第 49 卷　第 19 期　2025 年 10 月 10 日
DOI：10.7500/AEPS20250204003
电力系统自动化
Automation of Electric Power Systems
Vol. 49 No. 19 Oct. 10，2025

采用单测点电流行波的输电线路故障区段辨识与测距

张广斌[1]，舒帮贵[1]，束洪春[1]，司大军[2]
（1. 昆明理工大学电力工程学院，云南省昆明市 650500；
2. 云南电网有限责任公司电网规划建设研究中心，云南省昆明市 650011）

摘要： 目前，输电线路所装设的沿线分布式行波测点需配对使用且仅能完成严格依赖时钟同步的多端测距，仅利用单测点行波无法独立判别区段和测距。文中提出采用单测点电流行波的输电线路故障区段辨识与测距方法。首先，分析输电线路两端多出线拓扑结构特点，利用其所决定的极性能够辨识沿线单测点后续电流行波的性质。进一步，基于行波进入区段后是否存在故障点反射这一故障区段与健全区段的本质差异，利用沿线测点把线路划分成两个不等长区段且测点处的波阻抗连续特点，将故障区段判定和单端测距均转化为对区段入射波和反射波间时延的检测。利用相对极性和区段固有到达时差实现波头的辨识，最终实现故障区段判定和故障测距。基于现场大量实测数据与仿真验证了所提方法的有效性，其不受故障类型、过渡电阻等因素影响，无死区且行波测点安装位置灵活。

关键词： 输电线路；行波；测点；固有时差；故障区段辨识；故障测距

0　引言

输电线路因线路较长且所处自然环境复杂易发生故障，将导致故障线路停运，对经济和社会影响较大。快速定位故障对加速修复、缩短输电线路停运时间、减少通道阻塞和保障系统安全稳定运行具有重要意义[1-5]。行波故障测距因具有不受系统方式、电源类型、电流互感器饱和、过渡电阻和故障类型等因素影响以及理论精度高等优势，广泛应用于高压远距离输电线路[6]。有必要开展线路故障行波自动分析及拓展测距算法以及提升测距效果的相关研究。

传统行波故障定位利用故障产生并经线路传送到线路端部变电站保护安装处所采集的行波（以下简称站端行波），主要包括双端法[7-10]和单端法[11-13]。双端法仅利用故障线路双端的故障初始行波，波头识别相对容易，但需严格依赖双端时钟同步和通信，且测距误差与线路全长准确度有关。单端法无需双端时钟同步和通信，基于单端波形分析即可实现故障定位，其难点在于如何可靠识别第 2 个波头性质。针对以上问题，已有研究开展了基于信号处理的波头检测[14-17]和特定拓扑下稳健特征测距波头的识别[18-21]等工作。但因互感器和二次电缆等变送环节影响以及故障源的复杂性，利用站端实测行波进行单端测距的工程应用效果尚不理想。

相较于站端行波，沿线分布式测点观测行波受互感器和二次电缆等变送环节影响小、波形质量高[22]，故障定位区段更短，双端定位原理对绝大多数故障具有适用性。部分重要的高压线路已安装了分布式行波测点并取得了良好效果。文献[23]在线路沿线布置多个测点，以工频电流方向确定故障区段，进而选择单、双端法定位故障位置；文献[24]提出利用不同测点所观测到的故障电流零序分量之间的偏离度和故障初始行波波头能量大小判定故障区段，根据故障区段选择对应测距方程；文献[25]根据故障区间和非故障区间两端频率分布幅值比差异辨识故障区间，基于故障区间两侧三测点行波到达时刻进行精准定位；文献[26]开发了分布式故障检测诊断系统并在 1 000 kV 特高压交流输电线路上挂网；文献[27]提出应用皮尔逊相关性算法计算线路端部和中点测点的电流一致性来区分故障区段，进而选择测距公式定位故障。当前分布式行波测距需依赖至少两个测点之间乃至多测点与主站间的可靠通信、时钟同步和拓扑信息。对于仅单个测点能与主站通信情况，现有分布式测距算法无效。

收稿日期：2025-02-04；修回日期：2025-04-22。
上网日期：2025-07-02。
国家自然科学基金资助项目（51907085）；云南省重大科技专项计划资助项目（202002AF080001）；已申请国家发明专利（申请号：202410059487.4）。

实际中每个测点所具有的高速录波能力及波形价值未被充分发掘。例如，跨越不同管辖范围、安装在分界杆塔上的分布式行波装置无法独立工作，需多测点配合且时钟同步才能测距。因此，充分发掘沿线单测点行波特征，探索独立的故障区段辨识和单端测距方法具有工程应用价值。

本文提出利用沿线单测点电流行波的输电线路故障区段辨识与定位方法。基于输电线路两端均为多出线的拓扑特点，利用沿线测点天然将线路划分成两个不等长区段，依据电流行波相对极性和健全区段的行波传播时差固定性，实现故障区段判定，通过识别故障点反射波实现单端测距。

1　输电线路故障行波及其沿线观测特征

1.1　输电线路故障行波解析

单端行波测距通过行波的幅值、极性等特征辨识特定性质的波头，基于所辨识的两个波头到达时差实现测距。解析故障行波是利用和辨识行波的关键。

线路非零故障角故障时，故障点产生沿恒定波速向线路两端传播的故障行波，并在波阻抗不连续点发生折反射，电流行波与电压行波的反射系数由线路入射、出射等效波阻抗决定，满足以下关系：

$$\beta_{\mathrm{I}}=-\beta_{\mathrm{U}}=\frac{Z_1-Z_2}{Z_1+Z_2} \tag{1}$$

式中：β_{I}为电流行波反射系数；β_{U}为电压行波反射系数；Z_1为入射线路等效波阻抗；Z_2为出射线路等效波阻抗。当线路波阻抗不连续点为故障点时，$Z_2=(Z_1R_{\mathrm{f}})/(Z_1+R_{\mathrm{f}})$，显然必有$Z_1>Z_2$，当线路波阻抗不连续点为线路端部母线时，同电压等级各回线路波阻抗一致，则有$Z_2=Z_1/n_i$，n_i为母线i除故障线之外的出线数，R_{f}为过渡电阻。

绝大多数高压交流输电线路的两端母线均为3回及以上出线（简称为多回出线）。因此，无论波阻抗不连续点是故障点还是端部母线，均满足$Z_1>Z_2$，则恒有$\beta_{\mathrm{I}}\in(0,1)$。因此，输电线路两端均为多回出线的拓扑结构决定了行波在母线处波阻抗不连续点的折反射类型与故障点处一致，则故障电流行波在故障线路上的反射始终不改变其极性，即反射具有绝对保号性，与初始行波极性始终一致。

到达线路端部母线处反射回故障线路和透射至每回健全线路的电流行波幅值关系满足以下关系：

$$\eta=\left|\frac{\beta_i}{\alpha_i}\right|=\frac{n_i-1}{2} \tag{2}$$

式中：α_i、β_i分别为线路端部母线i处的电流行波折射、反射系数，其中，$\alpha_i=2/(1+n_i)$，$\beta_i=(n_i-1)/(n_i+1)$。

可见，母线为多回出线类型前提下，母线处的出线数量越多，其电流行波透射越弱、反射越强。端部母线透射弱导致故障初始行波透射至相邻健全线路末端反射后再透射回故障线路的行波在幅值上可忽略，相当于可仅保留故障线路母线端部反射而视故障线外的出线为不计末端反射影响的半无限长线路，反射强导致存在可被观测和利用的后续故障点反射波。因此，对基于幅值、极性等显著特征识别行波波头的单端测距方法，其分析范围能够简化至故障线路内部波过程。

如图1所示，线路内部故障时，故障点同时产生一个向观测点传播、一个远离观测点传播的两个幅值相等、极性相反的行波。向观测点传播的行波发展为故障点反射波，远离观测点传播的行波必然发展为对端母线透射波。对于故障电流行波，由保号性可知：由于故障初始电流行波的起始两个方向相反，对端母线透射波极性必然始终与故障点反射波相反。

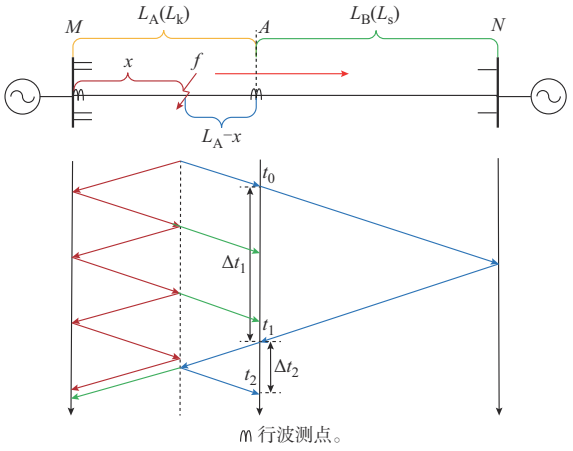


图1　故障行波网格图

Fig. 1　Lattice diagram of fault traveling waves

可见，对于实际中绝大多数的输电线路，两端均为多回出线的固有类型。该特点会导致如下问题：对于电流行波，故障点反射波始终与故障初始行波极性相同、对端母线透射波始终与故障初始行波极性相反，即故障行波在故障点至端部母线区间内反射、透射极性均具有绝对保号性，通过极性能够区分故障点反射波和对端母线透射波，且同类的后续行波幅值递减。

1.2　沿线观测的线路故障行波特征

故障电流行波能被站端测点观测，也能够被安装在故障线路沿线的测点所观测。相对传统站端行

波，沿线行波受互感器和二次电缆影响小，波头附加振荡少，波形质量高，距离故障点更近，距离相邻健全线末端更远，更适用于单端测距。

线路内部故障时，以沿线测点为界将线路划为两个自然区段，且这两个区段必然分属故障区段和健全区段。故障行波必然是在故障初始行波到达沿线测点时刻由故障区段入射至非故障区段，继而交替往复。作为区段分界的沿线测点处的线路波阻抗连续，故障区段反射波即为健全区段入射波，两个区段行波到达时差相互紧邻。

以图1所示长度为L的线路MN的f点故障为例，沿线行波测点位于MN沿线的A点处，其将线路分为两个区段。为了便于说明，以M端作为始端，记两区段长度依次为L_A、L_B，故障时线路必然存在且只存在一个故障区段L_k和一个健全区段L_s，沿用L_k、L_s表示两区段长度。同时，用L_A表示行波测点的安装位置。规定由沿线测点将线路划分的短区段指向长区段为沿线测点的电流行波参考正方向，则无畸变线的沿线测点所观测的故障初始行波i_{it}可表示为：

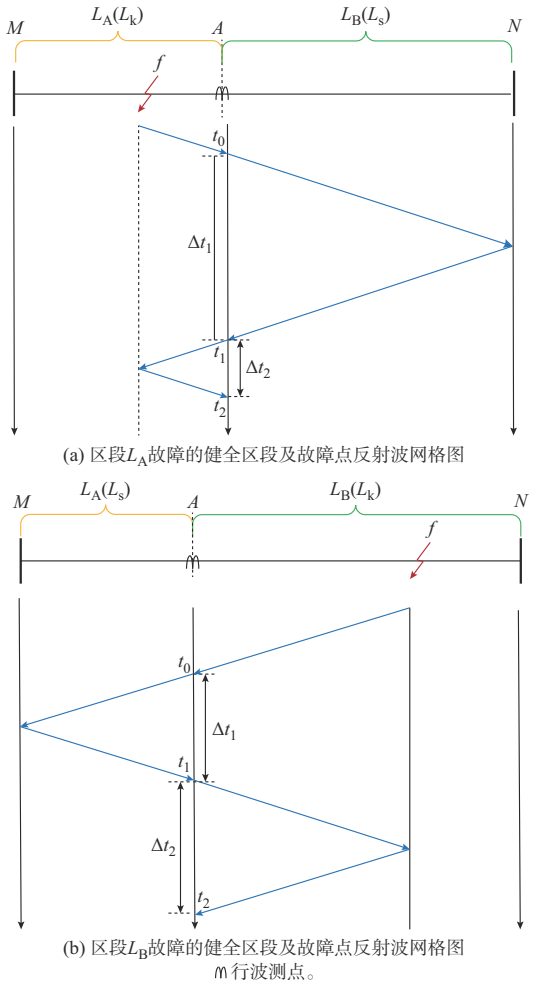
$$i_{it}=-k\mathrm{e}^{-\gamma(L_k-x)}\frac{\Delta u\left(t-\dfrac{L_k-x}{v}\right)}{Z_C} \tag{3}$$

式中：Δu为等效初始电压行波激励源；x为故障点距故障区段侧母线的距离；v为行波波速；Z_C为线路波阻抗；γ为线路传播系数；L_k为故障区段全长；k为电流行波方向系数。若故障位于沿线测点的反方向区段，$k=-1$；若故障位于沿线测点的正方向区段，$k=1$。

线路内部故障，向沿线测点传播的初始行波后续发展为健全区段反射波和故障点反射波，远离沿线测点传播的初始行波后续发展为故障区段侧母线透射波。对于沿线观测的电流行波，由上文的保号性可知，故障区段侧母线透射波极性始终与故障点反射波、健全区段反射波极性相反。

可见，输电线路两端普遍均为多回出线类型，这导致线路内部故障时沿线电流测点所观测的健全区段末端反射波和故障点反射波的极性均与初始行波相同，并且沿线电流测点所观测的来自故障区段的对端母线透射波及其后续各波阻抗不连续点的透反射波必然与故障初始行波的极性相反。因此，沿线测点与站端电流行波测点一样，均能基于相对极性剔除对端母线透射波的干扰，相当于将故障区段的故障点外侧线路视为半无限长线路。

行波入射区段后是否存在故障点反射是故障区段与健全区段的根本差异。对于健全区段，行波入射后经线路端部母线反射传至观测点，两次行波到达时差反映健全区段全长，为固有传播时延；对于故障区段，由于区段分界点处的线路波阻抗连续，必然不存在相对初始行波到达时差反映该区段全长的波头，但存在由健全区段入射后经故障点反射传至观测点的行波，入射波和反射波到达时差反映故障位置且必然小于该区段全长所对应的固有传播时延，如图2所示。



(a) 区段L_A故障的健全区段及故障点反射波网格图

(b) 区段L_B故障的健全区段及故障点反射波网格图

㎜行波测点。

图2　健全区段及故障点的反射波网格图

Fig. 2　Lattice diagram of reflected waves of sound section and fault point

需要指出，为了突出重点，图2均仅画出初始行波向着沿线测点最短路径方向传播及其后续传播的网格图。实际中行波必然在故障点按两个方向传播。对于输电线路，检测故障点反射波显然远比检测故障点透射波要可靠，故主要考虑故障点到母线之间的反射波即能满足需要。即使存在故障点过渡电阻高导致故障点处透射较强的情况，考虑行波按两个方向传播，最先到达沿线测点的行波仍一定是由故障点至沿线测点最短路径方向的初始行波，而

不是背离测点再次反射传至测点的行波，进而利用上文分析所得反射保号性特征，根据后续行波相对初始行波的极性必然能够区分两个初始方向的行波。因此，能够用仅保留如图2所示的一个方向传播的行波予以分析说明，突出本文所利用的核心特征。

线路内部故障时，沿线测点观测到初始行波到达后有限时间范围内存在且应仅存在一个反映健全区段全长的行波到达时间间隔，即两个区段长度所对应的行波到达观测点的固有时差必然不相等。因此，只要沿线测点不布置在线路中点，两区段长度必然存在可分辨的差异，故障区段辨识和单端测距均能够转化为区段入射波和反射波到达时差的检测。

以如图2(a)所示线路f点故障为例，故障初始行波首先在故障区段内向线路两端传播。初始行波t_0时刻到达沿线行波测点，此时，行波入射至健全区段并被端部母线N反射回到测点，再次入射至故障区段并在故障点f反射回测点。故障位于另一区段，如图2(b)所示时，除健全区段侧母线变为M外，其余故障条件均相同。因此，线路内部故障时，沿线测点观测的两个区段入射波和反射波的时间间隔Δt_1、Δt_2先后紧邻，分别对应健全区段全长和故障相对测点的距离，且必然不存在反映故障区段全长的时间间隔。

以上分析基于三相对称故障得出，直接在相电流行波使用线模波速进行测距，对于不对称故障亦适用。工程上直接采集、利用相电流行波，能够克服不同通道二次特性不一致、采集不同步、噪声等附加分量导致相电流作差产生的附加干扰，对于多相故障，多个相电流通道天然能够独立测距，具有通道冗余性，能克服个别通道未启动导致无法构造线模而失效的问题。

综上，输电线路两端母线普遍为多出线决定了此类拓扑下沿线测点能够通过相对初始行波的极性辨识后续波头性质。通过沿线测点的布置将线路划分为两个不等长区段，行波必然先从故障区段入射至非故障区段，继而交替往复。入射区段内是否存在故障点反射是故障区段与健全区段的根本差异。两个区段行波到达时差先后紧邻，两区段全长对应的固有时差必然不相等，故障区段判定和单端测距均能够转化为观测点处区段入射波和反射波到达时差的检测。

2　故障区段辨识与测距

2.1　基于沿线行波固有时差的故障区段辨识

由上文分析知，线路内部故障时，故障区段和健全区段的不等长导致故障区段辨识等价于健全区段检测。沿线测点在观测到初始行波到达后有限时间范围内存在且只存在一个反映健全区段全长的行波到达时差，因此区段辨识能够转化为健全区段入射波和反射波固有到达时差的检测。

故障初始行波最先到达沿线行波测点，初始行波到达时刻同时也是健全区段入射波出发时刻，能够可靠确定。因此，区段辨识的关键在于健全区段首次反射波识别，该波头i_{s1}可表示为：

$$i_{s1}(t)=-k\beta_s e^{-\gamma(2L_s+L_k-x)}\frac{\Delta u\left(t-\dfrac{2L_s+L_k-x}{v}\right)}{Z_C} \tag{4}$$

式中：β_s为电流行波在健全区段母线的反射系数；L_s为健全区段全长；其他变量含义同式(3)。

由网格图分析易知，幅值上，健全区段每次反射行波依次衰减，而由式(4)可见健全区段首次反射波幅值仅取决于健全区段侧母线的出线数，不受故障点的折反射强度影响。因此，健全区段首次反射波相比其他后续行波幅值更加显著、稳定，且线路端部母线出线数越多，反射越强烈，该波头越容易识别。时序上，健全区段首次反射波为故障初始行波的端部母线反射波，仅滞后于故障初始行波并超前于所有后续行波到达沿线测点。而故障点反射波必然落后于健全区段反射波，即健全区段间隔始终先于故障区段间隔。极性上，健全区段首次反射波必然与故障初始行波极性保持一致。因此，故障区段入射波与反射波到达时差检测以健全区段入射波和反射波固有到达时差检测为前提。

由上文分析可知，线路两端多出线类型母线所具有的后续不同类型行波反射次数与电流参考方向关联后的保号性决定了通过极性能够消除故障区段侧母线透射波对健全区段反射波识别的干扰，加之健全区段反射波和初始行波的到达时差固定且反映线路健全区段长度。因此，线路内部故障时，故障只可能在区段L_A或区段L_B发生，则健全区段亦必然是以沿线测点所划分的两个区段之一。即线路内部故障，以沿线测点为界的两个区段必然分别属于故障区段和健全区段。在两个区段长度以行波传输时差检测存在可分辨差异的前提下，健全区段首次反射波的特征存在且唯一。

以故障初始行波到达时刻t_0为基准，基于区段长度的可辨识性搜索后续同极性且到达时差对应区段全长的波头，即在$(t_0, t_0+2L/v)$范围内满足式(5)的沿线测点的行波到达时刻t_p确定为健全区段首次

反射波到达时刻t_1，此时L_j所对应区段为健全区段，另一区段即确定为故障区段。

$$\left|L_j-\frac{v(t_p-t_0)}{2}\right|<\varepsilon \qquad j\in\{\mathrm{A},\mathrm{B}\} \tag{5}$$

式中：L_j可基于沿线测点安装位置确定或利用历史外部故障的行波反推；ε为匹配容差，与两区段计算长度取值与实际长度的偏差程度有关，对于实测数据，考虑线路弧垂变化影响，ε取2 km。

2.2　基于故障区段行波到达时差的故障测距

在基于沿线测点单端行波固有时差特征辨识出故障区段的基础上，进一步利用单端行波进行故障测距。

行波由健全区间出射至故障区间内，遇故障点反射传回观测点，相当于实施一次单端测距。由于沿线测点线路波阻抗连续，故障区间入射波即为健全区间反射波，故障区间辨识阶段已被可靠识别。因此，单端测距关键在于可靠识别故障首次反射波，该电流行波波头i_{fl}可表示为：

$$i_{\mathrm{fl}}(t)=-k\beta_{\mathrm{s}}\beta_{\mathrm{f}}\mathrm{e}^{-\gamma(2L_{\mathrm{s}}+3L_{\mathrm{k}}-3x)}\frac{\Delta u\left(t-\dfrac{2L_{\mathrm{s}}+3L_{\mathrm{k}}-3x}{v}\right)}{Z_{\mathrm{C}}} \tag{6}$$

式中：β_{f}为电流行波在故障点的反射系数。

对比式(4)、式(6)可知，故障点反射波必然在健全区段反射波之后到达，故障区段判别阶段所识别出的健全区段反射波能够作为参照基准，且其极性始终与健全区段反射波保持相同。由于沿线测点处波阻抗连续，除了健全区段首次反射波外，来自健全区段方向的其他行波必然不会先于故障区段反射波到达观测点。此情况等价于传统站端行波单端电流行波波形特征分析，输电线路母线多回出线决定了对端母线透射波极性必然与故障点反射波相反，因此通过相对健全区段反射波的极性能够克服干扰。

故障位置相对测点的距离必然小于故障区间长度，以健全区段首次反射波到达时刻t_1为基准，搜索其后续有限时间范围$(t_1,t_1+2L_{\mathrm{k}}/v)$内最先到达的幅值显著高于检测门槛值的同极性波头，若满足式(7)，则确定该波头为故障点首次反射波，并获得到达时刻t_2。

$$\frac{(t_p-t_1)v}{2}<L_{\mathrm{k}} \tag{7}$$

沿线测点的健全区段首次反射波与故障首次反射波的到达时差反映故障点距测点的相对位置，则故障点距健全区段侧母线的距离x'可表示为健全区段长度和故障点相对位置之和，如式(8)所示。根据所属故障区段可换算出故障点距线路首端的距离x。

$$x'=L_{\mathrm{s}}+\frac{v(t_2-t_1)}{2} \tag{8}$$

式中：t_2为故障首次反射波到达时刻。

综上，综合利用线路区段长度的可辨识性和输电线路两端多出线结构所特有的幅值极性特征，能够通过沿线测点唯一、可靠地识别出健全区段首次反射波及后续故障反射波和故障区段，以健全区段首次反射波和故障首次反射波的到达时差能够计算故障位置，据此形成基于输电线路沿线单测点行波的测距式故障区段辨识与定位方法，算法流程图如图3所示。

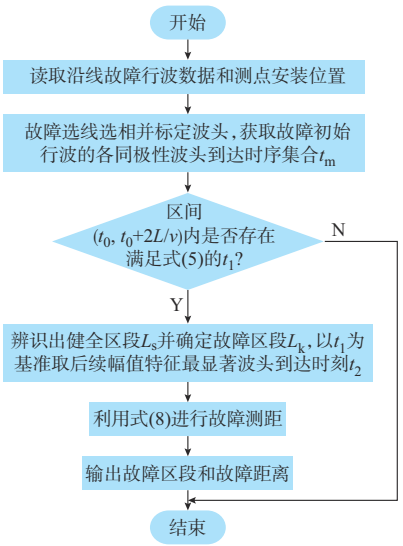


图3　本文算法流程图

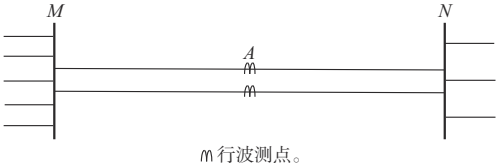
Fig. 3　Flow chart of proposed algorithm

3　验证结果分析与讨论

3.1　算例验证

3.1.1　实测数据算例1

2023年8月20日16：03某500 kV输电线路发生A相接地故障，故障线路全长116.17 km，线路两端母线均为多出线拓扑，如图4所示。



M行波测点。

图4　输电线路行波测点安装位置(算例1)

Fig. 4　Installation location of traveling wave measuring points on transmission lines (case 1)

在距输电线路首端M侧45.034 km的A点处装有电流行波测点，将输电线路划分成L_{A}=45.034 km、

L_B=71.136 km两个不等长区段，采用1 MHz采样率同步采集电流行波。

截取故障初始行波突变前150点、后$3L/v$时间窗口采样点，因原始录波数据长度有限，实际截取前150点、后864点共1 014点的故障相电流数据，波形如图5(a)所示。同时，截取行波数据进行小波变换，故障首波头突变为正极性，保留正极性的小波变换模极大值(wavelet transform modulus maxima，WTMM)如图5(b)所示。

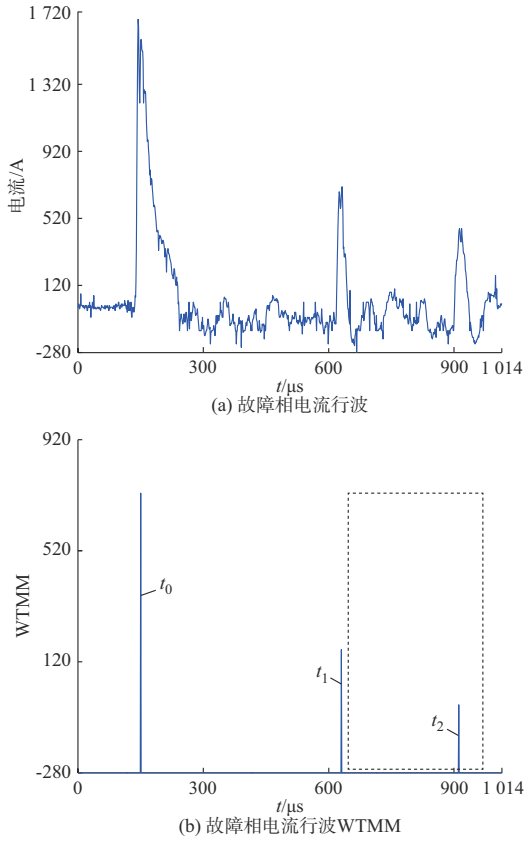


图5　故障电流行波及WTMM(算例1)

Fig. 5　Fault current traveling wave and WTMM (case 1)

可以看出，无论是原始时域波形还是其WTMM，初始行波及其后续的相对同极性波头都具有极其显著的幅值和极性特征。

以故障初始波头到达时刻t_0为基准，在同极性WTMM中按式(5)以线路区段长度特征进行长度匹配，容差ε取2 km，存在一个测点达到时刻t_p=630 μs的后续波头满足式(5)，即识别出健全区段首次反射波的到达时刻t_1和健全区段L_B，确定故障区段为L_A。

以健全区段首次反射波为基准截取后续$2L_k/v$相对于初始行波同极性波头，如图5(b)中虚线框所示，范围为(630，937)μs。可见，幅值最显著的波头能够确定为故障首次反射波，不容易混淆，其到达测点时刻t_2=911 μs，代入式(8)得故障点距健全区段末端母线距离：x'=112.443 km。根据故障区段辨识结果换为故障点距线路始端绝对距离：x=3.727 km，实际人工巡线结果为3.821 km，区段辨识和测距结果均正确。

3.1.2　实测数据算例2

2 022年8月24日12：24某500 kV输电线路MA发生C相接地故障，线路拓扑如图6所示。变电站M和N的母线均为多出线类型，同电压等级变电站A的母线出线为单进单出类型，近似可视为该处波阻抗连续，故障行波传至变电站A处不发生反射，变电站A处安装的电流行波装置能够等同于全长为线路MA、AN之和线路的沿线行波测点。

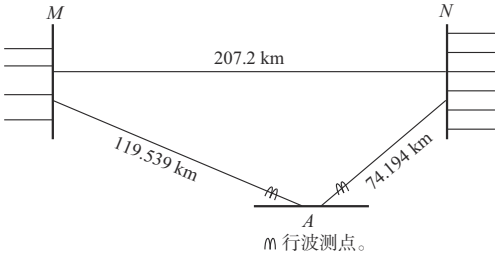


图6　输电线路行波测点安装位置(算例2)

Fig. 6　Installation location of traveling wave measuring points on transmission lines (case 2)

测点将全长193.733 km的线路划分成两个不等长区段，记L_A为MA长度、L_B为AN长度，行波装置以1 MHz采样率同步采集相电流行波。

截取故障初始行波突变时刻前150点、后1 976点共2 126点的故障相电流行波数据，如图7(a)所示；对截取数据做小波变换，故障初始波头为正极性，保留正极性WTMM，如图7(b)所示。

以故障初始波头到达时刻t_0为基准在其后$2L/v$时间范围内搜索满足式(5)的正极性WTMM，存在一个波头到达时刻t_i=650 μs，则确定该波头为健全区段首次反射波的到达时刻t_1，并判定健全区段为L_B，确定线路故障区段为L_A。

以健全区段首次反射波为基准取其后$2L_A/v$时间范围内的正极性波头(图7(b)中虚线框标出)，即(650，1 494)μs，确定幅值最显著的同极性波头为故障首次反射波，其到达测点时刻t_2=1 129 μs，将t_1、t_2代入式(8)得故障点距健全区段末端母线的距离：x'=144.607 km。根据故障区段辨识结果计算出故障线路首端的绝对故障距离：x=49.126 km，人工实际巡线结果参考值为48.521 km，区段辨识和测距结果均正确。

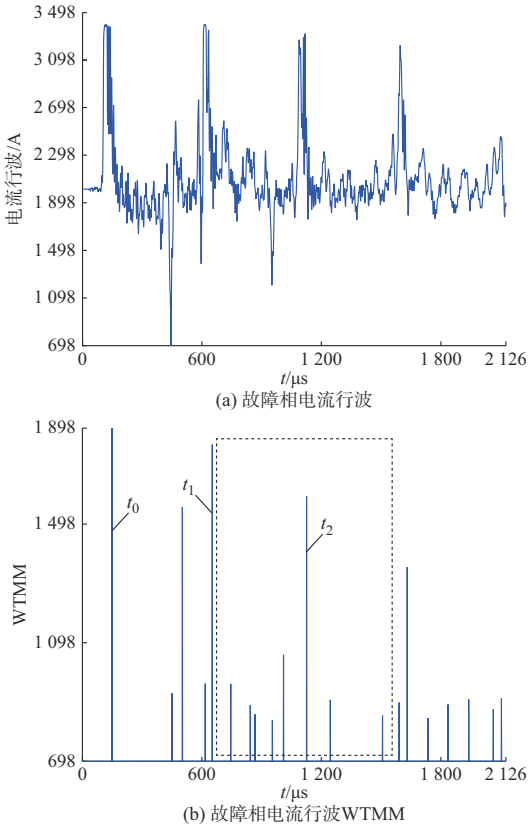


图7　故障电流行波及WTMM(算例2)
Fig. 7　Fault current traveling wave and WTMM (case 2)

3.2　分析讨论

3.2.1　不同故障类型对算法的影响

线路故障行波被沿线观测点分相采集,对输电线路的各种短路故障均能获得暂态电流波形,可直接在相域进行波头标定,并使用线模波速进行故障测距。同时,可通过相域各通道首波头突变的同时性判断通道间是否存在同步误差,并能在存在误差时补偿。

本文基于三相对称故障分析获得的故障相电流行波特征对于不对称故障仍适用,原因如下:对于不对称相间短路,相电流行波和线模行波实际形态上无差别,只是幅值差异,对波头识别无差别;对于不对称接地故障,虽然线、零模存在波速差,但是此时故障相电流行波中仍必然含有线模成分且以线模为主,零模波速较线模波速变化也是渐变而非突变,线模、零模波速差也是频变而非恒定波速差,这导致测点所观测的相电流行波波形因模量波速差存在缺损,但波形缺损形态呈现缓变而非突变的奇异性。因此,每次线模分量到达观测点引起的奇异性必然在相电流波形中同样产生明显的奇异性,零模所致缺损不会导致奇异性波头标定误判。

因此,无论对于对称或是不对称故障,故障相电流行波仍符合三相对称故障所得规律,且已被大量输电线路实测故障电流行波和频变线路仿真对比所证实,故障相电流行波以线模分量为主,直接在相电流行波中标定波头,并且采用线模波速进行测距。

相较于站端行波,所提算法利用沿线行波更靠近故障点,同样的启动门槛前提下对高阻和小故障角等弱故障行波的启动和识别能力更强。此外,由于采集故障后行波数据更长,故障后反映工频故障分量的暂态趋势量也有助于判别故障,以及可靠锁定包含故障初始行波及其后续用于单端行波分析的数据片段。

3.2.2　线路全长、测点安装位置和波速等偏差对算法的影响

受自然环境、载流、地形走势及弧垂等影响,实际导体长度与标称长度必然存在一定偏差,测点所划分的区段长度亦存在偏差。工程上无法获得精准的线路分区长度和准确的行波传播速度,本文算法在健全区段波头到达时差匹配时考虑到此类偏差,通过设置一定容差避免算法在实际应用过程存在一定偏差时失效或误判。

本文所提方法的区段长度和波速均无需事先精确获得,仅需获得装置大致安装位置并取经验波速,在工程上容易实现,能够利用外部故障识别健全区间波头,由到达时差获得准确安装位置。鉴于此类偏差绝对值有限,容差ε取2 km即能满足需要,并可根据区段长度差异和实际运行情况优化。

以180 km线路全长、距线路首端110 km布置测点为例,表1展示了实际行波测点安装位置、线路全长、波速存在偏差情况下,波头时差搜索和故障区段判定结果。

表1　区段长度和波速偏差下健全区段匹配结果
Table 1　Matching results of sound section with deviation of section length and wave velocity

L_A/km	v/(km/s)	健全区段计算长度/km	ε计算值	故障区段判定结果
112.0	0.294×10^6	68.796	0.796	L_A(正确)
111.5	0.299×10^6	110.331	1.169	L_B(正确)

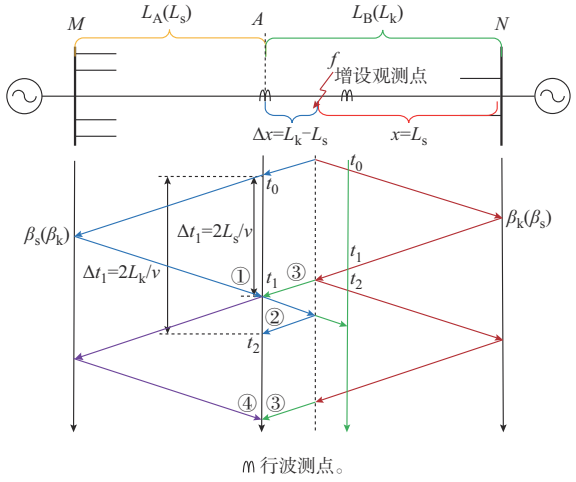
可见,线路区段长度和经验波速选取存在偏差但误差有限时,可通过自适应修改经验波速或适度增加容差ε,均能够搜索标定。此外,在线路区段不精确和经验波速选取不合理的情况下,还能通过基于历史实测样本修正;通过外部扰动或健全区段首次反射波的搜索标定自适应修改经验波速或适度增加容差,提升健全区段首次反射波检测和故障区段判别效果。因此,区段长度和波速等取值偏差对本算法不产生影响。

3.2.3　理论上可能存在的特殊故障点

算法以故障行波存在和测点安装位置划分线路区段不等长为前提。电压过零点附近故障行波微弱甚至不产生行波，此时所提方法与传统站端行波算法一样，均失效。

实际中沿线测点显然无法安装于线路的绝对中点，满足$|L_A-L_B|>\varepsilon$，工程上非常容易保证且具有可实施性，区间的精确长度能够根据外部扰动产生的行波进行辨识。即使测点恰巧安装于线路绝对中点或者计及容差内的中点附近，所提算法虽无法判定故障区间，但此情况下仍能确定故障距线路中点的相对位置。

对于更为一般的特殊点，行波传输网格图分析如图8所示。



㎜行波测点。

图8　特殊点故障行波网格图

Fig. 8　Lattice diagram of fault traveling wave at special point

健全区段首次反射波①同故障区段侧母线的首次透反射波③一起到达沿线测点，其行波路径$\sum L_{tr1}=(2q-1)x+L_k$，则故障区段识别波头抵消的特殊点仅存在满足式(9)的条件约束。而故障首次反射波②可能与故障区段侧母线的首次透反、入射波③、④同时到达，故障区段侧母线的首次透入射波④的传播路径$\sum L_{ti1}=(2q-1)x+L_k+2L_s$。因此，故障测距波头抵消还存在满足式(10)、式(11)两类条件约束。

$$\begin{cases} x=\dfrac{L_s}{q} \\ \beta_s=\beta_k^q\beta_f^{q-1}\alpha_f \end{cases} \tag{9}$$

$$\begin{cases} x=\dfrac{L}{q+1} \\ \beta_s=(\beta_k\beta_f)^{q-1}\alpha_f \end{cases} \tag{10}$$

$$\begin{cases} x=\dfrac{L_k}{q+1} \\ (\beta_k\beta_f)^{q-1}\alpha_f=1 \end{cases} \tag{11}$$

式中：q为故障区段侧母线透射波在故障区段L_k侧母线处的反射次数，且特殊点的阶数取决于q；β_k为故障区段侧母线的反射系数；α_f为故障点的折射系数。

可见，特殊点的分布主要取决于沿线测点的安装位置、线路全长以及反射次数。实际中，行波幅值随着行波在波阻抗不连续点的折反射和线路传播路程增加而衰减，折反射次数越多，行波幅值衰减越严重，特殊点的幅值约束条件甚难满足，工程上通常仅考虑一阶特殊点即$q=1$即能满足需要。式(11)的一阶特殊点要求$\alpha_f=1$，故障点处必然无法满足幅值约束，故式(11)无法同时满足，只需考虑式(9)、式(10)两种情况。

两种情况分别对应着：沿线测点所划分的线路长区段内仅存在一个健全区段识别盲区L_s、一个测距盲区$L/2$。通过分析发现，可以根据算法输出结果的完整性进行纠正：当算法输出结果不完整且$L_k=\min(L_A,L_B)$，则故障距离纠正为L_s；当算法输出结果不完整且$L_k=\max(L_A,L_B)$，则故障距离纠正为$x'=L/2$，单测点仍能够完成故障区段辨识和测距。

本文以线路非绝对中点的任意位置的单测点进行分析，工程上为增强算法冗余性和系统可靠性，还可通过增设另一个位置沿线测点来独立测距，如图8所示。沿线测点的装设处不会破坏故障行波波阻抗通路连续性，对线路上同时存在多个测点的情况，每个测点所提方法均分别适用，并且相互独立、不会互相干扰，且测距结果能相互验证。测点安装位置灵活，能独立判定故障区间和测距，测点间无需时钟同步。

3.2.4　相邻健全线的影响

线路两端母线的多回出线中可能存在健全线路，其末端行波反射回故障线路上可能会对线路的故障区段辨识和故障测距结果造成影响，为便于说明，称该线路为相邻健全线。故障区间外侧的相邻线路反射波极性与故障初始行波相反，而健全区段侧的相邻线路反射波与故障初始行波极性相同，故仅健全区段侧的相邻线路会干扰故障区段的辨识及故障定位，且出线数量越多，透射越弱，健全线对算法的干扰影响越小。

若健全线长度很短，如仅几千米，由于能够获知该短线路对端母线类型，且多次短线路全长反射波

应等间隔，幅值、极性递减均有规律，此时，短线路带来的多次行波反而可以作为故障区段判别的辅助证据，能够根据该短线路确知长度所对应的时差予以剔除，不会对故障测距和测距波头识别构成干扰。若健全线很长，则健全线干扰行波晚于故障线路测距行波，也不影响分析过程。即使对于仅有3回出线的多出线类型下且健全线长度为中等的最不利情况，相邻健全线路反射波必滞后于健全区段首次反射波到达测点，故障区段的辨识仍不受相邻健全线路的影响。测点布置时尽量避开相邻健全线路长度安装，则根据相邻健全线路的长度已知性，仍能够按式(12)剔除相邻线路反射波干扰。

$$\left| L_C - \frac{(t_C - t_1)v}{2} \right| < \varepsilon \tag{12}$$

式中：L_C为相邻健全线路长度；t_C为同极性波头到达测点时刻。

需要指出，对于沿线测点装设于线路绝对首末端、线缆混合等特殊情况，沿线测点所观测到的初始行波之后的行波健全区段反射波将难以可靠识别，此类特殊情况下所提方法失效。

3.3　实测数据和仿真数据验证

基于实际安装于输电线路的分布式电流行波测点所获的实测故障电流行波，对所提算法进行验证，所得故障区段辨识和故障测距结果如表2所示。表中：以L_A表示沿线分布式电流行波测点在线路上的实际安装位置；编号2A、2C表示同一次故障由同一位置A相、C相测点分别记录的相电流行波的测距分析样本，编号3C表示该次故障由线路上另外一个安装位置的C相分布式测点记录的电流行波的分析样本；Ag、Bg、Cg表示A、B、C相接地故障，AC表示AC相间故障。

表2　所提方法实测数据故障区段识别及单端测距结果

Table 2　Fault section identification and single-ended location results of actual measured data by proposed method

编号	故障类型	故障位置/km	线路全长/km	采样率/MHz	L_A/km	L_B/km	t_1/μs	t_2/μs	故障区段	故障测点相对距离Δx/km	x/km
1	Ag	3.821	116.170	1	45.034	71.136	630	911	L_A	41.307	3.727
2A	AC	16.956	30.050	2	6.515	23.535	238	378	L_B	10.290	16.805
2C	AC	16.956	30.050	2	6.515	23.535	237	378	L_B	10.364	16.879
3C	AC	16.956	30.050	2	26.835	3.215	188	330	L_A	10.437	16.398
4	Cg	48.521	193.733	1	119.539	74.194	650	1 129	L_A	70.413	49.126
5	Bg	104.986	193.733	1	119.539	74.194	655	752	L_A	14.259	105.280

可以看出，所提算法在各种故障场景下均能稳定输出故障区段和测距结果。测点远离线路端部、故障距离较远时，算法也能可靠确定故障区段和测距，如表2中实测故障4、5。

为进一步验证所提算法的普适性，在PSCAD/EMTDC搭建如图1所示的500 kV输电线路模型，输电线路全长180 km，两端母线均为多出线类型，采用频变参数模型，仿真步长为1 μs，电流行波采样率为1 MHz。在不同故障和测点安装位置等条件下，算法所得故障区段辨识和故障定位结果如表3所示。

表3　所提方法仿真数据故障区段识别及单端故障定位结果

Table 3　Fault section identification and single-ended fault location results of simulation data by proposed method

编号	故障类型	故障位置/km	R_f/Ω	故障角/(°)	L_A/km	L_B/km	t_1/μs	t_2/μs	故障区段	Δx/km	x/km
1	Ag	0.5	200	70	80	100	819	1 352	L_A	79.417	0.583
2	Bg	179.5	200	70	80	100	685	1 352	L_B	99.383	179.383
3	Cg	30.0	200	40	70	110	884	1 152	L_A	39.932	30.068
4	Cg	100.0	140	40	80	100	685	818	L_B	19.817	99.817
5	Cg	100.0	200	40	80	100	818		L_A		100.000
6	Cg	100.0	200	40	110	70	617	684	L_A	9.983	100.017
7	AB	90.0	50	20	80	100	684	753	L_B	10.281	90.281
8	AB	90.0	140	20	80	100	684		L_B		90.000
9	AB	90.0	140	20	100	80	684	752	L_A	10.132	89.868
10	ABC	50.0	100	10	110	70	618	1 019	L_A	59.749	50.251

由表3可见，所提算法对线路远近端无死区，针对不同故障位置、不同故障类型、不同过渡电阻下的各种故障，以及在不同行波测点安装位置均能正确辨识故障区段和精确测距。表3中仿真故障5、8用于验证理论上推导得出的极端条件下可能存在的特殊点。此时，故障线路两端的出线回数、故障点的过渡电阻及故障发生位置同时满足特殊条件，才会出现盲点。即使存在这种极端情况，可根据算法输出结果的完整性判断故障位置，从而予以纠正。算法辨识出故障区段为线路短区段故障，则故障点为L_s即100 km，算法辨识出故障区段为线路长区段故障，则故障点为$L/2$即90 km，实现故障区段辨识和测距结果自动纠正。此外，为增强算法冗余性和可靠性，工程上还可通过在线路中点另一侧补充安装另一测点，如仿真故障5与6、仿真故障8与9的对应情况。对于相邻健全线即母线多回出线中存在着无法利用弱透射予以剔除的全长40 km健全线路干扰行波，尽管相邻线路反射波幅值较显著，但通过该健全线长度的确知性仍可剔除其影响，有效输出故障区段和距离，如仿真故障10。

此外，本文所提算法适用于绝大多数两端均为3回及以上出线的输电线路，且输电网的运行方式变化较小，即使在母线类型由3回及以上转换为不足3回的极端情况下，主站也能够确知母线出线类型，所提算法可根据不满足条件自动不输出测距结果，此时可针对特殊故障场景定制算法或转人工处理。

4　结语

1）沿线测点能将线路划分为两个长度不等的区段，行波进入区段内是否存在故障点反射是故障区段与健全区段的根本差异。输电线两端普遍均为多回出线类型，基于沿线测点能够利用相对初始电流行波极性辨识后续行波性质。

2）线路故障所产生行波必先从故障区段入射至非故障区段，继而交替往复。作为区段分界的沿线测点处线路波阻抗连续，两个区段行波到达时差相互紧邻、两区段全长对应的固有时差必不相等，故障区段判定和单端测距均能够转化为对区段入射波和反射波间时延的检测。

3）沿线测点采集故障相初始行波之后搜索满足极性相同且到达时差对应区段长度的最早波头，能够确定健全区段首次反射波，实现故障区段判定。然后，搜索健全区段首次反射波之后最先到达且幅值显著的同极性波头，能够确定故障首次反射波，根据其与健全区段首次反射波到达时差实现单端测距。

4）所提方法综合利用区段长度的确知性和输电网拓扑所决定的单端后续行波性质的可辨识性，测点安装位置灵活，单测点即能独立判定故障区段和测距，克服了沿线行波测距需多测点间通信且必须依赖时钟同步的不足，线路首末端故障无死区。相对站端行波，沿线行波受互感器和二次电缆影响小，波形质量高且更靠近故障点，对微弱故障观测能力更强，可作为现有行波测距的补充，还能独立作为线路故障分界指示器。同时，所提算法具有在配电线路应用的潜力。对于沿线测点布置于线路绝对首末端、线缆混合等特殊情况，有待后续进一步研究。

参考文献

[1] 陈国平，董昱，梁志峰.能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J].中国电机工程学报，2020，40(17)：5493-5506.
CHEN Guoping，DONG Yu，LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE，2020，40(17)：5493-5506.

[2] 董新洲，汤涌，卜广全，等.大型交直流混联电网安全运行面临的问题与挑战[J].中国电机工程学报，2019，39(11)：3107-3119.
DONG Xinzhou，TANG Yong，BU Guangquan，et al. Confronting problem and challenge of large scale AC-DC hybrid power grid operation[J]. Proceedings of the CSEE，2019，39(11)：3107-3119.

[3] NAIDU O D，PRADHAN A K. A traveling wave-based fault location method using unsynchronized current measurements[J]. IEEE Transactions on Power Delivery，34(2)：505-513.

[4] 梁远升，徐征，丁佳彦，等.基于复域暂态解析的柔性直流输电线路单端故障测距方法[J].电力系统自动化，2024，48(24)：155-165.
LIANG Yuansheng，XU Zheng，DING Jiayan，et al. Single-ended fault location method for flexible DC transmission lines based on complex-domain transient analysis[J]. Automation of Electric Power Systems，2024，48(24)：155-165.

[5] 张广斌，陈柏宇，束洪春，等.基于时域波形特征认知的输电线路近端故障辨识与定位[J].电力系统自动化，2024，48(5)：146-156.
ZHANG Guangbin，CHEN Boyu，SHU Hongchun，et al. Identification and location of near-end faults in transmission lines based on time-domain waveform characteristic recognition[J]. Automation of Electric Power Systems，2024，48(5)：146-156.

[6] 葛耀中.新型继电保护和故障测距的原理与技术[M].2版.西安：西安交通大学出版社，2007.
GE Yaozhong. Principle and technology of new relay protection and fault location[M]. 2nd ed. Xi'an：Xi'an Jiaotong University Press，2007.

[7] 徐丙垠，李京，陈平，等.现代行波测距技术及其应用[J].电力系统自动化，2001，25(23)：62-65.
XU Bingyin，LI Jing，CHEN Ping，et al. Modern fault location techniques based on fault generated travelling waves and their

applications[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(23): 62-65.

[8] 覃剑,陈祥训,郑健超,等.利用小波变换的双端行波测距新方法[J].中国电机工程学报,2000,20(8):64-69.
QIN Jian, CHEN Xiangxun, ZHENG Jianchao, et al. A new double terminal method of travelling wave fault location using wavelet transform[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(8): 64-69.

[9] 李泽文,曾祥君,徐晓菁,等.输电线路双端行波故障定位新算法[J].电力系统自动化,2006,30(15):40-43.
LI Zewen, ZENG Xiangjun, XU Xiaojing, et al. New fault location algorithm based on double terminal traveling waves for transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(15): 40-43.

[10] 束洪春,杨竞及,张广斌.高压直流输电线路的双端行波频差比值故障测距[J].中国电机工程学报,2022,42(18):6715-6727.
SHU Hongchun, YANG Jingji, ZHANG Guangbin. A novel fault-location method for HVDC transmission lines based on the ratio of two-terminal traveling wave frequency difference[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6715-6727.

[11] NAIDU O D, PRADHAN A K. Precise traveling wave-based transmission line fault location method using single-ended data [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 17(8): 5197-5207.

[12] 覃剑.输电线路单端行波故障测距的研究[J].电网技术,2005,29(15):65-70.
QIN Jian. Study on single terminal travelling wave fault location of transmission line[J]. Power System Technology, 2005, 29(15): 65-70.

[13] 束洪春,宋晶,田鑫萃.基于沿线行波突变的双回线路单端测距[J].中国电机工程学报,2019,39(19):5793-5804.
SHU Hongchun, SONG Jing, TIAN Xincui. Single ended fault location of double circuit lines based on traveling wave saltation along the line[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(19): 5793-5804.

[14] 徐伟宗,唐昆明.基于导数法的故障行波波头识别改进算法[J].电网技术,2010,34(1):198-202.
XU Weizong, TANG Kunming. An improving derivation algorithm to recognize wave heads of fault generated traveling waves[J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 198-202.

[15] 张广斌,王开福,束洪春,等.基于波形群灵敏角特征的输电线路故障单端行波辨识与测距[J].中国电机工程学报,2024,44(10):3789-3803.
ZHANG Guangbin, WANG Kaifu, SHU Hongchun, et al. Single-ended traveling wave surge identification and fault location for transmission lines based on the sensitive angle characteristic of waveshape with multiple wavefronts [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(10): 3789-3803.

[16] 张广斌,束洪春,于继来.基于Hough变换直线检测的行波波头标定[J].中国电机工程学报,2013,33(19):165-173.
ZHANG Guangbin, SHU Hongchun, YU Jilai. Surge identification for travelling wave based on straight lines detection via Hough transform[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 165-173.

[17] 张小丽,曾祥君,马洪江,等.基于Hilbert-Huang变换的电网故障行波定位方法[J].电力系统自动化,2008,32(8):64-68.
ZHANG Xiaoli, ZENG Xiangjun, MA Hongjiang, et al. Power grid faults location with traveling wave based on Hilbert-Huang transform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(8): 64-68.

[18] 邓丰,祖亚瑞,黄懿菲,等.基于行波全波形主频分量的单端定位方法研究[J].中国电机工程学报,2021,41(6):2156-2168.
DENG Feng, ZU Yarui, HUANG Yifei, et al. Research on single-ended fault location method based on the dominant frequency component of traveling wave full-waveform [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2156-2168.

[19] 林圣,何正友,陈鉴,等.基于行波时频特征的单端故障测距方法[J].电网技术,2012,36(1):258-264.
LIN Sheng, HE Zhengyou, CHEN Jian, et al. A single terminal fault location method based on time-frequency characteristic of traveling wave[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 258-264.

[20] 朱柏寒,陈羽,马金杰.基于波前陡度的输电线路单端行波故障测距[J].电力系统自动化,2021,45(9):130-135.
ZHU Baihan, CHEN Yu, MA Jinjie. Wavefront steepness based single-ended traveling wave fault location for transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 130-135.

[21] 施慎行,董新洲,周双喜.单相接地故障下第2个反向行波识别的新方法[J].电力系统自动化,2006,30(1):41-44.
SHI Shenxing, DONG Xinzhou, ZHOU Shuangxi. New principle to identify the second reverse traveling wave generated by single-phase-to-ground fault [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1): 41-44.

[22] 许飞,董新洲,王宾,等.考虑二次回路暂态传变特性的单端组合测距算法及其应用[J].中国电机工程学报,2015,35(20):5210-5219.
XU Fei, DONG Xinzhou, WANG Bin, et al. Single-ended assembled fault location method and application considering secondary circuit transfer characteristics[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(20): 5210-5219.

[23] 彭向阳,钱冠军,李鑫,等.架空输电线路跳闸故障智能诊断[J].高电压技术,2012,38(8):1965-1972.
PENG Xiangyang, QIAN Guanjun, LI Xin, et al. Intelligent trip-out fault diagnosis of overhead transmission line[J]. High Voltage Engineering, 2012, 38(8): 1965-1972.

[24] 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,2012,36(8):87-94.
LIU Yadong, SHENG Gehao, SUN Yue, et al. A distributed fault location algorithm for single-phase ground fault by comprehensive analysis on fault current information[J]. Power System Technology, 2012, 36(8): 87-94.

[25] 范新桥,朱永利.基于双端行波原理的多端输电线路故障定位新方法[J].电网技术,2013,37(1):261-269.
FAN Xinqiao, ZHU Yongli. A novel fault location scheme for

multi-terminal transmission lines based on principle of double-ended traveling wave[J]. Power System Technology, 2013, 37(1): 261-269.

[26] 周华良，宋斌，安林，等，特高压输电线路分布式故障诊断系统研制及其关键技术[J]. 电力系统保护与控，2019，47(24)：115-122.
ZHOU Hualiang, SONG Bin, AN Lin, et al. Key technologies and development of distributed fault diagnosis system for EHV transmission line[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(24): 115-122.

[27] 丁佳立，王昕，郑益慧，等. 利用线路中点电流检测的改进单端行波故障测距方法[J]. 高电压技术，2020，46(5)：1814-1822.
DING Jiali, WANG Xin, ZHENG Yihui, et al. Improved method for fault location of single-ended traveling-wave using line midpoint current measurement [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1814-1822.

张广斌(1985—)，男，通信作者，博士，副教授，博士生导师，主要研究方向：新型继电保护与故障测距。E-mail：guangbin85@gmail.com

舒帮贵(1997—)，男，硕士研究生，主要研究方向：新型继电保护与故障测距。

束洪春(1961—)，男，博士，教授，博士生导师，主要研究方向：电力系统保护与控制。

（编辑　代长振）

Fault Section Identification and Location for Transmission Lines Using Current Traveling Waves at Single Measuring Point

ZHANG Guangbin[1], *SHU Banggui*[1], *SHU Hongchun*[1], *SI Dajun*[2]

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;
2. Yunnan Grid Research Construction and Planning Center of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650011, China)

Abstract: Distributed travelling wave devices along the transmission lines need to be paired and can only perform multi-terminal fault location that strictly relies on time clock synchronization. Single measuring point cannot independently identify fault section or locate fault. In order to solve the drawbacks, this paper proposes a fault section identification and fault location algorithm for transmission lines using current travelling waves at single measuring point. Firstly, by analyzing the the topological features of multiple connection lines at both ends of the transmission lines, it is found that the relative polarity determined by such topological type can be used to identify the properties of the subsequent current travelling waves at a single measuring point. Furthermore, the essential difference between the fault section and the sound section is found, i.e., whether there is fault point reflection after the travelling wave enters the section. The transmission line is divided into two sections of unequal length by using measuring point along the line, and the wave impedance at the measuring point is continuous. Wavefronts are identified according to the relative polarity and inherent arrival time differences of travelling waves in the sections, ultimately achieving fault section identification and single-ended fault location. Massive data of actual measurement and simulation tests demonstrate the feasibility and effectiveness of the proposed method. The method is not affected by various fault types and transition resistances and has no dead zones. The installation positions of the traveling wave measuring points are flexible.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51907085) and Major Special Science and Technology Project of Yunnan Province of China (No. 202002AF080001).

Key words: transmission line; travelling wave; measuring point; inherent time difference; fault section identification; fault location