

华东电力
(96-01)

国外高压输变电设备绝缘 运行经验专辑

华东电力试验研究所
科学技术信息所
一九九六年一月

国外高压输变电设备绝缘运行 经验专辑

华东电力试验研究院科学技术信息所
一九九六年一月

编辑：金家豪

审核：厉建国

批准：杨新村

目 录

- 1 美国电力系统变压器和电抗器现场检修和整新经验 朱 峰(1)
- 2 俄罗斯超高压变压器和并联电抗器现场故障检测、修复和试验经验
..... 朱 峰(7)
- 3 台湾电力公司投用变压器油气分析故障诊断专家系统 黄 华(13)
- 4 充油互感器气体在线监测装置的现场经验 张定国(23)
- 5 利用单相励磁电流的现场测量作为变压器的诊断工具及有载分接开关的影响
..... 郭 强(27)
- 6 日本东京电力公司开发光电流互感器——应用于变电所的故障定位系统
..... 金 珩(45)
- 7 美国气体绝缘组合电器(GIS)的运行经验 郑 旭(55)
- 8 高压户外绝缘子防污涂料国际应用情况综述 俞燮根(63)
- 9 变压器油中静电起电的测试和评价——油流带电研究的国际经验综述
..... 李福兴(73)

美国电力系统变压器 和电抗器现场检修和整新经验

本文介绍了美国电力系统(AEP)在现场检修和整新变压器电抗器方面的经验,现场修复在提高设备可靠性和经济效益方面获得较大成功。文章谈到了 AEP 系统内部有经验的专家参谋中心和基层专家们所发挥的作用,他们有能力通过故障分析、内部检查、油中溶解气体的诊断试验和监视、声信号检测和其他诊断方法来发现问题,由于采用了新的知识和技术诀窍,加上美国电力系统与变压器制造厂和检修部门的密切合作,才有可能取得以上的经验。

1 背景

美国电力(AEP)系统目前拥有 5000 台以上的变电站用电力变压器和电抗器,容量从 3.75MVA 到 1300MVA 不等,电压等级达到 800kV,一般一年大约发生 30 起重大事故和 100 起左右的严重故障,通过事故分析、诊断试验和其他故障检测手段,不少已确诊的问题可在现场得到解决。每年大约有 10 台变压器报废,15 台返厂检修,其余的事故和故障变压器均能在现场进行修复,AEP 迄今也检修过 800kV(还有一台 UHV 变压器)和容量达到 1300MVA 的变压器。

以下介绍一些典型的例子,现场修复涉及到设计、材料、工作质量和工艺等方面,通过检修可以解决一些诸如绝缘裕度不够,漏磁控制不佳,局部过热,绝缘缺陷,冷却回路故障等问题,以及由于短路应力,运输或夹紧件松动造成机械方面的问题,在检修中通过事故分析往往可以了解某一种系列的变压器存在不足之处。这些不足之处发现后在检修过程中成功地进行了处理。由于冷却油泵故障等造成的油渣和其他污染物需要进行内部的清洗,而完成这类工作往往不甚理想。

2 事故调查和分析

AEP 对所有 EHV 变压器和电抗器的事故都进行了尽可能彻底的调查分析,并且通过分析对现行的标准规范进行修改。就现场修理这一点而言,事故调查首先要确定的是该变压器是否能够修复,以何种方式修复,对同类型的变压器提出预防措施也是调查的任务之一,这也有助于对新变压器在设计时提供改进意见。

2.1 故障定位

AEP 的事故调查发现,EHV 变压器容易在引线和过渡引线或者辅助设备诸如分接开关,套管等部位出现故障,许多故障显然是由于个别部位在额定电场强度下耐压能力不足而引起的。实际上检修人员可以接近故障位置的程度是决定现场检修能否完成的重要因素。

容量较小的变压器更容易受到短路应力的破坏,这种破坏往往造成变压器绕组严重受损,一般很难在现场进行修复。

AEP 在发现变压器内部起始故障后能及时将设备停运并及时予以消除,这在很大程度上得益于 AEP 系统专家们的丰富经验。

2.2 诊断的方法

综合应用各种诊断方法和工具都需要众多专家们的参与。诊断方法包括:实验室用油中溶解气体的气相色谱分析(DGA);绝缘介质损失角和电容值的电气测量(10kV及以下)、空载电流、低电压下的阻抗、回路电阻和变比的测量;油化验和热象扫描等等。绝大多数EHV变压器带有油中气体在线监视装置,800kV的变压器每组装有一套专家系统对变压器工况进行监视,有一个变电站已配有一套高速暂态电压监视系统,目前正计划在系统中更多的关键点上配置。声信号检测目前只少量使用,需日后积累经验。

DGA在发现变压器电抗器内部缓慢性发展故障方面,被公认为是最有效的工具之一。AEP的专家们已经掌握了这种判断技术,目前已开发了一种从AEP系统中5个实验室内,获得的DGA数据进行控制与判断的专家系统。氢气在线监测装置最近刚开始安装,尚未发现初始性的故障,在几台装有此类设备的变压器上发生过一些无征兆的故障。目前这些装置仅能整定在某一定值的报警还不是增加趋势的报警。

目前正在对声发射监测技术进行评价,已经有一种能够定位并对内部的声信号进行判断的监视系统问世,它是一种由计算机进行处理的多通道装置,在带电情况下对设备的内部放电作三维定位。红外热成像仪和其他检测工具正在扩大我们对设备发生事故前检出内部发热的能力。

有经验的专家将各项常规的电气试验数据进行历史比较后往往可以发现起始故障,内部检查也很关键,再加上示波图和其他监视设备记录的数据,通过有经验专家们的共同分析会诊,得出故障的结论,并提出建议。

AEP专家们在重要的安装、维护或修复工作中对设备进行全过程的现场监督、设计回访、监制试验验收等对制造设备的了解,增加了用户与制造厂之间的交流,这将大大丰富分析判断的知识与经验,对设备的修复改进帮助甚大。

对于一个大型的电力公司只有拥有这样一支专家队伍,才能得到最佳的经济运行并获取最大的经济效益。当供应商们体会到自身的利害是否与用户紧密相关时,自然而然地愿意与用户共同承担由于故障而带来的现场检修的风险。

3 现场的修复

变压器的故障可以由上述诊断手段发现,也可能由保护装置直接将其退出运行,故障一旦发生,就要考虑现场修理的可能性,在重大事故发生之前能及时将缺陷消除是非常有意义的。

现场修复要比返厂或运到修理车间去修复要经济得多,AEP成功地修复过800kV(有一台UHV2050kV)的变压器和电抗器,修理的内容包括:铁芯、绝缘结构、引线、分接开关、夹件结构和绕组本身。

在修复前仔细进行方案的编制可以大大降低现场修复本身的风险,方案应尽可能结合实际情况,考虑到各种问题和所需的时间,可以由制造部门和绝缘供应商直接提出,也可由电力公司内部专家和现场人员商讨决定,恰当的方案可以降低成本,提高成功率。

每次修复后都应当整理出有关背景资料,故障诊断,修复的简要过程等资料,并预测可以安全运行的年限,做好修理前后的照片、图纸等资料的记录,如果有条件还应比较不同方案的经济性。

以下是近年几起成功的现场修复实例,这样的修复估计每年可以节省至少300万美元。

4 有关的实例

这里收集了 5 起比较重大的变压器修复实例,这说明电力公司拥有的专家可以成功有效地地完成这类工作。

4.1 例 1 1300MVA, 3 相, 345kV 主变。检修的主要项目是改造分接开关和改造铁芯以控制漏磁引起的发热。

1976 年 12 月, AEP 唯一最大的三相变压器发生了故障, 变压器额定容量 1300MVA, 25/345kV, 是 D. C. Cook 核电厂 1 号发电机的主变压器。将其运回制造厂需借助驳船动用临时装卸设备渡过 Great 湖, 既复杂又昂贵。这台变压器投运以后有 2 年的油中气体记录的历史, 分析认为过热点不在绝缘纤维中而在油中, 这表明有铁芯过热或分接开关存在局放, 这台有故障的变压器投运后就发生了跳闸。

检查发现故障发生在无载分接开关处, 涉及到了高压绕组中性点的调压绕组, 同样很明显主芯柱的漏磁通引起了严重的环流, 造成了发热和油中气体, 系统内专家和制造部门对修复方案进行了比较和审定, 方案为:

- 1) 运到欧洲修复(船运重量为 400T)
- 2) 在美国的修理工厂内修复
- 3) 在现场修复。

最终选择了方案“3”, 这并非是制造厂的首先方案, 但迫于环境而选择了合作方式, 成立了一支由制造商, AEP 服务公司和电厂组成的专家队伍。修复工作需要将变压器在现场完全解体。

现场建起了一座临时的隔离建筑, 顶部可以移开以便起吊, 线圈从铁芯中吊出放至附近的 AEP 设施内保存, 制造厂负责提供修复过程中的材料和技术指导, 检修中变压器的一些部件重新进行设计以弥补不足, 在修复后进行了现场试验, 包括增加的空载试验, 随后交付运行, 该变目前作为备用变压器, 制造商以此为教训改进了以后的设计。

4.2 例 2 500MVA, 单相, 765kV 主变。检修的主要项目是改进引线提高抗蠕变程度。

在 2 台 500MVA 765/25kV 单相发电机端变压器事故后, 通过严密的分析发现, 某变压器厂从 1968 年到 1975 年期间出产的一系列产品的 765kV 引线绝缘都存在着蠕变强度不足, 最后这 18 台变压器都作了改造, 从而减少了故障的风险。

AEP 的专家与变压器绝缘制造商共同计算出了蠕变强度的不足, 并设计出了现场的改造方法, 现场的简单改进只需通过人孔门将预制的绝缘成型件装入即可, 无需吊芯或吊罩。

共有 18 台 765kV 变压器进行了改造, 所耗费用只有变压器运输费的很小部分。电厂的计划检修一般间隔 12 至 18 个月, 一组三台单相变压器只用 8~12 星期时间在电厂大修中完成全部改造。图 1、图 2、表示了改造前后的情况。

现场的修复优点很多, 由于大部分工作都由现场专家完成, 节省了大量费用, 变压器无需送到修理车间, 额外的电厂停电也可以避免, 全部 18 台变压器的改造, 原计划用不同电厂的备用相逐台互换可能要花 10 年以上的时间, 现在几年内就完成了。改造后高压引线未发生过故障。

据估计, 与返厂检修相比至少节省了 500 万美元, 这还不包括少发电带来的损失。

该制造厂另有超过 20 台的自耦变引线正在考虑进行类似的增加引线强度裕度的处理, 经

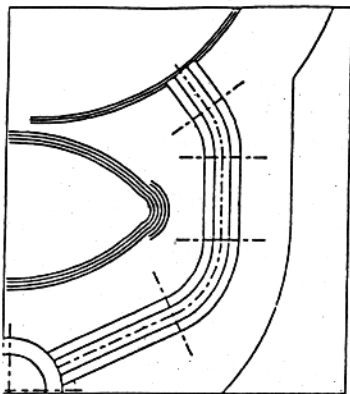


图1 改造前的高压引线

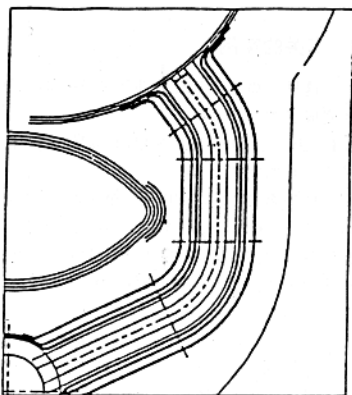


图2 改造后的高压引线

过仔细的技术经济比较认为,涉及到分接开关引线的故障,就不适合在现场处理。

4.3 例3 345kV 自耦变 $\leq 400\text{MVA}$ 3相,检修项目是故障情况下铁芯移位。

70年代后期,几台400—600MVA 345/138kV 3相,壳式自耦变压器,由于138kV系统接地引起穿越性故障造成损坏,故障的电力造成机械损伤,这一点很值得注意,因为壳式变压器尤其擅长耐受短路应力,解体检查发现连接点上的压紧力不足。

在AEP专家的坚持和敦促下,制造厂对这些壳式变压器耐受短路能力分析后发现,AEP系统中许多的大型壳式自耦变都存在上述原因的抗短路能力不足,在用户的要求下,厂方改进了铁芯油箱的设计,其中有些可在现场完成。

1980年到1984年共有20台以上这样容量的变压器进行了现场改进,改进包括3个方面,上油箱下油箱和铁芯本身。上下油箱的改进是在短路力传递到油箱的端部加了抱合式的加强筋以增加抗外部短路能力,铁芯用液压夹具压紧,增加了搭接处的压力,保证矽钢片间有足够的摩擦力从而也增加抗短路能力。至80年代中期,仅有一台改造过的变压器短路后发生故障。

4.4 例4 317MVA 单相 765kV 主变。检修项目是过渡引线中的环流。

在一台800MW发电机组停役时,对一台25/765kV 317MVA单相发电机端变压器进行了排油检查,查找可燃性气体增加的原因,分析表明存在着绝缘导体的过热。

AEP变压器专家在多次会诊分析后认为,可燃性气体增加的原因是壳式变压器低压绕组(大电流)两个绕组间的过渡引线过热,分析估计发热点在厚厚的绝缘内靠近导线的地方,因为外部无法看见损坏的部位,最后根据DGA、内部检查气味辨别和对变压器情况详细了解,确定了故障的位置。

过渡引线由90根小导线集束组成,实际上作为绕组导体的延续部份,由于漏磁穿过粗大的引线产生环流,加之包扎厚实的引线内冷却不良造成了导体中间连接处烧坏。解决的办法是将长的过渡引线从线圈上割下,分成3个相同的绝缘连线,并将3个连续分开,这样既减少了漏磁产生的环流影响,大降低了连接头处本身的涡流发热,分开后冷却效果也提高了。

制造部门参与了修复,成功地投入了运行。目前变压器制造厂生产的变压器都改进了这项制造工艺,在以后的变压器中就减少了类似情况的出现。

同组的其他两台也进行了修复,其他变压器也发现类似过热的早期征兆,其中有4台进行了改造(3相+1备用相),其余的正用DGA密切监视,待有停电机会时进行检查。

4.5 例5 500MVA,单相765kV主变,检修项目是油箱磁屏蔽。

1985年AEP的1300MW发电厂中有一台25/765kV 500MVA单相变压器,发现可燃气体异常增加。AEP的专家们被召集起来要求在电厂计划检修时查明原因消除故障,在发电机再次启动前恢复运行。

检查发现磁屏蔽与箱壳的铆接点为故障源,铆接处有松动,并伴有轻微的放电。铝制的屏蔽板先铆在钢排上,再将钢排焊在油箱上,如果稍不注意,屏蔽板会松动甚至掉到附近的带电部位上,专家们研究了如何以最经济的方法长久地将屏蔽板牢固地连接在油箱上。

制造商和现场专家商定了现场处理方案,从变压器外面钻孔穿过屏蔽板,然后用螺栓将屏蔽板固定住,外面将螺栓与油箱焊死以防渗漏,用一个专门设计的圆锥形真空装置与一台湿—干真空清洁器相连放在油箱内侧,以清除钻孔时产生的碎屑。15台屏蔽安装不良的相同结构变压器进行了这样的修理,节省的开支是将一台返厂检修的10倍。

5 现场的整新

AEP对变压器和电抗器进行系统的整新,整新的定义是要将变压器的状况提高到与出厂时相同,与修复改造不同的是整新不需改动任何结构,附件的换新和维护相对比较简单,作为大修处理。

AEP的现场工程师通过一些例行的定期电气试验和油中可燃气体分析来确定整新项目,除非特别需要,5年一次的整新称为“小”整新(minor refurbishment)。20年一次称为“大”整新(major refurbishment)这主要是为了减少不必要的工作以降低成本,清除内部绝缘上的污垢属于整新的特殊项目。

5.1 小整新

小整新项目包括油漆、处理垫圈严重渗漏、更换损坏的附件、进行校验等,其他项目需要时也可进行,如处理渗漏、冷却装置修理(风扇、泵、冷却器)和套管更换等。

5.2 大整新

大整新包括彻底放油,内检和部件检查,将所有附件拆下恢复其性能,根据情况安排特殊项目,套管老化后更换,垫圈则无论是否渗漏都应更换,油泵和油枕气室应严格检查以确定是否更换,根据油和绝缘的品质标准以确定绝缘系统要否彻底处理。在确定项目时,经验显得非常重要。

5.3 器身染污的清洁

AEP对带有内部绝缘的器身染污的清洁技术经验不多,对每台变压器必须采取措施以防任何污染,但尽管如此,实际上仍然发生污染问题。EHV变压器订购时都要求带有气室的油枕,20年一次的大整新要把油换掉或再生,尤其是在以前从未处理过的变压器。

AEP有过处理碳化污染和其他小分子污染的经验,有一台765kV单相500MVA的自耦变在最高环温和额定负载时由于失去部分冷却而故障。高温造成了无载分接开关的支撑部件分层剥离,引起该点接地故障,故障造成变压器几处张开,在所有平台处积下了碳化物,制造厂

要求报废。

我们尝试性地更换了一个新的分接开关,将变压器先后用煤油和新油进行清洗,然后用 $0.5\mu\text{m}$ 的滤油器进行循环滤油,消除了大部分污垢,然后剥去所有引线的外层绝缘,进行重包,这台变压器改造后至今已运行了15年。

即使在实验室内,要仅从油样发现变压器染污比较困难,我们发现过几起不明污染源造成介质损耗因素增大的情况,经过精细过滤和硅藻土处理效果不错。

6 质量保证措施

6.1 修复后的质保试验

在修理车间进行修复的变压器的试验要求与新设备相同,对于现场检修则不太实际,所有的EHV变压器修复后投用前,必须经过一系列的电气试验。

机端变将发电机的启动过程中的监视作为一个手段,以期尽早发现可能的问题,减少发电机受冲击的危险。在投运初期要对油中溶解气体监视装置的分析密切注意。

我们曾用车载加压装置对变压器进行试验,目前我们颇有兴趣研究建立一套车载感应耐压试验装置,对所有新变压器和修复后变压器的试验计划,这可以用更小的电源(危险性更小),更容易控制地进行试验。

6.2 修复后的变压器可靠性

在过去的20年中,我们每年在现场修复几台EHV变压器,同时每年在车间外修理15—20台低电压等级的变压器。统计数据表明,修理后的设备达到或超过了原设备的水平。由于AEP提出了新的检修规程,新修复的EHV变压器具有更高的可靠性。

AEP在现场修复变压器和电抗器的工作中积累了不少经验,经济上也得益匪浅,随着美国电力系统的减员,这样的技术越显得有价值。

6.3 维修质量的考核

原先在事故调查后,发现很多变压器发生在重大检修以后,经研究认为在检修质量控制中应实行,“如何制订,如何实施”的原则。上级部门在技术管理上根据成功的实例对工作中的规范标准,尤其是绝缘处理过程和安装以及启动技术实行规范化。

质量的考核包括对检修的方案、工具和工艺过程等的审查,对重要而昂贵的变压器进行现场试验,对标准进行完善和推广。

1988年后EHV变压器故障率有了明显的降低,这应归功于新设备规范的改进和考核制度的推广。

7 其他的检修方案

并非所有的现场缺陷都能现场解决,当现场无法解决时也常将138kV及以下的变压器返厂修理,这样的修理价格为新变压器的50~70%。当存在诸如绝缘严重老化、高损耗、低效率及现场检修效果不佳时适宜返厂大修。

AEP检修规程规定,返厂修理的变压器必须全部重绕线圈,并提供每台变压器的绝缘和其他电气项目的标准,这需要与原制造商的密切合作,返厂检修相对于新购变压器仍能节省40%~50%的开支,而性能可达到或超过原有水平,这样的检修每年大约可省200万美元。

朱峰译自(CIGRE 1994. 28 August 12—204)

俄罗斯超高压变压器和并联电抗器 现场故障检测、修复和试验经验

本文介绍了超高压(EHV)变压器和并联电抗器(简称电抗器)现场计划与非计划检修的一些经验,介绍了一些诊断、试验方法并给出了一些实例,值得注意的是用先进的手段进行的现场绝缘整新,可使得长期运行后的变压器状况达到出厂水平,在许多例子中可以看到现场的修复方案是经过技术与经济比较的。

1 简介

变压器和电抗器的故障一般可分为缓慢发展性故障,绝缘老化故障和突发性故障,故障诊断是用来判断变压器在发生事故前的状态。

习惯上变压器和电抗器的检修周期是根据计划或各种试验而定,通常相隔6~12年。

当变压器和电抗器的特性指标符合某些习惯上的标准规定时,一般认为该变是可以继续运行的,但符合这些标准,并非明确表明,该变压器无缺陷存在,只表明在目前状态下是可以运行的,但不清楚这种状态能继续保持多久,因此必须用一些更为细致的诊断手段对表面上符合标准,实际上可能存在一些紧急缺陷的变压器进行检测,保证长期安全运行。

2 运行中的典型故障和缺陷

通常变压器和电抗器的故障可分为以下几种:

- 逐步发展性故障;
- 老化、磨损性故障;
- 突发性故障。

其中绕组和套管的突发性故障发展得极为迅速(几小时、几分钟甚至几秒钟),往往由于某些外部的应力引起事故,这往往很难预测。

这里着重介绍逐步发展性故障和由老化引起的缺陷。

3 变压器诊断系统(检修前)

诊断包括以下几个方面:

——根据工厂设计和试验的结果,根据同型号变压器的故障和类似设计不同型号变压器的故障进行判断。

——根据变压器和电抗器某些性能指标的计算(漏抗、电导率、电容和绝缘介损 $\tan\delta$ 等),相应判断可能存在的(绕组变形,受潮和绝缘的脏污等)缺陷。

——根据运行经验和现场的试验结果判断。

——根据油的详细分析来估计变压器和电抗器的状况和剩余寿命,同时判断一些材料的损坏和内部故障。

——根据最大负载下的试验,如:最高运行温升,额定负载的100~110%(可以在短路试验中进行),过励磁至110~115%的额定感应耐压。

——根据一些特殊试验(局放、空载电流、空载损耗和电容电流测量等);绕组和套管绝缘的性能随温度的变化,分接开关触头的过渡电阻测量,绕组漏抗的测量和密封度的测量等。

——根据以往变压器技术状态的记录(缺陷记录和检修记录等)。

4 现场的修复

决定修复的场所取决于:修复的复杂性,现场修复的可行性,运输的费用和所能允许的检修日期等。

决定修复最关键一点是要对故障有正确的诊断和对检修方式有正确的估计。表1给出了110MV,750kV单相电抗器油中溶解气体增加的例子。

№1.2.3 电抗器中的油溶解气体含量

电抗器 \ 气体	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	CO ₂	CO
No. 1	42	260	226	2,4	62,4	300	400
No. 2	46	399	322	3	98	210	230
No. 3	36,6	86,5	80,7	0	22,8	1970	—

我们在诊断中采用了与IEC599稍有不同的气体比值组合法,增加了100小时内油中溶解气体产气速率的附加标准。

NO. 1, No. 2 的诊断表明存在热故障和局放, No. 3 仅存在热故障, 而根据IEC599, 所有3例都存在高温热故障。

No. 1, No. 2 的器身检查发现铜质环形电磁屏蔽和钢质压板之间的绝缘损坏了, 在屏蔽与压板间发现了过热的局部放电的痕迹, 见图1。

No. 3 发现了阻尼装置与底部油箱间绝缘的损坏, 这引起了环流导致了高温过热。

所有3台的检修都在现场进行, 现场提供了包括起重设备在内的各种工作条件。吊罩前将电抗器加热到60℃, 相对湿度为60%。

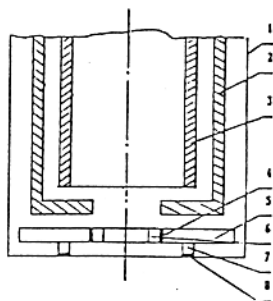


图1 电抗器故障示意图

- 1 油箱 2 片式电磁屏蔽分路
- 3 绕组 4, 8 绝缘 5 铜质压板
- 6 铜质、环形电磁屏蔽 7 阻尼装置

电抗器的绝缘在空气中约暴露了12小时, 绝缘受潮的情况通过对电抗器内一些纸板样本的检测来确定, 这些样本由制造厂预置在电抗器内以便于在制造的不同阶段以及运行中对含水量进行监控。

检修中的绝缘受潮应引起相当的重视, 一般需高真空的“冷”干燥和热油循环干燥双管齐下, 上述的修复工作非常典型, 所花时间的不长, 但需要起重设备和干燥装置。

5 现场变压器的干燥和整新

实际上, 许多变压器和电抗器是在检修部的定期检修后发生损坏的, 这往往与检修人员的技术水平低下, 工艺过程不合理和对检修质量控制不当有关, 其中最主要的原因常常是绝缘严重受潮或者由于干燥温度过高造成绝缘的劣化。

现场修复要达到与返厂修理的水平不相上下,第一步就必须防止在密封破坏的情况下(如器身检修时),使绝缘免于严重受潮,破坏密封的条件是环境相对湿度不得大于80—85%。为防止毛细管冷凝器造成的绝缘板纤维受潮,通常采用预热的办法,目前更多地采用热空气保护法:即油相中吹以达到露点的干燥热空气,这种情况下呼吸可以消除表面受潮,在冬季其效果尤为明显。

采用非常干燥的空气,可以在温度大于 -10°C 时吊罩前不必预加热,并且在湿度至90%情况下,在油箱内进行检修的时间可以达100小时。

从下面的数据可以看出正确的保护方法的重要性。100 m^2 面积的绝缘在75%湿度下16小时吸取13kg的水,在相同条件下预加热至 10°C ,含水量可以减少至6kg,在干燥空气保护下,油箱内湿度可降低10%时,在100小时时间内,绝缘含水量少于3kg的水。

5.1 更新和干燥

变压器和电抗器绝缘处理最重要的环节是干燥,喷油干燥法已进行了改进,这项改进应用预热与油再生相结合的特殊操作条件下的循环处理系统。

在不同真空下喷油干燥的同时,可进行加热处理,与干燥空气一起将绝缘加热到80— 90°C (取决于受潮程度,铁芯的温度不低于 $75-85^{\circ}\text{C}$)。处理分为干燥和加热两方面:

(1)干燥处理—最后阶段的残压为0.15—0.50mmHg。

(2)加热处理—在清洁的条件下进行喷油操作。

抽真空系统与冷凝器连接在一起进行凝结处理,根据受潮程度进行3~8个循环。

干燥结束的标准如下:

——在绝缘受潮最严重的区域达到规定的温度,并根据由湿度平衡条件所对应的绝缘湿度应达到的残压。

——变压器内空气含水量达到3~5ppm,或冷凝器出水稳定在500克/天。

——真空泵停开后残压稳定。

——相当于干燥绝缘的绝缘电阻值稳定。

5.2 注油与浸油

相对而言注油和浸渍油比较简单,但还是非常重要。真空注油时密封不良非常危险,因为空气中凝结的水份在高真空下又会蒸发。在60分钟内真空度的变化小于5mmHg,则认为变压器密封良好。

由于密封的关系,在雨天不允许真空注油,因为即使在5mmHg的残压下,仍会有0.65%的空气滞留在变压器内,空气进入油泵后被油压缩至绝缘的各个部门,并溶解其中。

油的粘度越小,相应的浸油速度可以愈大,注油时油温应尽可能的高,浸油结束后还应进行油循环处理,有时可将冷却油泵开启,这时同时应进行油的过滤、脱气、干燥和一定程度的加热。

6 现场的整新和干燥的实例

上述的整新和干燥工作一般在变压器和电抗器运行10—12年后进行,经验表明,现场处理可以和返厂处理水平不相上下,当然一些无法修复的固体绝缘的损坏除外。运行20~25年的变压器修复更见效果。在更新之前应进行诊断分析,以便消除可能存在的故障和老化等缺陷。

6.1 受潮的确定

受潮一般根据以下方法确定:

——根据预热前和油温在 65—70℃时的油中含水量变化测定。

——根据绕组绝缘电阻与其正常值的偏差来计算固体绝缘的含水量,准确程度可达 1% 的含水量。

——根据固体绝缘样本直接测定含水量。

受潮缺陷对非密封的变压器尤为常见,这种变压器的油仅由矽胶呼吸器来保护。在密封变压器中油由弹性隔膜保护,所以受潮情况至今未发现,当然低质量的检修也会导致受潮,长期运行的变压器,其绝缘受潮各部位的程度是不一致的,底部的薄绝缘层上的受潮一般比较集中。

例 1.

150MVA, 400kV 安装在 Pocherady, Czechia 热电厂的一台主变,1977 年投运,1990 年油中含水量从 40℃的 7ppm 上升至 70℃的 24ppm,相当于固体绝缘 2% 的含水量,根据绝缘电阻的含水量计算为 1.5%,固体绝缘样本的含水量为 1.5%,干燥中凝出 9 升水。

例 2.

250MVA, 15.5/400kV 机端变,严重受潮后进行干燥,受潮原因,由于 400kV 套管爆炸油箱长期开启(运行于 10 年)纸板含水量:

干燥前,围屏样本(3mm 厚)9%,内层纸板样本 20mm4%。干燥后,围屏样本 0.3%,内层纸板样本 0.6%,析出水总量:47 升,干燥周期 16 天。

干燥方法:循环干燥法。

(1)在不同真空度下的喷油干燥。

(2)在温度循环下(从开始 95℃到终止 65℃)下的真空处理。

特殊油号 Regenol。

6.2 固体绝缘和油隙的染污

运行中的变压器绝缘,由于油老化沉淀,金属微粒(从油泵或滤油机磨损而来)产生,也可从过热区来的碳化物,绝缘纤维等造成污染。

检测绝缘受污的方法如下:

——油击穿电压的降低,油中机械杂质含量分析(计算不同尺寸的分子数)和油的 $\text{tg}\delta$ 。

——确定绝缘的 $\text{tg}\delta$ 与温度的关系

但是油样还不一定能发现真正的污染程度,在严重染污的情况下,必须特别注意,受污程度的不均匀性;绕组间油隙的污染程度远高于所取的油样。

所以另一种方法是比较运行中循环油和停运时油中机械杂质含量。

例 3. 180MVA, 220kV 变压器,1967 年投运,安装在 Tbilisi 热电厂,油中污染的分析结果见表 2。

表 2 变压器油的理化特征

击穿电压 (变压器在运行)	0 28	1 36	2 40	3 32	4 40	5 32	U_{av} 36
含水量	30ppm			$t_{oil}=62^{\circ}\text{C}$			
击穿电压 (变压器退出运行)	0 70	1 72	2 70	3 80	4 82	5 62	U_{av} 73.6
含水量	14ppm			$t_{oil}=30^{\circ}\text{C}$			
机械杂质			油泵退出运行		油泵在运行中		
微粒	0	40818		100.0%	171885		100.0%
3—5 μm	1	8		0.0%	0		0.0%
5—10 μm	2	32716		80.2%	140058		81.5%
10—25 μm	3	7510		18.4%	30488		17.7%
25—50 μm	4	502		1.2%	1.134		0.7%
50—100	5	77		0.2%	173		0.1%
100—200 μm	6	4		0.0%	27		0.0%
200 及以上	7	1		0.0%	5		0.0%
油介损	30 $^{\circ}\text{C}$		50 $^{\circ}\text{C}$		70 $^{\circ}\text{C}$		90 $^{\circ}\text{C}$
	2.5		2.8		3.2		3.7
闪点温度			135 $^{\circ}\text{C}$ (140 $^{\circ}\text{C}$)				
酸值 KOH/g			0.2				
水溶性酸值 mg KOH			0.007				

6.3 老化

尽管有时油样没有发现有污物(不溶于庚烷的污垢),但实际上在变压器的不同位置会有污物沉淀,这时油的色义(subdued colour)为 3~4, $\text{tg}\delta_{90^{\circ}\text{C}}=3\sim 4\%$, 表面张力系数为 $\delta=30$ 。

污垢的沉积有时可以在油处理时发现($\text{tg}\delta_{90^{\circ}\text{C}}$ 和油的皂化指数),大多数情况下的油的劣化由于过热引起。

例 4.

Lemeshang Slovakia 变电站, 1980 投运的自耦变, 92 年发现油质急剧劣化($\text{tg}\delta_{90^{\circ}\text{C}}=70\%$) 检查发现, 由于运输中器身的位移造成环流引起油过热。

例 5.

150MVA, 15/400kV, 1977 年安装于 Pocherady 热电厂的机端变

表3 整修前后的绝缘和油特性

	技术参数	制造日期 1976	1990 年修理前	1990 年修理后	17 个月后	29 个月后
油	U, kV		72.8	88	88	82
	tg δ 90, %	1.5	7.06	0.2	0.08	0.05
	$\delta_{90} \cdot 10^{12}$, Ohm $\cdot$ cm		0.37	10	150	150
	δ , mN/m		444	55	57	60
	mg KOH/g	<0.03	0.02	0.006	0.008	0.011
	含水量, ppm	<10	21	2.2	12	9
tg δ 52℃时	高压—地, %	0.32	0.81	0.399	0.3	0.23
	高压—低压, %	0.32	0.77	0.29	0.19	0.15
	低压—地, %	0.32	0.84	0.37	0.3	0.28

7 整修后的试验

每台变压器和电抗器检修后的质量控制侧面各有不同,一般根据其结构特点、制造技术、工厂制造经验和以往检修的教训而确定,试验方案中包括修理过程中的逐项试验和修理以后的试验。

如现场无零起升压的设备,一般可考虑做 110—115% 倍额定电压下的局放测量, 10—20pc 的局放量说明绝缘的质量足够可靠了。

例 6.

Lemeshany (Slovakia) 变电站一台 400/230/34kV 133MVA 单相变压器,运行 12 年,修理前做额定电压下的局放,独立电源从低压侧加电压,高、中压测的局放量为 1000—5000pc,超声定位有 4 处局放源。

修复时发现有一处局放源为器身与油箱间的绝缘损坏而引起的放电,其余 3 个局放源由于污秽引起,可能是由于油泵的重金属杂质在场强集中区累积所造成。绝缘进行了清洁和重新处理,重做局放 108% 额定电压下局放量降为 20pc (相当于测量回路的灵敏度水平)。

8 结论

(1) 在发生缺陷的最初时期(油中溶解气体增加等),含水量增加和 12—15 年运行以后,须对变压器和电抗器进行详细的诊断分析。

(2) 对 12—15 年后无故障特征的变压器,诊断后往往会发现一些严重的缺陷的发展性的故障(主要由于绝缘受潮和老化引起)。

(3) 最有效的现场干燥方法是真空下的喷油干燥,真空下热油循环时采用再生油系统和干燥热风吹烘工艺,可以干燥严重受潮的变压器,并对老化的部位进行清洁。

(4) 现场如无零起升压设备,则修复后可用局放测量来控制绝缘质量,1.1—1.5 倍额定电压下局放不大于 10—20pc。

朱峰译自 (CIGRE 1994 Session 28 Augst 12—201)

台湾电力公司投用变压器油气分析故障 诊断专家系统

1 前言

电力变压器的正常运行是系统维护的主要环节之一。为了尽量减少系统故障,有许多装置,如瓦斯继电器或差动继电器被用来监测变压器的运行,但它们仅反映导致变压器停运的严重故障。因此,能避免停运的预防性诊断技术更有价值。

油气分析(DGA)能预示变压器的早期故障,因而得以广泛应用,许多研究机构和生产运行厂家都在致力于 DGA 分析判据的研究;但是,判据往往彼此不同,且各有其局限。这表明,变压器的理论分析还仅在启发性阶段。因此,人们研究更实用的智能工程,其中专家系统技术已经在电力工业的诸多领域普遍实施。

基于 DGA 技术,我们提出了一种诊断变压器潜在故障及其维护的专家系统方案。其主要知识依据是气体比值法,并溶入诊断步骤和复合分析以弥补不足;同时,还结合了模糊分析法来处理诊断的不确定性。

系统是基于有规则的知识表述机制构建的。构建的工具是 KES 平台,它具有优秀的人机界面,而且,其推理方式与著名的基于规则的医疗诊断专家系统 MYCIN 类似。诸如一些不确定的因素,象关键气的分析值、标准的注意值和气体比值的边值,可以经适当的模糊数学模型加以处理,从而确定相应的经验值。为提高推理的效率,溶入了事件驱动和目标驱动的推理机制。

上百次对 TPC 过去的油气记录测试表明,该专家系统能发现更贴近实际的故障模式,提出有力的诊断建议。

2 诊断和解释技术的发展

油浸变压器的诊断是一项复杂的工作,往往外观正常,而里面却出现了会导致致命故障的初期征兆。日本人的经验表明,近 80% 的故障都是如此,如果实行预知性维修则能发现这些初期故障,DGA 就是这样一种技术。

油的劣化和纤维、纸的降解会产生故障气体,预示初期故障。因此,不同气体的溶解浓度,产气速率,总的燃气量(TGG)和纤维素降解量会显著增加,利用气相色谱法分析就能得到初期故障的类型。可燃性气体往往指 H_2 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_2 和 CO 等。

基于 DGA 诊断油初始劣化实质的解释方法已有多种。但即便是正常的变压器油中,这些气体也是存在的。本文使用了 TPC 从约 291 台变压器统计的数据中创建的标准值。

另外,Dornerburg 认为,具有相近的溶解度和析出率的气体浓度之间的比值,如 CH_2/H_2 、 C_2H_2/C_2H_4 等能更好地判断故障类型。Rogers 创建了热故障解释的比值代码。显然,这种气体比值法消除了油体积的影响,简化了量纲,而且,可以根据专家经验进行系统分类。见 Rogers