

10kV 配电电缆短路故障在线测距技术研究

王泉华 林师玄 黄泳熙 林劝立 徐龙

广东电网有限责任公司广州越秀供电局, 广州, 510030;

摘要: 针对 10kV 配电电缆短路故障在线测距技术存在的测距误差大、网络结构复杂干扰强、设备老化导致精度下降等问题, 本文提出五项完善措施: 一是优化测距算法, 结合时域反射、阻抗法与零序电流法, 提升定位精度; 二是升级硬件, 采用纳秒级采样与 GPS 时钟同步, 保障数据同步; 三是构建多源数据融合与综合判据体系, 利用网络拓扑与历史数据校准测距结果; 四是针对环网与分支网络特点设计分段测距与故障隔离策略, 消除多重反射干扰; 五是建立现场校准与定期维护制度, 对装置进行标定与巡检, 确保长期稳定可靠。实践表明, 这些措施可将测距误差控制在电缆长度的 1% 以内, 显著提高在线故障定位的准确性和可行性, 为 10kV 配网快速恢复供电提供了技术支持。

关键词: 配电电缆; 在线测距; 故障定位; 多源融合; 校准维护

DOI: 10.69979/3060-8767.25.06.014

引言

随着城市用电负荷快速增长, 10kV 配电电缆网络承担着重要的供电任务。发生短路故障时, 传统的离线巡检和停电测试不仅耗时耗力, 还会导致客户大面积停电, 影响供电可靠性。在线测距技术通过实时监测电流、电压和零序分量等数据, 能够在不停电状态下快速定位故障点。然而, 10kV 配电网多为环网或复杂分支网络, 信号多次反射、网络参数变化以及设备老化等因素, 会降低测距精度与稳定性。

1 低压配电电缆短路故障在线测距概述

低压配电电缆短路故障在线测距技术旨在实时定位系统中出现的短路故障点, 缩短检修时间、提高供电可靠性。该技术基于故障电流与电压信号波形特征, 通过在变压器低压侧或配电柜端安装在线测距装置, 实时采集故障波形数据, 并结合小电阻接地系统特性, 利用时域反射或阻抗计算等方法估算故障点距离。与传统离线测试相比, 在线测距不需停电, 只需在保障安全的前提下持续监测, 一旦发生短路可快速给出故障位置预判, 为检修人员提供指引。

2 10kV 配电电缆短路故障在线测距技术

2.1 故障信号采集与预处理

10kV 配电电缆系统故障信号采集一般布设于环网柜或主变低压侧, 需安装高采样率的电压互感器与电流

传感器。采集后的原始信号往往包含噪声与谐波干扰, 需要进行带通滤波与小波降噪处理, 然后对采样点进行相位同步校正。通过快速傅里叶变换 (FFT) 与短时傅里叶变换 (STFT) 等算法, 将故障电流波形与正常波形进行频域对比, 提取突变特征。

2.2 时域反射法 (TDR) 应用

时域反射法通过向电缆发送脉冲波, 测量故障点处波的反射时间, 计算波在电缆中传播速度并得出距离。10kV 电缆绝缘层与导体参数决定了脉冲波速率, 一般可取约 $160\text{m}/\mu\text{s}$ 。测距装置需具备纳秒级采样能力, 当脉冲遇到短路点时, 会产生反射并返回测距端, 通过双端时差计算故障点距离。考虑多分支系统的反射信号叠加, 可结合多尺度包络检测与脉冲幅值差异分析, 区分主线与支线反射, 提高定位精度至 $\pm 5\%$ 。

2.3 阻抗测距法 (IMP) 优化

阻抗测距法基于故障时电缆两端阻抗变化, 通过测量故障电流与电压相位角及幅值计算故障位置。采用等效电路模型, 考虑电缆线长参数与介质损耗, 对复杂网络进行多回路迭代求解时, 可利用改进的牛顿迭代法加快收敛。实际工程中, 可在主变高压侧施加预置信号, 在故障后自动计算短路电流与电抗, 结合电压降量化公式精确估算距离。通过对比实测距离与仿真结果, 并采用自适应补偿系数, 可将测距误差控制在 2% 以内。

2.4 零序电流法 (ZSC) 与综合算法

在不影响正常供电的条件下，可利用零序分流电阻及接地点检测异常零序电流，通过测量故障时各相零序分量的幅值与相位，判别电缆故障类型（单相接地、两相短路等），并结合网络拓扑与电缆分段电阻计算出故障段。同时，将零序电流法与时域反射法或阻抗法结果进行加权融合，提高综合定位准确度。

2.5 在线测距系统集成与校准

部署在线测距系统时需实现与配电自动化平台的无缝对接，确保故障报警与定位信息及时推送。系统集成应包括传感器布设、数据采集单元、测距算法模块与可视化界面。为保证测距精度，必须定期开展校准：利用已知开路或接地点进行仿真脉冲测试，标定信号传播速度与阻抗模型；与人工试验定位结果交叉验证，不断优化算法参数。完善的校准与维护机制，可使测距系统在季节温度、电缆老化及网络结构变化等因素作用下，仍能保持高可靠性与高精度。

3 实验分析

3.1 实验对象

本实验选取某厂区典型的 10kV 架空+地埋混合配

电线路作为对象，线路总长度 12.5km，包括 1.8km 地埋电缆段与架空线路。地埋电缆为 16mm² 铜芯低烟无卤交联聚乙烯绝缘电缆，3 相+1 中性线布置。架空线路采用铝芯钢芯导线，跨越轻微起伏地形。实验通过现场人为制造单相接地、两相短路和三相短路三类故障，于地埋电缆不同距离（500m、1000m、1500m）处进行，模拟实际短路现象。故障位置通过旁路开关在电缆末端设置短接开关，通过远程控制故障闭合，并记录故障类型和精确位置。在主变侧配置在线测距装置，实时采集故障电流、故障电压波形，并同步记录环境温度、土壤湿度等外部影响因素。为保证数据可靠，每种故障类型与位置测试均重复三次，确保信号采集系统与测距算法在不同情况下一致性与稳定性。

3.2 实验结果

3.2.1 电缆故障判定准确性对比

通过实验数据统计，评估时域反射法（TDR）、阻抗法（IMP）与综合零序电流法（ZSC）三种故障判定算法在不同故障类型和不同位置的判定准确性情况。下表为三种方法在三类故障上的判定正确次数与准确率对比：

表 1 电缆故障判定准确性对比

故障类型	测试次数	TDR 正确判定次数	TDR 准确率	IMP 正确判定次数	IMP 准确率	ZSC 正确判定次数	ZSC 准确率
单相接地	9	7	77.8%	8	88.9%	9	100%
两相短路	9	6	66.7%	7	77.8%	8	88.9%
三相短路	9	5	55.6%	6	66.7%	7	77.8%
合计	27	18	66.7%	21	77.8%	24	88.9%

表中数据表明，ZSC 在所有故障类型的判定准确率最高，尤其在单相接地场景下达到 100%。IMP 次之，而 TDR 在三相短路识别中准确率最低，仅 55.6%。三次重复测试一致性表明，零序电流法在复杂网络和多分支条件下更具稳定性和可靠性。

3.2.2 测距精度对比

测距精度对比实验以三种算法（TDR、IMP、ZSC+融合算法）在不同故障位置上的测距误差为评估项，测距距离分别为 500m、1000m、1500m。下表为各方法在不同测点的平均测距误差：

表 2 测距精度对比

故障位置	真实距离(m)	TDR 平均误差(m)	IMP 平均误差(m)	融合算法平均误差(m)
点 A	500	30	22	12

点 B	1000	45	35	18
点 C	1500	60	50	25

实验结果显示，TDR 算法在短距离（500m）时误差为 30m，随距离增加至 1500m 时误差扩大至 60m。IMP 算法表现优于 TDR，但在 1500m 处仍有 50m 误差。融合算法（将 ZSC 结果与时域/阻抗测距结合）误差最小，始终控制在 30m 以内，并在 1500m 时误差仅为 25m，平均误差为 18.3m，显著提高了测距精度。三次重复测试的标准差也最低，仅为±5m 左右，证明融合算法在多种工况下测距稳定性更好。综上，通过比较可见，融合算法在测距准确性和稳定性方面远优于单一 TDR 或 IMP 算法，为 10kV 配电电缆短路故障在线测距提供了可靠技术支持。

4 10kV 配电电缆短路故障在线测距技术完善措施

4.1 高精度测距算法与模型优化

为提高 10kV 配电电缆故障测距精度，需在现有时域反射（TDR）、阻抗测距（IMP）和零序电流（ZSC）方法基础上进一步优化算法与模型。首先，可引入改进的双端协同测距算法：在主变侧和远端低压侧同时采集故障波形，通过联合时差与阻抗二次迭代，利用多项式拟合技术校正波速差异，实现误差补偿。其次，可结合网络拓扑结构信息与电缆参数数据库，对电缆长度、电阻、电感分布进行实时仿真，修正电缆实际传播速度与理论值偏差。此外，在信号处理方面应引入小波包分解与自适应滤波技术，强化对高频噪声的抑制能力，在保证信号完整性的同时提高故障反射峰值的识别精度。最后，可通过机器学习方法对历史故障数据进行训练，生成基于神经网络的测距预测模型，实现对复杂多分支网络的快速定位，进一步提升测距算法的鲁棒性与精准度。

4.2 时钟同步与高采样率硬件升级

线上测距高度依赖采样格式与时钟同步精度。建议对采集装置进行硬件升级：采用具备纳秒级时间戳功能的高速采样卡，采样率从 1Msps 提升至 10Msps 甚至更高，以捕捉故障波形的细微特征。同时，需要在主变侧与分支终端安装 GPS 或北斗时钟接收模块，实现全网设备的纳秒级时钟同步，确保双端波形对齐误差小于 5ns。为应对电磁环境复杂以及噪声可变的情况，可将光纤传

输技术应用于信号传输链路，减少电磁干扰对信号采集的影响。对于现场二次设备，还应增加冷却与防尘措施，确保在-40℃~+60℃环境下稳定运行，以应对高温酷暑或严寒天气。通过硬件层面的升级和同步优化，可为后续的软件算法提供高质量、准确可靠的基础数据，显著提升在线测距系统的整体性能。

4.3 多源数据融合与综合判据

仅依赖单一测距方法难以适应 10kV 配电网复杂的网络结构及电压波动，需构建多源数据融合与综合判据体系。在数据层面，可将电压、电流、零序分量、谐波含量和故障后振荡特征等多维信息整合，通过加权融合算法得到综合故障指示。具体可采用模糊逻辑或贝叶斯网络对各测距结果进行置信度评估，融合出最终最优故障距离。同时，应引入电网拓扑信息和历史运维数据，在测距前进行路径推理，校验测距结果的合理性；若某测距方法出现超出物理极限的定位偏差，则动态剔除并调整各方法权重。此举能够减少单一测距误差的影响，提高综合定位准确率。此外，可开发可视化人机交互界面，实时呈现各方法的测距结果与置信度，为运维人员提供直观参考，避免误判和返工。

4.4 环网与分支网络适应策略

10kV 配电网常采用多环网或辐射式分支网络结构，故障波在不同支路反射后易产生波峰重叠。针对这种情况，需要制定环网与分支网络的适应策略。首先，应在多电源节点处安装分支识别模块，通过检测各节点电流反向和相序跳变，判别故障所在环段。其次，可在关键分支点加入故障隔离判别装置，当检出电流反向时自动切断或切换环网刀闸，局部隔离故障支路，减少故障网络长度，提高测距精度。对于分支多、走廊复杂的场景，可采用分段测距策略：先粗定位故障所在分支，再在该分支内部使用高精度测距算法锁定具体位置。通过引入环网控制和分支隔离逻辑，能够有效消除多反射干扰，提高在线测距在复杂网络中的可用性和可靠性。

4.5 现场校准与定期维护

尽管算法与硬件升级能够显著提升测距性能，但现场环境变化、设备老化及电缆老化等因素会导致测距偏

差。因此，需建立完善的现场校准与定期维护体系。在项目初期，应对每条配电电缆段进行精确的“空载”测距标定：在电缆两端使用已知距离故障模拟器，记录各测距方法对标准开路与短路点的误差，生成校准曲线与补偿系数。此后，需每半年开展一次在线测距装置自检与标定，重点检测时钟同步精度、传感器线性度与传输链路失真度，并根据标定结果更新测距算法的参数库。此外，建议在易发生故障的节点（如电缆接头、转角处）定期进行红外热成像与局放检测，及时发现电缆局部损伤与绝缘劣化，防患于未然。维护人员需配备移动标定仪与便携式测距装置，可在不停电情况下对在线系统进行快速核验与调优。通过现场校准与持续维护，将使测距系统在长期运行中保持高精度、低漂移，从而更好地为供电可靠性保驾护航。

5 结语

通过优化测距算法与模型、提升硬件采样与同步精度、构建多源数据融合与综合判据、设计环网与分支网络的测距适应策略，以及建立严格的现场校准与定期维

护体系，10kV 配电电缆短路故障在线测距技术的精准度和稳定性得到了显著提升。这五项完善措施相互配合，不仅有效消除了网络多重反射干扰和外部环境变化造成的偏差，还大幅度降低了测距误差，提高了故障定位速度。

参考文献

- [1] 刘树鑫, 卓裕, 李津, 等. 基于微型同步相量单元数据的配电线路故障测距方法[J]. 电气技术, 2020, 21(10): 63-70.
- [2] 赵立国. 一起 10 kV 配电室低压断路器弧光短路故障分析[J]. 电气时代, 2020, (01): 43-45+74.
- [3] 孙东, 仇志华, 赵倩鹏, 等. 基于配网自动化的电缆配电环网短路故障定位与隔离方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(10): 21-27.
- [4] 禹江. 110kV 高压电缆常见故障及处理探讨[J]. 通讯世界, 2017, (06): 237.

基金项目：南方电网公司科技项目 (030121KC23110004)