

变电站主变压器电气试验方法与故障诊断研究

佟平园

北京唐浩电力工程技术研究有限公司 内蒙古 赤峰 024000

摘要：变电站主变压器是电力系统的核心设备，其安全稳定运行对电网可靠性至关重要。本文围绕主变压器的电气试验方法与故障诊断展开研究，系统阐述了绝缘电阻、直流电阻、介质损耗因数、绕组变形及局部放电等关键试验的实施方法；分析了绕组、铁芯、绝缘及分接开关等常见故障的成因与特征；探讨了基于电气试验数据、油中溶解气体分析、红外测温及人工智能等多种故障诊断技术的应用原理与效果。研究成果可为主变压器故障的早期发现与精准处理提供科学依据，对保障电力系统安全运行具有重要意义。

关键词：变电站；主变压器；电气试验；方法；故障诊断

引言：随着电力系统向高电压、大容量方向发展，变电站主变压器的运行工况日益复杂，其故障风险显著提升。主变压器故障不仅会导致供电中断，还可能引发连锁反应，造成巨大的经济损失和社会影响。当前，尽管已有多种电气试验方法用于主变压器状态检测，且故障诊断技术不断发展，但在复杂工况下，如何通过系统的试验方法准确识别故障类型，并采用高效的诊断技术实现早期预警，仍是亟待解决的问题。基于此，本文聚焦主变压器的电气试验方法与故障诊断技术，旨在通过梳理试验流程、分析故障机理、研究诊断手段，为提升主变压器运维水平提供理论支撑与实践指导。

1 变电站主变压器电气试验方法

1.1 绝缘电阻试验

绝缘电阻试验是通过施加直流电压测量绝缘材料的电阻值，判断主变压器绝缘系统的整体状态。其核心原理是利用绝缘材料在直流电场中呈现的高电阻特性，反映受潮、老化等缺陷。试验前需拆除变压器所有外部连接线，用干燥清洁的布擦拭绝缘表面，避免表面泄漏电流影响测量精度。使用2500V兆欧表时，需确保接线正确（L端接绕组，E端接地，G端接屏蔽层），摇测过程中保持转速稳定，防止指针波动。对于大容量变压器，极化指数的判断比吸收比更重要，当温度低于10℃时，极化指数允许适当降低，但不得低于1.2。若试验数据异常，需结合油质分析、介损试验等结果综合判断，避免单一指标误判。

1.2 直流电阻试验

直流电阻试验基于欧姆定律，通过测量绕组在直流电流下的电阻值，检测导体连接质量和绕组结构完整性。试验时需注意电流大小的选择，一般采用10A及以上测试电流，确保穿透绕组的集肤效应层，获得真实电

阻值。分接开关切换后，需反复操作3-5次，消除接触面上的氧化膜，再进行测量。对于有载调压变压器，需测试所有分接位置的电阻值，绘制电阻-分接位置曲线，若曲线出现突变，可能是分接开关错位或接触不良。测量完成后，需计算三相电阻的相对误差，即（最大值-最小值）/平均值×100%，该值需满足规程要求，同时与出厂数据对比，偏差不应超过2%。

1.3 介质损耗因数试验

介质损耗因数试验通过测量绝缘介质在交流电场中的能量损耗，评估其绝缘性能。试验采用反接线法时，需将高压侧接地，低压侧加压，避免高压引线对地电容影响测量。温度对tanδ值影响显著，通常以20℃为基准进行校正，校正公式为 $\tan\delta_{20} = \tan\delta_t \times 10^{(0.018 \times (t-20))}$ 。对于油纸绝缘，当温度超过50℃后，tanδ值随温度升高增长加快，若增长速率异常，可能存在绝缘老化。测量时需施加1.0、1.5倍额定电压，观察tanδ值的变化趋势，若随电压升高明显增大，说明存在局部缺陷。同时，测量的电容值偏差不应超过出厂值的±10%，否则可能存在绕组变形或绝缘损坏。

1.4 绕组变形试验

绕组变形试验通过分析绕组的电磁特性变化，检测短路故障或运输过程中产生的机械变形。低压脉冲法使用50-200V脉冲电压，脉冲宽度选择5-100μs，根据绕组额定电压确定，高电压绕组宜用窄脉冲。频率响应分析法需在相同测试条件下（如油温、接线方式）进行，测量频段覆盖1kHz-1MHz，其中1-10kHz反映绕组整体电感变化，100kHz-1MHz反映局部电容变化。曲线对比采用相关系数法，当相关系数低于0.9时，判定为绕组存在变形。试验前需记录变压器的运行履历，若曾发生出口短路，需重点关注中频段（10-100kHz）的曲线变化，该频

段对绕组轴向变形敏感。

1.5 局部放电试验

局部放电试验通过检测绝缘内部局部放电产生的电信号、超声波或化学产物,评估绝缘的潜伏性缺陷。离线试验时,施加电压需按“阶梯升压法”,每级电压停留1min,记录放电量,避免突然加压导致绝缘损伤。在线监测系统通常采用超高频(UHF)传感器和超声波传感器联合监测,UHF传感器可定位放电位置,误差不超过30cm,超声波传感器可区分内部放电与外部干扰。当放电量超过500pC时,需缩短监测周期,结合油中溶解气体的乙炔含量判断,若乙炔浓度超过1 μ L/L,可能存在严重局部放电^[1]。

2 变电站主变压器常见故障类型

2.1 绕组故障

绕组是主变压器实现能量转换的核心部件,其故障多由机械应力、热老化及电气击穿共同作用导致。短路故障是引发绕组损坏的主要原因,当线路发生短路时,绕组会承受巨大的轴向和径向电动力,若超出机械强度极限,可能造成绕组变形、导线断裂或绝缘磨损。长期过负荷运行则会导致绕组温度升高,绝缘材料加速老化,绝缘性能下降,进而引发匝间、层间或相间短路。此外,制造过程中的工艺缺陷,如导线焊接不良、绝缘包扎松动等,也会在运行中逐渐暴露为故障点。绕组故障的典型特征包括直流电阻不平衡度超标、绝缘电阻骤降、油中溶解气体分析出现高浓度乙炔和氢气,严重时会导致变压器差动保护动作跳闸。此类故障具有隐蔽性强、发展迅速的特点,若未及时处理,可能引发油箱爆炸等严重事故。

2.2 铁芯故障

铁芯故障主要源于绝缘损坏和接地异常,其发生率虽低于绕组故障,但后果同样严重。铁芯硅钢片之间的绝缘漆膜若因振动磨损、高温老化或机械碰撞而损坏,会导致片间短路,形成涡流环流,使铁芯局部过热,表现为油箱表面对应位置温度异常升高,油中总烃含量显著增加。铁芯多点接地是另一常见故障,多由金属异物(如工具、铁屑)落入铁芯、绝缘支架老化破损或油箱底部沉积的导电杂质堆积引起。多点接地会使铁芯与接地体之间形成闭合回路,产生环流,长期运行可能造成铁芯烧蚀、绝缘油碳化。铁芯故障的检测可通过测量铁芯接地电流实现,正常运行时接地电流应小于0.1A,若超过1A则需立即停运检查。此外,铁芯穿心螺杆绝缘损坏也会引发类似故障,表现为局部过热和油中气体组分异常。

2.3 绝缘故障

绝缘系统是主变压器安全运行的保障,其故障可分为内绝缘故障和外绝缘故障。内绝缘故障主要涉及油纸绝缘和油浸绝缘,受潮是常见诱因,水分会降低绝缘材料的击穿场强,导致局部放电加剧,表现为介质损耗因数增大、绝缘电阻下降。绝缘老化则与运行年限、温度、湿度等因素相关,老化后的绝缘材料脆性增加,易出现裂纹,在电场作用下发生击穿。外绝缘故障多发生在套管和瓷瓶表面,积污、潮湿天气会导致沿面闪络,严重时造成接地短路。油质劣化也是绝缘故障的重要表现,绝缘油在高温、电场作用下会氧化生成酸、胶质和油泥,降低绝缘性能,同时影响散热效果。绝缘故障的发展具有渐进性,初期可能仅表现为试验数据异常,若持续恶化,最终会导致绝缘击穿,引发严重事故。

2.4 分接开关故障

分接开关是调节主变压器输出电压的关键部件,其故障多与机械磨损、接触不良及绝缘老化相关。有载分接开关在频繁操作过程中,触头会因电弧灼烧产生氧化膜,导致接触电阻增大,局部发热,表现为分接位置直流电阻不稳定、三相不平衡度超标。切换开关的机械传动机构若出现卡涩、错位,会造成切换不到位,引发触头烧损,油中溶解气体分析会检测到高浓度的氢气和甲烷。分接开关绝缘筒、绝缘油的老化污染也会导致相间或对地短路,表现为绝缘电阻下降、局部放电量增大。此外,维护不当,如未按规定定期更换切换开关油、清洁触头,会加速分接开关的损坏。分接开关故障在初期可能仅影响电压调节精度,随着故障发展,会导致开关拒动、喷油甚至爆炸,因此需通过定期的机械特性试验和油质分析进行早期预警^[2]。

3 变电站主变压器故障诊断技术

3.1 基于电气试验数据的故障诊断

基于电气试验数据的故障诊断是通过系统分析各项电气试验结果,实现对主变压器故障的定位与定性。该技术以绝缘电阻、直流电阻、介质损耗因数等试验数据为基础,结合历史数据和规程标准,构建多参数综合判断模型。例如,当直流电阻试验显示三相不平衡度超标,且绝缘电阻试验伴随数值骤降时,可初步判断为绕组短路故障;若介质损耗因数随温度异常升高,同时局部放电量超标,则提示绝缘老化或受潮。实际应用中,需采用“横向对比法”(同类型设备数据比对)和“纵向对比法”(设备历史数据趋势分析),避免单一指标误判。此外,通过绘制试验数据趋势曲线,可捕捉故障发展规律,如绕组变形试验中频率响应曲线的相似度持

续下降,预示绕组机械损伤加剧。该技术的优势在于数据获取便捷、诊断结果直观,是现场运维中最常用的基础诊断手段,但对隐性故障的敏感性较低,需结合其他技术协同诊断。

3.2 油中溶解气体分析诊断技术

油中溶解气体分析(DGA)诊断技术通过检测绝缘油中溶解的特征气体组分及浓度,判断主变压器内部潜伏性故障。变压器内部故障会导致绝缘材料分解,产生氢气(H_2)、甲烷(CH_4)、乙炔(C_2H_2)等气体,不同故障类型对应特定的气体组分比例。例如,局部放电会产生高浓度 H_2 和 CH_4 ;过热故障(温度 $300-700^{\circ}C$)会导致乙烯(C_2H_4)含量激增;电弧放电则以 C_2H_2 和 H_2 为主要特征。常用诊断方法包括特征气体法、三比值法(C_2H_2/C_2H_4 、 CH_4/H_2 、 C_2H_4/C_2H_6)及大卫三角形法。其中三比值法通过编码组合判断故障类型,如编码“022”对应高温过热($700^{\circ}C$ 以上)。该技术可在设备不停运状态下实现早期预警,对绝缘老化、局部放电等隐性故障敏感性高,但需注意气体溶解平衡时间(通常需24小时以上),避免因取样过早导致数据失真。

3.3 红外测温诊断技术

红外测温诊断技术利用红外热像仪捕捉主变压器表面温度场分布,通过分析温度异常区域定位故障点。其原理是基于故障部位因能量损耗增加(如接触不良、涡流过大)导致局部温度升高,形成与正常区域的温差。例如,分接开关触头接触不良会使对应油箱表面温度升高 $5-10^{\circ}C$;铁芯多点接地会在铁芯对应区域出现明显热点。诊断时需遵循“温差判断法”,即同一设备不同部位的温差超过 $10K$,或与同类型设备的对应部位温差超过 $15K$ 时,判定为异常。该技术的优势在于非接触式测量、响应速度快,可实现带电检测和大面积扫描,特别适用于检测分接开关过热、套管接头松动等外部故障。但受环境因素影响较大,如阳光直射、雨雪天气会干扰测温精度,需在阴天或夜间进行测量,并对数据进行环境温

度校正。

3.4 基于人工智能的故障诊断技术

基于人工智能的故障诊断技术通过机器学习算法处理多源监测数据,实现故障的智能识别与预测。该技术整合电气试验、DGA、红外测温等多维度数据,构建神经网络、支持向量机(SVM)或深度学习模型。例如,利用BP神经网络对DGA数据进行训练,可实现故障类型的自动分类,准确率可达90%以上;基于模糊逻辑算法融合电气试验与红外测温数据,可提高绝缘故障诊断的鲁棒性。实际应用中,需先建立包含故障样本、正常样本的数据库,通过数据清洗和特征提取优化输入参数,再采用交叉验证法优化模型参数。该技术的优势在于能处理非线性、多耦合的复杂数据,对隐性故障的识别率显著高于传统方法,且可通过预测模型(如LSTM神经网络)实现故障发展趋势预判,为状态检修提供决策支持^[3]。

结束语

本文系统梳理了变电站主变压器的电气试验方法与故障诊断技术,从绝缘电阻、直流电阻等基础试验,到绕组、铁芯等典型故障分析,再到多维度诊断技术的应用,构建了较为完善的主变压器状态评估体系。研究表明,融合传统电气试验数据与油中气体分析、红外测温等技术,结合人工智能算法,可显著提升故障诊断的准确性与时效性。未来,需进一步优化多源数据融合模型,完善罕见故障样本库,推动诊断技术向智能化、预测性方向发展,为电力系统主设备的安全稳定运行提供更坚实的技术支撑,助力构建更可靠的现代化电网。

参考文献

- [1]胡美珍,孔玉.电力变压器的高压试验及故障诊断方法与研究[J].科学家.2021(07)134-135
- [2]尹建波.电力变压器高压试验方法及故障处理[J].电子技术与软件工程.2021(02)165-166
- [3]尹建波.电力变压器高压试验方法及故障处理[J].电子技术与软件工程.2022(03)198-199