

变电站主变压器绝缘故障原因及预防措施分析

吴佐青

天津泰达电子工程有限公司 天津 300450

摘要：本文针对变电站主变压器绝缘故障问题，深入分析了导致绝缘故障的多种原因，包括制造工艺缺陷、运行环境影响、操作不当、绝缘老化等。通过对各因素的详细探讨，提出了针对性的预防措施，如优化制造工艺、改善运行环境、规范操作流程、加强绝缘监测等，旨在为降低主变压器绝缘故障发生率、保障变电站安全稳定运行提供理论与实践参考。

关键词：变电站；主变压器；绝缘故障；故障原因；预防措施

引言

主变压器是变电站电能传输与变换的枢纽，其绝缘系统作为核心防护屏障，承担着隔离高压、保障安全运行的关键作用。但在长期运行中，受电场、热应力、环境因素等多重影响，绝缘故障频发。此类故障不仅会导致设备损毁，更可能引发连锁停电事故，威胁电网稳定。因此，系统剖析绝缘故障诱因，制定科学预防策略，是电力行业保障供电可靠性的关键任务。

1 变电站主变压器绝缘故障概述

变电站主变压器绝缘故障概述主变压器绝缘系统主要由固体绝缘材料（如绝缘纸、绝缘板等）和液体绝缘材料（如变压器油）组成，它们协同工作，为变压器提供可靠的绝缘保护。绝缘故障是指变压器绝缘系统在各种因素作用下，其绝缘性能下降，无法满足正常运行要求，进而引发电气故障的现象。常见的绝缘故障形式包括局部放电、绝缘击穿、绝缘受潮等。这些故障可能导致变压器内部短路、油温异常升高、油色谱分析数据超标等问题，严重威胁变压器的安全运行。

2 变电站主变压器绝缘故障原因分析

2.1 制造工艺缺陷

在主变压器制造过程中，若生产工艺控制不严格，容易产生绝缘缺陷。例如，绝缘材料在绕制过程中可能出现缠绕不紧密、存在气隙的情况，气隙的存在会导致局部电场集中，引发局部放电，长期作用下会逐渐破坏绝缘结构。此外，绝缘材料在浸渍处理时，如果浸渍不充分，会使绝缘材料内部存在未被绝缘油充分填充的区域，降低整体绝缘性能。同时，绕组焊接工艺不良，可能导致焊接处出现虚焊、焊渣残留等问题，这些缺陷也会成为绝缘故障的隐患^[1]。

2.2 运行环境影响

主变压器的运行环境对其绝缘性能有着重要影响。

首先，环境中的湿度是一个关键因素。在潮湿的环境中，水分容易通过密封不严的部位进入变压器内部，使绝缘纸和变压器油受潮。绝缘纸受潮后，其机械强度和绝缘性能会显著下降；变压器油受潮后，其击穿电压降低，容易引发绝缘故障。其次，环境温度过高或过低也会对绝缘产生不利影响。长期在高温环境下运行，绝缘材料会加速老化，缩短使用寿命；而在低温环境下，变压器油的流动性变差，可能导致散热不良，影响绝缘性能。此外，环境中的污秽物质，如灰尘、腐蚀性气体等，会附着在变压器绝缘表面，在一定条件下形成导电通道，引发绝缘故障。

2.3 操作不当

在主变压器的运行操作过程中，不当的操作行为可能导致绝缘故障。例如，变压器在投切过程中，如果没有按照正确的操作顺序进行，会产生过电压。操作过电压的幅值往往较高，可能会超过变压器绝缘的耐受水平，导致绝缘击穿。此外，在变压器运行过程中，频繁地调整分接头，会使分接开关触头之间产生电弧，电弧的高温会烧蚀触头和附近的绝缘材料，造成绝缘损坏。另外，在变压器进行检修和维护后，若没有对绝缘系统进行全面检查和测试就投入运行，也可能会因存在未被发现的绝缘缺陷而引发故障。

2.4 绝缘老化

随着主变压器运行时间的增加，绝缘材料会不可避免地出现老化现象。绝缘老化主要包括热老化、电老化和机械老化。热老化是由于变压器运行过程中产生的热量使绝缘材料发生化学分解和物理性能变化；电老化是在长期的电场作用下，绝缘材料内部产生局部放电，逐渐破坏绝缘结构；机械老化则是由于变压器在运行过程中受到电磁力的作用，绝缘材料不断受到振动和拉伸，导致其机械强度下降。当绝缘老化到一定程度时，绝缘

性能显著降低,就容易引发绝缘故障^[2]。

3 变电站主变压器绝缘故障预防措施

3.1 优化制造工艺

(1) 制造环节是奠定主变压器绝缘性能的基础,其工艺水平直接决定设备全生命周期的可靠性。在绝缘材料绕制过程中,采用高精度数控绕线机配合激光定位系统,可将层间绝缘厚度误差控制在 $\pm 0.02\text{mm}$ 以内,有效消除气隙与褶皱。以高压绕组为例,应用连续式绕制工艺时,需严格控制绕制张力,通常每匝导线张力波动范围应不超过额定值的5%,避免因张力不均导致绝缘局部压缩变形。浸渍处理作为提升绝缘性能的关键工序,需采用真空压力浸渍(VPI)技术,通过抽真空将绝缘材料内部空气排出,在0.8-1.2MPa压力下注入变压器油,确保绝缘纸的含油率达到92%以上,显著提高绝缘介质的介电常数和击穿强度。(2) 绕组焊接工艺对绝缘可靠性影响深远。采用钨极氩弧焊(TIG)技术焊接铜绕组时,需严格控制焊接电流和速度,例如焊接电流应根据导线截面积在80-120A范围内精确调节,焊接速度保持在15-25mm/min,以形成均匀致密的焊缝。焊后需采用X射线探伤和超声波检测技术进行双重检测,确保焊接缺陷率低于0.3%。同时,对焊接区域残留的焊渣、氧化物等杂质,需通过超声波清洗配合专用清洗剂彻底清除,防止杂质导致局部电场畸变。(3) 绝缘部件质量检验需构建多层次检测体系。原材料进场时,对绝缘纸需检测聚合度、抗张强度、介质损耗等指标,要求聚合度不低于500,130℃下抗张强度 $\geq 3.5\text{MPa}$;变压器油需检测击穿电压、介质损耗因数、含水量等参数,其中击穿电压应 $\geq 45\text{kV}$ (2.5mm间隙)。生产过程中,对成型绝缘件进行局部放电试验,在1.5倍额定电压下,局部放电量应 $\leq 5\text{pC}$ 。成品组装后,需进行雷电冲击试验和工频耐压试验,确保绝缘系统能承受峰值为650kV的雷电冲击电压和200kV的工频耐压测试。

3.2 改善运行环境

(1) 运行环境控制是保障主变压器绝缘性能的关键环节。在密封防护方面,采用双道密封结构,内层使用氟橡胶密封圈,其邵氏硬度需控制在70-80HA,压缩永久变形率 $\leq 15\%$;外层辅以硅酮密封胶,形成复合密封屏障。密封件安装时,需控制压缩量在15%-25%之间,定期(每季度)采用氦质谱检漏仪检测密封性能,要求泄漏率 $\leq 5 \times 10^{-5} \text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ 。针对高湿度地区,可在呼吸器中填充变色硅胶,并设置湿度传感器,当硅胶变色率超过50%或环境相对湿度 $\geq 85\%$ 时,自动启动除湿装置。

(2) 温度调控系统需结合变压器热特性设计。采用强迫

油循环风冷(OFAF)冷却方式时,冷却器的总散热容量应按变压器额定容量的1.2-1.5倍配置,油泵扬程需满足油循环阻力要求,通常为30-50kPa。通过安装光纤测温传感器,对绕组热点温度进行实时监测,当热点温度超过105℃时,自动启动备用冷却器,并触发过载报警。对于环境温度低于-25℃的严寒地区,需在油箱底部加装电加热板,将油温维持在5-10℃,防止变压器油凝固影响绝缘性能。(3) 污秽防治需综合运用材料升级与运维优化策略。在绝缘子选型上,采用大伞径、深伞裙结构的复合绝缘子,其爬电比距应 $\geq 31\text{mm/kV}$ 。定期(每半年)进行污秽度检测,采用等值盐密(ESDD)和灰密(NSDD)测试,当ESDD $\geq 0.1\text{mg/cm}^2$ 时,需采用带电水冲洗或干冰清洗技术进行清扫。对于沿海、化工区等重污秽区域,可喷涂RTV防污闪涂料,其表面电阻率应 $\geq 1 \times 10^{12} \Omega \cdot \text{cm}$,憎水迁移性达到HC1级,有效抑制泄漏电流发展^[3]。

3.3 规范操作流程

(1) 操作规范的严格执行是避免绝缘损伤的核心保障。在变压器投切操作中,需采用带合闸电阻的断路器,合闸电阻预投入时间应控制在8-10ms,有效限制合闸过电压幅值在2.0倍额定电压以内。分闸操作时,需确保断路器灭弧室压力正常,其气压值应维持在0.5-0.6MPa(表压),防止电弧重燃产生操作过电压。对于联络变压器,需在两侧电压差 $\leq 10\%$ 、相角差 $\leq 20^\circ$ 的条件下进行并列操作,避免环流对绝缘造成冲击。(2) 分接开关操作需遵循严格的时序控制。有载分接开关的切换时间应 $\leq 30\text{ms}$,触头接触电阻需控制在 $50\mu\Omega$ 以内,每操作500次进行一次触头磨损检测,当磨损量超过0.5mm时及时更换。无励磁分接开关调整后,需采用双臂电桥测量直流电阻,各分接位置的直流电阻差值应 $\leq 2\%$,确保分接开关接触良好。同时,限制分接开关每日调整次数不超过10次,避免频繁操作导致触头氧化和机械疲劳。(3) 检修后绝缘检测需执行标准化流程。绝缘电阻测试时,采用5000V兆欧表,持续测量60s,要求高压绕组对低压绕组及地的绝缘电阻值 $\geq 3000\text{M}\Omega$ 。介质损耗测试需在10kV电压下进行,介质损耗因数($\tan\delta$)应 $\leq 0.5\%$ 。油色谱分析采用气相色谱仪,当乙炔含量超过5 $\mu\text{L/L}$ 、总烃含量超过150 $\mu\text{L/L}$ 时,需进行吊罩检查。此外,建立操作培训与考核体系,操作人员需通过理论与实操双项认证,每两年复训一次,确保操作技能符合最新标准。

3.4 加强绝缘监测

(1) 绝缘状态监测需构建多参量融合的智能诊断体

系。在线监测方面,局部放电监测采用特高频(UHF)传感器,其检测频带为300-1500MHz,可检测到5pC以下的放电信号,并通过时差定位法实现缺陷定位,精度达到±0.5m。油中气体在线监测采用光声光谱(PAS)技术,可实时检测氢气(H₂)、乙炔(C₂H₂)等七种特征气体,检测精度达到0.1μL/L。绝缘油性能监测通过微水传感器和介电常数传感器,实现含水量(≤15mg/L)和介质损耗因数(≤0.005)的连续监测。(2)离线试验需结合设备运行周期科学安排。工频耐压试验采用串联谐振升压装置,试验电压为1.3倍额定电压,持续时间1min,期间无局部放电或击穿现象。雷电冲击试验采用标准雷电波(1.2/50μs),施加正负极性各15次,试验后绝缘电阻下降不超过10%。绕组变形测试采用频率响应分析法(FRA),通过对比不同频带(10kHz-1MHz)的传递函数曲线,判断绕组是否发生位移或变形,曲线相似度需≥95%。(3)数据分析与故障诊断需运用机器学习算法。建立基于支持向量机(SVM)的故障预测模型,将局部放电量、油中气体浓度、介质损耗因数等12个特征参量作为输入,通过历史数据训练模型,实现故障预测准确率≥90%。采用灰色关联分析方法,对绝缘状态参量进行权重分配,优先关注关联性强的指标变化。同时,建立设备健康档案,对绝缘状态进行趋势分析,当参量变化速率超过阈值时,自动生成检修建议^[4]。

3.5 绝缘维护与更换

(1)绝缘维护需遵循分级处理原则。对于轻度受潮绝缘,采用真空热油循环干燥法,将油温控制在65-75℃,真空度维持在133Pa以下,持续干燥48-72小时,使绝缘纸含水量降至4%以下。局部绝缘损伤修复时,采用环氧树脂修补技术,需对损伤区域进行表面处理,粗糙度达到Ra1.6μm,涂覆三层环氧树脂,每层固化时间不少于8小时,固化后绝缘强度恢复至原值的90%以上。

(2)绝缘材料更换需严格执行工艺标准。更换绝缘纸时,选用经高温热压处理的NOMEX纸,其耐温等级达到H级(180℃),裁剪尺寸误差控制在±0.5mm。变压器油更换需采用真空滤油机,滤油精度达到3μm,新油注入前需进行耐压试验和色谱分析,确保各项指标符合GB 2536标准。更换过程中,控制油温与环境温度差≤5℃,防止绝缘件产生冷凝水。(3)更换后需进行全面性能验证。开展局放试验,在1.1倍额定电压下,局部放电量应≤10pC。进行直流泄漏电流测试,在规定试验电压下,泄漏电流值应≤50μA。通过油色谱跟踪分析,确保更换后一周内气体含量稳定,总烃增长速率≤5μL/(L·月)。建立绝缘更换档案,记录材料型号、更换时间、试验数据等信息,为后续运维提供参考。

结语

主变压器绝缘性能直接关乎电网安全运行,其故障诱因涵盖制造、运行、操作及老化等多方面因素。本文提出的工艺优化、环境管控、规范操作、智能监测及精准维护等措施,形成了全链条防控体系。未来需持续结合新材料、新技术发展,深化绝缘故障机理研究,完善预防策略,为电力系统稳定运行筑牢绝缘屏障,保障能源可靠供应。

参考文献

- [1]左成飞.油质检测技术在变压器绝缘故障检修中的应用[J].大众用电,2023,38(12):39-40.
- [2]杨鑫,王渝红,莫思特.基于变分模态分解的变压器绝缘缺陷故障检测[J].电子设计工程,2023,31(21):60-64.
- [3]江相伟,叶尚兴,陈博,等.基于局部放电信息融合的变压器状态监测与评估技术[J].仪表技术,2023(04):47-50.
- [4]孟祥鹏.牵引变电站主变倒切常见故障分析及处理措施[J].农村电气化,2020(2):26-28.