

探讨 10kV 电网配电线路的自动化技术

申居尚

呼和浩特供电公司 内蒙古 010090

摘 要：探讨 10kV 电网配电线路自动化技术，分析其在提升供电可靠性、降低运维成本等方面的重要意义。阐述自动化技术中的故障定位、隔离与恢复供电等功能，研究通信技术、智能终端设备等关键要素，指出实现自动化面临的挑战及解决途径，以推动 10kV 电网配电线路自动化发展。

关键词：10kV 电网；配电线路；自动化技术；通信技术；智能终端

引言：随着电力需求增长和电网智能化发展，10kV 电网配电线路自动化成为重要趋势。自动化技术可提高供电质量与效率，增强电网稳定性。但当前其应用尚面临诸多问题，深入探讨 10kV 电网配电线路自动化技术，对电网升级改造和持续发展具有重要现实意义。

1. 10kV 电网配电线路自动化技术概述

1.1 自动化技术定义与内涵

10kV 电网配电线路自动化技术是以现代电子技术、通信技术和计算机技术为基础，实现对配电线路运行状态实时监测、故障快速定位与隔离、非故障区域恢复供电以及设备状态评估的综合技术体系。其核心内涵在于通过智能化设备与系统的协同运作，将传统人工巡检与操作模式转变为主动感知、自动决策和精准执行的新型运维模式。该技术不仅涵盖电气量的采集与分析，还包括拓扑识别、故障判别逻辑、控制指令下发等环节，形成从数据采集到控制执行的完整闭环。自动化技术的本质特征表现为实时性、可靠性和交互性，能够显著缩短故障处理时间，降低人为操作失误概率，提升配电网的自愈能力和服务质量。

1.2 发展历程与现状

10kV 配电自动化技术的发展经历了从简单继电保护到微机保护，再到馈线自动化系统的演进过程。早期阶段主要依赖单一功能的继电器实现过流保护，随着集成电路技术的发展，基于微处理器的保护装置逐步普及，提升了保护动作的准确性和灵活性。进入数字化时代后，通信技术的进步推动了配电自动化系统的跨越式发展，形成了集保护、监控、控制于一体的综合自动化系统。当前，该技术已进入智能化发展阶段，呈现出多源信息融合、分布式协同控制和边缘计算就地决策的技术特征。现有系统广泛采用分层分布式架构，主站系统负责全局优化决策，终端设备承担本地快速保护与控制任务。尽管技术体系日趋完善，

但在实际应用中仍存在设备兼容性不足、通信可靠性受限、高级应用功能开发不充分等问题，制约着整体效能的发挥。

1.3 应用意义与价值

实施 10kV 配电自动化技术具有显著的经济和社会价值。对于电力企业而言，该技术可大幅缩短故障停电时间，减少电量损失，降低抢修人力物力投入；通过设备状态监测实现预防性维护，延长设备使用寿命；优化网络重构能力，提高电能质量。对用户侧来说，自动化技术有效提升了供电可靠性，保障敏感负荷连续供电需求，减少因停电造成的经济损失。从电网整体运行角度看，该技术增强了配电网的可控性，为分布式能源接入、电动汽车充电设施部署等新型业务提供技术支撑，推动智能电网建设。此外，自动化系统积累的海量运行数据为电网规划、设备选型和资产管理提供决策依据，助力电网企业的数字化转型。

2. 10kV 电网配电线路自动化关键技术

2.1 故障定位技术

故障定位技术是配电自动化的核心功能之一，其实现依赖于多种原理和方法的综合运用。基于阻抗计算的定位方法通过比较故障前后各节点电压电流相量变化，结合线路参数计算故障距离；行波法利用故障产生的暂态行波信号传播时间差确定故障位置；零序电流比幅比相法则适用于小电流接地系统。现代故障定位技术注重多判据融合，通过综合电压突变量、电流畸变特征、谐波含量等电气量变化特征，提高定位精度。人工智能算法的引入使故障定位向自适应方向发展，系统可根据历史数据训练模型，自动修正线路参数误差带来的定位偏差。有效的故障定位不仅要求精确的距离测量，还需配合拓扑辨识功能，准确判断故障发生的区段和相别，为后续隔离操作提供可靠依据。

2.2 隔离与恢复供电技术

隔离与恢复供电技术直接影响故障处理效率和供电可靠性。该技术主要包括故障区段快速隔离和非故障区段恢复供电两个关键环节。快速隔离通过断路器与负荷开关的配合实现,要求保护装置能在毫秒级时间内完成故障判断并发出跳闸指令。恢复供电则采用多种策略组合,包括重合闸试探、备用电源自投、网络重构等。自适应恢复策略根据故障类型和电网当前运行方式自动选择最优方案,如永久性故障时永久隔离故障段,暂时性故障时按预设逻辑逐级试送。特别重要的是处理多重故障的能力,系统需具备复杂故障下的选择性隔离能力,避免因一处故障导致大面积停电。该技术的难点在于保证动作选择性的同时兼顾速动性,防止因误动或拒动扩大停电范围。

2.3 通信技术

通信系统是连接配电终端与主站系统的神经网络,其性能直接决定自动化系统的响应速度和可靠性。目前采用的通信方式主要包括光纤通信、无线公网通信和电力线载波通信。光纤通信具有带宽大、抗干扰能力强的优点,适合作为主干通信通道;无线公网通信部署灵活,适用于偏远地区终端接入;电力线载波通信无需额外布线,但易受电网波动影响。混合通信组网技术成为发展趋势,通过多种通信方式互为备份,提高系统冗余度。通信协议标准化程度不断提升,IEC61850 等国际标准的应用促进了不同厂商设备的互联互通。通信安全机制日益完善,采用加密认证、访问控制等措施保障控制指令的安全传输。未来通信技术将向低功耗广域物联网方向发展,满足大规模终端设备的接入需求。

3. 10kV 电网配电线路自动化智能终端设备

3.1 终端设备类型与功能

智能终端设备是配电自动化系统的末梢神经,主要包括馈线终端单元(FTU)、站所终端单元(DTU)和配变终端单元(TTU)。FTU 安装在柱上开关处,负责采集开关状态量、模拟量,执行远方控制命令,具备就地故障检测与处理功能。DTU 应用于环网柜、开闭所等场所,除基本四遥功能外,还能完成故障录波、事件记录等任务。TTU 专供配电变压器监测,重点采集负载数据、温度参数及电能质量指标。各类终端均配备独立 CPU 和实时时钟,支持程序远程升级和参数远方修改。终端设备的共性功能包括数据采集与处理、控制输出、对时同步、通信接口转换等,差异化体现在安装环境和特定功能需求上。新型终端开始集成边缘计算能力,可在本地完成简单故障判断和逻辑处理。

3.2 设备选型与配置

终端设备选型需综合考虑环境条件、功能需求和经济合理性。户外设备应选用防护等级高的产品,适应宽温域、强电磁干扰等恶劣环境;户内设备则侧重小型化和维护便利性。功能配置遵循“实用够用”原则,基本型满足常规四遥需求,增强型增加故障录波和事件 SOE 记录,旗舰型扩展至双端测距和多接点温度监测。通信模块选择要匹配通信网络制式,预留扩展接口以适应未来升级需求。电源方案直接影响设备可靠性,超级电容与锂电池的组合可解决短时断电问题。设备配置密度需平衡投资成本与功能需求,重要节点宜采用双重化配置,一般节点可采用单套精简配置。统一设备外形尺寸和安装方式有助于标准化运维。

3.3 设备安装与调试

设备安装质量直接影响系统运行可靠性。现场安装前需进行二次回路校验,确保接线正确性和绝缘强度。终端设备应垂直牢固安装,接线端子紧固扭矩符合规范要求。天线安装位置需避开遮挡物,保证通信信号强度。调试工作分单体调试和联调两个阶段,单体调试重点验证遥信遥测准确性、遥控动作可靠性和定值整定正确性。联调阶段进行主站与终端的四遥功能测试,模拟各种故障工况检验动作逻辑的正确性。调试过程中要做好数据记录和异常现象分析,及时调整设备参数。投运前需进行 72 小时试运行,全面验证设备稳定性和通信可靠性。定期开展现场巡视和预防性维护,及时更换老化部件。

4. 10kV 电网配电线路自动化系统建设

4.1 系统架构设计

系统架构设计遵循分层分布式原则,通常划分为主站层、子站层和终端层。主站层作为系统大脑,负责数据处理、应用分析和人机交互;子站层承上启下,实现区域数据汇总和规约转换;终端层完成现场数据采集与控制执行。硬件架构采用开放式工业计算机平台,软件架构基于组件化设计思想,便于功能扩展和维护。系统设计强调标准化和模块化,各层级间通过统一接口通信。典型架构包含前置采集服务器、历史数据库服务器、应用服务器和 Web 服务器等组成部分。容灾备份系统确保主站故障时能无缝切换至备用系统。架构设计还需考虑未来扩展需求,预留接口支持新能源接入和智能设备互联。

4.2 系统集成与测试

系统集成是将分散的设备和子系统整合为有机整体的过程。集成工作始于详细的系统集成方案编制,

明确各子系统接口规范和联调顺序。现场总线系统集成需解决不同厂商设备的协议转换问题,采用网关设备实现规约映射。SCADA 系统与 EMS 系统的集成要特别注意数据同步和刷新频率匹配。系统集成完成后进行全面测试,包括功能测试验证各项操作是否符合设计要求,性能测试考察系统响应时间和吞吐量,压力测试检验极端工况下的稳定性。仿真测试通过数字孪生技术模拟各种故障场景,验证系统动作逻辑的正确性。实测联调阶段在实际线路上进行带电测试,重点检验故障定位准确性和恢复供电成功率。

4.3 系统运行与维护

系统运行维护建立分级管理体系,运维人员分为监控员、检修员和管理员三类角色。日常运行监控关注设备在线率、通信成功率和异常告警信息,定期生成运行报表。设备维护遵循预防为主原则,制定年度检修计划和五年改造规划。软件维护包括补丁升级和病毒防护,硬件维护重点检查电源模块和通信端口。故障处理建立快速响应机制,一般缺陷 24 小时内消除,严重缺陷立即启动应急预案。系统优化持续进行,通过分析历史数据改进定值整定和控制策略。培训体系确保运维人员掌握新设备新技术,建立知识传承机制。备品备件管理实行定额储备,关键设备实施轮换检修制度。

5. 10kV 电网配电线路自动化面临挑战与对策

5.1 技术难题与挑战

技术层面面临的主要挑战包括复杂网络下的精确故障定位、异构设备互联互通、海量数据处理与分析等。配电网络结构复杂多变,多分支线路导致故障定位难度加大,特别是单相接地故障的准确判定仍是技术难点。不同厂商设备的通信协议差异影响系统兼容性,跨平台数据共享存在壁垒。分布式电源接入改变了传统配电网的潮流方向和短路特性,给保护整定带来新挑战。大数据应用面临存储容量不足和数据分析能力欠缺的问题,实时数据处理与历史数据挖掘尚未有效结合。边缘计算设备的算力限制影响复杂算法的本地化执行效果。

5.2 管理与协调问题

管理方面存在的突出问题表现在跨专业协同不足、运维责任界面不清、技术标准执行不到位等。配电自动化涉及调度、运检、信通等多个专业,部门间信息共享不畅影响故障处理效率。设备产权分属不同单位导致改造协调困难,新建项目与既有系统融合存在障碍。运维人员技能水平参差不齐,复合型人才短缺制

约新技术应用。标准体系虽已建立但执行力度不够,部分设备选型未严格执行入网检测规定。考核机制偏重建设指标忽视运行效能,导致重建设轻应用现象普遍。这些问题的根源在于管理体制未能适应技术发展需求,需要建立跨专业协同机制,完善全生命周期管理体系。

5.3 解决途径与建议

应对上述挑战需采取综合治理措施。技术创新方面应加大研发投入,突破故障电流方向识别、分布式电源自适应保护等关键技术;推广应用数字孪生、区块链等新技术提升系统智能化水平。管理创新要建立跨部门协调机构,完善标准化工作流程;推行设备主人制,落实全寿命周期管理责任;建立基于运行效果的考核机制。政策支持层面需制定鼓励技术创新的产业政策,完善相关技术标准体系;推动产业链上下游协同发展,培育专业化运维服务市场。人才培养要构建校企联合培养机制,开展多层次技术培训;建立技能认证体系,造就高素质运维队伍。通过技术创新、管理创新和政策引导的协同作用,推动配电自动化技术持续健康发展。

结束语: 10kV 电网配电线路自动化技术对电网发展至关重要。虽在关键技术、智能终端等方面取得进展,但仍面临挑战。需持续研发创新,完善系统建设与管理,提升自动化水平,为 10kV 电网安全、稳定、高效运行提供有力保障,促进电力行业可持续发展。

参考文献:

- [1] 余朝彦. 10kV 线路故障处理中应用配网自动化技术[J]. 中华纸业, 2023, 44(16): 55-57.
- [2] 赵仁弘. 试论 10kV 线路故障中的自动化技术应用[J]. 科技经济市场, 2023(1): 42-44.
- [3] 万文文, 张旭, 张国平. 配网自动化技术在 10kV 线路故障处理中的应用[J]. 科学与信息化, 2023(14): 88-90.
- [4] 杨斌杰. 10KV 配电网自动化系统研究与技术实现[J]. 电力设备管理, 2019(6): 37-40.
- [5] 贾冬霞. 10kV 配电线路故障与其自动化运行维护研究[J]. 电力设备管理, 2021, 14(09): 57-58.

作者简介: 申居尚(1993-), 男, 汉族, 籍贯内蒙古, 研究生, 工程师, 研究方向: 输配电及用电工程。