°C
> 8,0	okamžitě odstavit a sušit

1.1.2 Jakostní parametry

Pro zajištění stále stejné chladicí funkce olejové náplně transformátoru musíme po celou dobu provozu hlídat jakostní parametry oleje, které se mění spolu s postupným stárnutím oleje. Na stárnutí oleje má vliv teplota, zvýšený obsah vody a kyslíku, katalytické působení mědi a elektrické pole. Stárnutí oleje způsobuje polymerizaci, vznik kyselin a vznik kalů.[1]

Polymerizace oleje znamená, že v oleji došlo ke zvětšení molekul, které způsobí vyšší viskozitu oleje, tím i proudění oleje, kdy důsledkem těchto jevů je zhoršená chladicí funkce olejové náplně. Extrémním jevem polymerizace je tvorba nerozpustných částí, které tvoří takzvané kaly, který může ucpávat chladicí kanály a tím opět dochází ke zhoršení chladicí funkce oleje. Vzniklé kaly spolu s teplotními vlivy a kyselostí oleje způsobují nevratnou degradaci papírové izolace.[1]

Dalším faktorem způsobující stárnutí izolace je oxidace, při které chemickou reakcí dochází ke vzniku kyselin, které narušují pevnou izolaci. Čím je teplota oleje vyšší, tím je riziko oxidace vyšší.[1]

Z důvodu prodloužení životnosti transformátorů je u periodických kontrol oleje hlavním požadavkem u olejové náplně to, aby se včas zachytila doba, kdy dojde v oleji k výskytu kalů, které již nejsou rozpustné v n-heptanu. V této době je nutné se rozhodnout pro regeneraci nebo výměnu olejové náplně, čímž výrazně prodloužíme životnost transformátoru.[1]

1.1.3 Stanovení obsahu vody Q_v

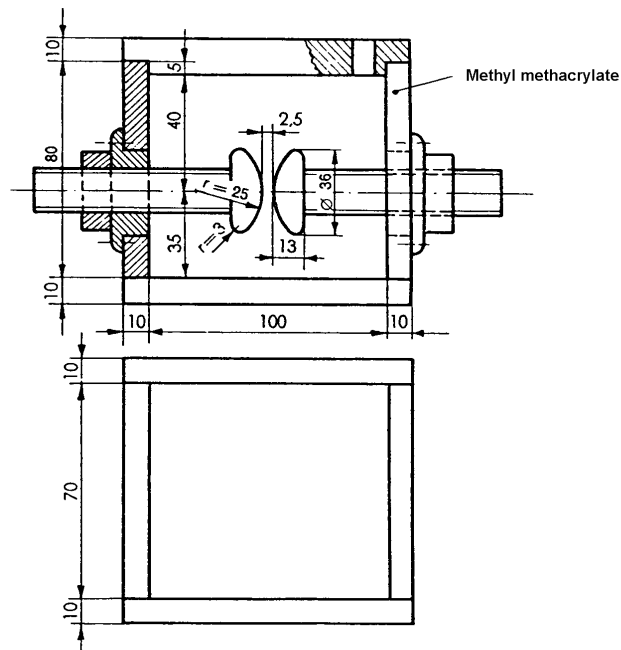
U každého odebraného vzorku oleje provádíme jako první test na obsah vody. Tato zkouška je prováděna za pomoci poznatku, že při reakcích, které vznikají při Karl Fischerově titraci, jde v podstatě o reakci vody s jódem, oxidem siřičitým, organickou bází a alkoholem v organickém rozpouštědle. Na základě principu coulometrické titrace podle Karl Fischera je možné stanovit množství vody přímo z velikosti náboje nutného pro nastartování elektrolýzy.[1, 3]



Obr. 0.2 Coulometrický titrátor Karl Fischer (převzato z [4])

1.1.4 Určení průrazného napětí U_p

Jako druhý probíhá test pro určení průrazného napětí při frekvenci 50 Hz. Průrazné napětí je definováno jako nejmenší napětí naměřené při zkoušce, při kterém dojde k prvnímu výboji mezi elektrodami definovaného tvaru a vzdálenosti. Zkušební komůrka musí být vyrobena z průhledného izolantu o objemu 350 až 600 ml. Elektrody leštěné, jsou vyrobeny buď z mosazi, mědi nebo austenitické korozivzdorné oceli. Při zkoušce se zvyšuje připojené napětí až do doby přeskočení. Toto průrazné napětí se zaznamená do protokolu, zkouška je poté opakována u jednoho vzorku v pětiminutových intervalech celkem šestkrát.[1, 5]



Obr. 1.3 Měřící nádobka pro určení průrazného napětí (převzato z [1])

1.1.5 Stanovení celkového obsahu plynů Q_p

Stanovení celkového obsahu plynů v oleji se provádí odplyněním vzorku ve vakuu za pomoci Toeplerovy vývěvy, která odsává z oleje plyny do oddělené nádoby, kde se poté určí celkový objem. Dalšími metodami jsou vakuová extrakce při metodě částečného odplynění a skripovací extrakční metoda. Stanovení celkového obsahu plynů v oleji nám umožňuje u strojů v provozu diagnostikovat případnou závadu ve stroji, pravidelným sledováním mapujeme vývoj plynů za určité období.[1, 6]

1.1.6 Analýza plynů absorpční plynovou chromatografií

Vzorky plynů získané buď přímo z plynového relé, nebo získané z odebraného vzorku se analyzují pomocí chromatografu. V oleji se zjišťuje objemové množství plynů: vodík, kyslík, dusík, metan, etan, etylen, acetylen, oxid uhelnatý a oxid uhličitý.[1]

1.1.7 Stanovení čísla kyselosti ČK

Stárnutím oleje se zvyšuje obsah kyselých látek v oleji, proto podle celkového množství těchto látek můžeme určit stupeň zestárnutí oleje. Číslo kyselosti udává množství KOH v miligramech. Jednotkou je 1 miligram hydroxidu draselného na 1 gram vzorku.[1]

1.1.8 Určení ztrátového činitele $tg\delta$, relativní permitivity a vnitřní rezistivity

Ztrátový činitel vypovídá o přítomnosti polárních a iontových složek v oleji, jedná se o bezrozměrné číslo vynásobené 100x (%). Relativní permitivita je poměr kapacity kondenzátoru se zkoušeným dielektrikem ke kapacitě kondenzátoru, kde dielektrikem je vzduch. Vnitřní rezistivita je přímo úměrná izolačnímu odporu a nepřímo úměrná vodivosti izolantu.[1, 7]

1.1.9 Relativní mezipovrchové napětí na rozhraní olej-voda σ

Hodnota povrchového napětí indikuje počátek stárnutí oleje, kdy jako produkty stárnutí vznikají v oleji rozpustné organické látky. Metoda měření mezipovrchového napětí je založena na sledování výstupu kapaliny v kapiláře, tvorbě bublin nebo kapek. Při měření se porovnává hustota vody a oleje.[1, 8]

1.1.10 Obsah inhibitoru v oleji

Udává odolnost oleje vůči oxidaci, určuje se pomocí metody infračervené spektroskopie. Aby byla zpomalen přirozený proces stárnutí minerálního oleje, přidává se do oleje při výrobě oxidační inhibitor v množství 0,3%_{hmot.}. U provozovaných transformátorů zjišťujeme zbývající obsah inhibitoru v oleji. Obsah inhibitoru je zjišťován pomocí metody infračervené spektroskopie.[1, 9]

1.2 Korozivní síra v oleji

1.2.1 Zdroje a vlastnosti sirných sloučenin přítomných v olejích

Většina sirných sloučenin, které můžeme v minerálních olejích nalézt, pochází ze surové nafty, ze které se transformátorové oleje následně vyrábějí.[10]

1.2.2 Korozivní síra v oleji a rizika pro transformátor

V diagnostice olejů transformátorů v provozovaných výrobních lokalitách ČEZ, tak i v ETI je pojem korozivní síry novinkou. Do roku 2012 nebyly rozbory oleje na obsah síry vůbec zaměřeny. Charakteristickým prostředím pro vznik korozivní síry je zvýšená teplota transformátoru a moderní vylepšené oleje, které spolu s množstvím inhibitorů obsahují současně ale i látky, které s sebou nesou riziko vzniku korozivní síry v oleji transformátoru. Olej s obsaženou korozivní sírou představuje riziko pro bezpečný provoz transformátoru, protože od mědi vinutí se tvoří a postupně prorůstá v závitové izolaci vodivá cesta tak dlouho, dokud nedojde k závitovému zkratu.[10, 11]

Asi největší riziko představují transformátory s regulací (přepínačem odboček), kde se reakcí korozivní síry se stříbrem na kontaktech přepínače produkuje Ag_2S (sulfid stříbrný), který postupně vytvoří vodivou cestu mezi kontakty s následkem zkratu a havárií transformátoru. Tento problém se dá odhalit pouze vizuální kontrolou při revizi regulace, proto je důležité provádět v pravidelných intervalech revize přepínačů odboček.[11]

Nejvýraznější formou korozivní síry je sloučenina dibenzyl disulfid (DBDS), proto je důležité se při pravidelných rozborech oleje zaměřit na hledání případného obsahu této sloučeniny v transformátorovém oleji. Doporučenou periodou pro kontrolu jsou 2 roky provozu transformátoru. DBDS je organická sirná sloučenina, která může při vyšších teplotách fragmentovat a dále rekombinovat. Dibenzyl disulfid ochotně reaguje s přítomnou mědí, ze které je vyrobeno vinutí, za vzniku pevného produktu sulfidu měďného Cu_2S , který se usazuje v papírové izolaci a způsobuje prorůstání závitové izolace cívek transformátoru. Sulfid měďný je částečně vodivý a může způsobit havárii stroje (závitový zkrat). Obsah DBDS je oleji zjišťován pomocí analytických vah a plynového chromatografu

s ECD detektorem.[10, 11]



Obr. 1.4 Příčina zkratu způsobeného depozicí sulfidu mědného vzniklého z korozivní síry přítomné v izolačním oleji transformátoru (převzato z [10])



Obr. 1.5 Havarijní důsledek přítomnosti korozivní síry v izolačním oleji transformátoru (převzato z [10])

1.2.3 Hodnocení parametru korozivní síry

V současné době je ve společnosti ČEZ zpracovávána nová metodika pro řešení

problémů spojených s korozivní sírou, kde budou řešeny periody odběrů vzorků olejů a postupy pro odstranění korozivní síry z oleje depolarizací pomocí Fullerovy hlinky a následné pasivaci oleje.[11]

Pro nové oleje dle normy IEC 60296 Ed. 4 platí, že nemá být obsah DBDS vyšší než 5 mg/kg. Pro oleje již provozované bude dle normy IEC 60422 Ed. 4 dáno, že nemá být obsah DBDS vyšší než 10 mg/kg.[12]

Tab. 1.2 Návrh periodicity sledování korozivní síry v izolačních olejích a doporučená opatření v případě pozitivních nálezů (převzato z [12])

Nález DBDS (mg/kg)	Opatření (zařízení v provozu)	Interval
nedetekováno až ≤ 10	Pravidelný monitoring	1x / 4 roky
10 – 50	Zkrácený monitoring	1x / 2 roky
50 - 150	Regenerace a následný monitoring	1x / 2 roky
> 150	Regenerace a následný monitoring*	1x / 2 roky
*) v případě, že dojde po provedení regenerace znovu k nárůstu DBDS, provede se při zjištění obsahu DBDS > 50 mg/kg, výměna olejové náplně		

1.3 Diagnostika vad pomocí DGA

Plyny obsažené v izolačním oleji pocházejí většinou ze vzduchu, se kterým přijde olej při manipulaci do styku. Jedná se o plyny jako je kyslík, dusík a oxid uhličitý. Vlivem provozních situací transformátoru, kdy dochází k elektrickému a tepelnému namáhání stroje při různých poruchách a postupným stárnutím oleje a pevné izolace se z oleje a z pevné izolace uvolňují rozkladové plyny, jako jsou oxid uhelnatý, vodík, metan, etan, etylén, acetylén a uhlovodíky. Koncentrace plynů a trend růstu obsahu plynů nám mohou pomoci specifikovat případnou poruchu transformátoru.[6, 13]

Tab. 1.3 Doporučené hodnoty rozkladových plynů dle IEC 60599 (převzato z [13])

vodík	oxid uhelnatý	metan	etan	etylén	acetylén
140 ppm	1000 ppm	40 ppm	70 ppm	30 ppm	2 ppm

1.3.1 Rozklad oleje

Minerální oleje jsou tvořeny směsí uhlovodíků. V případě vady transformátoru, jako jsou částečné výboje nebo koronární výboje, které mají malou energii a poměrně nízkou teplotu, pak dochází k rozkladu uhlovodíků s nejslabší vazbou C-H a jako hlavní plyn pak vzniká vodík. Pokud je energie a teplota vyšší, pak dochází ke štěpení jednoduché vazby C-C a dochází ke vzniku dvojnásobné vazby (etylén) nebo dokonce trojnásobné vazby (acetylén). Acetylén vzniká při vzniku elektrického oblouku, kdy je teplota nad tisíc stupňů Celsia.[13]

Při elektrické poruše transformátoru, jako jsou částečné výboje, jiskření a výboje jsou v oleji obsaženy plyny: vodík, metan, etylén, acetylén a oxidy uhlíku. Při tepelném typu poruchy, jako je přetížení, špatné chlazení nebo špatný kontakt, potom můžeme v oleji nalézt plyny jako je metan, etan, etylén a oxidy uhlíku. V případě netěsnosti transformátoru to jsou kyslík a dusík.[13]

1.3.2 Rozklad celulózové izolace

K rozkladu tuhých celulózových izolací dochází při teplotách nad 105 stupňů Celsia, při rozkladu se tvoří oxid uhelnatý a uhlíčitý s vodou.[13]

1.3.3 Ostatní zdroje plynů

Plyny mohou vzniknout například z důvodu koroze, vodík se může tvořit při reakci oceli s vodou, pokud je v oleji kyslík.[13]

1.3.4 Typické vady transformátorů

V následující tabulce jsou uvedeny typické možné vady transformátorů rozdělené dle typu vady (teploty), která se vždy projevuje výskytem určitého plynu v oleji, jak je uvedeno v předchozích kapitolách.[13]

Tab. 1.4 Typické vady transformátorů (převzato z [13])

Vada	Příklad
částečné výboje	– výboje v kavitách naplněných plynem jako důsledek špatné impregnace, vlhkosti v papíru, přesycení oleje, zvrásnění nebo ohybu papíru, které vedou k nánosům X vosků a k zvýšeným dielektrickým ztrátám
výboje o nízké energii	– jiskření nebo vznik oblouku mezi špatnými kontakty rozdílných plovoucích potenciálů, toroidů, přerušeno pájení nebo uzavřených smyček v jádře – výboje mezi upínacími elementy, průchodkami a nádobou, vysokým napětím a zemí uvnitř vinutí, na stěnách nádoby – vodivé stopy v dřevěných konstrukcích, lepidle izolačních výztuží, distančních vložkách vinutí. Průraz oleje, vypínací proud voliče odboček.
Výboje o vysoké energii	– přeskok, vodivé stopy nebo oblouky o lokální vysoké energii – zkraty mezi vinutím nízkého napětí a zemí, vinutím a jádrem, průchodkami a nádobou, v olejových kanálcích. Uzavřené smyčky mezi dvěma přilehlými vodiči okolo hlavního magnetického toku, izolované šrouby jádra, kovové kroužky upevňující základny jádra.
teplotní vady $t < 300^{\circ}\text{C}$	– přetížení transformátoru v nouzových situacích – zablokování průtoku oleje vinutím
teplotní vady $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	– vadné kontakty mezi šroubovými spoji (zvláště mezi sběrnici z hliníku), prokluzující kontakty, kontakty uvnitř voliče (tvorba pyrolytického karbonu), kontakty od kabelu a táhla průchodek – cirkulační proudy mezi svorkami jha a šrouby, svorkami a plechy, špatným kontaktem uzemnění jádra, vadných svárů nebo svorkách v magnetickém stínění – opotřebovaná izolace mezi přilehlými paralelními vodiči ve vinutí
teplotní vady $t \geq 700^{\circ}\text{C}$	– velké cirkulační proudy v nádobě a jádře – malé proudy na stěnách nádoby tvořené velkým nekompensovaným magnetickým polem – zkraty v jádře ocelových plechů

1.4 Diagnostika celulózové izolace

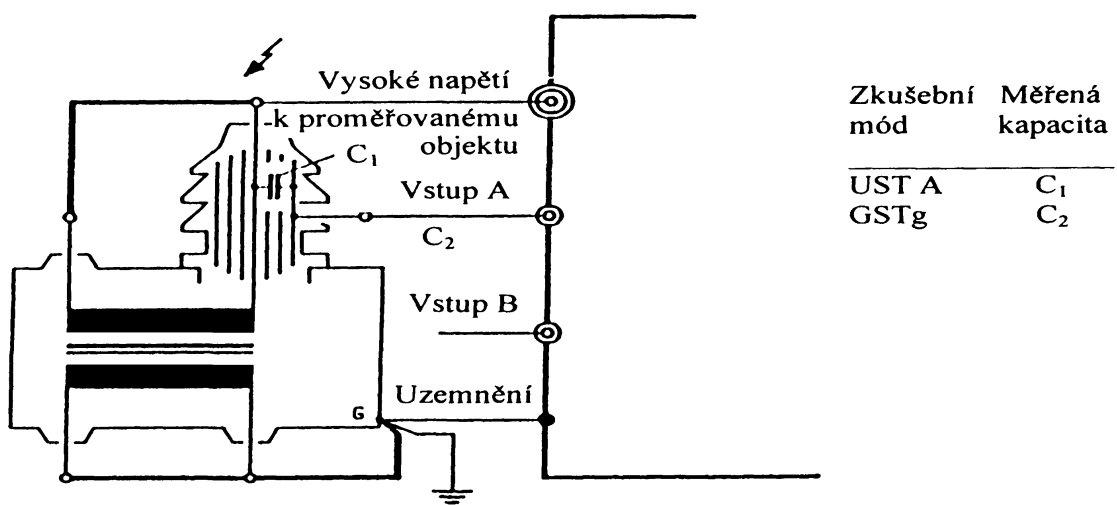
Pokud je ve vzorku oleje obsažen 2-furfuraldehyd a jeho příbuzné sloučeniny, můžeme dle dlouhodobých zkušeností předpokládat, že celulózová izolace začíná degradovat – jedná se o nepřímou metodu diagnostiky stavu pevné izolace.[13]

Přímá a přesnější metoda je ta, pokud se při otevření transformátoru (při opravě) odebere vzorek papírové izolace a v laboratoři se poté provede rozbor. Pro tyto případy byla zavedena hodnota stupně stárnutí pevné izolace PPS (průměrný polymerizační stupeň). Maximální hodnota je 1400, což je hodnota pro novou izolaci, pokud je hodnota menší než 300, je stav izolace nevyhovující.[13]

1.5 Diagnostika kondenzátorových průchodek

Kondenzátorová průchodka se používá u transformátorů s vyšším napětím (od 220kV), důvodem jsou menší rozměry průchodky při zachování všech vlastností. Hlavní částí průchodky je vnitřní část tvořená z izolačního tvrzeného papíru, ta je omotána kolem vnitřního vodiče, kolem izolačního tělesa z papíru uloženy potenciální vložky, které řídí rozložení elektrického pole a vnější plášť je keramický.[13, 14]

Pro zhodnocení stavu izolační soustavy se měří u kondenzátorové průchodky kapacita a ztrátový činitel. Hodnota ztrátového činitele je přímo úměrná ztrátám energie, které se přeměňují v teplo, což může narušit izolaci průchodky a může dojít k poruše průchodky. Měření se provádí můstkovou metodou pomocí Scheringova zapojení, v jedné větvi je známý referenční kondenzátor, v druhé větvi pak měřená průchodka. Za použití změn hodnot odporu se snažím nastavit v diagonální větvi nulový proud. Kapacita je důležitý údaj vypovídající o izolačním stavu, změna kapacity ukazuje na závadu izolace, jako je průraz mezi polepy průchodky.[13, 14]



Obr. 1.6 Zapojení měřícího obvodu při měření kondenzátorové průchodky (převzato z [13])

1.6 Diagnostika výkonových transformátorů

1.6.1 Měření izolačního odporu

Metoda měření izolačního odporu R_{iz} je jedním z nejpoužívanějších způsobů zjišťování stavu izolačních soustav transformátorů.[13]

Při měření izolačního odporu sledujeme dle [13] proud protékající izolační soustavou, tento proud má tři složky:

- **kapacitní proud**

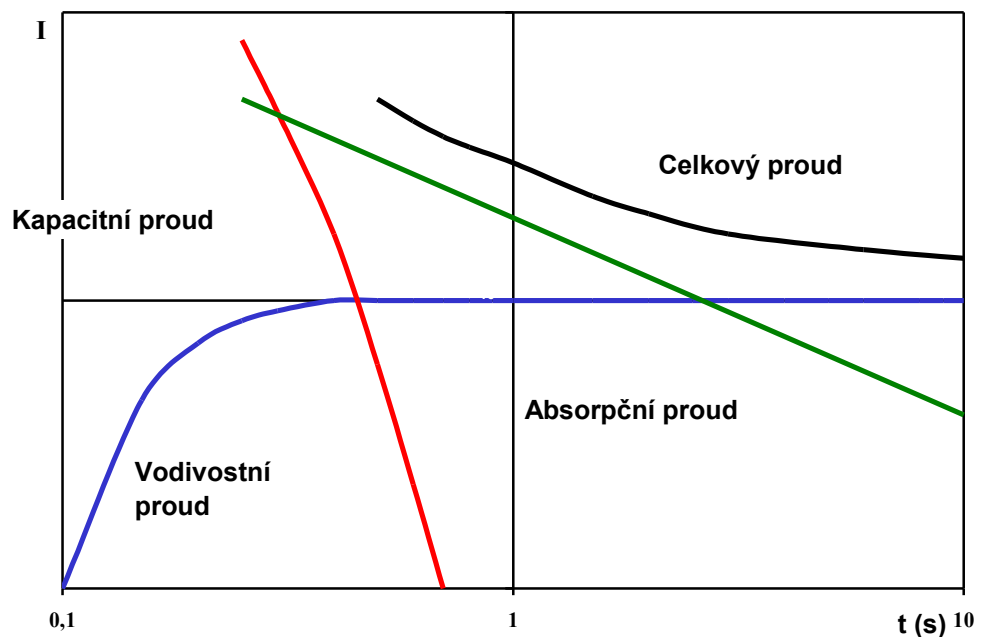
je způsoben vnitřním odporem zdroje, zaniká ihned po dosažení plného napětí na měřeném zařízení[13]

- **absorpční proud**

je vyvolán polarizací dielektrika[13]

- **vodivostní proud**

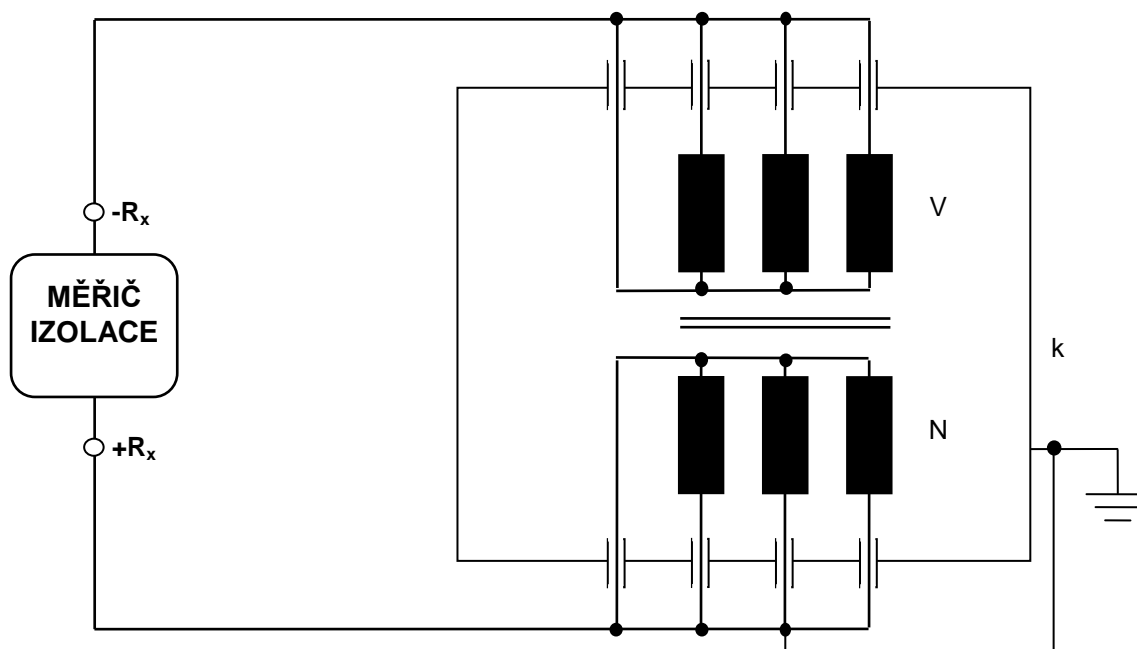
jedná se o svodový proud, který protéká izolací[13]



Obr. 1.7 Proud protékající dielektrikem po připojení stejnosměrného napětí (převzato z [13])

Veličina, která je charakteristická pro stav izolace a signalizuje přítomnost vlhkosti, se nazývá polarizační index a určuje se z časové závislosti průběhu izolačního odporu. Zjišťuje se jednominutový polarizační index p_{i60} . Měření provádíme stejnosměrným napětím 1000 až 5000 V, doporučenou hodnotou je 2500 V. Stroj měříme v ustáleném stavu, nejlépe několik hodin po odstavení transformátoru.[13]

Nejdříve připojíme vinutí V na mínus pól měřicího přístroje, kladný na nádobu a vinutí N. Poté postup měření zaměníme (vinutí v se ukostří). Jako poslední měříme izolační odpor obou vinutí proti kostře (kladný pól na kostru, propojená obě vinutí na mínus pól). Měření provádíme po dobu 15 a 60 sekund. Mezi jednotlivými měřeními musíme dodržovat tříminutové vybíjecí intervaly, aby nedocházelo ke zkreslení vlivem zbytkového náboje.[13]



- V vinutí vyššího napětí
- N vinutí nižšího napětí
- S vinutí středního napětí (u třívinut'ových strojů)
- k kostra, nádoba

Obr. 1.8 Schéma zapojení pro měření izolačního odporu (převzato z [13])

S klesající teplotou stroje izolační odpor vinutí stoupá, pokud je to možné, měření provádíme při teplotě 20 až 30 stupňů Celsia nebo použijeme při opakovaných měření přepočít na referenční teplotu.[13]

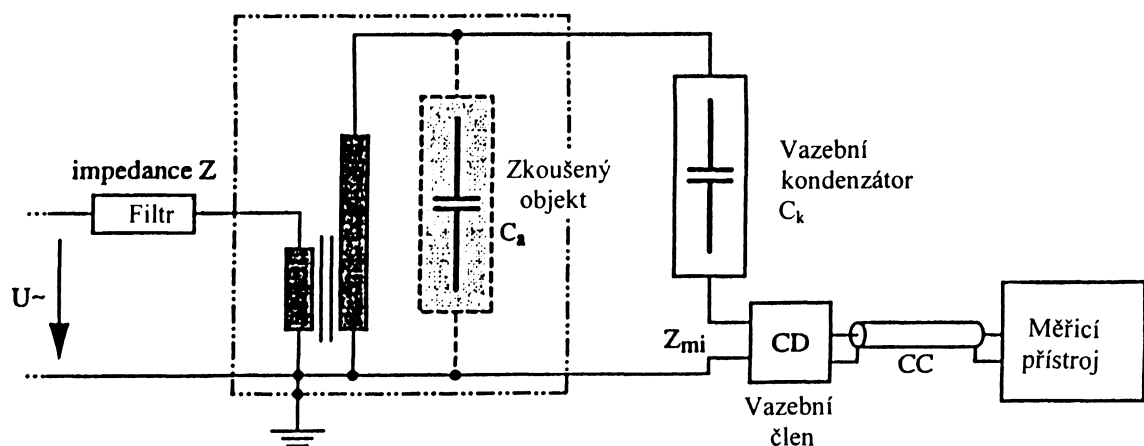
1.6.2 Měření ztrátového činitele $tg\delta$ a kapacity

Hodnota ztrátového činitele $tg\delta$ je závislá na ztrátách energie v dielektriku, které je namáháno působením proměnného elektrického pole. Hodnota ztrátového činitele a kapacity izolační soustavy je závislá na množství přítomných cizích látek v měřeném dielektriku, jako jsou voda a nečistoty, dále jsou závislé na teplotě a cirkulaci oleje. Ztrátový činitel je bezrozměrná hodnota, násobí se hodnotou 100, kapacita se udává v pF.[13]

Měření provádíme střídavým napětím do 10 kV při ustálených podmínkách a teplotě od 20 do 30 stupňů Celsia.[13]

1.6.3 Měření částečných výbojů

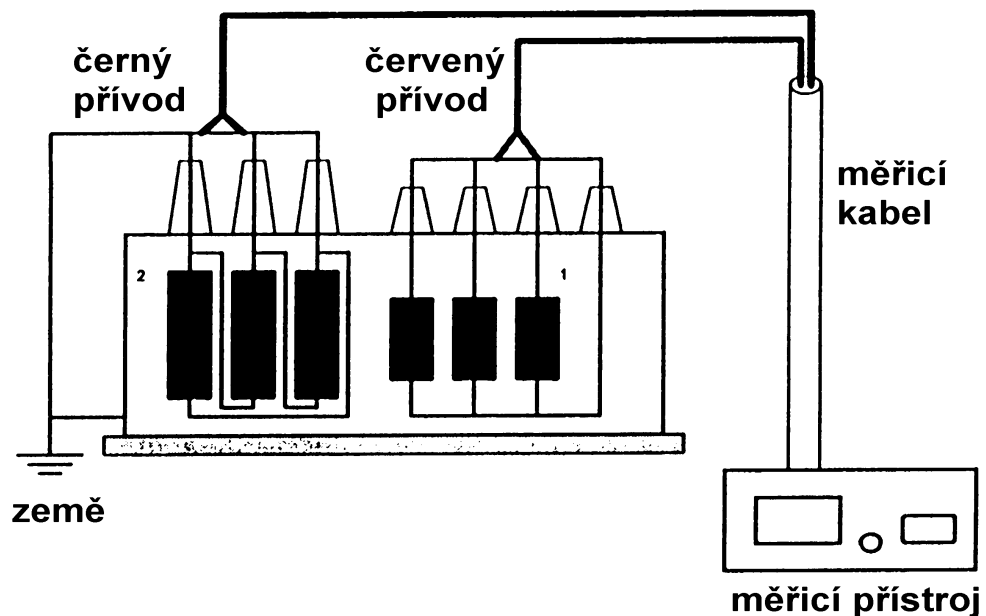
Tato metoda měření je založena na sledování proudových impulsů vyvolaných ve vnějším měřicím obvodu částečnými výboji, které vznikají v měřeném dielektriku. Částečné výboje se můžou tvořit v dutinách izolace, mezi izolací a vodičem, mezi špatně odizolovanými částmi magnetického obvodu, na rozhraní dvou dielektrik, mezi kontakty, na místech špatně uzemněných částí. Za vznikem mohou být chyby při návrhu izolační soustavy, výrobní vady nebo nestandardní provozní stavy. Částečné výboje způsobují postupnou degradaci izolační soustavy, měřením se snažíme tomuto ději zabránit odhalením závady. Při měření zjišťujeme hodnoty zdánlivého náboje, počáteční napětí částečných výbojů a zhašecí napětí částečných výbojů.[13, 15]



Obr. 1.9 Měření částečných výbojů (převzato z [13])

1.6.4 Měření a analýza polarizačního spektra

Pokud přiložíme k dielektriku stejnosměrné napětí, dojde k jeho polarizaci, která je ovlivněna přítomnými molekulami vody v papírové izolaci. S přiloženým napětím se natáčí spolu s molekulami tvořící dielektrikum. Poté krátkodobě dielektrikum zkratujeme, to se částečně depolarizuje, po odzkratování se vlivem zbytkového náboje objeví na koncích dielektrika zotavené napětí, jehož velikost odpovídá vlastnostem izolační soustavy. Nabíjecí napětí nesmí překročit třetinu provozního napětí, doporučená hodnota je 2000V stejnosměrných.[13]



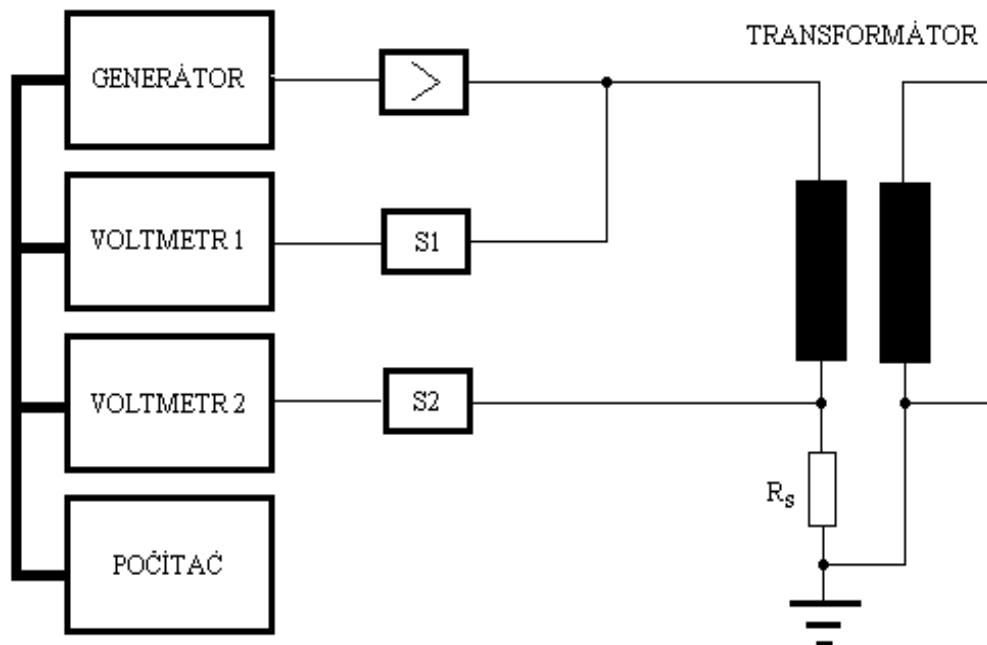
Obr. 1.10 Měření polarizačního spektra (převzato z [13])

1.6.5 Zjišťování veličiny C_2/C_{50}

Poměr kapacit určuje míru navlhnutí izolační soustavy transformátoru, kdy s přítomností vody v dielektriku dochází k jeho polarizaci a proto tato metoda využívá tohoto jevu ke zjišťování závislosti relativní permitivity na frekvenci střídavého elektrického pole. U navlhlé izolace se hodnoty obou kapacit liší, u dobrých izolací jsou kapacity stejné. Hodnota kapacity C_2 je zjišťována při frekvenci 2 Hz a kapacita C_{50} je měřena při 50 Hz.[13]

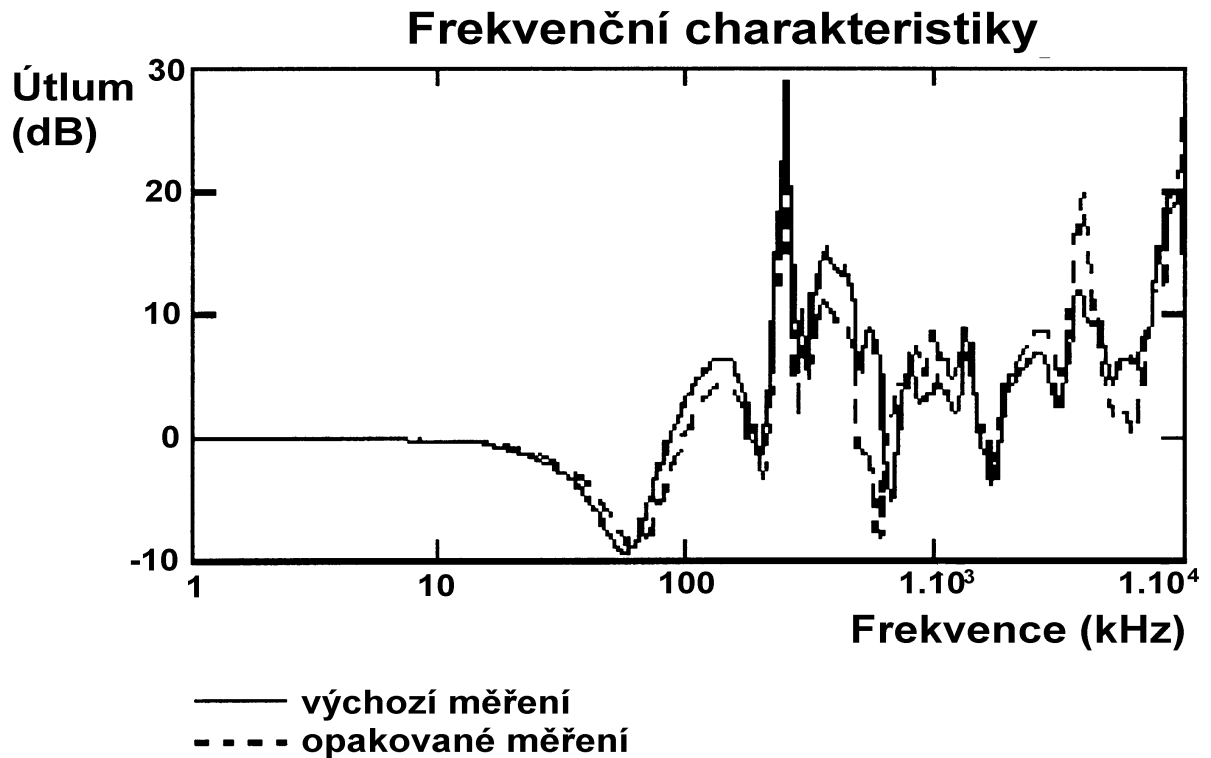
1.6.6 Metoda frekvenčních charakteristik

Tato metoda je určena pro zjištění případných poruch vinutí transformátorů, jako jsou třeba mezizávitový zkrat nebo deformace vinutí. Při tomto měření pracujeme se skutečností, že každé vinutí transformátoru je v podstatě sestava mezizávitových kapacit, kapacit vinutí proti zemi, vzájemných a vlastních indukčností a odporu vinutí. Toto uskupení je možné popsat pomocí frekvenčních charakteristik a to závislostí útlumu napětí na frekvenci. Každá začínající porucha vinutí se projeví změnou průběhu frekvenční charakteristiky, důležité je proto provádět měření pravidelně pro zaznamenání případné změny už v jejím počátku.[13]



Obr. 1.11 Schéma zapojení pro měření frekvenčních charakteristik (převzato z [13])

Z generátoru přivádíme napětí U_1 s postupně rostoucí frekvencí, napětí U_2 měříme na odporu R_s . Útlum napětí vypočteme ze vztahu $B = 20 \log \frac{U_1}{U_2}$, takto zjištěný útlum zaneseme do grafu, snímání hodnot a výsledné vyhodnocení je prováděno pomocí příslušného softwaru.[13]



Obr. 1.12 Frekvenční charakteristiky (převzato z [13])

1.6.7 Měření odporu vinutí transformátoru

Odpor vinutí využíváme ke zjištění teploty vinutí transformátoru, kdy teplota je jedním z nejdůležitějších parametrů pro správné vyhodnocení diagnostických měření, jako jsou měření izolačního odporu, kapacity a ztrátového činitele. U transformátorů s regulací (přepínačem odboček) můžeme z hodnot odporu zjistit stav kontaktů přepínače a připojení odboček vinutí.[13]

Pro hrubé stanovení teploty nám slouží teploměry umístěné na nádobě transformátoru, převážně s měřením teploty pod víkem a u dna nádoby transformátoru. Pro potřeby diagnostiky potřebujeme ale údaj přesnější, který získáme změřením odporu vinutí s následným výpočtem a posléze porovnáním s hodnotou odporu vinutí při známé teplotě, kterou zjistíme v dokumentaci od výrobce.[13]

Pro měření využíváme Ohmovu metodu pro měření malých odporů s využitím zdroje stejnosměrného proudu, ampérmetru a voltmetru s třídou přesnosti minimálně 0,5. Teplotu vinutí transformátoru vypočítáme dle vzorce uvedeného dole, kde t_x je neznámá teplota, R_0 je odpor vinutí při známé teplotě zjištěný v dokumentaci výrobce, R_x je odpor vinutí

změřený při neznámé teplotě a t_0 je známá teplota zjištěná v dokumentaci výrobce.[13]

$$t_x = \frac{R_x}{R_o} (t_o + 235) - 235 \quad [^{\circ}\text{C}, \Omega, \Omega, ^{\circ}\text{C}] \quad (1.1)$$

2 Provoz, diagnostika a opravy transformátorů v ETI

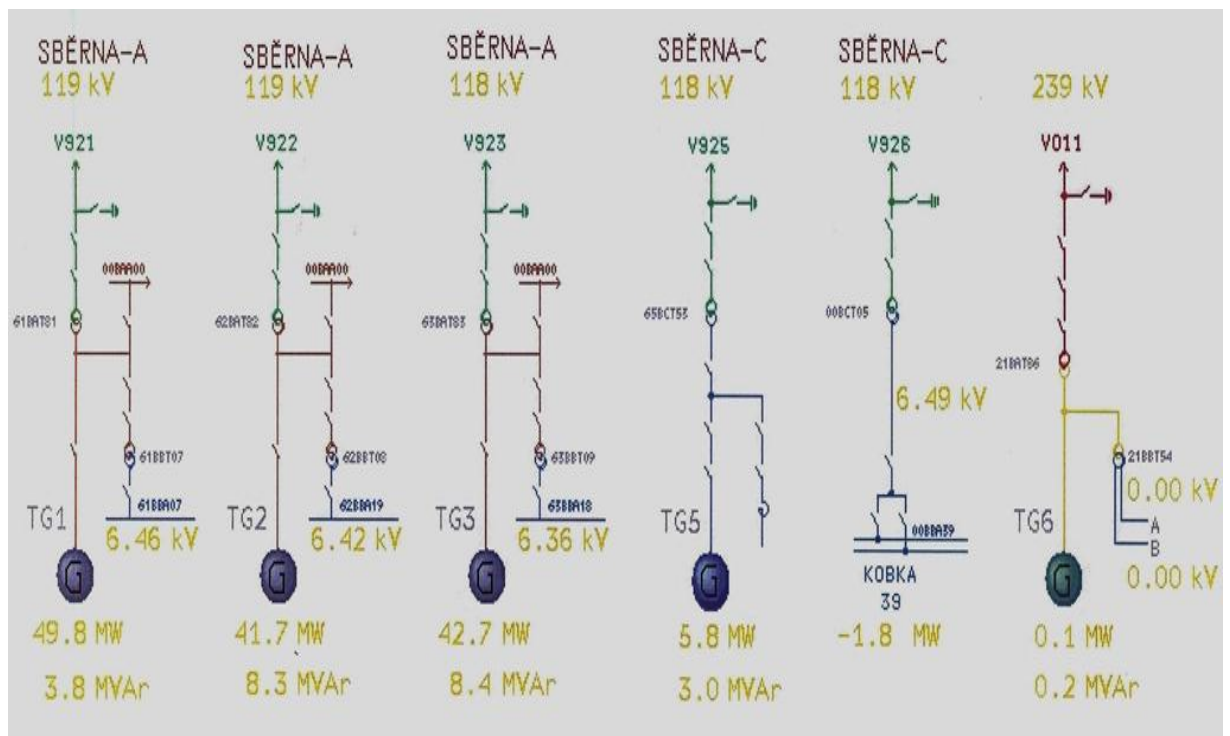
V této části bakalářské práce bych vás rád seznámil s praktickými zkušenostmi spojenými s provozem, diagnostikou a s opravami transformátorů instalovaných v Elektrárně Tisová. Elektrárna Tisová patří do skupiny ČEZ, do společné organizační jednotky Teplárny spolu s Elektrárnou Poříčí, Hodonín a k začlenění se připravuje Teplárna Trmice.

V Tisové pracuji již od roku 1995, nastoupil jsem jako provozní elektrikář a mechanik MaR, po třech letech jsem přešel do oddělení péče o zařízení na pozici technologa a od roku 2012 pracuji na pozici vedoucího oddělení péče o zařízení – elektro a MaR.



Obr. 2.1 Elektrárna Tisová (převzato z [16])

Elektrárna Tisová u Sokolova, je nejzápadněji umístěným zdrojem ČEZ a patří k nejstarším hnědouhelným elektrárnám. Rozhodnuto o její výstavbě bylo v roce 1953, přifázování prvního turbogenerátoru ETI I 50 MW bylo provedeno v roce 1958, celkový výkon ETI I činil 212 MW. Výstavba ETI II byla zahájena v roce 1955, posledního z celkem tří turbogenerátorů 100 MW byl uveden do provozu v roce 1962, celkový výkon ETI II byl tedy 300 MW. S celkovým výkonem 512 MW se stala ETI ve své době největší elektrárnou s podílem výroby elektrické energie 9,8%. V současné době jsou na ETI I v provozu dvě kondenzační turbíny TG 2, TG 3 s generátory o výkonu 57 MW, původní turbogenerátor TG 1 s výkonem 57 MW a TG 5 s výkonem 12 MW. Páru pro ně dodávají dva fluidní kotle K11 a K12. Na ETI II je v provozu pouze jeden odsířený blok 6 s granulačním kotlem a turbogenerátorem TG 6 o výkonu 112 MW. Celkový instalovaný výkon elektrárny činí v současné době 295 MW. Od roku 2014 se uvažuje o odstavení turbogenerátoru TG 1, kde je hlavním důvodem dožití soustrojí a dále fluidního kotle K11, tam je důvodem vysoká cena údržby a vysoké náklady na provoz (vlastní spotřeba). V současné době je hlavní prioritou ETI zásobování okolních obcí teplem, jsou to Sokolov, Bukovany a Habartov.[16]



Obr. 2.2 Vyvedení výkonu z ETI do rozvodny Vítkov [11]

2.1 Oprava transformátoru 65BCT53

2.1.1 Štítkové údaje a provozní situace

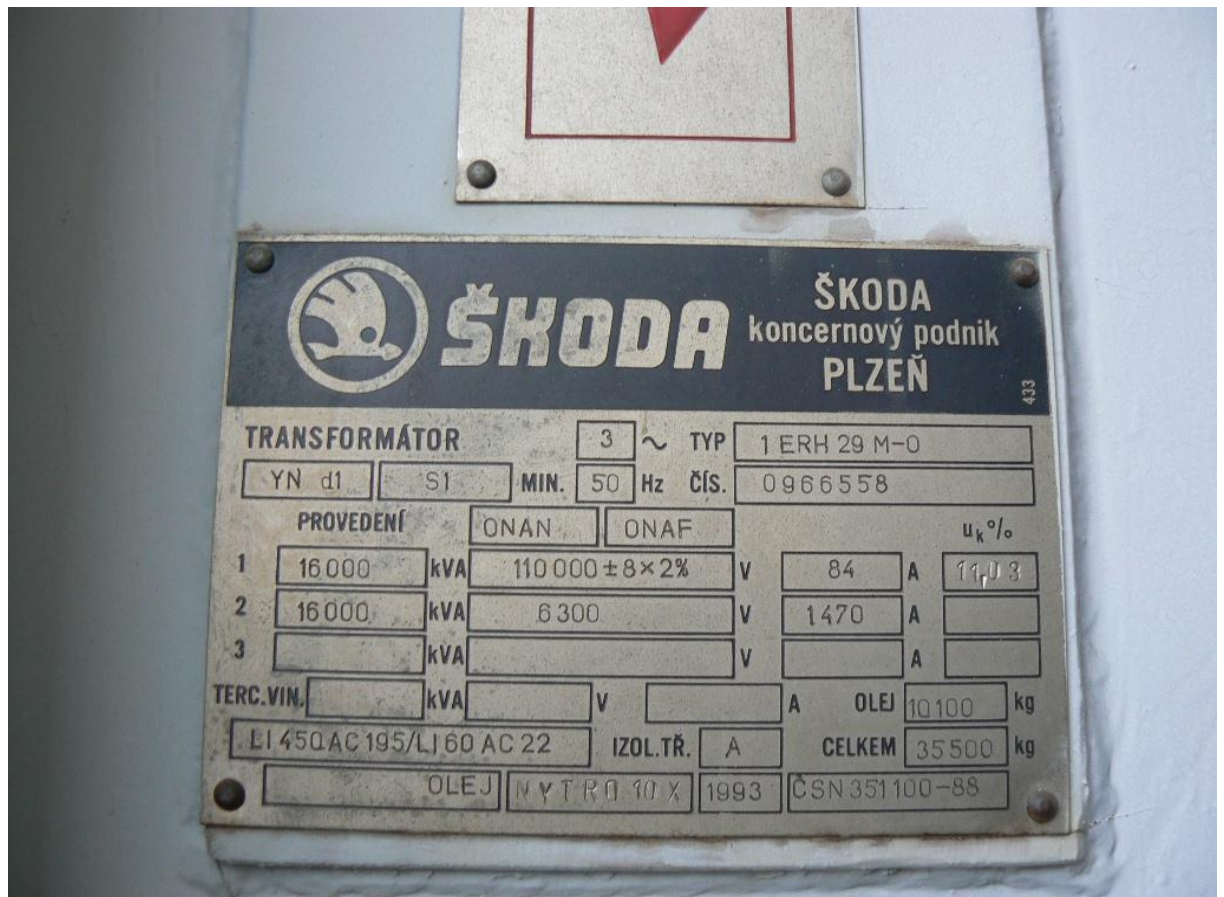
Transformátor 65BCT53 má svou provozní pozici ve zvláštní transformátorové kobce, která je součástí budovy, v níž je ještě umístěna rozvodna 65AEA06, rozvodna 65BBA, vývody generátorů TG 5 a TG 6 a omezovací tlumivka 65BBR. Transformátor je na straně 6 kV připojen pasovinou přes odpojovač do rozvodny 65BBA01. Strana 110 kV je přes stropní průchodky připojena vývodové rozvodny 110 kV 65AEA06, situovanou v podlaží nad transformátorem a pak dále přes vypínač Alstom S1.123 F3 na linku V925. Chlazení transformátoru zajišťuje osm ventilátorů, které jsou umístěné pod olejovými radiátory a jsou řízené od teploty. Uzel vinutí je uzemněn přes odpojovač zvláštním svodem pracovního uzemnění. Transformátor je vybaven přepínačem odboček pro regulaci napětí na straně 110 kV pod zatížením. Regulace je ve zvláštním prostoru v nádobě transformátoru se zvláštním plynovým relé. Přepínač regulace je ovládán dálkově elektricky pomocí speciálního pohonu, impulsně po jednotlivých odbočkách vinutí a dosažení každé polohy je signalizováno na místě mechanickým ukazatelem a do řídicího systému na centrální elektrodozorně.[17]

Teplota transformátoru se kontroluje v horní vrstvě oleje. Oteplení oleje v horní vrstvě nesmí překročit 60°C. Teplota je snímána odporovým snímačem, který je vyveden na centrální elektrodozornu. Plynové relé přepínače odboček je umístěno přímo nad přepínačem odboček.[17]

Plynové relé transformátoru je umístěno v potrubí mezi nádobou transformátoru a dilatační nádobou, nazývanou konzervátorem. Relé je určeno k signalizaci vnitřní poruchy nebo ztráty izolačního oleje a slouží k bezpečnému odstavení (vypnutí) transformátoru. Při výbojích, místním přehřátí nebo nadměrném oteplení se rozkládá izolační olej a tuhý izolační materiál a vzniká plyn. Plyny se hromadí v plynovém (Buchholzově) relé a vytlačují olej. Když se nahromadí určité množství plynu, plovák uvede do činnosti signalizační spínač. Signál je zaveden do řídicího systému elektrodozorny a do EPS. Jestliže nastane obloukový výboj, nastane rychlý rozklad izolačního materiálu. Vytvořená tlaková vlna izolačního oleje proudí trubkou do plynového relé a uvede do činnosti magneticky drženou vypínací klapku a následně vypne vypínač transformátoru.[17]

Tab. 2.1 Štítkové údaje transformátoru 65BCT53 (převzato z [17])

Tvar 1 ERH 29 M-0	Výrobní číslo 0966558
Jmenovitý zdánlivý výkon (MVA)	16
Napětí I (V)	110000 ±8x2%
Napětí II (V)	6300
Proud I (A)	84
Proud II (A)	1470
Frekvence (Hz)	50
Chlazení	ONAN/ONAF
Spojení	Ynd1
Průchodky 110 kV	Kvp 123/600m
Průchodka 0-110 kV	DT 45f/400
Průchodky 6,3 kV	DT 10f/3000
Regulační zařízení	RS-9, v.č. 9643
Celková hmotnost (kg)	36000
Hmotnost oleje kg	10000



Obr. 2.3 Štítek transformátoru 65BCT53

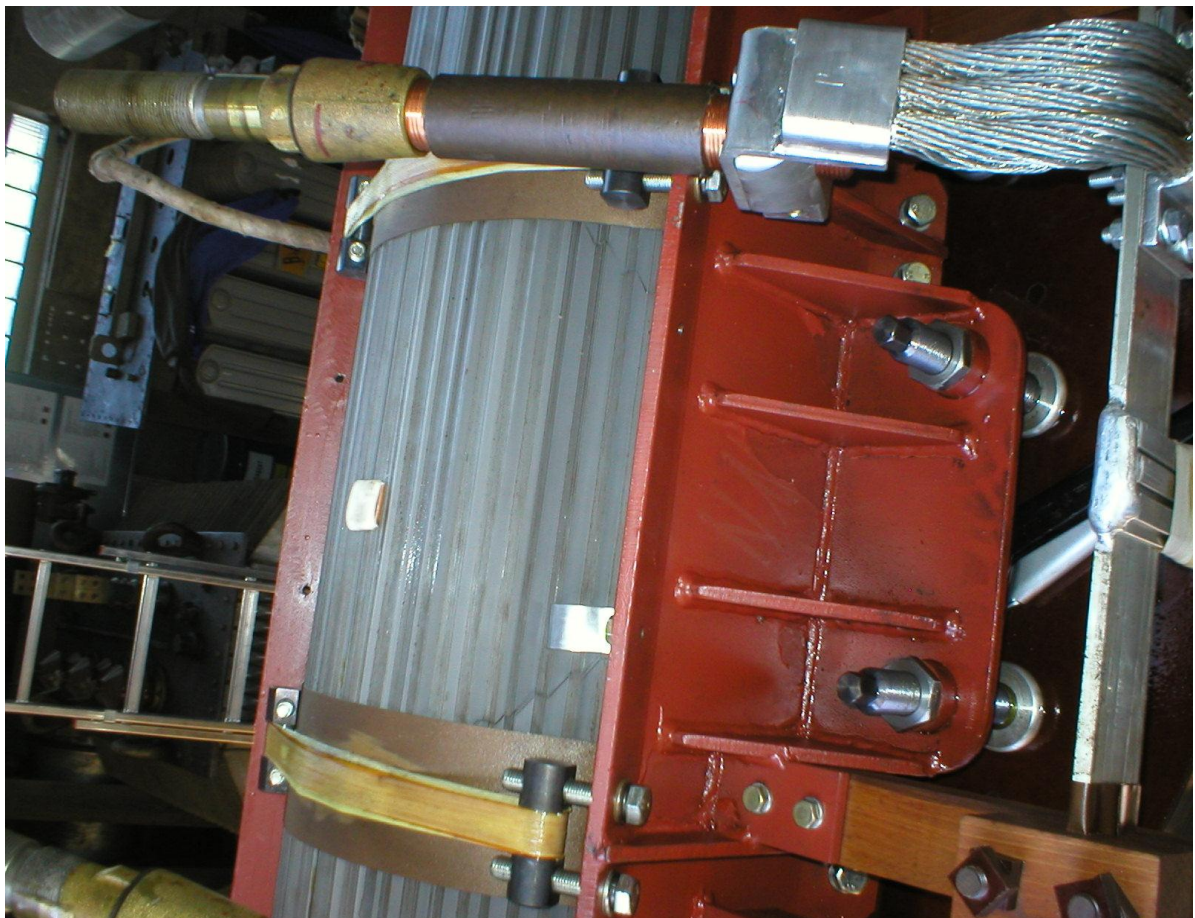


Obr. 2.4 Transformátor 65BCT53 na pozici v kobce

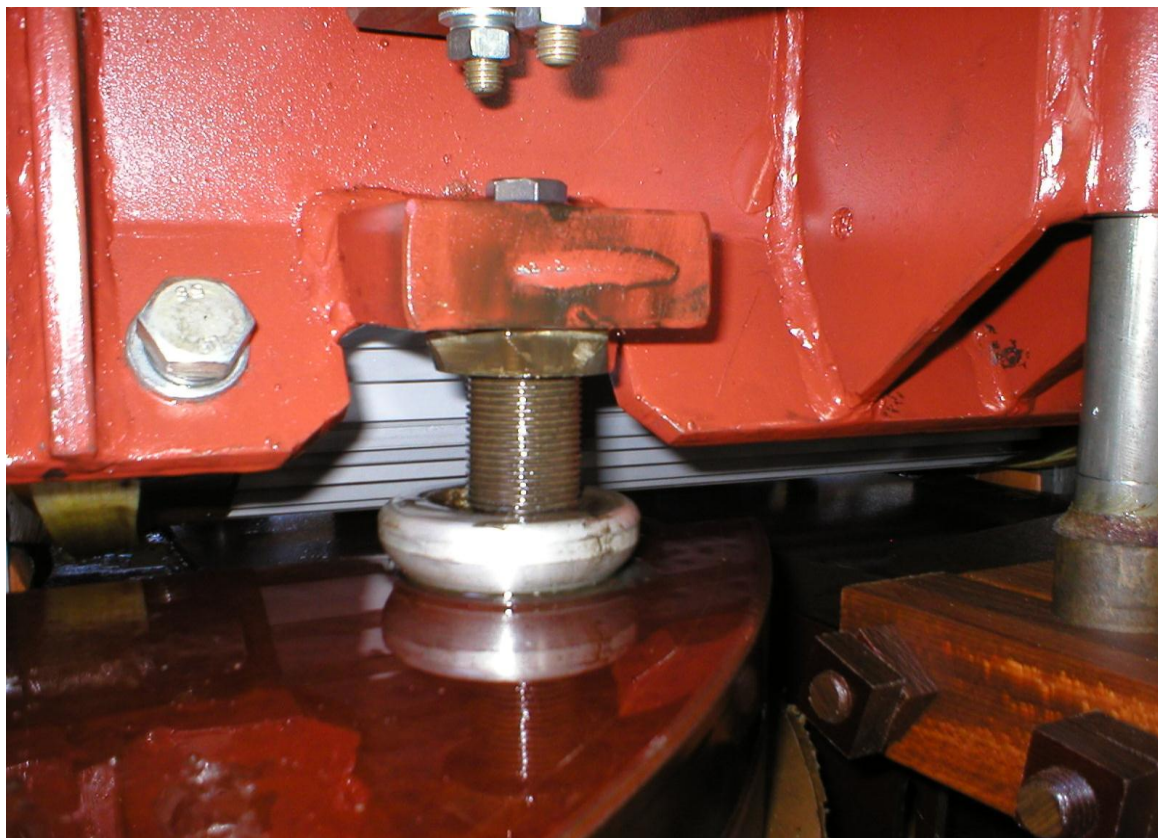
2.1.2 Diagnostika a následná oprava transformátoru v revizní věži

U výše uvedeného transformátoru 65BCT53 byla dlouhodobě pravidelnými rozbory oleje zaznamenávána zvýšená tvorba rozkladových plynů rozpuštěných v oleji. Dominantními složkami plyné směsi byl vodík a acetylén, mírně zvýšený byl i metan s etylénem, nevýraznou složkou byl etan. Hladiny oxidů uhlíku byly vždy nízké. Skladba plynů odpovídala existenci výbojů v izolační soustavě a to výbojů nízko i vysokoenergetických. Mohlo se tedy jednat o kapacitní výboje na součástech s volným potenciálem doprovázené nepravidelným jiskřením na náhodně vzniklých závitech v rozptylových polích. Měřeními byly zaznamenány částečné výboje, jednoznačně však nebyly v izolační soustavě transformátoru prokázány, zachyceny nebyly ani jejich případné akustické odezvy. Vývoj rozkladových plynů byl zaznamenáván prakticky od roku 1999. S ohledem na potřebu dalšího bezporuchového provozu transformátoru při zachování vyprojektované životnosti bylo rozhodnuto, že se provede revize stroje s vyjmutím aktivních částí z nádoby s cílem najít a odstranit závadu.[11, 18]

Proto se v roce 2005 při plánované generální opravě TG5 transformátor transportoval do revizní věže ETI. Revizní věž byla při výstavbě elektrárny vybudována pro tyto účely. Je vybavena velkým portálovým jeřábem a veškerým zázemím pro opravy transformátorů. Je propojena s olejovým hospodářstvím, kam je možné přečerpát olejovou náplň transformátoru. Transformátor se do revizní věže dopravil po kolejkách. Následně se provedlo nahřátí transformátoru pomocí ohřevu oleje ve filtrační stanici a po přečerpání oleje do nádrže ve vedlejší stanici transformátorových olejů byla sejmuta zvonová nádoba a aktivní část transformátoru byla podrobena kontrole. Celkový stav aktivních částí byl velmi dobrý a odpovídal stáří stroje. Svislé stahovací svorníky, které byly předem označovány jako jedna z možností příčiny závady, byly nalezeny v pořádku a byly pevně dotažené. Bavlněné pomocné bandáže potřebné při výrobě vinutí byly uvolněné, jednalo se ale o nepodstatnou věc, protože bandáže mohly být odstraněny po nasazení vinutí. Jeden z tlačných šroubů horní stahovací konstrukce vinutí fáze L2 na straně 6,3kV byl uvolněný, mezi jeho kovovou miskou, přes kterou dosedá na izolační tlačný kruh, byla vůle 2 mm.[11, 18]



Obr. 2.5 Pohled na tlačný šroub s miskou (převzato z [18])



Obr. 2.6 Detail tlačného šroubu s miskou (převzato z [18])

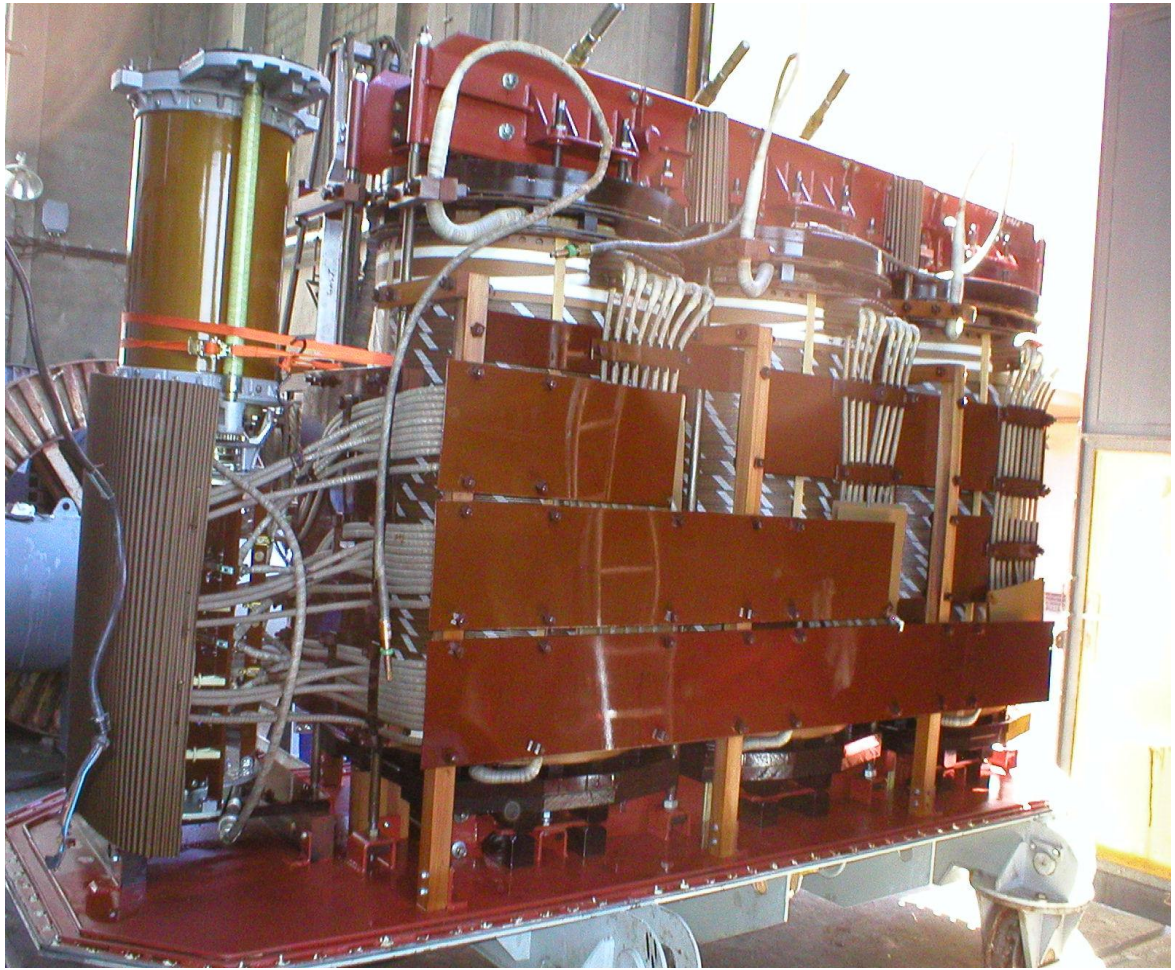


Obr. 2.7 Miska s černým spáleným olejem (převzato z [18])

V misce pod tlačným šroubem byl nalezen černý spálený olej a na stahovací traverze v okolí svorníku zčernalá místa od spáleného oleje. Po uvolnění svorníku a vyjmutí misky byla zjištěna vyjiskřená místa uvnitř misky a částečně i vyjiskřené čelo svorníku. Protože je miska vyrobena ze slitiny hliníku a je lehce tavitelná, bylo zde oproti svorníku nalezeno hlubší vyjiskření místy s náznakem tavení materiálu.[11, 18]

Magnetický obvod byl na první pohled v dobrém stavu. Na horní spojce je provedeno jeho uzemnění na horní stahovací rám. Takto byla ale uzemněna pouze jedna polovina magnetického obvodu. Protože má magnetický obvod uprostřed chladicí olejový kanál, kterým jsou obě poloviny izolačně odděleny, musejí být obě poloviny magnetického obvodu mezi sebou vodivě propojeny. Přemostění chladicího kanálu však chybělo, takže jedna polovina magnetického obvodu byla odizolována od druhé. Toto bylo ověřeno měřičem izolace 1000V. Byla nalezena uvolněná matice svorníku stahujícího spodní traverzu ke stojanu pod fází L3 strany 6,3kV. Tím byly uvolněny i plechové distanční podložky mezi spodní traverzou a stojanem. Do horní spojky byl proto mezi plechy magnetického obvodu založen měděný pásek, který elektricky spojil neuzemněnou polovinu magnetického obvodu s uzemněnou polovinou přes chladicí kanál. Uzemnění celého magnetického obvodu bylo pak překontrolováno opět měřičem izolace 1000V. Vyjiskřená miska i stahovací svorník byly očištěny a vráceny na původní místo. Byly překontrolovány všechny šroubové spoje a případně dotaženy. Byla překontrolována voličová část přepínače. Jeho kontakty a kontaktní dráhy byly shledány v naprostém pořádku. Bylo provedeno dotažení všech stahovacích svorníků vinutí a překontrolování všech dostupných proudových obvodů stroje.[11, 18, 19]

Hlavní příčinou výskytu rozkladových plynů v oleji bylo jiskření mezi volným potenciálem uvolněné misky a uzemněným potenciálem tlačného šroubu. Důvod proč došlo k uvolnění misky, je pravděpodobně ten, že buď nebyla při výrobě dostatečně dotažena, nebo se svorník v závitu zadřel a pracovník výroby se domníval, že je dostatečně dotažen. Vlivem sesednutí vinutí došlo k ještě většímu uvolnění. Příčinou vývoje plynů mohly být kapacitní výboje, které vznikaly mezi dvěma polovinami magnetického obvodu. Vzniklé kapacitní napětí na neuzemněné polovině magnetického obvodu se pravděpodobně vybíjelo po povrchu izolačních vložek, které tvoří olejový chladicí kanál magnetického obvodu. Uvolněná matice svorníku stahujícího spodní traverzu ke stojanu a distanční podložky pak byly pravděpodobně i příčinou zaznamenané zvýšené úrovně hluku na spodku nádoby, zjištěného při akustické diagnostice výskytu místa částečných výbojů.[11, 18, 19]



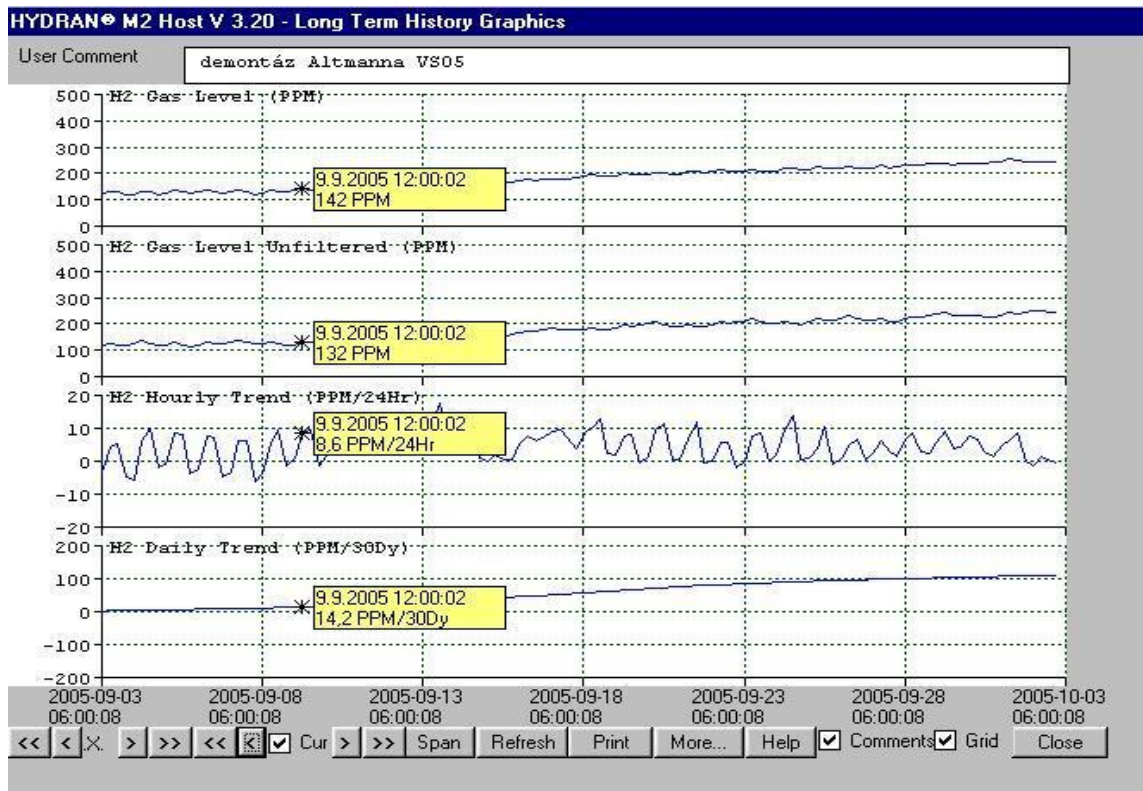
Obr. 2.8 Celkový pohled na otevřený transformátor (převzato z [18])

2.1.3 Instalace online analyzátoru oleje Hydran M2

Ještě před zahájením opravy transformátoru bylo rozhodnuto o montáži online monitoringu obsahu plynů v transformátorovém oleji. Zvolen byl přístroj Hydran M2 od firmy GE Syprotec s dálkovým přístupem přes modem a s binárním výstupem případného překročení hladiny rozkladových plynů obsažených v oleji do řídicího systému Damatik XD na elektrodozorně. Je hlídána okamžitá hodnota a i trend v růstu během daného časového intervalu. Tento přístroj sice nedokáže plnohodnotně nahradit chromatografii transformátorového oleje, ale jeho velkou výhodou je analýza vývoje plynů v reálném čase mezi pravidelnými odběry, což nám může pomoci v předcházení případné poruchy transformátoru a současně i neplánovaným výpadkům. V naší aplikaci je prioritně sledován vývin vodíku. Investice do koupě přístroje byla sice poměrně vysoká, ale zvyšuje bezpečnost provozu a je případně možné jeho použití i na jiných problémových transformátorech.[11]



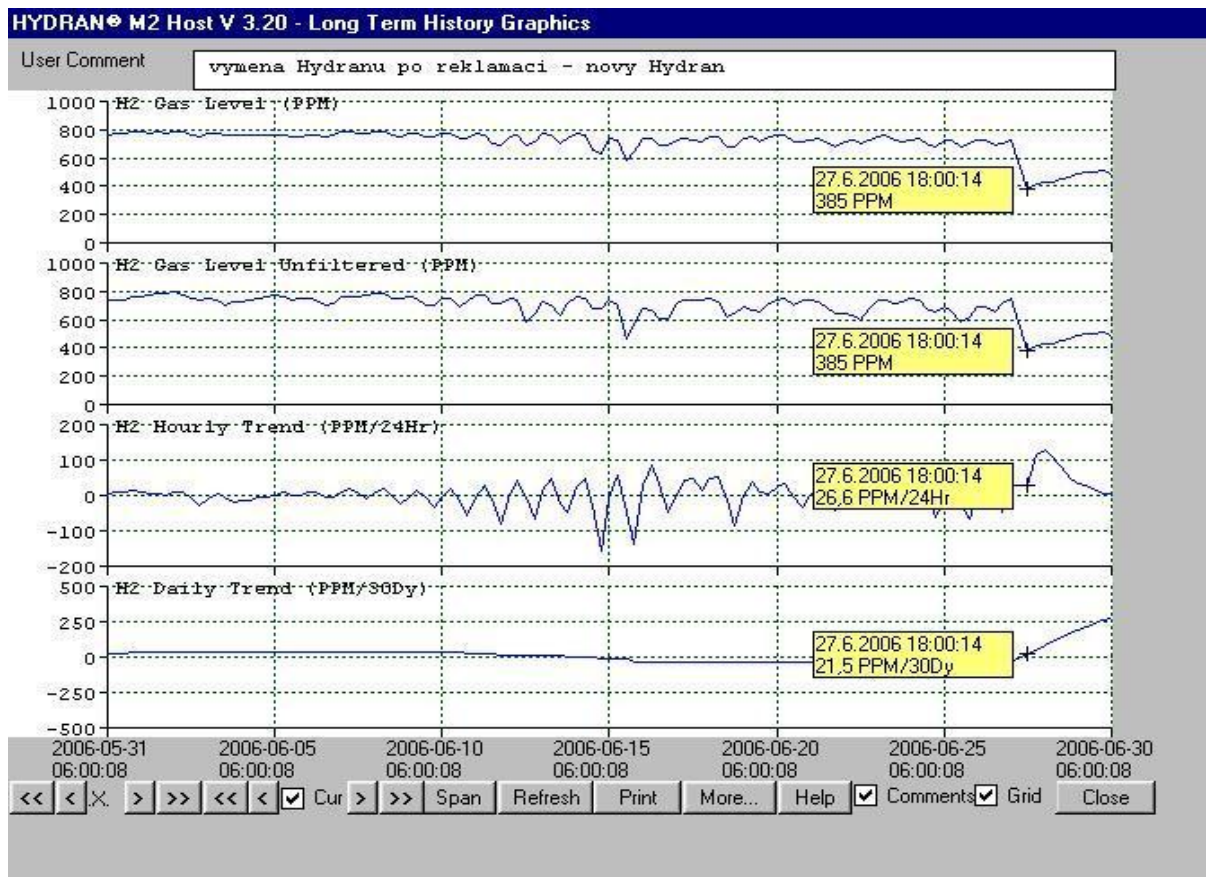
Obr. 2.9 Umístění Hydranu M2 na 65BCT53 na dolní části nádoby



Obr. 2.10 Data z Hydranu M2 na 65BCT53 ihned po opravě

2.1.4 Vyhodnocení opravy a současný stav

Provedená revize transformátoru měla jednoznačně pozitivní vliv na snížení vývinu plynů v izolačním oleji, průměrné hodnoty jsou mnohem nižší než před opravou, kdy se hodnota obsahu jednotlivých plynů v podstatě nezastavila a neustále rostla. Hodnoty se před opravou blížily k hodnotě 2000 ppm, poté jsme vždy provedli odplynění olejové náplně transformátoru pomocí mobilního vakuového separátoru Altman VS-05 a odplynění bylo nutné provádět několikrát do roka. V současné době se maximální hodnota plynů, respektive vodíku pohybuje kolem hodnoty 600 ppm, kde kolísá dle zatížení a teploty transformátoru a již dále neroste. Zhruba v intervalu tří let nasadíme na transformátor vakuový separátor a olejovou náplň odplyníme, což je v podstatě běžný provozní stav u všech transformátorů v Elektrárně Tisová.



Obr. 2.11 Data z Hydranu M2, vodík v oleji 65BCT53 rok po opravě

Jako shrnutí opravy na závěr mohu konstatovat, že se příčina vývoje rozkladových plynů podařila odstranit a transformátor je v současné době ve stabilizovaném a bezproblémovém provozu.

Bohužel od října 2012 řešíme u tohoto transformátoru další problém, a tím je obsah korozivní síry v oleji, konkrétně je množství DBDS (dibenzyl disulfid) v oleji v množství 70,3mg/kg, kvalitativní test dle ČSN EN 62535 byl pozitivní. Jak už bylo zmíněno v teoretické části bakalářské práce, DBDS v oleji podporuje tvorbu prostředí vhodného pro vznik korozivní síry, která napadá měď vinutí a způsobuje a může způsobit prorůstání závitové izolace vodivým sulfidem měďným Cu_2S , což ve finále po určité době může způsobit závitový zkrat a tím havárii transformátoru. Sulfid měďný současně snižuje schopnost chlazení vinutí. V roce 2014 provedeme při plánované odstávce transformátoru depolarizaci olejové náplně regenerací pomocí Fullerovy hlínky s následnou pasivací oleje. Stejný nález máme i u transformátoru 00BCT05.[11]

2.2 Oprava transformátoru 63BBT09

2.2.1 Štítkové údaje a provozní situace

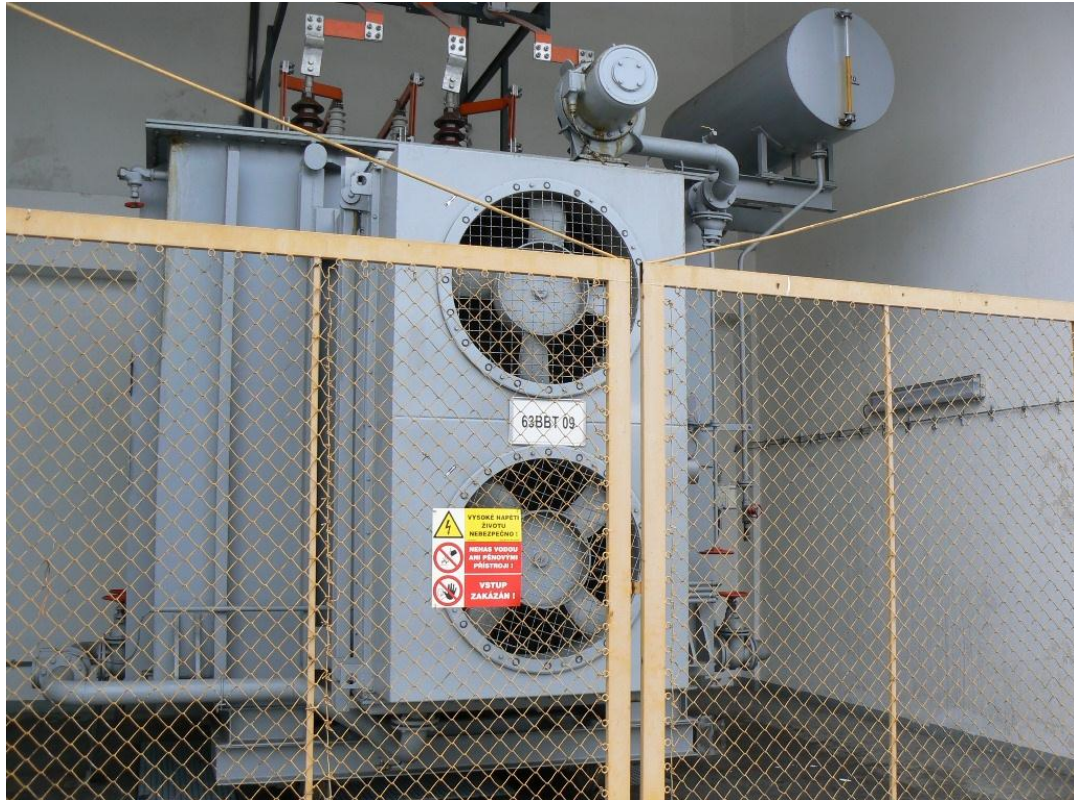
Transformátor odbočení z bloku 3 (TG3 a K11) stojí v kobce na kótě ±0 m v řadě vývodových a odbočkových transformátorů. Kobka má uzamykatelná vrata a havarijní olejovou jímku. Transformátor je připojen na vývod generátoru prostřednictvím rozvodny 63BAA03 pomocí holé pasoviny. Vývod 6,3 kV z transformátoru je připojen paralelními kabely do kobky hlavního přívodu blokové rozvodny 63BBA pro napájení K11 a TG3. Chlazení transformátoru 63BBT09 obstarávají 2 chladiče 150 kW, každý s jedním čerpadlem s elektromotorem a dvěma ventilátory. Oběhová čerpadla se ovládají dálkově z elektrodozorny, ventilátory zapínají automaticky kontaktním teploměrem při teplotě 50°C a vypínají při teplotě 40°C. Transformátor 63BBT09 je vybaven průtokoměrem se signalizací na elektrodozornu. Je dále vybaven olejoznakem a vysoušečem vzduchu na dilatační nádobě a odporovým teploměrem pro dálkové měření teploty s přenosem signálu do ŘS na elektrodozorně. Na transformátor je namontováno Buchholzovo relé, jeho umístění je obdobné jako u transformátoru 65BCT53 a signály z něj jsou zavedeny do ŘS a do EPS. Transformátor nemá přepínač odboček s pohonem, ale pouze mechanický přepojovač.[20]

Tab. 2.2 Štítkové údaje transformátoru 63BBT09 (převzato z [20])

Transformátor	63BBT09
Typ	48T150/98
Výrobní číslo	1225042
Rok výroby	1992
Chlazení	OFAD
Spojení	Dd0
Jmenovitý výkon (MVA)	16
Jmenovité napětí I (kV)	10,5 ±5%
Jmenovité napětí II (kV)	6,3
Jmenovitý proud I (A)	880
Jmenovitý proud II (A)	1466
Napětí nakrátko (%)	8,05



Obr. 2.12 Štítek transformátoru 63BBT09



Obr. 2.13 Transformátor 63BBT09 na své pozici v kobce

2.2.2 Diagnostika transformátoru

Transformátor 63BBT09 je komplexně diagnostikován zhruba od roku 2002, před tímto datem na něm byly prováděny pouze rozборы oleje. Od roku 2002 nebyly na transformátoru zaznamenány žádné negativní výsledky rozborů oleje a ani nebyly zjištěny žádné problémy při diagnostickém měření transformátoru. Transformátor je od svého uvedení do provozu v bezporuchovém provozu a byl vždy opravován pouze na své pozici v kobce, nebyl tedy nikdy podroben rozšířené opravě s otevřením nádoby. Poslední kompletní rozbor oleje byl proveden v květnu 2012, opět bez negativních zjištění, nevykazoval žádné možné příznaky pro možnou blížící se poruchu.

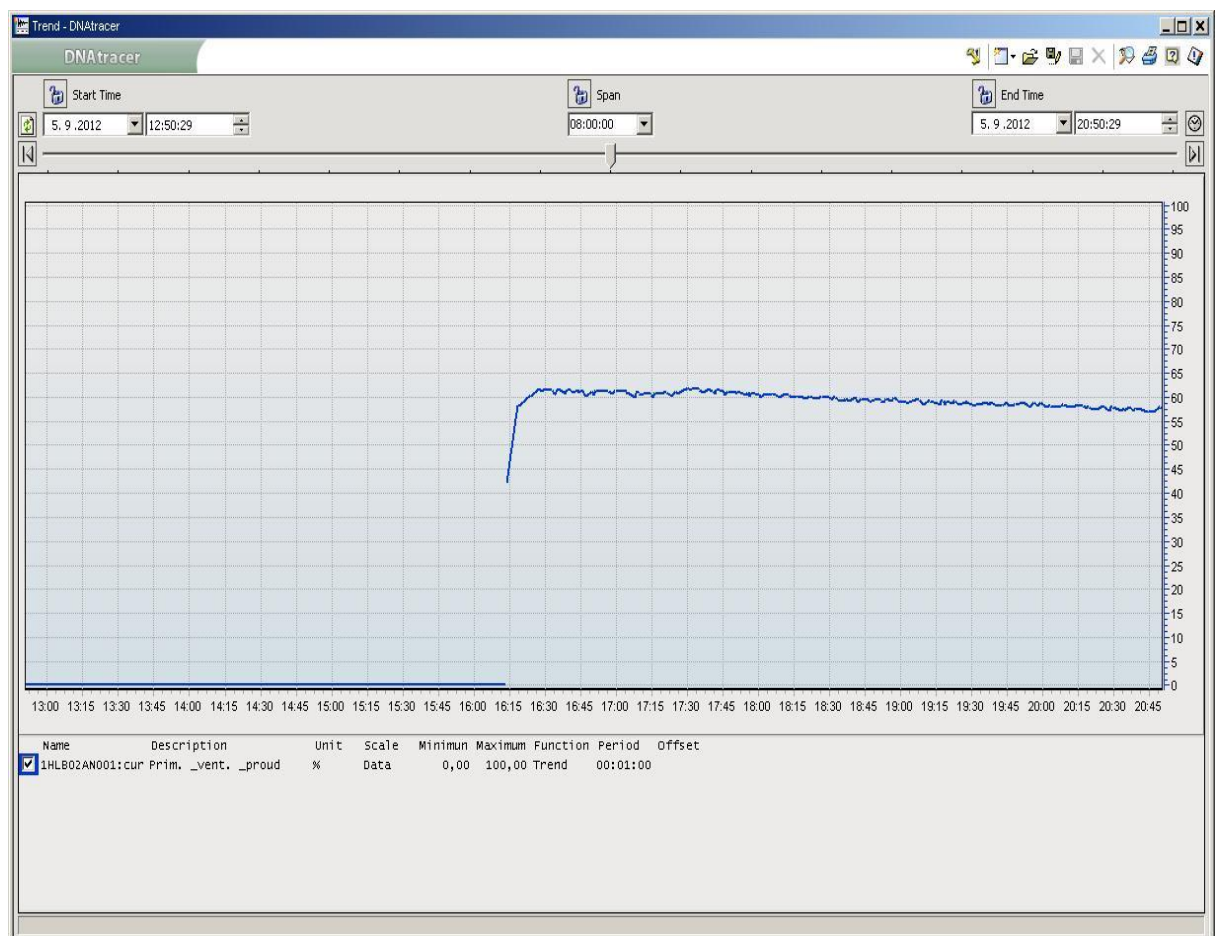
2.2.3 Zapůsobení Buchholzova relé a odstavení z provozu

K poruše transformátoru 63BBT09 došlo dne 5. 9. 2012 v cca 16:11 hod., kdy došlo po najetí vn motoru primárního ventilátoru K11 k zapůsobení obou stupňů plynového relé a k odstavení transformátoru 63BBT09. Proudové zatížení je patrné z obrázků

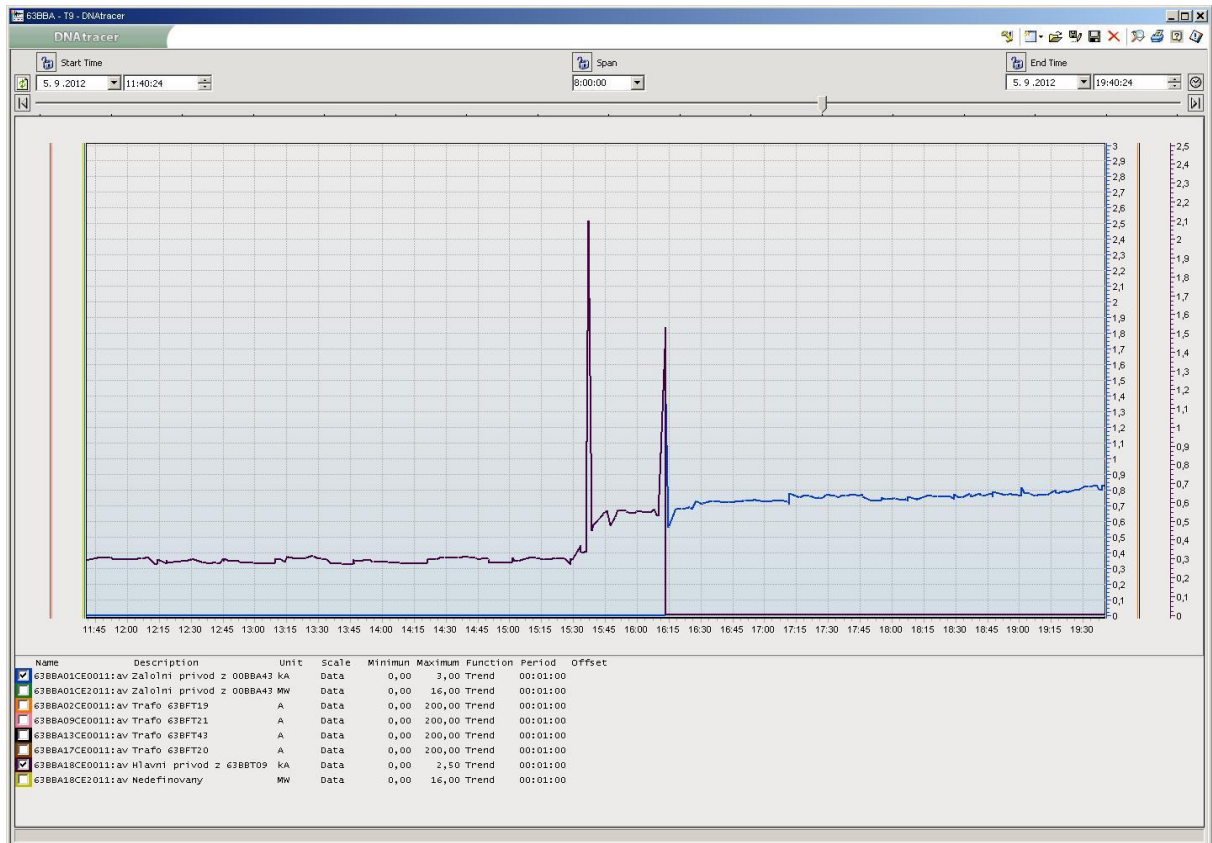
Obr. 2.14 a Obr. 2.15. S provozním personálem elektro bylo domluveno, že transformátor zůstane odstaven, s tím že 63BBA zůstane v provozu na záložní přívod. Dále bylo domluveno, že bude proveden odběr vzorku oleje z nádoby a z Buchholzova relé pro provedení rozboru izolačního oleje. Druhý den nám výsledek chromatografie oleje potvrdil závadu uvnitř stroje, v oleji byly obsaženy hořlavé plyny, byl zjištěn vysoký obsah acetylenu a vodíku, což ukazovalo na výskyt výboje vysoké energie nebo velmi teplé místo.[11]

Na základě zjištění z výsledků chromatografie oleje bylo provedeno diagnostické měření aktivní části transformátoru. Měřením odporu vinutí 10,5 kV byla zjištěna pravděpodobná závada v proudové dráze přepojovače odboček v poloze 2 a 3 s podezřením na přerušný přívod k přepojovači odboček v jedné fázi.

Dne 17. 9. 2012 byl transformátor odpojen a následně proveden jeho transport po kolejích do revizní věže a byly zahájeny přípravy na otevření transformátoru.



Obr. 2.14 Proud motoru 11HLB02AN001 v době poruchy transformátoru



Obr. 2.15 Proud transformátoru 63BBT09 při poruše – fialová barva

2.2.4 Otevření a oprava transformátoru v revizní věži

V revizní věži byl transformátor prostřednictvím olejové náplně nahřát filtrační stanicí na teplotu 55°C. Po odčerpání oleje byl transformátor odstojen, byly demontovány průchodky včetně konzervátoru a příslušenství. Potom byla vytažena aktivní část z nádoby. Po bližším ohledání bylo zjištěno, že na lanové propojce přepojovače prostřední fáze mezi hliníkovou tyčí a kontaktem č.1 je zcela přerušený měděný vodič o průřezu 185mm² ve vzdálenosti zhruba 3cm od lisovací spojky.[21]

Příčinou tohoto poškození byl pravděpodobně chybný postup při lisování spoje ve výrobním závodě. S největší pravděpodobností došlo při lisování k poškození jednotlivých vodičů po celém obvodu. V průběhu let docházelo k postupnému upalování jednotlivých pramenů vodiče, nejvíce vlivem elektrodynamických sil při najíždění vn motorů napájených z rozvodny 63BBA. Vodič je v tomto okamžiku nejvíce namáhán, v místě poruchy byl vodič zahnut a vlivem těchto sil měl snahu se narovnat. Z důvodu, že tato spojka nebyla skladem,

byl transformátor opět zaplaven olejem a spojka byla objednána.[21]



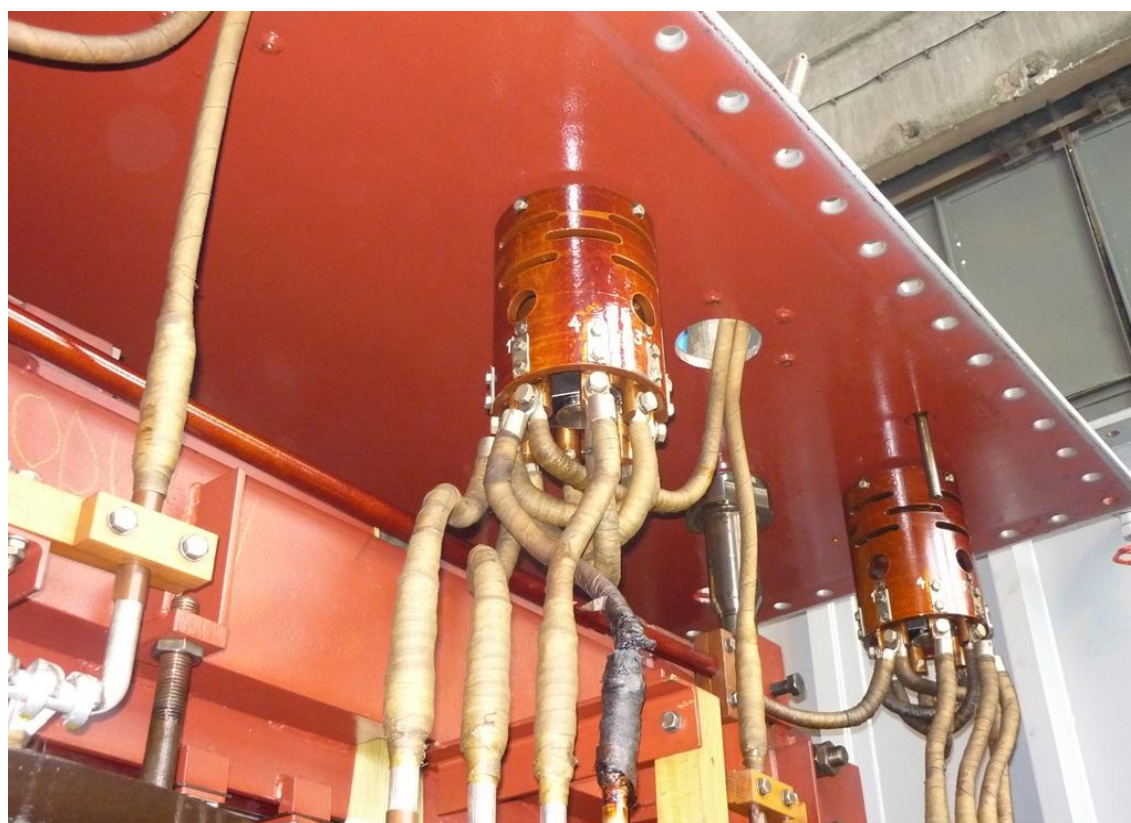
Obr. 2.16 Filtrační stanice pro ohřev oleje

Po kompletaci všech potřebných dílů byl postup pro otevření transformátoru zopakován a transformátor byl vyjmut z nádoby. Na hliníkové tyči byl vyříznut závit, na který byla našroubována speciální lisovací spojka. Vinutí transformátoru bylo po dobu opravy obaleno nehořlavým materiálem proti možnému poškození při opravě. Poté byl mezi hliníkovou tyčí a spojkou proveden svár po celém obvodu tyče. Do druhého konce spojky byl nalisován nový měděný vodič a byla provedena jeho bandáž. Současně byla provedena kompletní kontrola i všech ostatních spojek s výsledkem bez závady.[21]

Po zpětné kompletaci a montáži aktivní části byl transformátor zaplaven olejem a provedeno kontrolní měření. Poté byl transformátor přepraven zpět na svoji pozici a po provedení všech zkoušek uveden zpět do provozu pro napájení vlastní spotřeby bloku 3 – vn rozvodny fluidního kotle K11 a turbogenerátoru 63MKA10.



Obr. 2.17 Vytažení aktivní části 63BBT09



Obr. 2.18 Přerušný vodič přepojovače odboček L2



Obr. 2.19 Místo poruchy po opravě (převzato z [21])

2.2.5 Vyhodnocení opravy a současný stav

Od provedení opravy je transformátor ve standardním provozu. Je zvláštní, že ani pravidelná diagnostika nepredikovala žádné možné problémy, vývin plynů v oleji byl standardní, transformátor byl sledován, pravidelně se provádějí odběry vzorků oleje s následným rozbořem v laboratoři. Kdyby se postupně dlouhodobě přepalovaly jednotlivé prameny měděného lana, docházelo by k zapalování oblouků a pravidelná chromatografie oleje by to včas odhalila, takže to se pravděpodobně nedělo. Současně by se projevil i zvýšený odpor při diagnostickém měření vinutí, ale ani to se při pravidelných měřeních nezjistilo. Obsah acetylénu v oleji, který je hlavním příznakem hoření oblouku, také v oleji nebyl. Děj musel být tedy rychlý, vypadá to, jako kdyby se měděné lano v jednom okamžiku ustříhlo. Jak už bylo řečeno v předchozí kapitole, tato varianta je nejpravděpodobnější.

Z této poruchy transformátoru vyplývá, že ani pravidelná diagnostika a rozbořování olejů nejsou zárukou, že předejdeme poruše. Jsou určité typy závad, které bez pravidelných oprav transformátorů a vizuální kontroly aktivní části nemůžeme jinak odhalit.

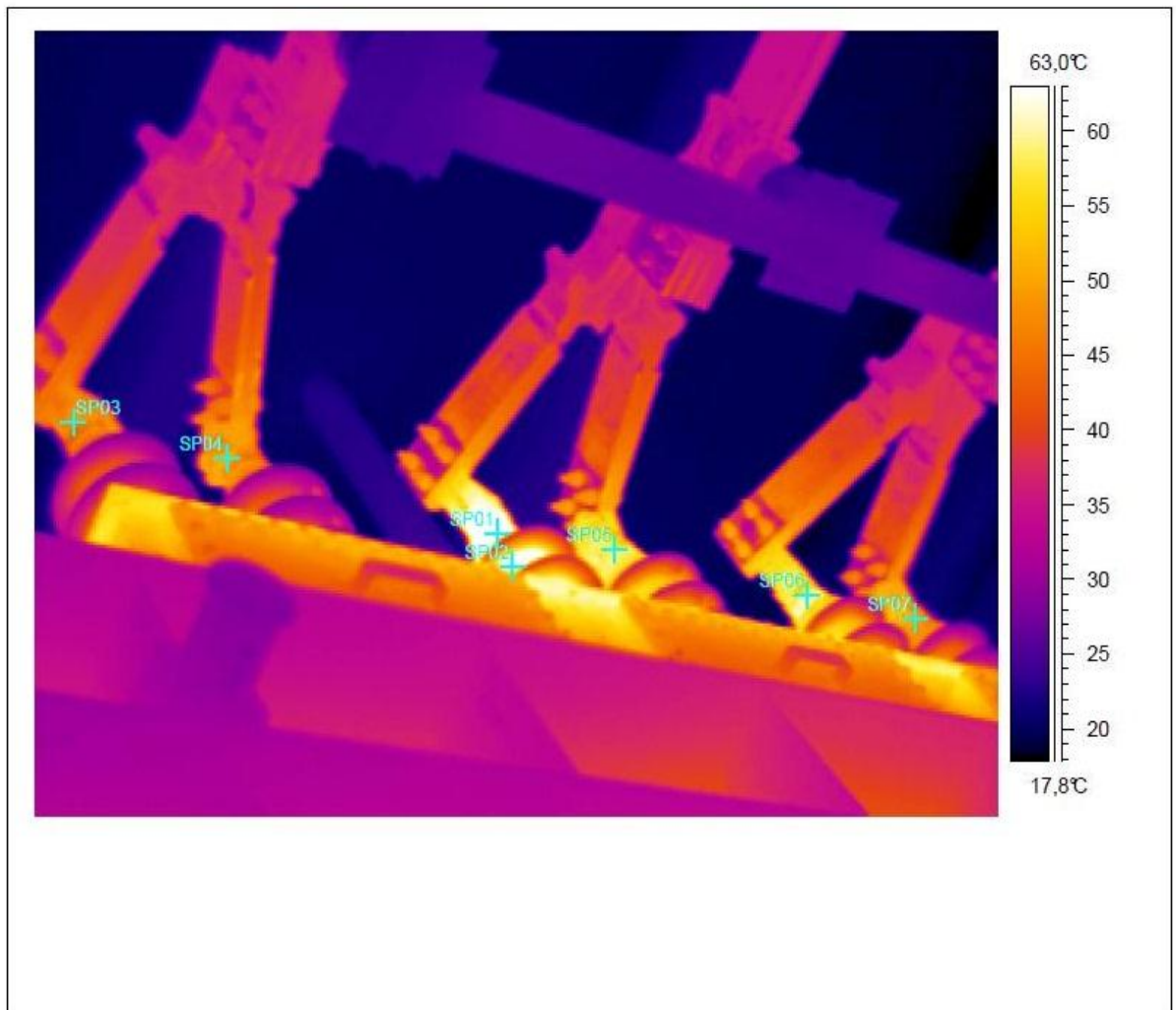
2.3 Diagnostika vnějších spojů transformátorů pomocí termovizní kamery

U veškerého elektrického zařízení provozovaného v ETI dále provádíme kontrolu pomocí termovizní kamery, kdy několikrát do roka obcházíme rozvodny, rozvaděče a samozřejmě i vývodová pole a kobky s transformátory se zaměřením na včasnou predikci případných volných nebo vadných spojů.

Tyto fotografie pořízené termovizní kamerou poté vyhodnotíme a rozhodneme o případné opravě spoje. Při hodnocení je hlavním kritériem zatížení, tedy proud, který teče přes daný spoj a samozřejmě teplota spoje, která je při zvýšeném přechodovém odporu vadného spoje vyšší než u ostatních fází. V některých případech jsme zaznamenali teplotu až kolem 100°C, tyto závady se musí samozřejmě řešit okamžitě. Někdy postačí vyčistit a přebrousit styčné plochy spoje, naopak ve vážnějších případech musí dojít k výměně poškozené části, například celé průchodky transformátoru. Na následujícím obrázku je vidět příklad takovéto závady na průchodce transformátoru 61BAT81, která se bude muset v budoucnu řešit kontrolou vnitřních spojů, případně výměnou průchodky. Teplota není v porovnání s ostatními fázemi kritická, protože zatížení transformátoru bylo téměř stoprocentní a teplota již nemůže dále stoupat, pouze v případě vývoje závady a zvyšování přechodového odporu spoje. Proto se místo závady nadále sleduje, prostor ani finanční prostředky pro opravu dosud nebyly stanoveny, ale s ohledem na plánované odstavení TG1 a tím i vývodového transformátoru se už asi nebude do tohoto vývodového transformátoru investovat.

Měření se obecně doporučuje provádět při minimálně padesátiprocentním zatížení. Při klasifikaci rozdělujeme závady do čtyř následujících stupňů, viz zdroj [22]:

- stupeň I. - $0^{\circ}\text{C} < \text{rozdíl teplot} < 10^{\circ}\text{C}$ – žádné opatření
- stupeň II. - $10^{\circ}\text{C} < \text{rozdíl teplot} < 35^{\circ}\text{C}$ – oprava při plánované revizi
- stupeň III. - $35^{\circ}\text{C} < \text{rozdíl teplot} < 100^{\circ}\text{C}$ – oprava do 1 měsíce
- stupeň IV. - $100^{\circ}\text{C} < \text{rozdíl teplot}$ – oprava okamžitě s ohledem na očekávané zatížení



Výsledky analýzy:

číslo snímku: lr_1251.jpg

Label	Value
IR : max	71,0°C
SP01	70,1°C
SP02	71,0°C
SP03	48,4°C
SP04	51,0°C
SP05	58,5°C
SP06	60,8°C
SP07	50,0°C

Obr. 2.20 Transformátor 61BAT81, fáze L2, zvýšená teplota průchodky (převzato z [22])

3 Vliv diagnostiky na životnost a údržbu transformátorů

Pravidelné provádění diagnostických měření a rozborů transformátorových olejů může předejít hmotným škodám, výpadkům provozovaných zdrojů a hlavně i možným zraněním obsluh při případné havárii transformátoru.

U nejdůležitějších transformátorů, kterými jsou v ETI vývodové transformátory, máme periody diagnostických měření a rozborů olejů nejkratší, jedenkrát ročně. U největšího transformátoru v ETI, což je 21BAT86 o výkonu 125MVA, se provádí chromatografie oleje dokonce dvakrát ročně. Všechny tyto transformátory jsou v provedení s izolačním systémem olej-papír, pro diagnostiku lze jako zdroj informací využít vzorek chladicího média, tedy olejové náplně. Hlavními sledovanými parametry u oleje jsou barva, která signalizuje stáří oleje a dále obsah případných nečistot, které jsou spolu s obsahem vody hlavní příčinou snížených izolačních vlastností oleje (snižují elektrickou pevnost).[23] Všechny tyto provozní zkoušky nám pomáhají prognózovat další vývoj sledovaných vlastností.[24]

Rozhodujícím faktorem pro rychlost stárnutí izolace a způsobující její degradaci je termooxidace [25], proto je na všech provozovaných výkonových transformátorech v ETI sledována teplota a průtok oleje. Všechny výstupy měření včetně online diagnostiky z přístroje HYDRAN M2 (pouze na transformátoru 65BCT53) jsou zavedeny do řídicího systému DAMATIK XD na centrální elektrodozorně ETI.

Ve společnosti ČEZ je zaveden systém pro řízení životnosti výkonových transformátorů, který je zaměřen na sledování degračních mechanismů, které ovlivňují sledované funkce zařízení. Pro potřebu řízení životnosti transformátorů sledujeme hlavně rizikové faktory, kterými jsou degradace izolačního oleje, teplotní vady zasahující nebo nezasahující pevnou izolaci a případné porušení integrity systému řízení elektrického pole kondenzátorových průchodek s měřicím vývodem. Základními sledovanými parametry pro řízení životnosti jsou měření izolačního systému včetně kondenzátorových průchodek, plynová chromatografie oleje, objem vlhkosti v pevné izolaci a rozbor izolačního oleje.[26]

Při pravidelných kontrolách se sleduje případný vývoj jednotlivých parametrů v průběhu provozu transformátoru. Vývoj jednotlivých parametrů nám může napovědět možný děj, který by mohl způsobit havárii transformátoru, případně zkrátit dobu jeho možného bezpečného provozování. Tím můžeme ušetřit finanční prostředky, které se pak dají uplatnit na jiných zařízeních. Současně nám pravidelná diagnostika přináší možnost prodloužit intervaly

jednotlivých údržbových zásahů, což opět ve výsledku šetří finanční prostředky. V případě, že při diagnostice zjistíme u určitého sledovaného parametru nestandardní stav, musíme tuto situaci vyhodnotit a provést opatření k nápravě. V případě, že nezasáhneme a neprovedeme nápravná opatření, bude postupně docházet k degradaci izolačního systému, zkracování životnosti izolace transformátoru a bez řešení problému to může vést až k havárii transformátoru.

Diagnostika je v dnešní době velkým pomocníkem provozovatele, pomáhá předcházet poruchám v dodávkách elektrické energie, určuje kdy a na jaké účely použijeme údržbové finanční prostředky, zvyšuje přesnost finančního plánování údržby a prodlužuje jednotlivé periody oprav.

Závěr

V mé bakalářské práci jsem shrnul teoretické poznatky z diagnostiky minerálních olejů, výkonových transformátorů a současně i praktické zkušenosti z mé dosavadní praxe v Elektrárně Tisová, při které řeším problémy spojené s provozem, diagnostikou a údržbou transformátorů.

Diagnostika izolačních olejů a izolačních systémů transformátorů mi pomáhá v plánování finančních prostředků při tvorbě ročních plánů údržby a je v každém případě velkým přínosem ve zvýšení spolehlivosti provozovaných transformátorů.

U transformátoru 65BCT53 nás diagnostika oleje a zvýšený obsah rozkladových plynů v oleji závčas upozornil na závadu uvnitř transformátoru a nutnosti transformátor otevřít a zkontrolovat aktivní část. Naopak při poruše transformátoru 63BBT09 ani pravidelná diagnostika včas neodhalila výrobní vadu v lisované spojnici vodiče k přepojovací odbočce.

Diagnostika nemůže nikdy stoprocentně nahradit pravidelnou údržbu, ale je jejím výborným doplňkem a bez ní si již nedokážu představit bezpečný a dlouhodobě spolehlivý provoz transformátorů v naší lokalitě a i v celé skupině ČEZ.

Seznam literatury a informačních zdrojů

- [1] ČEZ, PN 00/08 rev0. *Profylaktika minerálních izolačních olejů.*
- [2] REVOS - VYUŽITÍ NF ZDROJŮ PRO VYSOUŠENÍ PEVNÝCH IZOLACÍ OLEJOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ [online], [cit.2013-04-14]. Dostupný z WWW: <www.revos.cz/download/suseni-nizkou.../revos-letak-vysouseni.pdf>.
- [3] ČSN EN 60814 - *Izolační kapaliny - Olejem impregnovaný papír a lepenka - Stanovení vody automatickou coulometrickou titrací Karl Fischera.*
- [4] VWR [online], [cit. 2013-04-15]. Dostupný z WWW: <https://cz.vwr.com/app/Header?tmpl=/food_and_beverage/colormetric_karl_fischer_titrators_hgp.htm>.
- [5] ČSN EN 60 156 - *Izolační kapaliny - Stanovení průrazného napětí při síťovém kmitočtu - Zkušební metoda.*
- [6] ČSN EN 60567 ed. 3 - *Olejem plněná elektrická zařízení – Odběr vzorků plynů a analýza volných a rozpuštěných plynů – Návod.*
- [7] ČSN 34 6432 - *Skúšobné metódy elektroizolačných materiálův. Elektrické vlastnosti kvapalných izolantův.*
- [8] ČSN EN ISO 3675 - *Ropa a kapalně ropné výrobky - Laboratorní stanovení hustoty - Stanovení hustoměrem.*
- [9] IEC 666:1979 - *Detection and determination of specified anti-oxidant additives in insulating oils.*
- [10] KUŽÍLEK, Vladimír. *Problematika korozivní síry v izolačních olejích transformátorů, provozní rizika spojená s tímto jevem a možnosti jeho eliminace. Výzkumná zpráva: Orgrez, 41001720/4A-1, 15. 12. 2011. 17s.*
- [11] ČEZ, Elektrárna Tisová. *Vlastní praxe.*
- [12] KOŠANOVÁ, Lenka. *Technické doporučení provozního řešení eliminace negativních dopadů působení korozivní síry v olejové náplni výkonových transformátorů, které jsou v majetku Skupiny ČEZ. Technická zpráva: Orgrez, 41001720/4D-1, 29.2.2012. 7s.*
- [13] ČEZ. PN 00/05 rev0. *Profylaktika elektrických strojů netočivých – výkonové transformátory.*
- [14] ČSN EN 60137 ed. 3 – *izolační průchodky pro střídavé napětí nad 1 000 V.*
- [15] IEC 60270 – *Partial discharge Measurements.*
- [16] ČEZ [online], [cit. 2013-04-17]. Dostupný z WWW: <<http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektřiny/uhelne-elektřarny/cr/tisova.html>>.
- [17] ČEZ, ETI. MERTL, Miroslav. *ETIO 6 007 rev02. Provozní předpis pro generátor 65MKA,2013, 44s.*
- [18] HAVELKA, Petr. *Revizní zpráva Er 02072005 – 65BCT53 po opravě, 13.7.2005, 4s.*
- [19] HRŮZA, Jan Ing. *Vyjádření ke stavu transformátoru 65BCT53. Hra 060713-2, 13.7.2006, 25s.*
- [20] ČEZ, ETI. MERTL, Miroslav. *ETIO 6 035 rev01. Provozní předpis pro generátory 61-63MKA,2013, 57s.*
- [21] I&C ENERGO. HAVELKA, Petr. *Technická zpráva El - 13092012 o prohlídce 63BBT09,13.12.2012, 4s.*
- [22] ČEZ, ETI. ŽÁK, Josef; MERTL, Miroslav. *ETI – Měření oteplení spojů a svorek pomocí termovize. Protokol č. TERM_25_2011, 27.10.2011, 19s.*
- [23] MENTLÍK, Václav. *Dielektrické prvky a systémy.* BEN Praha, ISBN 80-7300-189-6, 2006,231s.

- [24] MENTLÍK, Václav; PROSR, Pavel; POLANSKÝ, Radek. *Diagnostika interaktivních dějů v elektrotechnice. Dílčí zpráva - Diagnostika transformátorů. 2006, 87s.*
- [25] MENTLÍK, Václav; PROSR, Pavel; TRNKA, P. *Aspekty provozní diagnostiky transformátorů. 26.5.2006, 12s.*
- [26] PRCHAL, Martin. ČEZ_TST_0035 rev0. *Program řízení životnosti–blokový výkonový transformátor, 19s.*