

变电运行中的故障处理技术分析

杜 茂

内蒙古超高压供电公司 内蒙古 呼和浩特 010000

摘要: 变电站运行面临的挑战正在增加,故障处理的难度和复杂性相应提高。探讨基于维护技术的变电运行故障处理方法,通过分析变电站运行过程中常见的故障类型及其成因,研究并提出有效的维护技术应用策略,提升变电站的运行可靠性和故障处理效率,确保电力供应的稳定性,满足现代社会对电力系统的高标准要求。变电运行故障对电网的影响具有多维性和连锁性,需通过预防性维护、智能监测及应急标准化操作降低风险。

关键词: 变电运行;运行故障;巡检技术;在线监测

针对变电运行中的故障原因,包括变电技术问题、变电设备问题、变电管理问题,从运行巡检技术、设备运维技术、在线监测设备维护技术方面,探讨维护技术在变电运行故障处理中的应用。通过技术创新与管理优化,变电故障处理时效性可提升至分钟级,显著降低停电损失与设备损伤风险^[1]。

1 变电运行故障基本概念

1.1 定义与内涵。变电运行故障指电力系统中变电设备在运行过程中因异常状态导致功能失效或性能下降的现象,直接影响电能传输的连续性和可靠性。其核心特征包括设备异常、保护装置动作(如差动保护、瓦斯保护)以及电网参数突变(电压波动、电流异常)。

1.2 主要分类。按故障性质划分。暂时性故障:由雷击、瞬时过电压等外部干扰引起,设备可自行恢复或通过自动重合闸快速消除。永久性故障:如设备绝缘击穿、导线断线等,需人工干预修复。非严重性故障:包括轻微过热、局部放电等,短期内不影响供电但需及时处理。按故障范围划分。横向故障:短路故障(如三相短路、单相接地短路),占变电故障的80%以上,引发电流骤增和电压崩溃。纵向故障:断线故障(如单相断线、两相断线),导致系统三相不平衡并产生负序、零序分量,威胁设备安全。

1.3 典型成因。设备因素。绝缘老化、机械磨损(如变压器绕组变形、断路器触头氧化);元器件失效(如电压互感器套管破裂、电容器漏油)。人为因素。操作失误(如误分合断路器)、维护不当(未及时清理绝缘子污秽);设计缺陷(二次回路接线错误、保护定值设置不合理)。环境因素。极端天气(雷击、冰雪覆盖导致设备闪络);外部干扰(施工机械碰撞、动物侵入引发短路)。

1.4 核心影响与危害。设备损伤:短路电流导致设备

过热烧毁(如母线折损、变压器绕组熔断)。系统稳定性破坏:电压骤降引发连锁跳闸,严重时造成大范围停电。经济与社会损失:工业停产、公共服务中断及设备更换成本增加。

2 变电运行技术要求与标准体系

2.1 设备运行标准。温度与温升控制。油浸变压器上层油温不得超过105℃,环境温度为40℃时允许温升 $\leq 55^\circ\text{C}$ (自冷/风冷)或 $\leq 45^\circ\text{C}$ (强迫油循环)。干式变压器各相绕组温度需实时可见,B级绝缘耐热温度 $\leq 130^\circ\text{C}$ 。绝缘与安全防护。变压器套管、断路器绝缘件需无裂纹、放电痕迹,油浸设备密封性检测每月1次,渗漏率 $\leq 0.5\%$ 。高压设备接地电阻值 $\leq 4\Omega$,避雷器接地引下线双回路配置,确保雷击防护有效性。冷却系统要求。强迫油循环冷却装置需配置冗余电源,主备切换时间 ≤ 0.5 秒,油流继电器动作灵敏度 $\pm 10\%$ 。

2.2 操作技术规范。标准化操作流程。倒闸操作需执行“五防联锁”验证,操作票正确率要求 $\geq 99.9\%$ 。主变投运前需完成6项试验:绕组直流电阻、绝缘电阻、变比、空载损耗、短路阻抗、油色谱分析。设备维护周期。关键设备维护周期:断路器机械特性测试:每年1次;避雷器泄漏电流监测:实时在线+季度人工复测;SF₆气体湿度检测:新设备 $\leq 150\mu\text{L/L}$,运行中 $\leq 300\mu\text{L/L}$ 。

2.3 人员能力标准。技能认证体系。操作人员需通过“三证”考核:高压电工证、继电保护资格证、智能变电站仿真系统操作认证。使用智能培训系统(如SCD文件可视化平台)进行虚实回路操作训练,培训考核通过率 $\geq 95\%$ 。应急处置能力。主变重瓦斯保护动作时,需在15分钟内完成故障隔离与负荷转移方案制定;母线故障恢复操作需45分钟内完成,包含故障段隔离、非故障段复电及保护装置校验。

2.4 智能化技术标准。在线监测系统。局部放电监测：脉冲电流法灵敏度 $\leq 5\text{pC}$ ，超高频法检测频段 $300\text{MHz}-1.5\text{GHz}$ ；变压器油中溶解气体监测： H_2 、 CH_4 等8种气体检测周期 ≤ 4 小时，数据异常自动触发三级预警。数字孪生应用。建立包含设备参数、运行数据的三维仿真模型，支持故障推演响应时间 ≤ 10 秒，模拟方案覆盖率 $\geq 85\%$ 。

2.5 安全技术规范。作业安全防护。高压室巡检需佩戴电磁屏蔽服，作业区域工频电场强度 $\leq 10\text{kV/m}$ ；电容器检修前需静置放电，残余电压 $\leq 50\text{V}$ 且维持30分钟以上。消防与应急标准。800kVA以上油浸变压器需配置泡沫灭火系统，消防联动响应时间 ≤ 30 秒；变电站逃生通道宽度 ≥ 1.2 米，应急照明持续供电时间 ≥ 90 分钟。该标准体系通过设备参数控制、操作流程固化、人员能力强化及技术迭代升级，实现变电运行全环节标准化管理，保障供电可靠性 $\geq 99.99\%$ 。

3 变电运行故障对电网的影响分析

3.1 直接设备损伤与功能失效。绝缘击穿与过热烧毁。变电设备短路或过电压会导致绝缘老化击穿，引发变压器绕组熔断、电容器套管破裂等永久性损伤，威胁设备寿命^[2]。设备机械性破坏。大电流冲击可能造成母线折损、断路器触头烧蚀，甚至引发充油设备爆炸等恶性事故。

3.2 系统稳定性破坏。电压与频率波动。故障引发的电压骤降、频率偏移可能导致敏感设备（如精密仪器、工业生产线）异常停机，影响电能质量。连锁跳闸与供电中断。严重故障可能触发保护装置误动或拒动，造成多级线路跳闸，导致大范围停电。三相不平衡与谐波污染。断线或接地故障产生的负序、零序分量会破坏电网对称性，加重设备损耗并干扰通信系统。

3.3 社会经济影响。工业生产停滞。电力中断直接导致工厂生产线停摆，造成交货延误、原料浪费等经济损失。公共服务受阻。医院、交通信号灯、通信基站等关键设施停电可能引发公共安全危机。居民生活不便。家庭用电中断影响空调、照明、电器等基本生活需求，极端天气下可能威胁生命安全。

3.4 安全风险升级。火灾与爆炸隐患。设备过热或油质劣化可能引燃变压器油等易燃物质，扩大事故范围。二次系统失控。直流系统接地故障或保护回路失效可能导致监控失灵，延误故障处置。

3.5 长期恢复成本增加。故障后需投入大量人力物力更换烧毁设备（如母线、断路器线圈），维修周期长且成本高昂。电网可靠性下降可能引发用户信任危机，影

响电力企业市场声誉。

4 变电运行故障处理紧迫性分析

4.1 安全威胁倒逼快速响应。设备爆炸与火灾风险。故障引发的过热或绝缘击穿可能导致充油设备（如变压器）爆炸，产生二次灾害并威胁人员安全，需在15分钟内完成故障隔离。连锁跳闸扩大停电范围。母线故障若未在30分钟内切除，可能引发相邻线路保护误动，造成区域性电网解列。例如330千伏母线差动保护动作后，需立即转移负荷避免风电场解列。

4.2 经济损失驱动高效处置。工业用户敏感设备受损。电压骤降超过0.5秒可能导致精密生产线停产，单次故障造成的原料浪费可达百万元级。供电中断赔偿成本上升。城市核心区每停电1小时，电力企业需承担用户直接损失赔偿及政府罚款，经济代价呈指数级增长。

4.3 系统稳定性要求严苛时限。电压崩溃临界窗口。小电流接地系统单相接地故障需在2小时内完成定位与隔离，否则可能演变为相间短路导致电压崩溃。频率调节能力限制。主变跳闸后，若备用电源投入延迟超过10分钟，系统频率偏差可能突破 $\pm 0.2\text{Hz}$ 阈值，触发低频减载装置动作。

4.4 人为因素加剧处置压力。人员技能与响应瓶颈。运维人员误判故障性质（如混淆差动保护与瓦斯保护动作逻辑）可能导致处置延迟20%-40%。跨部门协同效率制约。调度指令传递环节每增加1个审批节点，故障恢复时间平均延长8-12分钟。

4.5 延后处理引发长期隐患。设备寿命折损。过电流故障持续30分钟以上，变压器绕组绝缘老化速率加快3-5倍，直接缩短设备使用寿命。用户信任度滑坡。重复性故障未在24小时内彻底解决，将引发重点用户转投备用电源系统，造成客户流失。

4.6 优化方向与时效性提升措施。智能预警前置：部署在线监测装置提前48小时识别设备过热、局部放电等隐患；标准化处置流程：编制典型故障处置卡片，将母线故障恢复时间压缩至45分钟以内；仿真演练强化：通过桌面推演使运维人员故障判断准确率提升至95%。变电故障处置时效直接影响电网韧性与社会经济运行，需通过技术升级与管理优化构建“分钟级”故障响应体系。

5 变电运行故障处理技术分析

5.1 典型故障类型与技术处置要点。主变跳闸故障。成因判断：差动保护动作需优先排查变压器套管、引出线及内部绕组短路问题，结合瓦斯继电器气体色谱分析区分故障性质。处置流程：①检查二次回路是否误动；②隔离故障主变并转移负荷；③通过油色谱分析确认内

部损伤程度。母线故障。快速响应：母线差动保护动作后，立即切除故障段，检查绝缘子闪络或断路器拒动问题，优先恢复非故障段供电。定位技术：采用“分段试送法”缩小故障范围，结合电压互感器（PT）二次侧测量数据判断接地或短路类型。线路跳闸故障。瞬时性故障处理：自动重合闸装置在0.5秒内完成一次重合，恢复供电成功率可达85%以上。永久性故障隔离：通过故障指示器定位短路点，结合断路器分闸状态与线路绝缘测试确定修复优先级。

5.2 关键技术难点与突破方向。复杂故障联动分析。连锁跳闸场景下需同步分析保护装置动作逻辑，例如主变故障可能引发相邻线路过载保护误动，需建立多源数据关联模型。通过构建故障特征样本库，输入多种模拟规则快速生成诊断方案，可缩短故障定位时间30%以上。小电流接地系统单相接地处理。传统痛点：零序电流微弱导致定位困难，拉路试送法耗时长达2小时58。创新方案：采用暂态信号注入法，通过高频信号特征捕捉故障分支，定位精度提升至95%以上。

5.3 智能化技术应用与效能提升。智能监测与预警。部署在线监测装置实时采集设备温度、局部放电数据，提前48小时预警绝缘劣化风险。通过多监测点数据对比，自动标记异常节点并生成时间戳关联分析，减少人工排查时间50%。仿真推演与预案优化。建立数字孪生模型模拟故障扩散路径，预演不同处置方案的恢复效果，提升运维人员决策效率。标准化处置卡片将母线故障恢复时间压缩至45分钟以内，降低人为误判概率。

6 变电运行故障定位模拟方法

6.1 基于数字孪生的故障推演技术。模型构建：通过整合SCADA系统数据与设备参数，建立包含线路拓扑、开关状态及负荷分布的配电网三维仿真模型，支持实时更新运行方式。多场景模拟：输入短路、接地等故障模拟规则，自动生成故障电流、电压波形等参数，预演保护装置动作逻辑及连锁反应路径。效能提升：该方法可

将故障定位时间缩短至10秒内，模拟方案生成效率较传统方法提升60%以上。

6.2 多规则驱动故障样本生成。特征库构建：采集历史故障数据（如过流幅值、暂态波形）与设备运行参数，形成包含2000+种典型故障特征的样本库。规则引擎应用：结合线路阻抗、保护定值等约束条件，自动匹配故障类型与设备损伤程度，生成带有时序标签的模拟故障集。动态验证：通过对比模拟数据与实际故障录波波形，迭代优化故障定位算法精度，定位误差可控制在±50米。

6.3 暂态信号注入与特征分析。高频脉冲注入：在断开故障线路后，向PT二次侧注入1-10MHz高频信号，通过检测信号衰减特征确定接地/短路点分支。衰减加速模型：基于信号传播路径建立衰减加速平均模型，解析多节点信号强度差异，实现级联H桥变换器等复杂设备的多单元多开关管精确定位。抗干扰强化：采用小波变换滤波除环境噪声，使故障信号辨识准确率提升至98%。

6.4 虚拟仿真与人员协同训练。事故场景重构：利用三维建模技术还原真实变电站环境，模拟主变爆炸、母线闪络等20余种高风险故障场景。处置流程模拟：内置标准化操作卡片，引导运维人员完成保护信息核对、负荷转移及接地线挂接等关键步骤，错误操作率降低40%。多角色协同：支持调度员、检修班组的跨部门指令传递演练，将故障隔离协同响应时间压缩至8分钟以内。

总之，变电站运行中的常见故障类型，包括技术问题、设备问题及管理问题，并详细分析了这些问题的成因。通过对运行巡检技术、设备运维技术以及在线监测设备维护的应用研究，

参考文献

- [1]刘云.变电运行故障处理中维护技术的应用探讨.2021.
- [2]陆宇,基于信息融合技术的变电设备运行故障协同诊断方法研究.2023.