

10kV 配电网线路常见的施工故障及运维技术难点分析

黎俊彬

广州番禺电力建设集团有限公司, 广东省广州市, 510000;

摘要: 10kV 配电网作为电力系统的重要组成部分, 其安全稳定运行直接关系到供电可靠性和用电质量。本文系统分析了 10kV 配电网线路在施工阶段常见的故障类型及其成因, 深入探讨了运维过程中面临的技术难点。研究表明, 施工质量缺陷、外力破坏、自然环境影晌是导致线路故障的主要原因, 而运维过程中存在的检测手段不足、故障定位困难、设备老化等问题则制约着线路运行效率的提升。针对这些问题, 本文提出了加强施工质量管理、完善防雷措施、优化运维策略等改进建议, 为提高 10kV 配电网线路运行可靠性提供理论参考和实践指导。

关键词: 配电网; 施工故障; 运维技术; 线路安全; 故障预防

DOI: 10. 64216/3080-1508. 25. 07. 017

引言

10kV 配电网是连接输电网与终端用户的关键环节, 承担着电能分配的重要职能。随着城市化进程加快和用电需求增长, 配电网规模不断扩大, 线路运行环境日趋复杂。在实际运行中, 10kV 配电网线路面临着施工质量缺陷、外力破坏、自然环境影晌等多重挑战, 导致故障频发, 严重影响供电可靠性。

当前, 10kV 配电网线路的施工和运维工作存在诸多问题。施工阶段由于技术不规范、质量控制不严, 埋下了诸多安全隐患; 运维阶段则受限于检测手段、故障定位技术等因素, 难以及时发现和排除故障。这些问题不仅增加了运维成本, 也降低了供电服务质量。因此, 深入分析 10kV 配电网线路的施工故障及运维难点, 探索有效的预防和解决措施, 具有重要的理论和实践意义。

本文将从施工故障类型、运维技术难点、改进对策等方面展开系统分析, 旨在为提升 10kV 配电网线路运行可靠性提供参考依据。

1 10kV 配电网线路常见施工故障分析

1.1 线路敷设质量问题

在线路敷设过程中, 施工人员常面临道路限制、障碍物干扰等问题, 这些问题若处理不当, 将直接影响线路安装质量和使用寿命。部分施工单位为赶工期, 忽视敷设工艺要求, 导致电缆弯曲半径不足、保护层受损等情况发生。这些施工缺陷在运行初期可能不易察觉, 但随着时间推移, 会逐渐演变为绝缘老化、局部放电等严重问题。

杆塔基础施工是另一个质量隐患集中区域。部分工程在杆塔埋设过程中, 基础处理不到位, 回填土不实, 防沉台设置不规范, 导致杆塔在运行后出现明显倾斜甚

至倒塌。特别是在软土地基和边坡地带, 这类问题更为突出。此外, 接地装置安装不规范现象也较为普遍, 如使用铝绝缘导线作为接地线、接地桩埋深不足 0.8 米等, 都严重违反了电气装置安装规范。

1.2 电气连接缺陷

电气设备接口处理不当是引发线路故障的另一重要原因。部分施工单位在引线连接、设备安装过程中, 工艺控制不严, 导致接触电阻增大, 运行一段时间后出现连接点过热甚至烧毁事故。这类故障往往具有隐蔽性, 常规巡检难以发现, 但危害极大, 可能引发设备短路、火灾等严重后果。

避雷装置选型和安装问题也值得关注。一些工程为降低成本, 选用质量不达标的避雷器, 或安装位置不合理, 使得防雷保护效果大打折扣。在雷雨季节, 这类线路更易遭受雷击损坏, 造成跳闸事故。统计显示, 约 30% 的线路雷击故障与避雷装置安装不当有关^[1]。

1.3 外力破坏隐患

随着城市建设快速发展, 施工机械碰撞、树木倾倒等外力破坏已成为 10kV 配电网线路故障的主要诱因。在城区, 建筑工地塔吊作业、挖掘施工常造成线路机械损伤; 在郊区, 树木生长过高接触导线引发的短路事故频发。这类外力破坏具有突发性和不可预见性, 防范难度较大。

交叉跨越安全问题也不容忽视。部分新建线路在穿越高压线路时, 安全距离控制不严, 存在严重安全隐患。曾发生多起事故, 工作人员在 400V 线路作业时, 因上方 10kV 线路距离不足而触电。这类问题暴露出施工安全管理存在严重漏洞。

2 10kV 配电网线路运维技术难点

2.1 故障检测与定位困难

10kV 配电网线路分布广、分支多，故障定位一直是个技术难题。传统的人工巡检方式效率低下，难以及时发现隐蔽性缺陷。虽然目前已有多种在线监测装置，但受成本限制，普及率不高。当线路发生接地故障时，由于信号特征不明显，准确定位故障点往往需要耗费大量时间。

小电流接地系统单相接地故障的检测尤为困难。这类故障电流小，特征不明显，常规保护装置难以可靠动作。运行人员只能依靠绝缘监察装置报警，再通过分段试拉方式查找故障区段，整个过程耗时费力，严重影响供电可靠性。

2.2 设备老化与过载问题

随着用电负荷持续增长，许多 10kV 配电网线路长期处于重载甚至过载状态，加速了设备老化进程。特别是早期投运的线路，导线截面偏小，绝缘水平下降，已不能满足当前供电需求。但因改造资金有限，这些老旧线路仍在勉强运行，成为供电可靠性的薄弱环节。

配电变压器过载问题也很突出。在夏季用电高峰时段，部分配变负载率超过 100%，导致油温升高、绝缘老化加速。长期过载运行不仅缩短了设备寿命，也增加了故障风险。但由于配变数量庞大，全面更新改造需要巨额投资，短期内难以彻底解决。

2.3 防雷与绝缘配合挑战

10kV 配电网线路多采用架空方式，易受雷击影响。虽然装设了避雷器、架空地线等防雷设施，但在多雷区，雷击跳闸率仍然较高。问题在于现有防雷措施缺乏针对性，未能根据不同地区雷电活动强度、土壤电阻率等条件进行差异化设计。

绝缘配合不当也是导致雷击事故的重要原因。部分线路绝缘子雷电冲击耐受水平与避雷器保护特性不匹配，在强雷暴天气下易发生绝缘闪络。此外，绝缘子污秽、老化等问题也会降低其耐雷水平，增加雷击跳闸风险。

2.4 自动化水平不足

与输电网相比，10kV 配电网自动化程度普遍较低。多数线路仍采用传统的人工操作方式，故障隔离和供电恢复速度慢。虽然部分地区试点建设了配电自动化系统，但因通信网络不完善、终端设备可靠性不高等问题，实际应用效果有限。

馈线自动化覆盖不足导致故障处理效率低下。当线路发生故障时，需要运行人员到现场操作分段开关，平均修复时间长达数小时。而在发达国家，通过自动化开

关设备的配合，多数故障可在分钟级内隔离并恢复供电。

3 典型故障案例分析

3.1 施工质量引发的故障案例

某新建 10kV 线路投运半年后，连续发生多起电缆中间接头击穿事故。经检查发现，施工时电缆剥切尺寸控制不严，半导体层处理粗糙，导致接头处电场分布不均。同时，防水密封措施不到位，潮气侵入加速了绝缘老化。这类因施工工艺不良引发的故障，往往具有批次性特征，需要全线排查整改。

另一典型案例是杆塔倾斜事故。某山区线路在雨季出现多基杆塔严重倾斜，最大倾斜度达 15°。调查表明，施工时未按设计要求进行地基处理，回填土未分层夯实，雨水渗透后引发不均匀沉降。这类基础问题修复难度大，常需重新组立杆塔，造成长时间停电^[2]。

3.2 外力破坏故障案例

某工业园区 10kV 线路连续发生跳闸，经查为邻近工地吊车碰线所致。该线路与施工区域安全距离不足，但未采取停电或防护措施。类似的外力破坏事故在城市配电网中占比高达 40%，是线路非计划停运的主要原因。

树木碰线也是常见外力破坏形式。某林区线路因树木生长过快，在风雨天气频繁引发单相接地。虽经多次修剪，但因未建立长效的清障机制，问题反复出现。这类故障具有明显的季节性特征，多发于春夏植物生长旺盛期。

3.3 运维不当导致的故障

某变电站 10kV 出线开关多次误动，经查为保护定值设置不当，在邻近线路故障时越级跳闸。该站多条出线共用同一组 CT，故障电流难以准确测量。这类保护配合问题需要通过改造二次系统才能彻底解决。

另一典型案例是避雷器失效引发设备损坏。某线路避雷器多年未做预防性试验，内部阀片老化失效，雷击时无法正常泄流，导致配电变压器绝缘击穿。定期检测是发现此类隐患的关键，但实际工作中常因人手不足而流于形式。

4 改进对策与建议

4.1 加强施工质量管理

严格执行施工工艺标准是保证线路质量的基础。重点控制电缆敷设、接头制作、杆塔组立等关键工序，实行全过程质量监督。对于隐蔽工程，如杆塔基础、接地装置等，必须进行中间验收，合格后方可进入下道工序。

推行标准化施工管理。制定详细的作业指导书，明确各环节技术要求和验收标准。加强施工人员技能培训，

实行持证上岗制度。建立质量追溯机制,对重大施工缺陷追究相关责任^[3]。

4.2 完善防雷保护措施

根据地区雷电活动强度,差异化设计防雷方案。在多雷区,适当缩短避雷器安装间距,降低接地电阻;在普通地区,优化避雷器布置,确保关键设备得到保护。定期检测避雷器性能,及时更换失效设备,图 1 为配电线路检修场景。

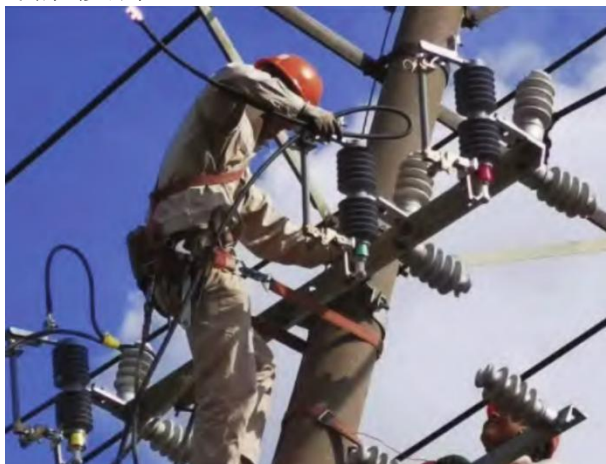


图 1: 配电线路检修场景

对频繁雷击跳闸的线段,可考虑更换为更高电压等级的绝缘子,或安装线路避雷器。加强绝缘子清扫维护,保持足够的绝缘强度。在树竹密集区,适当抬高导线架设高度,减少树木接触风险,图 2 为避雷装置。



图 2: 避雷装置示意图

4.3 提升运维技术水平

推广先进的检测手段。应用红外热像仪检测电气连接热点,使用局部放电检测仪发现早期绝缘缺陷,采用接地电阻测试仪评估接地系统状态。这些带电检测技术能及时发现潜伏性故障,避免事态扩大。

建设配电自动化系统。在重要线路配置自动化开关、故障指示器等设备,实现故障快速定位和隔离。逐步建立配电网监控中心,集中管理线路运行状态。优先解决频繁故障线路的自动化覆盖,提高投资效益^[4]。

4.4 优化运维管理模式

建立线路状态评价体系。综合考虑设备年限、缺陷记录、负荷水平等因素,评估线路健康状态,指导检修策略制定。对老旧线路重点监控,优先安排改造资金。

完善应急响应机制。针对常见故障类型,制定标准处理流程,缩短抢修时间。建立应急物资储备,确保故障抢修需要。加强与气象部门联动,提前做好灾害天气防范^[5]。

5 结束语

综上所述,10kV 配电网线路的施工质量和运维水平直接关系到供电可靠性和用电安全。本文分析表明,施工阶段的线路敷设缺陷、电气连接问题、外力破坏隐患是导致后期运行故障的主要原因;而运维过程中面临的故障检测困难、设备老化、防雷不足、自动化水平低等技术难点,则制约着线路运行效率的提升。

解决这些问题需要采取综合治理措施:在施工阶段严格质量控制,确保工艺达标;在运维阶段引入先进技术手段,提升管理水平;同时加强防雷保护,优化设备配置,提高线路抗风险能力。特别是要重视配电自动化建设,通过技术升级解决传统运维模式效率低下的问题。

未来,随着智能电网技术的发展,10kV 配电网线路将朝着自动化、信息化、智能化的方向演进。在线监测、故障自愈、智能调度等技术的广泛应用,将大幅提升线路运行可靠性。但同时也应注意,任何技术创新都必须以扎实的基础管理为支撑,只有将先进技术与规范管理有机结合,才能真正实现配电网安全经济运行的目标。

参考文献

- [1]田超. 10kV 配电网的线路安装技术分析[J]. 集成电路应用, 2023, 40(12): 312-313.
- [2]黄晶晶. 10kV 配电网运行中的常见故障与解决措施[J]. 农村电工, 2022, 30(08): 39-40.
- [3]贺思邈. 10kV 配电网运行与维护的可靠性分析[J]. 集成电路应用, 2021, 38(09): 148-149.
- [4]毕博敏. 10kV 以下配电网线路的规划及运行维护[J]. 电子元器件与信息技术, 2021, 5(07): 1-2.
- [5]梁景雄. 浅析 10kV 配网线路常见施工故障[J]. 低碳世界, 2021, 11(04): 96-97.