

供电所10kV配网安全运行

张宇轩

银川农村电力服务有限公司 宁夏 银川 750004

摘要：10kV配电网作为连接主干电网与终端用户的“最后一公里”，是农村地区电力供应的核心载体。其安全、稳定、可靠的运行直接关系到广大农村居民的生活质量、农业生产的正常秩序以及乡村振兴战略的顺利实施。然而，受限于地理环境、历史投入、设备老化及管理因素等多重挑战，农村10kV配网的安全运行水平与城市电网相比仍存在显著差距。本文旨在系统性地剖析影响农村10kV配网安全运行的关键因素，从规划、设备、技术、运维及管理等多个维度，深入探讨并构建一套全面、科学、可操作的安全运行保障体系。研究内容涵盖中性点接地方式的选择、防雷与绝缘防护、继电保护配置、无功补偿与电压控制、外力破坏防范、智能化运维以及全寿命周期管理等核心议题，并在此基础上提出优化策略与前瞻性建议，以期为提升我国农村电网整体安全运行水平提供理论参考与实践指导。

关键词：农村电网；10kV配网；安全运行；防雷接地；继电保护

引言

随着乡村振兴和农村电气化加速，农村用电需求快速增长，对10kV配电网的可靠性、安全性和电能质量提出更高要求。作为农村电力骨干，10kV配网普遍存在线路长、负荷分散、设备老化、自动化水平低及运维薄弱等问题，导致故障频发、抢修滞后、电压合格率低等安全隐患。传统“被动抢修”模式已难以满足新时代需求，亟需转向“主动预防、精准管控”的现代化运维体系。开展农村10kV配网安全运行研究，既是保障国家能源安全、服务“三农”的现实需要，也是推动电网高质量发展、实现城乡供电服务均等化的关键举措。本研究将立足农村电网特点，从多维度探索符合国情的配网安全运行优化路径。

1 农村 10kV 配网安全运行面临的主要挑战

农村10kV配网的安全运行受到内外部多种复杂因素的制约，主要体现在以下几个方面：

1.1 自然环境与外部破坏因素

农村地区地域广阔，地形地貌复杂多样，10kV线路多采用架空方式敷设，长期暴露在自然环境中，极易遭受雷击、大风、暴雨、冰雪、山火等自然灾害的侵袭。其中，雷击是导致线路跳闸的首要原因，尤其是在雷暴活动频繁的山区和丘陵地带。此外，树障问题也极为突出，树木生长与导线安全距离不足，在大风天气下极易引发短路或接地故障。同时，农事活动（如农机作业）、基建施工、盗窃破坏等外力因素也是造成线路非计划停运的重要原因。

1.2 设备与线路本体因素

受历史投资规模限制，部分农村地区的10kV线路及

设备投运年限较长，存在不同程度的老化现象^[1]。例如，大量使用裸导线而非绝缘导线，增加了相间短路和对地放电的风险；瓷质绝缘子易受污秽影响，在潮湿环境下易发生闪络；金具锈蚀、杆塔基础松动等问题也时有发生。这些设备本体缺陷构成了潜在的安全隐患，降低了系统的整体健康水平。

1.3 技术与管理水平因素

相较于城市配网，农村配网的自动化、信息化水平普遍较低。许多线路缺乏有效的在线监测手段，故障定位主要依赖人工巡检，效率低下且准确性不高。继电保护配置不够完善，选择性、灵敏性有待提高，容易发生越级跳闸，扩大停电范围。在无功补偿方面，普遍存在补偿点不足、容量配置不合理、调控手段落后等问题，导致线路末端电压偏低，影响用户正常用电。同时，基层供电所的专业技术力量相对薄弱，人员技能水平参差不齐，标准化、精细化的运维管理体系尚不健全。

2 农村 10kV 配网安全运行关键技术与策略

针对上述挑战，必须采取一系列综合性的技术与管理措施，构建全方位的安全运行保障体系。

2.1 科学选择中性点接地方式

中性点接地方式是影响10kV配网安全运行的基础性问题。目前主要有三种方式：中性点不接地、经消弧线圈接地和经小电阻接地。中性点不接地方式结构简单，投资省，在单相接地故障时，由于故障电流仅为线路对地电容电流，若该电流小于一定阈值（通常为10A），电弧可自行熄灭，系统可带故障运行1-2小时，供电可靠性高。但此方式在发生间歇性弧光接地时，易产生过电压，威胁设备绝缘。中性点经消弧线圈接地方式通过感

性电流补偿容性电流,有效抑制接地电弧,降低过电压风险,适用于架空线路长、电容电流大的农村电网,但其调谐困难,维护复杂,且无法快速切除永久性故障。中性点经小电阻接地方式在发生单相接地时,能迅速产生较大的短路电流,使保护装置可靠动作,快速切除故障,避免故障扩大,但会牺牲瞬时供电可靠性,且对接地电阻和保护定值要求严格。对于农村电网,应根据线路长度、电缆化率、负荷性质等因素进行综合评估。对于以架空线为主、线路较长的区域,推荐采用经消弧线圈接地方式;对于电缆化率较高或对人身安全要求极高的区域,可考虑经小电阻接地方式。

2.2 强化防雷与绝缘防护体系

防雷是农村配网安全运行的重中之重,应构建“疏导”与“阻塞”相结合的综合防雷体系。在疏导方面,应在雷害高发区的线路杆塔上安装避雷器(如氧化锌避雷器),为雷电流提供低阻抗泄放通道,保护线路绝缘子和设备,同时确保杆塔接地电阻符合规程要求(通常不大于 10Ω 或 30Ω ,视土壤电阻率而定),必要时采用降阻剂或延长接地体。在阻塞方面,应大力推广使用架空绝缘导线(JKLYJ),可有效防止因导线断线、异物搭接等引起的相间短路和对地故障,对于关键跨越段或树障严重区域,可采用绝缘护套对裸导线进行局部绝缘化改造^[2]。此外,定期开展绝缘子清扫和憎水性检测,及时更换零值、低值绝缘子,也是保障绝缘水平的有效手段。

2.3 优化继电保护与自动化配置

合理的继电保护配置是快速隔离故障、缩小停电范围的关键。农村10kV线路通常采用三段式电流保护(速断、限时速断、过流)作为主保护,并配合重合闸装置,其整定计算必须基于准确的系统参数和运行方式,确保上下级保护之间的配合,并充分考虑分布式电源接入带来的潮流反向问题,必要时引入方向元件。对于重要分支线或长线路,可加装分界开关或看门狗装置,实现故障的就地隔离。在此基础上,应逐步推进配电自动化建设,部署馈线终端单元(FTU)、站所终端单元(DTU)等智能终端,结合通信网络,实现故障的自动定位、隔离与恢复供电(FA功能)。即使在不具备全自动FA条件的地区,也可利用智能终端的遥测、遥信功能,大幅提升故障研判和处理效率。

2.4 实施精准的无功补偿与电压控制

无功功率的合理分布是保障电压质量和降低线损的核心。应遵循“全面规划、合理布局、分级补偿、就地平衡”的原则,坚持“集中补偿与分散补偿相结合,以分散补偿为主;高压补偿与低压补偿相结合,以低压补

偿为主”。具体而言,变电站集中补偿主要用于补偿主变无功损耗,维持10kV母线电压;线路分散补偿则是在10kV线路上安装户外型自动无功补偿装置(如DWK系列),根据线路无功功率或功率因数自动投切电容器组,有效提升线路中后段电压;随器/随机补偿则是在配电变压器低压侧或大型电动机旁安装电容器,实现就地无功平衡。对于供电半径过长的线路,还可在线路上加装自动调压器(AVR)或有载调压配电变压器,动态调整输出电压,确保用户端电压合格。

2.5 深化防外力破坏与通道管理

建立常态化的防外破工作机制至关重要。首先,应加强与地方政府、村委会的沟通协作,将电力设施保护纳入地方综合治理范畴,在大型基建项目规划初期即介入,明确线路保护区范围,签订安全协议^[3]。其次,要利用无人机、可视化监拍装置等技术手段,定期对线路通道内的树障、违章建筑、施工点等隐患进行排查和治理,并严格执行“小容量、密布点、短半径”的农网改造原则,从源头上缩短供电半径,减少外破风险点。最后,还需通过发放宣传册、张贴警示牌、举办安全讲座等形式,向沿线群众普及电力设施保护知识和安全用电常识,营造群防群治的良好氛围。

3 构建现代化运维管理体系

技术措施的有效落地,离不开强有力的管理体系支撑。

3.1 推行设备全寿命周期管理(LCC)

摒弃过去只关注采购价格和故障维修的短视思维,全面引入全寿命周期管理理念。这意味着要从设备的规划选型阶段就开始介入,综合评估其初始投资、运行能耗、维护成本、故障损失及退役处置费用,选择综合成本最优而非价格最低的设备。在设备投运后,为其建立唯一的电子身份档案,详细记录其出厂信息、安装调试数据、历次检修试验报告、缺陷处理记录等全维度信息。基于这些海量数据,运用大数据分析和人工智能算法,构建设备健康状态评估模型,对设备进行精准的风险画像和剩余寿命预测。依据评估结果,动态调整检修策略,从“到期必修”转向“该修才修”,将有限的运维资源精准投放到最需要关注的设备上,从而实现资产价值的最大化和安全风险的最小化。

3.2 建立健全安全运行评价指标体系

管理始于度量。必须构建一套科学、全面、可量化的安全运行评价指标体系,作为衡量工作成效、驱动持续改进的“指挥棒”。该体系应打破单一指标的局限,形成一个多维度的综合评价矩阵。在可靠性维度,关注

SAIDI（系统平均停电时间）和SAIFI（系统平均停电频率），反映用户的真实体验；在设备健康维度，追踪设备完好率、家族性缺陷发生率、预试定检完成及时率等，评估资产的物理状态；在运行质量维度，监控综合电压合格率、10kV母线电压越限次数、综合线损率等，衡量系统的运行效率；在安全管理维度，则聚焦人身轻伤及以上事故、恶性误操作事件、严重违章次数等，守住安全底线^[4]。通过对这些指标的常态化监测、对标分析和根因追溯，管理层能够清晰地识别出管理链条中的薄弱环节，从而制定出更具针对性的改进措施。

3.3 加强人员培训与标准化作业

人是所有技术和管理措施的最终执行者。面对农村配网日益复杂的技术环境，必须加大对一线运维人员的赋能力度。培训内容不能仅停留在规程条文的宣贯，更要紧密结合现场实际，围绕新型智能设备的操作、复杂故障的诊断、应急处置的流程等开展沉浸式、场景化的实操训练。同时，要大力推行标准化作业，将每一项常规和非常规作业任务都分解为清晰、明确、可执行的步骤，并配套编制图文并茂的作业指导书和风险预控卡。通过标准化，可以最大限度地减少因个人经验差异和习惯性违章带来的安全风险，确保每一次作业都在可控、在控的状态下进行，真正将“安全第一”的理念固化于制、内化于心、外化于行。

3.4 加快数字化转型与智能运维

数字化是通往未来智能配网的必由之路。应积极拥抱物联网、云计算、大数据、人工智能等前沿技术，全面推进农村配网的数字化转型。通过在关键设备上部署各类智能传感器，构建覆盖全域的“神经末梢”感知网络，实现对温度、局放、振动、视频等状态量的实时采集。依托统一的数据中台，打通调度自动化、生产管理（PMS）、营销系统等多个业务系统的数据壁垒，构建一个与物理电网完全映射的数字孪生体。在这个虚拟空间里，可以进行潮流计算、故障仿真、风险推演等高级

应用，实现从“看不见、摸不着”到“全息感知、全景透视”的跨越。基于此，运维模式将发生根本性变革：由被动响应转向主动预警，系统能提前数小时甚至数天预测潜在故障；由经验判断转向智能决策，AI助手能为调度员和巡检员提供最优的处置方案；由人工巡检转向人机协同，移动终端APP能自动推送工单、导航至缺陷点、记录处理过程，形成完整的业务闭环，从而极大地提升整体运维效率与安全水平。

4 结语

农村10kV配网的安全运行是一项复杂的系统工程，涉及技术、管理、人员、环境等多个层面。本文通过系统梳理其面临的挑战，并从关键技术策略和现代化管理体系两个维度提出了相应的解决方案。未来，随着“双碳”目标的推进和新型电力系统的构建，农村配网将面临分布式光伏、电动汽车充电桩等新业态的接入挑战。这要求我们必须以更加前瞻的视野，持续深化技术创新和管理变革。一方面，要坚定不移地推进农村电网的升级改造，提升网架结构的坚强程度和设备的智能化水平。另一方面，要积极探索适应源网荷储互动的新一代调度控制技术和市场机制，将农村配网从单纯的电能配送通道，转变为集能量流、信息流、业务流于一体的智慧能源枢纽。唯有如此，才能真正实现农村电网的安全、高效、绿色、可持续发展，为乡村振兴和农业农村现代化提供坚实可靠的电力保障。

参考文献

- [1]张豹,谷雨.关于农村10kV配电网规划与运维管理的探讨[J].电气技术与经济,2024,(09):304-306.
- [2]程钢.降低10kV农村配电线路故障跳闸率的措施分析[J].电气技术与经济,2024,(06):370-372+379.
- [3]任磊.10 kV农村电网规划问题分析[J].农村电工,2022,30(09):39.
- [4]沈晓挺,李斌坤,金芳芳,等.农村10kV配电网供电可靠性提升措施研究[J].电力设备管理,2021,(07):35-37.