[测距系统]

高频暂态测距系统与站内测距装置系统联动研究与应用

文/张标
中铁武汉电气化局集团上海工程建设有限公司

接触网线路长期裸露于恶劣的自然环境中，受到环境及雷雨天气的影响极易发生故障，同时接触网线路不存在备用线路，一旦发生跳闸，对于故障点的排查及快速恢复接触网线路的供电显得极为重要。随着现阶段接触网线路供电结构越来越复杂，接触网线路的测距难度变得越来越高。首先分析接触网线路站内故障测距方法以及测距弊端，基于行波测距原理设计一套高频暂态测距系统，将该系统投入到复杂多T接的合安枢纽中应用，结合站内吸上电流比法测距分析结果与高频暂态测距系统输出结果，系统分析表明站内测距结合高频暂态测距结合有助于提升复杂T接线路的故障测距准确度，为枢纽线路故障测距提供新的测距思路。

随着“八纵八横”规划的逐步落地，我国电气化铁路已形成以中心城市为集中点逐步扩散状态，尤其是经济较为发达的城市，电气化铁路线路更为密集，线路结构更为复杂。尤其是城市地区接触网枢纽线路，受到大功率电力机车的影响，要求其线路稳定性更高，导致传统的直供枢纽线路无法满足现代运输需求。因此部分枢纽线路采用了AT供电方式结合直供形式共同提升接触网线路的运力，越发复杂的接触网线路导致了现有的站内故障测距手段收益逐渐降低，甚至可能出现监测盲区，给枢纽区域故障排查带来了较大的挑战。

枢纽区域多分支线路结构复杂，存在AT供电模式和单线供电模式两种一体的供电方式，这就导致线路在发生故障时无法通过站内阻抗测距形式获取准确故障点，给故障排查带来较大的困难。因此，一种适用于复线形式的枢纽线路故障测距方法显得极为重要。

鉴于现阶段站内故障测距存在的弊端，本文从行波法测距角度出发，设计一种基于高频暂态的故障测距系统，配合站内测距装置共同实现接触网线路状态监测。两系统相互配合，可快速实现接触网线路的故障排查，防止系统出现测距“盲区”，提升接触网线路稳定运行能力。

现有站内故障测距方式

Q/CR 686—2018《电气化铁路AT供电方式故障测距装置》中明确指出接触网线路故障测距方法。该技术标准中明确指出现有的电气化铁路接触网线路故障测距方案，其测距方案大致分为以下几类：一方面为横联线电流比法，该方法通过测量横连线故障时刻关键节点电压值、电流值进行测距，最终实现精确定位的目的；一方面为吸上电流比法，该方法通过测量计算吸上电流结合实际故障案例，调整故障测距时修正参数即可实现故障定位；另一方面为上下行电流比法，该方案主要应用于直供接触网线路中，通过测距故障是上下行故障时刻电流结合上下行接触网线路长度进行故障测距，以上述三种方法测距的原理。

图1为某上下行并联AT供电线路示意图，其中左边TT代表牵引变压器，AT_1、AT_2代表第一段AT所内AT变压器，AT_n、AT_{n+1}代表第二段AT所内AT变压器，T_1、R_1、F_1代表上行接触网线、接地线、正馈线，T_2、R_2、F_2代表下行接触网线、接地线、正馈线，I、U分别为故障时刻电流值、电压值，G点代表故障点。

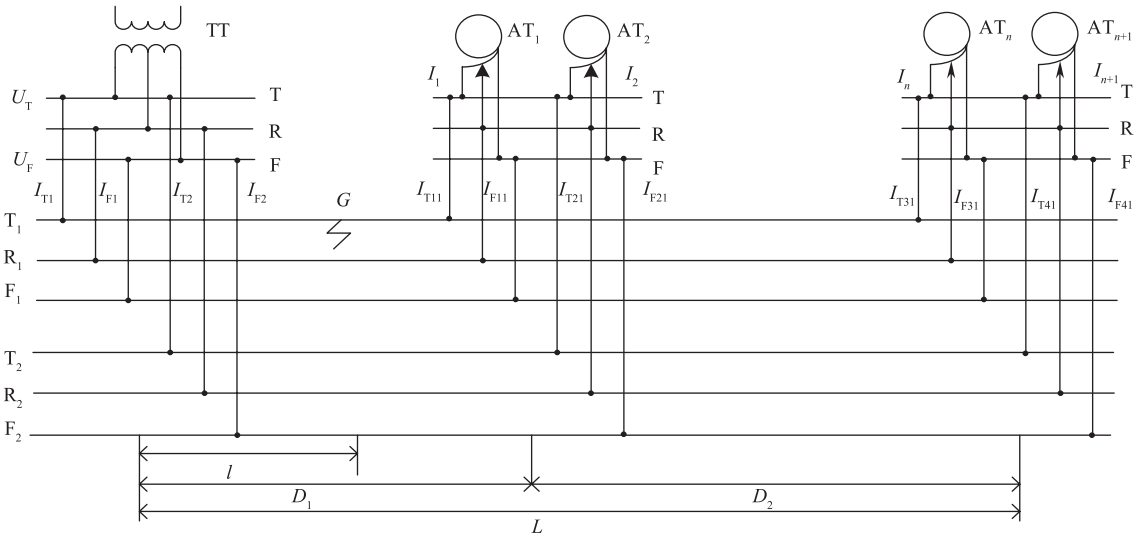


图1　上下行并联AT供电线路示意图

1. 横联线电流比测距法

采用横联线电流比法故障测距是利用故障区段内横联线电流比值进行求取故障距离的，需要求取中间变量q值，利用故障段前与故障段的吸上电流比值进行求解，其求取方法为

$$\begin{aligned} I_n &= \left| I_{Tn} - I_{Fn} \right| \\ q_{AT} &= \frac{I_n}{I_{n-1} + I_n} \\ l &= L_{n-1} + q_{AT} * D_n \end{aligned} \tag{1}$$

式中，I_{Tn}、I_{Fn}为故障段内T、F线横联线的实测电流值大小；q_{AT}为故障AT段电流值比上上一段AT与故障AT段之和；L_{n-1}为故障点前一段AT所距离牵引变电所的距离；D_n为本供电段接触网线路有效全长。

2. 吸上电流比测距法

现阶段牵引供电所内采用的主要故障测距方法为吸上电流比法故障测距，吸上电流比法测距时，需要依据已安装站内测距装置的线路参数以及故障样本，理论上来讲通过多次故障进行修正参数的调整，可实现线路的精确定位，吸上电流比法测距原理为

$$l = l_{n-1} + \frac{q_{AT} - Q_1}{1 - Q_1 - Q_2} D_n \tag{2}$$

式中，q_{AT}的计算方法和式（1）中一样；D_n为本供电段接触网线路有效全长；Q_1、Q_2为修正参数，与接触网线路的实际参数以及故障修正参数正相关。

3. 上下行电流比测距法

上下行电流比法故障测距主要针对于直供线路，极少数应用于AT供电方式的线路中，其故障测距原理为

$$l = \frac{2 \min(I_{T1}, I_{T2})}{I_{T1} + I_{T2}} L \tag{3}$$

式中，I_{T1}、I_{T2}为故障时刻上下行牵引变电所内上下行接触网线路电流大小；L为牵引变电所到分区所之间的有效距离。

采用上述方法进行故障测距时，均通过阻抗法故障测距推导而来，其推导过程往往通过忽略极小值的方式来取得近似值。同时上述测距方案往往应用于简单的AT供电线路或者直供线路中，而枢纽线路往往存在AT供电线路与直供线路混和的情况。采用上述方案进行故障测距时其故障测距准确度往往不理想，甚至出现了测距“盲区”，这就导致枢纽或者复线区域的故障点难以排查，枢纽线路或者复线区域的线路运行的稳定性受到限制。因此，不依赖于站内阻抗法的测距方案显得极其重要。

行波故障测距原理

现有的站内测距方法大多是通过上述三种方法

进行故障测距，需要接触网线路的设计参数结合接触网线路实际运行工况进行修正，用以提升线路的定位准确度，本文采用应用于输电线路的故障测距手段，即基于高频暂态的故障测距方案。基于高频暂态的测距手段其测距准确度不受线路运行状态以及线路发生故障过渡阻抗情况的影响，因此同样可适用于复杂结构的风电场集电线路，应对线路较为复杂的枢纽区域。采用高频暂态测距法时一般选用D行波法测距，即双端高频暂态测距法，图2为测距的基本原理。

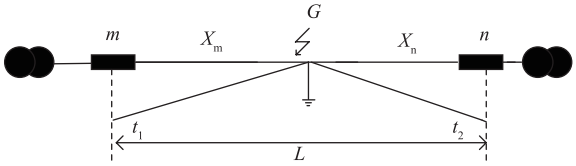


图2　双端高频暂态测距原理

由于接触网枢纽线路结构较为复杂，不同于简单的AT并联线路或者直供线路，首先要确认监测终端安装位置。在确认安装点位后，当接触网线路发生故障跳闸，利用监测终端采集的工频电流波形以及高频暂态波形进行故障点的进一步确认。确认了故障最小区间后，利用故障最小区间的两监测终端进行故障测距，其测距的原理为

$$\begin{cases} \Delta t = \left| t_1 - t_2 \right| \\ X_m = \dfrac{(L + V\Delta t)}{2} \\ X_n = \dfrac{(L - V\Delta t)}{2} \end{cases} \tag{4}$$

式中，t_1、t_2为接触网线路发生故障时，故障点G产生的高频暂态沿接触网线路向两端传输到达监测终端的波头时刻；L为两个监测终端直接的接触网线路有效长度，在进行计算时，一般取档距；X_m、X_n为接触网线路发生故障跳闸时，故障点G分别距离两边监测终端的距离；v为高频暂态在接触网线路中传输的波速度，应用于接触网线路故障测距时一般采用建模的方式推导计算而来。

由上述测距公式可知，采用双端高频暂态测距手段时，其测距准确度影响因素较少，同时可以采用数学方法控制。利用该方法测距时，尤其是应对于站内采用的阻抗法测距存在的“盲区”效果极佳。

高频暂态测距系统

1. 测距装置

测距装置直接关系到采用高频暂态手段测距的准确度，由于接触网线路不同于输配电线路，因此装置需采用高准确度模块式思路设计。测距装置安装于接触网线路导线上，考虑到接触网线路的特殊性，一般安装于牵引所、AT所和分区所上网线上；取能模块采用太阳能加耦合取能的形式，用于保证供电的稳定性，同时需充分考虑到接触网负荷的冲击特性；通信模块用以采集的数据上传，以及后台的命令通信，从而保证设备的运行稳定性。

2. 高频暂态测距系统逻辑

利用前述测距原理以及测距的基本方法可信将本系统启动、触发和故障定位集成，其测距后台系统运行逻辑图如图3所示。

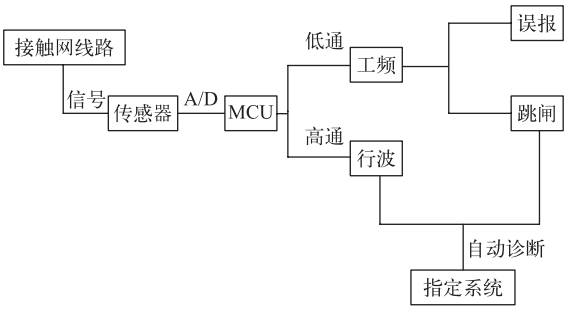


图3　测距后台系统逻辑

在监测终端安装确认后，通过电压传感器、电流传感器进行信号的采集，然后利用A/D转化。MCU在本地仅做简单的数据处理之后，利用通信模块将数据传输至系统后台。后台服务器在接收到监测终端采集的数据后，首先进行高低通的滤波。由于工频稳态（50 Hz）和高频暂态（上百kHz）之间存在明显的频率差异，因此仅需简单的滤波器即可实现工频稳态以及高频暂态的区分。利用工频稳态判定系统是否出现误报以及故障跳闸，利用高频暂态进行最小区间定位，最后给出预警即可。

系统验证

1. 背景

本文以中国铁路上海局集团合肥枢纽为例，合肥枢纽为典型的多线别复线结构线路，有南环线、合武绕行线和合安正线等高铁线路。往合肥方向为简单的上下行全并联AT供电方式线路，往安庆/武

汉方向为复杂枢纽结构，近似该枢纽线路为复杂T接线路，尤其是京港正线往安庆/武汉方向，出现故障时无法快速实现支线的判定，这给现场接触网线路运维人员故障排查带来了极大的挑战。因此，采用站内阻抗法测距结合高频暂态测距系统双重判定对于故障排查起到双重保障作用。

针对于合肥枢纽接触网线路的特殊结构，结合站内测距系统以及高频暂态故障测距系统，充分考虑经济效益，对京港正线安庆/武汉方向分支上进行高频暂态故障测距装置的安装，高频暂态测距系统安装方案如图4所示。

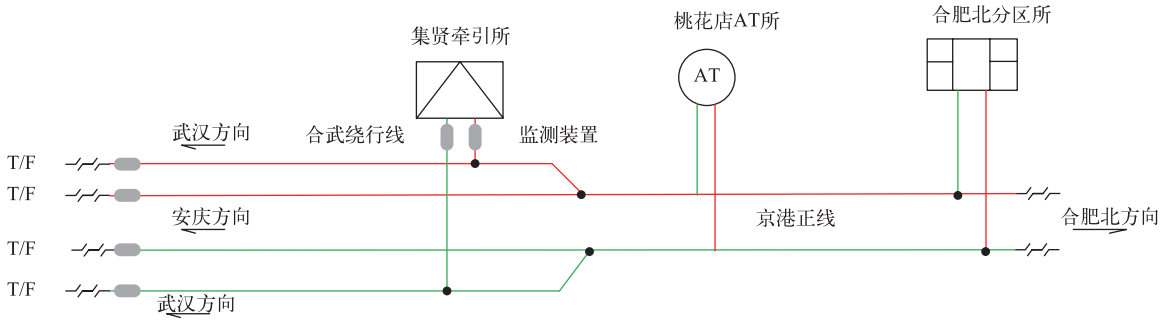


图4　京港正线安庆／武汉方向测距装置安装等效图

2. 试验情况

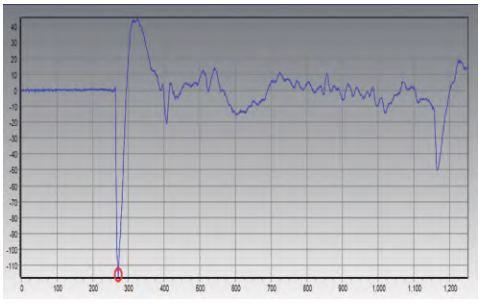
合肥枢纽京港正线往合肥北方向为简单的上下行并联AT供电方式，该区域内可通过站内测距装置进行状态监测和故障测距。而往安庆/武汉方向该区域内存在T接线路，采用站内测距效果较差。因此在此方向上安装了基于高频暂态测距装置，用于保证该区域内测距的稳定性。在监测终端安装后，该供电臂发生故障跳闸。站内显示，线路发生Ⅰ段过电流保护动作，上下行断路器同时动作，随后重合闸成功。以下为本次故障站内测距装置报文信息以及接触网高频暂态测距装置定位信息。

站内测距报文：京港线xxx/XXX供电单元于2024年xx月xxx日21:10发生跳闸，重合闸成功，故障为F-R故障。故障千米标以及故障杆塔分别为：K18.11、xx-xx-220号杆塔，同时判定故障点信息为京港正线牵引所与分区所区间之外，即牵引所-安庆/武汉方向。

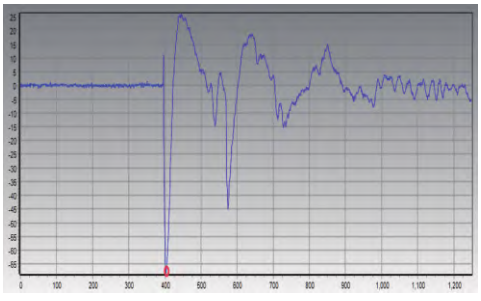
基于高频暂态测距装置定位信息：京港线xxx供电单元2024年xx月xxx日21:10发生故障跳闸，故障点在合武绕行线集贤牵引所和分相之间，距离集贤牵引所大号方向3.24 km；故障千米标以及故障杆塔分别为：K11.32、xx-xx-118。

3. 基于高频暂态定位装置

京港线xxx供电单元在发生故障后，图4中装置之间快速联动。结合站内断路器动作情况，快速实现了该供电臂的上下行以及T/F相的判定。故障判定情况与站内测距装置结果一致，同时该装置判定了最小故障区间位于合武绕行集贤牵引所和分相之间。利用最小故障区间采集的波形数据情况进行故障诊断，结合监测终端之间的有效距离5.28 km以及式（4）中定位方法，可知最小故障区间的时间差△T为6 μs。最小故障区间高频暂态波形图如图5所示。高频暂态计算原理如图6所示。



（a）牵引所 故障行波
2024年xx月xxx日20:24:54 941 574 μs



（b）分相 故障行波
2024年xx月xxx日941 568 μs

图5　牵引所分相故障时高频暂态波形图

利用式（4）进行故障点精确定位时，首先确认高频暂态波形在接触网线路中传输的波速度v，利用该接触网线路进行建模分析，计算出该区间内监测高频暂态传输的速度为290 m/ μs。

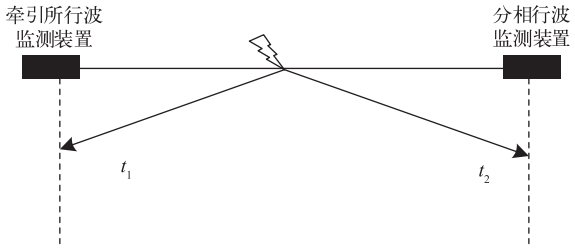


图6　高频暂态计算原理图

$$L_{故障点}=\left(L_{区间长度}+V\Delta t\right)/2=(5\ 280+290\times6)/2=3\ 510 \quad (5)$$

利用式（5）进行该故障点的精确定位，代入式（4）可知，本次故障点距离集贤牵引所约为3.51 km，最终得出故障千米标以及故障支柱分别为K11.32、xx-xx-118号支柱；该区段内运维人员在收到故障测距信息后，在天窗点分别站内测距装置以及高频暂态测距装置输出结果（K18.11、xx-xx-220号杆塔、K11.32、xx-xx-118）进行故障排查，最后于合武绕行线武汉方向K11.37处发现故障点，与高频暂态测距装置输出结果仅有50 m误差。

结束语

1）现有的站内测距主流手段为吸上电流比法测距，该方法原理为通过阻抗推导同时忽略极小值，该方法适用于简单结构的AT并联线路，应对于复杂线路，测距结果误差偏大。

2）基于高频暂态测距原理受到系统参数影响不大，考虑到现有的接触网线路站内故障测距装置以及接触网复线的线路测距的经济效益，可在站内测距盲区设置高频暂态故障测距装置，两测距装置相互配合，可实现复线结构的接触网线路的精确定位。EA

（收稿日期：2024-10-14）

参考文献

[1] 朱启林，李仁义，徐丙垠．电力电缆故障测试方法与案例分析[M]．北京：机械工业出版社，2008．

[2] 季涛，薛永端，孙同景，等．配电线路行波故障测距初探[J]．电力系统自动化，2005(19)：66－71．

[3] 和敬涵，季英业．小电流接地系统单相接地故障测距方法的研究[J]．华北电力技术，2004(1)：1-3．

[4] 马士超，刘永强．基于小波分析的电缆故障行波测距仿真研究[J]．现代电力，2010，12(27)：17．

[5] 刘亚东，盛戈皞，孙岳，等．基于故障电流信息综合分析的分布式单相接地故障测距方法[J]．电网技术，2012(8)：87-94．

[6] 何正友，罗过敏，杨建维．基于小波能谱矩阵相似度的电力暂态信号识别[J]．电力科学与技术学报，2007(3)：12-17．

[7] 刘亚东．输电线路分布是故障测距理论与关键技术研究[D]．上海：上海交通大学，2012．

[8] 高建东，沈捷，樊敏杰，等．10 kV中压配电网单相接地故障有源诊断技术的分析与应用[J]．电气技术与经济，2020(Z1)：18-20．