变电站电气设备安装、检修过程中遇到的问题与应对措施

冯伟中

宁夏银仪电力工程有限公司　宁夏　银川　750000

摘　要：变电站作为电力系统核心节点，其电气设备的安装与检修质量直接关乎电网安全稳定运行。本文系统梳理安装阶段设备就位、母线连接、接地系统及二次接线中的典型问题，以及检修阶段绝缘劣化、机构卡涩、触头过热和保护误动等常见故障，剖析其成因机理。在此基础上，从工艺控制、检测手段、管理制度和人员素质四个维度提出针对性应对措施，强调全过程质量管控与状态检修理念的融合。研究旨在为现场工程实践提供技术参考，提升变电站设备全生命周期管理水平。

关键词：变电站；电气设备；设备安装；设备检修；故障应对；状态检修

引言

变电站承担电压变换、电能分配与系统保护等关键职能，其内部涵盖变压器、断路器、隔离开关、互感器、母线、避雷器及二次控制保护装置等多元电气设备。这些设备的安装就位与后期检修维护，是保障变电站投运后长期可靠运行的基础性工作。然而，现场作业环境复杂、设备类型多样、工序衔接紧密，加之电网对供电可靠性要求日益提高，安装与检修工作面临诸多技术与管理挑战。近年来，随着特高压建设推进和智能变电站推广，新设备、新材料、新工艺不断涌现，也带来新的问题形态。深入剖析安装检修过程中的常见问题，并形成系统化的应对策略，具有显著的理论价值和现实意义。

1 变电站电气设备安装中的常见问题

1.1 设备就位与基础配合问题

设备基础标高、水平度及预埋件位置若与设备底座不匹配，将导致设备就位后受力不均，产生附加机械应力。例如，大型变压器本体安装时，若基础沉降观测点设置不当或未按设计标高找平，会引发油箱局部变形，影响内部绝缘距离。此外，断路器、隔离开关的支架安装垂直度超标，将直接干扰操作机构的传动轨迹，造成分合闸不到位或卡滞。广东省中山市郊区的城北变电站于 1992 年竣工投产后，陆续发现部分构、支架出现偏斜和下沉现象：母线桥架支柱及主变中性点支柱的最大偏斜值达 150mm；耦合电容器支柱严重下沉；主变基础墩位也存在由于不均匀下沉引起的高低差（约 50mm），最终必须进行基础补强加固与纠偏处理。该案例表明，基础施工精度不足在投运后产生的附加应力可对设备结构安全构成严重威胁。

1.2 母线及导体连接问题

硬母线焊接或压接工艺不良是常见问题。矩形母线搭接面未进行镀银或搪锡处理，或接触面打磨不平整，会增大接触电阻，长期运行后发热氧化，加速接头劣化。管形母线或软导线连接时，金具选型不当、螺栓紧固力矩未按规程执行，易产生松动或应力集中。尤其在风振或电动力作用下，连接点疲劳损伤加剧，可能引发断股或脱落事故。

1.3 接地系统隐患

接地体埋设深度不足、焊接长度不够或防腐处理不到位，导致接地电阻超标。设备外壳、构架及二次电缆屏蔽层接地不规范，如采用串联接地而非星形一点接地，会在雷击或短路故障时产生地电位反击，干扰二次设备正常工作[1]。同时，接地扁钢与设备接地端子间的过渡连接若采用非热镀锌材料，电化学腐蚀将显著缩短接地系统的有效寿命。河北省张家口供电公司康保 110kV 变电所，经多次普测和开挖检查发现接地网锈蚀严重，接地电阻逐年升高。规程规定变电所接地电阻应不大于 0.5Ω，而该所接地网接地电阻由建所时的 0.46Ω 升高至 2003 年的 1.05Ω。其 1992 年至 2003 年间接地电阻变化数据如表 1 所示。

表 1 ：康保 110kV 变电所接地电阻逐年变化数据

测试日期	接地电阻值（Ω）	较上次测试变化值（Ω）	运行时间（年）
1992 年 9 月	0.46	—	—
1994 年 9 月	0.50	+0.04	2
2000 年 9 月	0.915	+0.415	6
2003 年 9 月	1.05	+0.135	3

1.4 二次接线与电缆敷设缺陷

二次控制回路接线混乱，标号不清或电缆芯线压接不牢，易造成端子排接触不良或信号误发。电缆敷设中，动力电缆与控制电缆未分层隔离，或间距不足，强电干扰会耦合至弱电信号回路，引发保护装置误动或拒动。此外，电缆防火封堵不严，在发生火灾时将加速蔓延，扩大事故范围。

2 变电站电气设备检修中的常见问题

2.1 绝缘性能劣化

长期运行中，变压器油受潮、氧化或产生特征气体，导致击穿电压下降。固体绝缘如纸板、环氧树脂等因热老化出现脆化、开裂，局部放电起始电压降低。互感器、套管等设备的电容芯子受潮后介质损耗因数增大，严重时引发绝缘击穿。检修中若仅凭常规绝缘电阻测试，难以发现早期受潮或局部缺陷，需结合介损、局部放电等多维检测手段。

2.2 机械操作机构卡涩

断路器、隔离开关的弹簧操动机构、液压机构或气动机构，长期动作后零部件磨损、润滑脂干涸、密封圈老化，导致分合闸速度不达标或动作时间离散性增大。特别是低温环境下，液压油粘度上升，机构响应迟缓；高温环境下，密封件变形漏油，压力维持困难。此外，传动连杆的轴销磨损产生的空行程，会改变动触头行程曲线，造成合闸弹跳或分闸反弹。

2.3 触头与导电回路过热

开关柜内梅花触头、断路器动静触头、隔离开关触指等部位，在长期负载下因弹簧压力衰减、表面氧化或电弧烧蚀，接触电阻增大。红外测温虽可发现明显温升，但对内部触头（如罐式断路器）难以直接观测。同时，导电回路中的过渡接头、软连接片若存在截面积不足或材质不均，电流分布不均匀，局部热点持续发展可能演化为熔焊或烧断故障。

2.4 保护与自动化装置误动

继电保护装置因电源模块老化、晶振偏移或程序逻辑缺陷，产生误发信号或出口跳闸。合并单元、智能终端等数字化设备受电磁干扰或通信报文丢失影响，可能输出错误数据[2]。检修时若未对保护定值进行复核，或未校验 GOOSE/SV 报文完整性，将留下逻辑隐患。此外，二次回路绝缘下降引起的多点接地，也会导致直流系统接地报警或跳闸回路寄生回路。

3 安装阶段问题的应对措施体系

3.1 严格基础复测与设备精准就位

设备安装启动前，土建交付安装时须进行三级复测，包括基础中心线偏移量、各基础墩标高差以及预埋螺栓外露高度，所有数据应与设计图纸逐项比对并签字确认。对于大型变压器和重型 GIS 设备，建议采用三维激光扫描仪对基础实际尺寸进行数字化建模，并与设备三维模型进行虚拟装配比对，提前发现干涉或不匹配问题。设备就位过程中，应使用两台及以上千斤顶或液压推移装置同步作业，以设备底座设置的调平螺栓为基准，边调整边用水准仪监测，将水平度偏差严格控制在厂家规定的每米 0.5 毫米以内。所有调整垫片的规格和数量均应记录在案，作为日后沉降观测的初始参照。

3.2 精细化导体连接工艺管控

母线加工宜采用数控母排加工中心进行切割、冲孔和折弯，确保折弯处无裂纹且孔距偏差在 ±0.5 毫米以内。搭接面处理必须严格执行“去氧化膜—涂导电脂—镀层保护”三步工序，严禁以简单打磨代替全套处理流程。紧固作业须使用经计量检定合格的力矩扳手，按标准力矩值分三次逐次对称紧固，最终力矩值偏差不超过 ±5%，紧固完毕后用红色或黄色油性笔在螺栓头和法兰结合面画一条连续直线作为色标，便于运行巡视时快速识别松动。对于管形母线对接焊，施工前须编制专项焊接工艺评定，明确焊丝牌号、预热温度、层间温度和焊后缓冷措施，每条焊缝完成后均进行渗透探伤或超声波探伤抽检，抽检比例不得低于焊缝总数的 20%。

3.3 完善接地施工与验收细则

接地装置所用扁钢、圆钢或铜排必须具有材质证明和镀锌层厚度检测报告，镀锌层局部厚度不低于 70 微米。水平接地体搭接焊时，搭接长度不小于扁钢宽度的两倍，且采用三面施焊，焊缝饱满无夹渣，焊后清除药皮并涂刷两道防锈底漆和一道面漆。接地电阻测试应在土壤电阻率最高季节进行，测试值不满足设计要求时须补充外引接地极或使用离子接地装置进行降阻处理。设备接地引下线应独立、直接、就近连接至主接地网的不同网格节点，严禁将

多台设备的外壳接地端子用一根扁钢串联后再与主网连接[3]。二次等电位接地网应采用不小于 4×25 平方毫米的铜排，并确保全站只与主接地网在总接地端子箱处作唯一连接，以切断地电位干扰的耦合路径。

3.4 提升二次配线工艺与抗干扰能力

电缆敷设前必须编制详尽的电缆清册和路径断面图，明确每根电缆的起点、终点、型号规格和敷设层位。强电回路电缆与弱电信号电缆分层敷设，垂直间距不得小于 300 毫米，若空间受限须采用金属隔板进行物理隔离。屏蔽电缆的屏蔽层应在开关场侧采用压接式接地端子直接接地，在控制室侧经等电位接地排接地，同一根电缆两端接地时必须确保两端等电位体之间无电位差[4]。端子排接线采用预绝缘冷压端头，压接钳须配备限力机构，确保压接可靠性，每个端子排侧接线数严格不超过两根。电缆穿越楼板、隔墙及屏柜底部的孔洞，应采用防火包填充压实后，再用有机堵料密封表面并涂刷膨胀型防火涂料，涂层厚度不小于 3 毫米，确保耐火极限不低于三小时。

4 检修阶段问题的应对措施体系

4.1 构建多维度绝缘诊断技术组合

现场推广频域介电谱技术，通过 0.001Hz-1kHz 频谱准确区分变压器绝缘老化与受潮；局部放电检测采用超高频、超声波及地电波联用，实现声电联合三维定位；套管和电流互感器建立历史数据库，介损超限或电容量变化超 ±5% 即重点关注；油色谱分析由离线定期向在线监测过渡，实时跟踪关键气体增长率，异常时及时安排停电诊断或吊罩检查。深圳供电局结合一起某 220kV 变电站主变压器套管故障诊断案例，采用频域介电谱（FDS）技术对套管介损值异常进行分析，成功定位了绝缘缺陷。该技术在现场应用中，配合 QS30 介损仪在 50~200Hz 频段检测，可发现油中中等极性杂质导致的频散率达 20% 的异常现象。FDS 技术对早期受潮和局部缺陷的检出率显著优于常规绝缘电阻测试。

4.2 系统性操动机构维护与参数校准

为每台断路器建立操作次数和动作电流累积台账，当累计操作次数接近机械寿命额定值时，安排计划性大修。机构解体检修应彻底清洗齿轮、轴承和凸轮部件，更换全部橡胶密封件和已出现点蚀的滚动轴承，并采用耐温范围 – 40℃至 + 120℃的专用极压锂基润滑脂进行全行程润滑。分合闸线圈应测量直流电阻和最低动作电压，确保电阻值偏离出厂值不超过 ±10%，最低动作电压不高于额定电压的 65% 且不低于 30%。液压机构检修后必须进行保压试验和补压周期测试，在额定压力下静置两小时，压力下降不得超过额定值的 5%。使用断路器机械特性测试仪现场测量刚分速度、刚合速度、合闸弹跳时间和分闸反弹幅值，所有指标须同时满足厂家标准和国标要求，以一台设备连续三次操作的平均值作为最终判定依据。

4.3 触头状态量化评估与温度在线感知

对于可拆卸或可观察的触头，检修时应使用专用触头压力测量仪逐一检测弹簧压力，实测值低于设计要求下限的 80% 时，成组更换弹簧触指。密封罐体内的触头，应结合导电回路电阻测试和历年电阻变化率综合评估，若回路电阻值较交接值增大超过 20%，则安排停电解体检查。在开关柜母线室、电缆室和断路器室的关键连接点安装无源无线声表面波温度传感器，利用阅读器每日自动采集温度数据并上传后台，设定温升预警值为环境温度加 60 开尔文，报警值为加 80 开尔文。运行人员每月进行一次全站红外热像普测，重点扫描设备外露连接部位和穿墙套管接线板，建立包含时间、负载电流和环境温度的热像图库，利用横向比较识别异常温升趋势。

4.4 保护系统全回路校验与防误验证

保护定值校验需覆盖开入/开出回路、各模块定值时间、整组逻辑及数字化装置的 GOOSE/SV 同步（误差 < ±1μs）；每半年对合并单元和智能终端进行断电重启与时钟校准；二次回路绝缘测试阻值不低于 10MΩ，异常时采用分段排查法定位；检修后利用动态核对工具验证五防逻辑，确保隔离边界正确，防止误跳。

5 结语

变电站电气设备的安装与检修质量，直接关系到电力系统的供电可靠性与设备资产利用率。本文立足现场实践视角，系统识别了安装阶段基础就位、导体连接、接地装置和二次配线方面的典型偏差，以及检修阶段绝缘劣化、机构卡涩、触头过热和保护误动等高发故障类型，并从工艺控制、检测技术、管理制度和人员素质四个维度提出了分层级应对措施。随着泛在电力物联网和人工智能诊断技术的不断成熟，未来变电站设备维护将加速向实时状态感知、故障提前预警和维修策略自优化方向演进，本文所提出的问题分类框架和措施体系可为该演进过程提供基础性支撑。

参考文献

[1] 王海龙，张明辉. 变电站电气设备安装质量控制关键技术研究 [J]. 电力工程技术，2022，41(3)：112-117.

[2] 李志强，陈永红，赵志刚. 高压断路器机械故障诊断与检修策略优化研究 [J]. 高压电器，2021，57(8)：45-52.

[3] 刘艳梅，周建平. 变压器绝缘劣化综合评估方法及检修决策优化 [J]. 变压器，2023，60(2)：28-34.

[4] 孙伟东，郑晓阳. 基于红外测温的开关柜触头过热预警技术及应用 [J]. 电测与仪表，2020，57(11)：89-95.