

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240308

基于图像定位的输电线长动态修正及综合行波测距方法

李振兴^{1,2}, 刘凯^{1,2}, 胡聪^{1,2}, 皮志勇³, 翁汉琍^{1,2}, 李振华²

(1. 新能源微电网湖北省协同创新中心(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 3. 国网湖北省电力公司荆门供电公司, 湖北 荆门 448001)

摘要: 高压输电线路在不同负载下线长动态变化, 进而影响基于固定线长的行波测距结果。考虑架空地线不受负荷影响, 以地线为参考, 应用图像识别定位技术标定地线、输电线相对坐标, 并基于架空线路方程的理论推导实现输电线长动态修正。考虑输电杆塔等高、不等高场景, 以悬链线方程为基础, 转换应力/比载之比为单一变量, 对应图像识别定位的地线-输电线高差 H 构建输电线长修正模型。进一步考虑视觉下的等间隔多点高差分布, 应用曲线拟合技术, 实现输电线长动态修正。最后将修正线长应用到单端和双端行波测距中, 并提出基于最小误差的综合行波测距权重分配, 仿真验证了所提线长修正效果及其测距精度。

关键词: 输电线长修正; 行波测距; 地线-输电线高差; 图像识别; 曲线拟合

Dynamic correction of transmission line length and an integrated traveling wave ranging method based on image location

LI Zhenxing^{1,2}, LIU Kai^{1,2}, HU Cong^{1,2}, PI Zhiyong³, WENG Hanli^{1,2}, LI Zhenhua²

(1. Hubei Provincial Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 3. State Grid Hubei Jingmen Electric Power Supply Company, Jingmen 448001, China)

Abstract: The dynamic changes in line length of high-voltage transmission lines under different loads can affect the results of traveling wave distance measurement based on fixed line length. This paper assumes that overhead ground wires are not affected by loads. Using ground wires as a reference, image recognition positioning technology is applied to calibrate the relative coordinates of ground wires and transmission lines. Based on the theoretical derivation of overhead line equations, dynamic correction of transmission line length is achieved. Considering the scenarios of equal and unequal heights of transmission towers, based on the catenary equation, the ratio of stress to specific load is transformed into a single variable, and a transmission line length correction model is constructed corresponding to the ground wire transmission line height difference H identified and located by image recognition. It further considers the visual distribution of equidistant multi-point height differences, applies curve fitting technology, and achieves dynamic correction of transmission line length. Finally, the corrected line length is applied to single end and dual end traveling wave ranging, and a comprehensive traveling wave ranging weight allocation based on minimum error is proposed. The simulation verifies the effectiveness of line length correction and ranging accuracy proposed.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52077120).

Key words: correction of transmission line length; traveling wave positioning; height difference between ground wire and transmission line; image recognition; curve fitting

0 引言

随着现代工业的快速发展, 当前大多输电线路

的研究用于解决运载极限问题^[1]。由于输电线路的负载不同, 会直接影响输电线路弧垂, 进而影响线路的长度, 精确线长更是线路故障测距的基础; 另外, 故障测距容易误判杆塔左右侧的故障点, 对于极端地形, 也将给运维人员带来极大的不便^[2]。因此, 考

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52077120)

考虑线长修正和精确定位故障线路杆塔编号至关重要。

高压输电线路故障测距方法主要是行波法，行波法分为单端测距和双端测距^[3-4]：单端法利用初始行波和反射行波时间差测距；双端法利用初始行波到达线路两端的时间差测距^[5-6]。线长作为两种测距的重要参数，受弧垂、环境温度、负荷电流、强风和覆冰等因素的影响，会发生动态变化^[7-8]。目前针对线路故障测距的研究，大多通过改进波头识别，减小波速误差的方法对输电线路进行单、双端行波测距^[9-12]，均未针对输电线路长修正进行研究。如果应用到实际工程中，不考虑线长变化，其最终测距与实际结果相比可造成数千米的误差。此外，考虑到当前相邻线路的不同情况，采用相邻线路测距系统进行实时测量长度可能无法实现，或者相对复杂。

当前输电线长修正问题研究较少，在故障测距的应用中几乎没有考虑。文献[13]通过建立导线长度和升温之间的关系分析线长变化情况，以此修正线长，但由于温度变化会导致线长修正误差较大。文献[14]利用 Haversine 公式补偿输电线路的档距完成线长修正，但需要精准获取杆塔经纬度坐标，实际应用难以实现。文献[15]从高压输电线路现状出发，选择较为简单的斜抛物线方程完成输电线路模型构建，但是采用斜抛物线模型计算输电线长误差较大。文献[16]从输电线弧垂入手，通过弧垂建立输电线路的曲线方程，需要准确找到弧垂最低点，从而建立线路模型，对于杆塔不等高的线路方程不易求解。另外，可借助图像识别技术定位架空线路图像获取线路坐标位置信息^[17]，完成巡检问题^[18]，文献[19]利用双目匹配算法，结合图像边缘保留滤波方法，计算得到目标表面的稠密点云，实现了线路三维表面重建。文献[20]基于图像边缘识别利用最小二乘法拟合，提高了输电线路拉线塔拉线边缘的检测精度。

因此，本文针对输电线长动态变化对行波测距问题进行分析，创新性地提出以架空地线为参考量，基于地线-输电线高差关系结合图像识别定位进行输电线长动态修正，并利用修正后的线长完成综合行波测距。通过实验仿真，验证了本文修正线长的有效性以及故障测距的准确性。

1 考虑线长变化的行波测距问题分析

由于输电线路跨越地区较远且环境复杂，天气以及用电负荷等因素都会使导线热胀冷缩，这会导致输电线路弧垂变化，进而线路发生动态变化，如果每个档内线路都发生了变化，则会对行波测距结果产生较大的影响。各杆塔相连线路如图 1 所示。

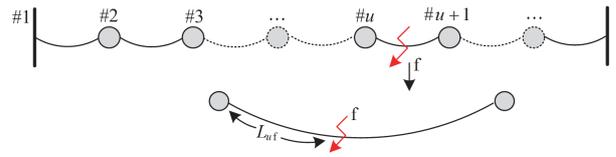


图 1 杆塔相连线路示意图

Fig. 1 Schematic diagram of tower connection line

图 1 中，第 u 号杆塔和第 $u+1$ 号杆塔之间线路 f 处发生故障，记 L_f 为采用行波法测距的故障距离，实际为从 1 号杆塔到故障处的线路长度。记档内线路长度为 L_u ，假设从第 1 号杆塔到第 u 号杆塔之间各杆塔的高度以及 L_u 均相同。记 L_{uf} 为档内故障点到第 u 号杆塔的线路长度(档内故障线长)，则线路测距关系如式(1)所示。

$$(u-1)L_u + L_{uf} = L_f \quad (1)$$

若采用单端法进行行波测距，则故障距离 $L_f = v\Delta t_1 / 2$ ，其中 v 为行波波速， Δt_1 为初始行波到达线路首端和第一次反射波的时间差，此时故障距离为从首端到故障处的线路长度。由于线路受负荷等因素影响发生动态变化，档内弧垂增大，则线路实际长度增加，此时式(1)中 L_u 变大。如果未修正线长，按照档距或原始线长查找故障，则会选择错误的路径，而且排查故障处第 u 号杆塔也不准确。

若采用双端法进行行波测距，则故障距离 $L_f = (L - v\Delta t_2) / 2$ ，其中 L 为输电线总长度， Δt_2 为行波到达线路首末两端的时间差。如果未修正输电线长，不仅式(1)中 L_u 发生了变化，而且双端法测得的故障距离 L_f 与实际故障距离也有较大的偏差，此种情况下更难准确排查故障点及邻近杆塔的位置。

取某档内输电线路，其弧垂变化如图 2 所示。

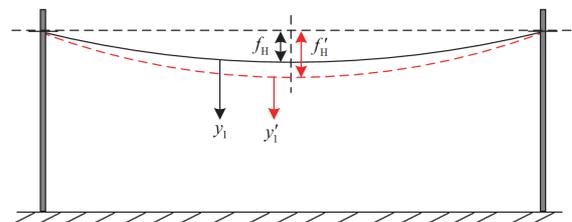


图 2 输电线路弧垂变化示意图

Fig. 2 Schematic diagram of sag changes in transmission lines

由图 2 可知，输电线 y_1 发生了动态变化， y'_1 为发生变化后的输电线路；线路弧垂从 f_n 变为 f'_n ，弧垂增加。设置不同弧垂和不同水平距离的故障点进行行波测距，结果如表 1 所示。表 1 中第一行为测量端到故障点的水平距离 L_d (单位: km)，第一列为单档内弧垂 f_n (单位: m)，表中其他数据为对应

的测距结果 L_f (单位: km)。其中, 每个档内的线路弧垂和各杆塔高度相同, 档距不同。

表 1 不同弧垂和不同故障测距结果

Table 1 Different sag and fault ranging results

f_H/m	L_f/km				
	5	10	20	50	100
3	5.014	10.031	20.066	50.153	100.407
3.5	5.021	10.054	20.094	50.268	100.531
4	5.037	10.072	20.131	50.357	100.672
4.5	5.043	10.096	20.172	50.472	100.796
5	5.055	10.118	20.242	50.577	100.945

由表 1 可知, 随着弧垂的逐渐增加, 测得的故障距离也在不同程度地增加, 而且不同故障处的测距结果随弧垂的变化产生较大变化。另外, 在实际情况下, 高压输电线路跨距长、弧垂大, 甚至跨山跨河, 如果不对输电线长进行修正, 采用原输电线长或者总档距和进行故障测距, 即使选用改进的行波测距方法, 也会导致测距结果与实际结果差距过大。

2 基于高差分布的架空输电线长修正技术

输电线路受各因素影响发生动态变化, 而架空地线位于输电线路上方不受负荷影响, 其变化较小, 可近似认为不发生变化, 相关物理量可作为已知。架空地线和输电线位置如图 3 所示。

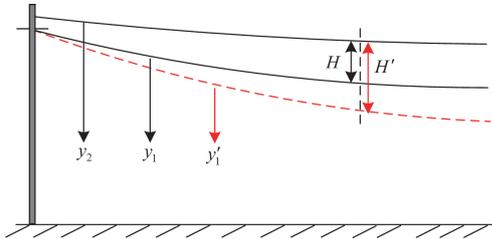


图 3 架空地线和输电线位置示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the location of overhead ground wires and transmission lines

图 3 中: y_2 为架空地线; H 为架空地线和输电线之间的高度差, 即架空地线-输电线高差, 随输电线变化为 H' 。可以看到无论输电线是否发生变化, 都可以测量获得不同位置的高度差 H 。故根据架空地线和输电线路的悬链线方程, 基于架空地线-输电线高差关系完成输电线长动态修正。

2.1 基于高差 H 的输电线长修正关系式

按照架空线路杆塔两端悬挂点的高度不同, 可将同一档内的杆塔分为等高杆塔和不等高杆塔, 以不等高杆塔为例, 其线路模型如图 4 所示。

图 4 中: $y_1(x)$ 、 $y_2(x)$ 分别表示输电线和架空

地线方程模型; x 为曲线在横轴的坐标点; l 为两杆塔的档距; h 为输电线悬挂点 A 、 B 之间的高度差; c 为输电线和架空地线同侧悬挂点 B 、 C 之间的高度差。根据悬链线理论^[21], 不等高杆塔输电线和架空地线的方程分别如式(2)和式(3)所示。

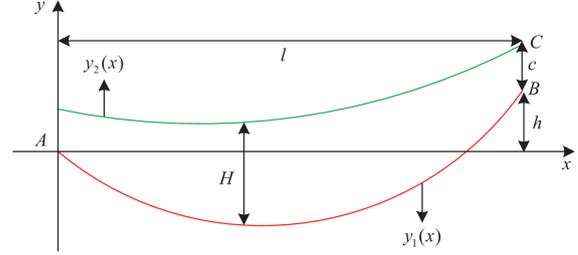


图 4 不等高杆塔线路模型

Fig. 4 Model of unequal height tower transmission line

$$y_1(x) = \frac{2\sigma_1}{\gamma_1} \operatorname{sh} \frac{\gamma_1 x}{2\sigma_1} \left[\frac{\frac{h}{L_1} \operatorname{ch} \frac{\gamma_1(l-x)}{2\sigma_1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{h}{L_1}\right)^2 \operatorname{sh} \frac{\gamma_1(l-x)}{2\sigma_1}}} \right] \quad (2)$$

$$y_2(x) = \frac{2\sigma_2}{\gamma_2} \operatorname{sh} \frac{\gamma_2 x}{2\sigma_2} \left[\frac{\frac{h}{L_2} \operatorname{ch} \frac{\gamma_2(l-x)}{2\sigma_2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{h}{L_2}\right)^2 \operatorname{sh} \frac{\gamma_2(l-x)}{2\sigma_2}}} \right] + c \quad (3)$$

式中: σ_1 和 σ_2 分别为输电线和架空地线最低点处的应力; γ_1 和 γ_2 分别为输电线和架空地线方向垂直向下的比载; L_1 和 L_2 分别为悬挂点等高时输电线长和架空地线线长。单档内不等高杆塔输电线长为

$$L = \sqrt{\frac{4\sigma_1^2}{\gamma_1^2} \operatorname{sh}^2 \frac{\gamma_1 l}{2\sigma_1} + h^2} \quad (4)$$

当不等高杆塔的悬挂点高差 h 为 0 时, 上述线路方程和线长公式可应用到等高杆塔线路中。

由式(4)可知, 输电线长公式中档距 l 和悬挂点高差 h 固定不变, 应力 σ_1 和比载 γ_1 决定了输电线路的长度。由于 σ_1 和 γ_1 随输电线路动态变化, 其值难以直接测量。考虑到架空地线相关参数可以作为固定已知量, 因此以架空地线为参考, 结合架空地线-输电线高度差 H 推导出输电线相关参数, 从而完成输电线长修正。架空地线-输电线高度差 H 可表示为 $H = y_2(x) - y_1(x) =$

$$\frac{2\sigma_2}{\gamma_2} \operatorname{sh} \frac{\gamma_2 x}{2\sigma_2} \left[\frac{\frac{h}{L_2} \operatorname{ch} \frac{\gamma_2(l-x)}{2\sigma_2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{h}{L_2}\right)^2 \operatorname{sh} \frac{\gamma_2(l-x)}{2\sigma_2}}} \right] - \frac{2\sigma_1}{\gamma_1} \operatorname{sh} \frac{\gamma_1 x}{2\sigma_1} \left[\frac{\frac{h}{L_1} \operatorname{ch} \frac{\gamma_1(l-x)}{2\sigma_1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{h}{L_1}\right)^2 \operatorname{sh} \frac{\gamma_1(l-x)}{2\sigma_1}}} \right] + c \quad (5)$$

式中： h 、 l 和 c 均为固定已知量；架空地线应力 σ_2 和比载 γ_2 也为已知量。令 $m = \sigma_1 / \gamma_1$ ， $n = \sigma_2 / \gamma_2$ ，则式(5)可以整理为

$$H = 2nsh \frac{x}{2n} \left[\frac{h}{L_2} \operatorname{ch} \frac{(l-x)}{2n} - \sqrt{1 + \left(\frac{h}{L_2}\right)^2} \operatorname{sh} \frac{(l-x)}{2n} \right] - 2msh \frac{x}{2m} \left[\frac{h}{L_1} \operatorname{ch} \frac{(l-x)}{2m} - \sqrt{1 + \left(\frac{h}{L_1}\right)^2} \operatorname{sh} \frac{(l-x)}{2m} \right] + c \quad (6)$$

式中：高度差 H 及相关坐标可测得； n 变量可以求得； m 为唯一未知变量。其中 L_1 、 L_2 可以表示为

$$\begin{cases} L_1 = 2msh \frac{l}{2m} \\ L_2 = 2nsh \frac{l}{2n} \end{cases} \quad (7)$$

将 m 代入式(4)可得输电线长修正式为

$$L = \sqrt{4m^2 \operatorname{sh}^2 \frac{ml}{2} + h^2} \quad (8)$$

由上述分析可知，输电线长修正求解问题，转换为利用高度差 H 及相关物理量求解输电线应力和比载比值 m 的问题。通过线路上相关特征坐标点及测量地线-输电线高度差 H 完成未知量 m 求解。

2.2 基于图像识别技术的线路坐标及高差 H 标定

应用图像识别技术，通过双目相机拍摄架空线路图像进行极限纠正、边缘检测和立体匹配等操作^[22-24]，可以标定线路上任一点位置坐标并获取此处高度差 H 。选择某一架空线路，其线路坐标标定的点云图如图5所示(坐标单位为mm)。

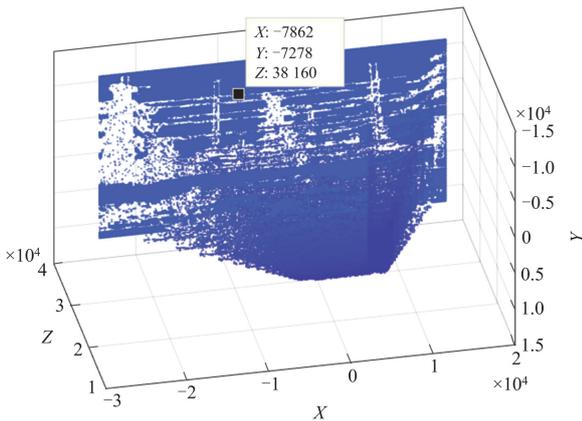


图5 架空线路三维点云图

Fig. 5 Three-dimensional point cloud image of overhead lines

由图5可知，架空线路中某一点三维坐标可标定为 $(-7.862 \text{ m}, -7.278 \text{ m}, 38.160 \text{ m})$ 。标定的线路三维坐标不能直接应用到高度差 H 的方程中，需要将架空线路空间三维坐标转换为二维坐标系平面的二

维坐标。操作如下：

记 $P_i(x_i, y_i, z_i)$ 、 $Q_j(x_j, y_j, z_j)$ 分别为输电线和架空地线上任意三维特征点，其中 $i=0,1,2,\dots$ ， $j=0,1,2,\dots$ 。将三维坐标系的原点从左目相机的光点平移至线路杆塔的最低悬挂点 $O_0(x_0, y_0, z_0)$ ，记 $P'_i(x'_i, y'_i, z'_i)$ 、 $Q'_j(x'_j, y'_j, z'_j)$ 分别为光点平移后输电线和架空地线的特征点，计算如式(9)所示。

$$\begin{cases} x'_i = x_i - x_0 \\ y'_i = y_i - y_0 \\ z'_i = z_i - z_0 \end{cases}, \begin{cases} x'_j = x_j - x_0 \\ y'_j = y_j - y_0 \\ z'_j = z_j - z_0 \end{cases} \quad (9)$$

将线路所在的平面以低悬挂点杆塔为轴旋转到 XOY 平面，求出旋转角获取旋转后的线路二维坐标。线路平面旋转如图6所示。

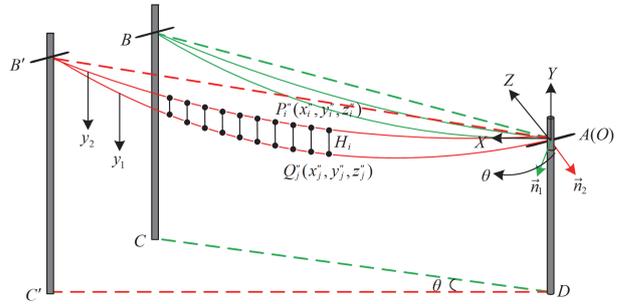


图6 线路平面旋转示意图

Fig. 6 Schematic diagram of line plane rotation

以低悬挂点 A 为坐标原点，架空线路初始平面为平面 $ABCD$ ，旋转 θ 角度后可得到 XOY 平面内的架空线路，即在平面 $AB'C'D'$ 内。平面 $ABCD$ 法向量记为 \vec{n}_1 ，平面方程为 $a_1x + c_1z = 0$ ，令 $k = -a_1 / c_1$ ，则 $z = kx$ 。通过对原点平移后的输电线三维坐标特征点进行拟合，即可求解未知量 k 的最优解，则平面 $ABCD$ 法向量 $\vec{n}_1 = (k, 0, -1)$ 。

对于平面 $AB'C'D'$ ，将其法向量记为 \vec{n}_2 ，与 XOY 平面垂直，则 $\vec{n}_2 = (0, 0, -1)$ 。平面旋转角度 θ 为

$$\theta = \arccos \frac{\vec{n}_1 \cdot \vec{n}_2}{|\vec{n}_1| |\vec{n}_2|} = \arccos \frac{1}{\sqrt{k^2 + 1}} \quad (10)$$

当线路平面旋转后，输电线上的特征点坐标记为 $P''_i(x''_i, y''_i, z''_i)$ ，架空地线上的特征点坐标记为 $Q''_j(x''_j, y''_j, z''_j)$ ，其中 $z''_i \approx z''_j \approx 0$ 。此时输电线和架空地线的二维坐标分别为 (x''_i, y''_i) 、 (x''_j, y''_j) ，且 $y''_i = y'_i$ ， $y''_j = y'_j$ ，其中 x''_i 、 x''_j 分别为

$$\begin{cases} x''_i = x'_i \cos \theta - z'_i \sin \theta \\ x''_j = x'_j \cos \theta - z'_j \sin \theta \end{cases} \quad (11)$$

要得到多点分布的架空地线-输电线高度差 H_i , 等间隔选择相同的 x 坐标, 则 $H_i = y_j'' - y_i''$ 。

2.3 基于多点高度差拟合的输电线长最终求解

针对精确求解未知量 k 和 m 修正线长的问题, 可以采用数值分析法得到最优解。通过图像识别定位可以得到线路多点等间隔坐标样本数据, 利用数据对非线性方程进行曲线拟合, 以全局误差最小化准则为目标得到相关参数最优解, 求解方法如下所述。

通过采集处理得到的 b 组样本点的数据集为 $T = \{(x_i, G_i)\}_{i=1}^b$, x_i 和 G_i 分别为横、纵坐标数据; 目标函数为: $\bar{y} = H(x)$, 其中第 t 个样本数据点 (x_t, G_t) 的误差可表示为 $\bar{y}_t - G_t$, 则约束函数为

$$F(\rho) = \min \left(\sum_{i=1}^b [\bar{y}_i - G_i]^2 \right) \quad (12)$$

式中, ρ 为参数最优的模型。

求平面方程 $ABCD$ 中参数 k 的最优解时, 选择输电线若干特征坐标点, 得到残差最小情况, 之后拟合得到平面旋转角 θ 。然后求取对应二维平面的坐标 (x_i'', y_i'') 、 (x_j'', y_j'') 及架空地线-输电线高度差 H_i , 并作为样本数据, 以式(6)为目标函数, 通过曲线拟合求出未知量 m , 代入线长求解公式即可得到修正后的输电线长。

另外, 考虑到一条完整输电线路包含多个档距, 而且每一段弧垂不同, 无法做到拍摄每一个档内的线路, 为了减少工作量, 本文将悬挂点高度差绝对值 $|h|$ 以 3 m 为一包对所有档距归类, 对于同类别高度差为 $|h|$ 的输电线, 选择其中一条特征明显的线路, 按照本文方法进行图像识别定位完成线长修正。

本文对 500 kV 某高压输电线路进行线长修正分析。选择某一档内线路, 档距 $l = 356$ m, 悬挂点高度差 $h = 10.8$ m; 架空地线参数: $\sigma_2 = 195.6$ N/mm, $\gamma_2 = 85.7 \times 10^{-3}$ N/(m·mm²), $n = \sigma_2 / \gamma_2 = 2282.38$; 输电线路中: $m = \sigma_1 / \gamma_1$; 输电线和架空地线悬挂点之间的高度差 $c = 2.2$ m。利用双目相机拍摄并处理定位线路坐标, 如表 2 和表 3 所示(表中坐标为双目相机光点平移后处理得到)。

表 2 和表 3 中 x 和 z 坐标为等间距选取 30 个特征点, 将两者同一特征点的 x 和 z 坐标取相同值, 求取多点分布的架空地线-输电线高度差。利用表中数据拟合求解未知量 k , 其拟合曲线如图 7 所示。

根据曲线拟合可得到 $k = 0.125$, 则旋转角 $\theta = \arccos(1/\sqrt{0.125^2 + 1}) \approx 7.125^\circ$, 即将上述坐标旋转 7.125° 后可近似得到输电线和架空地线在 XOY 平面的二维坐标, 如表 4 和表 5 所示。

表 2 输电线特征点三维坐标

Table 2 Three dimensional coordinates of characteristic points of transmission lines

特征点	三维坐标 (x_i', y_i', z_i')	特征点	三维坐标 (x_i', y_i', z_i')
1	(0,0,0)	16	(19.245,-2.041,2.312)
2	(1.283,-0.146,0.116)	∴	∴
3	(2.566,-0.290,0.232)	27	(33.358,-3.351,4.072)
4	(3.849,-0.433,0.392)	28	(34.641,-3.463,4.232)
∴	∴	29	(35.924,-3.573,4.392)
15	(17.962,-1.914,2.152)	30	(37.207,-3.681,4.552)

表 3 架空地线特征点三维坐标

Table 3 Three dimensional coordinates of characteristic points of overhead ground wires

特征点	三维坐标 (x_j', y_j', z_j')	特征点	三维坐标 (x_j', y_j', z_j')
1	(0,2.2,0)	16	(19.245,1.380,2.312)
2	(1.283,2.140,0.116)	∴	∴
3	(2.566,2.081,0.232)	27	(33.358,0.878,4.072)
4	(3.849,2.023,0.392)	28	(34.641,0.836,4.232)
∴	∴	29	(35.924,0.796,4.392)
15	(17.962,1.430,2.152)	30	(37.207,0.755,4.552)

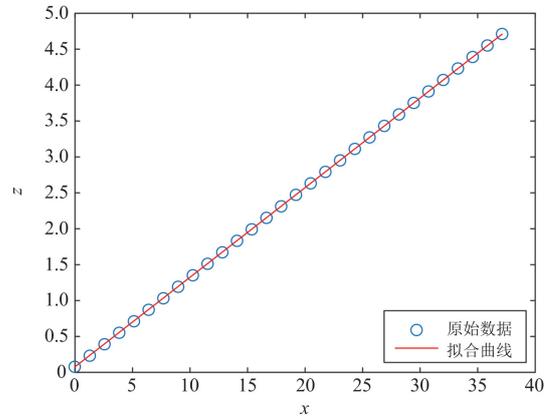


图 7 k 值拟合曲线

Fig. 7 k -value fitting curve

表 4 XOY 平面输电线特征点坐标

Table 4 XOY plane transmission line feature point coordinates

特征点	二维坐标 (x_i'', y_i'')	特征点	二维坐标 (x_i'', y_i'')
1	(0,0)	16	(18.810,-2.041)
2	(1.259,-0.146)	∴	∴
3	(2.517,-0.290)	27	(32.595,-3.351)
4	(3.771,-0.433)	28	(33.849,-3.462)
∴	∴	29	(35.102,-3.573)
15	(17.556,-1.914)	30	(36.355,-3.681)

表 5 XOY 平面架空地线特征点坐标
Table 5 XOY plane overhead ground line feature point coordinates

特征点	二维坐标 (x_j'', y_j'')	特征点	二维坐标 (x_j'', y_j'')
1	(0,2.2)	16	(18.810,1.380)
2	(1.259,2.140)	∴	∴
3	(2.517,2.081)	27	(32.595,0.878)
4	(3.771,2.023)	28	(33.849,0.836)
∴	∴	29	(35.102,0.796)
15	(17.556,1.430)	30	(36.355,0.755)

由表 4 和表 5 可知，等间隔分布的架空地线和输电线高度差为： $H_i = y_j'' - y_i'' = [2.200; 2.286; 2.371; 2.456; \dots; 3.344; 3.421; \dots; 4.229; 4.299; 4.369; 4.436]$ m。以二维坐标 x 和对应的高度差 H 为样本数据，以式 (6) 为目标函数进行曲线拟合求得 $m = 1217.125$ ，则由式 (8) 得到修正后的输电线长为： $L \approx 357.434$ m。将相关数据代入式 (2) 拟合得到输电线拟合曲线，如图 8 所示。

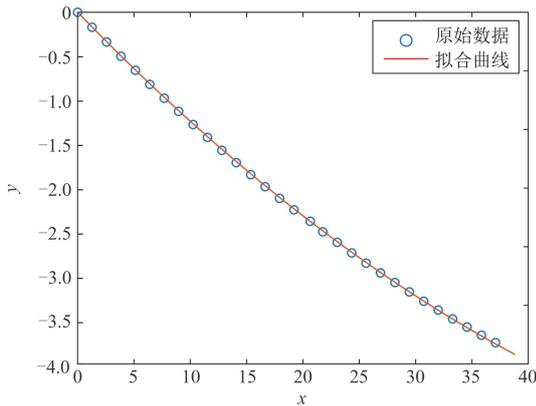


图 8 输电线拟合曲线

Fig. 8 Transmission line fitting curve

利用本文方法对整条线路中各档内的输电线长修正求解，将所有档内求解的线长累加得到线路的总长度为 128 546.42 m，而所有档内线路的档距和为 127 491 m，两者相差 1055.42 m。可见若使用档距作为线长计算故障距离会产生较大的误差。另外，在实际工程中，线路需要考虑所配置的系统情况，对通信要求按照能否传输图像和数据信息等进行设置，若不满足要求，则要重新配置通信装置。

考虑到可以通过区外故障来校核线路的实际长度，与本文方法相比精度相对准确。但一般区外故障较少，而且线路动态变化，采用区外故障时刻测出的线路长度，在后续故障测距中可能产生较大误差。此外，如果地线全程覆冰，其参数可能发生变化，对最终的线长修正结果产生影响，后续考虑

从覆冰的厚度上研究，进一步完善线长的修正操作。

3 计及线长修正的综合行波测距方法

3.1 档内近杆塔线路故障排查分析

采用修正后的线长完成输电线行波测距，可以解决因输电线长变化导致的测距误差过大问题，但是传统行波法还存在波头时间提取不准确的问题，使测距结果产生一定的误差。如果故障发生在某杆塔的左侧或右侧线路，与此杆塔的距离小于 10% 档距，则记该范围内的故障为近杆塔处的故障，此杆塔称为故障点的邻近杆塔。此情况下，由于测得的故障距离存在误差，会导致检测人员无法判断故障的准确位置。邻近杆塔线路的故障如图 9 所示。

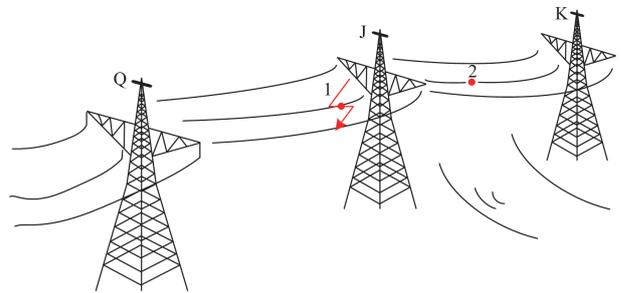


图 9 邻近杆塔线路故障示意图

Fig. 9 Schematic diagram of near tower line fault

图 9 中，输电线路杆塔 J 和杆塔 K 跨河架设，假设故障发生在杆塔 J 的左侧 1 处，由于距离杆塔 J 较近，行波测距结果与实际故障距离的误差可能使检测人员判断故障位于杆塔 J 的右侧 2 处。另外，故障点 1 和 2 不仅位于不同档内，中间也相隔一条河流。此种定位误差会误导检修人员选择错误的路径，增加了故障查找时间，降低了检修效率。

3.2 基于综合行波测距的故障点位置判断

考虑到线路两端都有行波测量装置，所以先对线路首末两端分别进行单端和双端行波测距，然后对其进行权重分配完成综合行波测距。线路首端进行单端测距称为左单端，测距结果记为 L_{n1} ；线路末端进行单端测距称为右单端，测距结果记为 L_{n2} ；双端测距的结果记为 L_{n3} 。将每个故障点采用单端和双端行波测距的结果记作一个样本，即一个样本中包括 3 个故障测距值。

综合行波测距是由左单端、右单端和双端测距结果进行权重分配得出，如式 (13) 所示。

$$L'_{ie} = \sum_{g=1}^3 \omega_{eg} f_{eg} \quad (13)$$

式中： L'_{ie} 为第 e 个样本数据下的综合测距值； ω_{eg} 为第 e 个样本数据下第 g 个权重值； f_{eg} 为第 e 个样本

数据下第 g 个测距值。

根据综合故障距离, 结合档内线长关系判断邻近杆塔的故障点位置, 完成故障排查。某档内线路故障如图 10 所示。

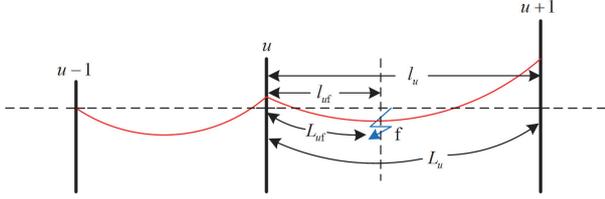


图 10 输电线路档内故障示意图

Fig. 10 Schematic diagram of the fault location of the transmission line

图 10 中, 第 u 号和第 $u+1$ 号杆塔间线路 f 处发生故障, 红色曲线代表输电线路。输电线路发生故障后, 通过行波测距得到的综合故障距离减去故障点第 u 号杆塔之前所有档内的线长, 可得到该档内的故障线长 L_{uf} 。判断邻近杆塔的故障点位置需要准确找到故障点与该杆塔的水平距离, 记为 l_{uf} 。各档内线路满足如式(14)所示的关系式。

$$\frac{l_{uf}}{l_u} = \frac{L_{uf}}{L_u} \quad (14)$$

式中: l_u 为线路档距; L_u 为档内线路实际长度。则故障点与第 u 号杆塔的水平距离为

$$l_{uf} = l_u \frac{L_{uf}}{L_u} \quad (15)$$

如果 $l_{uf} \leq 10\%l_u + 5 \text{ m}$, 则判断档内左侧杆塔为邻近杆塔, 故障点位于此杆塔的右侧; 如果 $l_{uf} \geq 90\%l_u - 5 \text{ m}$, 则判断档内右侧杆塔为邻近杆塔, 故障点位于此杆塔的左侧。如果不满足上述判断, 说明故障位于档内两杆塔中间位置, 距离两杆塔较远, 而且测量的误差不影响故障点位置的判断。

3.3 基于最小误差的单双端测距权重分配

由于每个样本中测得的故障距离存在误差, 而且可能有一个误差较大的值, 所以取最小误差作为参考值对单端和双端测距进行权重分配。

针对不同线路发生不同位置的故障, 设置区段系数 $r = L_f/L$ 表示故障距离和线路总长度的比值, 对 r 设置不同范围表示故障点所处的不同区段。由于单、双端行波测距在线路不同区段的故障测距精度不同, 所以不同区段的左端、右端和双端故障测距权重分配也不相同, 以各区段内误差最小的测距结果作为权重分配的参考值, 参考值仅作为权重计算的评判标准, 具体权重值通过拟合确定。

通过大量实验仿真发现, 不同线路区段的单端

和双端测距误差大小判断情况相同, 线路各区段下误差大小判断及参考值选择如表 6 所示。

表 6 不同区段参考值选择

Table 6 Selection of different segment reference value

区段	误差大小	参考值
(0~0.0083)	$f_y < f_z < f_s$	右端测距 L_{r2}
(0.0083~0.0183)	$f_z < f_y < f_s$	左端测距 L_{l1}
(0.0183~0.1667)	$f_s < f_z < f_y$	双端测距 L_{B3}
(0.1667~0.5)	$f_s < f_y < f_z$	双端测距 L_{B3}
(0.5~0.8333)	$f_s < f_z < f_y$	双端测距 L_{B3}
(0.8333~0.98)	$f_s < f_y < f_z$	双端测距 L_{B3}
(0.983~0.9917)	$f_y < f_z < f_s$	右端测距 L_{r2}
(0.9917~1)	$f_z < f_y < f_s$	左端测距 L_{l1}

表 6 中, f_z 、 f_y 、 f_s 分别表示采用左单端、右单端和双端法的测距误差, 参考值是选择误差最小的测距结果。每个区段的设定范围并非固定, 随行波测距精度提高可以适当简化。各区段误差判断情况不同, 以(0.0183~0.1667)区段为例, 如果故障点位于 0.0183 附近, 采用单端或双端法的某个测距结果可能位于此范围内, 也可能位于(0.0083~0.0183)范围内, 因此先对三个测距结果加和求平均值, 由平均值求区段系数查看所处的区段, 根据所在区段的误差大小选择参考值来求权重值, 位于区段端点附近的故障测距误差不影响最后权重分配的结果。

用最小二乘法拟合确定权重值, 拟合公式为

$$\min Z = \sum_{e=1}^w \sum_{g=1}^3 (\omega_{eg} f_{eg} - v_e)^2 \quad (16)$$

$$\text{s.t. } \sum_{g=1}^3 \omega_{eg} = 1, \omega_{eg} > 0 \quad (17)$$

式中: Z 为残差; v_e 为第 e 个样本数据的参考值; w 为样本总数。

记 ω_1 和 ω_3 分别表示单、双端测距中误差最小值和最大值的权重, ω_2 表示另一权重。为了更准确地得到权重值, 按照测距的误差大小关系, 对拟合求解相应权重时设置约束范围: $0.4 \leq \omega_1 \leq 0.8$ 、 $0.2 \leq \omega_2 \leq 0.5$ 、 $0 < \omega_3 \leq 0.3$, 且 $\omega_3 < \omega_2 < \omega_1$ 。每个权重范围的设定主要结合各区段的测距情况和误差大小设定, 仅作为权重求解的约束条件。

4 仿真实验

4.1 基于权重分配的综合行波测距验证

在 Matlab/Simulink 中搭建输电线路模型, 采用小波变换中的 Db6 小波对行波信号进行处理, 可以快速有效地提取信号特征, 也能减少外界噪声等因

素的影响。由 2.3 节可知,修正后的线路总长 $L=128.546\text{ km}$, 设置故障时刻为 0.024 s , 采样频率为 1 MHz , 故障持续时间为 0.2 个采样周期。首端为 M, 末端为 N。设置故障距离为 10 km (仿真设置故障距离和测得故障距离均为故障点到首端的线路长度), 其首末测量端小波变换图如图 11 所示。

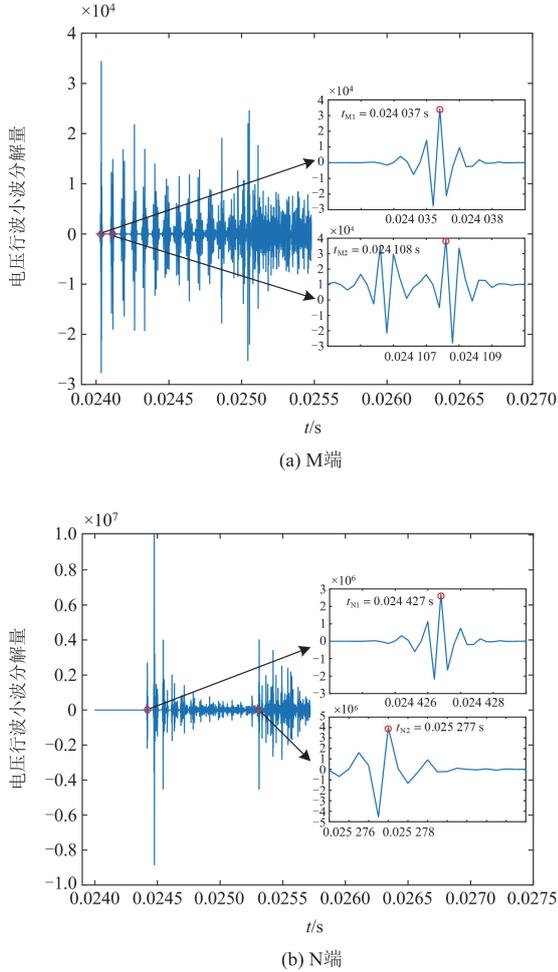


图 11 首末端小波变换图

Fig. 11 Initial and terminal wavelet transform diagrams

由图 11 可知,第一次到达首端 M 的波头时刻为 $t_{M1}=0.024\ 037\text{ s}$,反射行波时刻为 $t_{M2}=0.024\ 108\text{ s}$;第一次到达末端 N 的波头时刻为 $t_{N1}=0.024\ 427\text{ s}$,反射行波时刻为 $t_{N2}=0.025\ 277\text{ s}$ 。计算可得左单端、右单端和双端测距结果分别为: $L_{r1}=9.8833\text{ km}$, $L_{r2}=10.2260\text{ km}$, $L_{r3}=9.9844\text{ km}$ 。

利用三者测距的平均值作为区段判断值,则此时区段系数 $r=0.07804$,根据表 6 可将参考值记为 9.9844 km ,采用权重分配可得到左单端、右单端和双端测距的权重分别为: $\omega_z=0.3537$, $\omega_y=0.1853$, $\omega_s=0.4610$ 。则综合测距结果为: $L'_f=9.9934\text{ km}$,

测距误差仅为 6.6 m 。

为了进一步突出本文所提测距方法的优越性,选择文献[13]的测距方法与本文测距方法进行对比分析,以测距结果的误差率进行比较,对比结果如表 7 所示。

表 7 不同方法的测距结果对比

Table 7 Comparison of ranging results of different methods

故障距离/km	文献[13]测距		综合行波测距	
	测距结果/km	误差率/%	测距结果/km	误差率/%
10	10.190	0.148	9.9934	0.005
20	20.215	0.167	19.975	0.019
50	49.863	0.106	50.038	0.027
80	80.092	0.071	80.022	0.017
100	99.872	0.099	99.984	0.012

由表 7 可知,文献[13]考虑长度修正的半波长输电线路双端故障定位方法的测距平均误差为 0.1182% ,误差率较大。而本文所提方法的测距平均误差为 0.016% ,测距误差率相比于文献[13]较小。因此,本文所提方法具有较高的测距精度。

4.2 不同故障距离的故障点位置判断

为了判断邻近杆塔处发生故障时故障点位置,对输电线路设置不同位置的故障点,通过对单、双端测距权重分配得到综合故障距离后,再利用线长关系完成邻近杆塔故障点位置的判断。首先设置不同的故障距离 L_f 对其进行单端和双端行波测距,并选择各区段参考值,如表 8 所示。

表 8 不同故障测距及参考值选择

Table 8 Different fault ranging and reference value selection

故障距离 L_f	左端测距 L_{r1}	右端测距 L_{r2}	双端测距 L_{r3}	参考值
1	1.1136	0.9692	1.1458	0.9692
2	2.0462	1.9166	1.8835	2.0462
15	15.1032	14.7639	14.9126	14.9126
36	35.7748	36.1172	36.0151	36.0151
68	67.9296	67.8548	68.0314	68.0314
84	83.9376	84.1412	84.0394	84.0394
109	108.8683	109.0997	108.9562	108.9562
127	126.9225	126.9452	127.1218	126.9452
128	128.0362	128.0880	127.8735	128.0362

由表 8 可知,不同区段下发生故障后,通过单、双端行波测距的误差大小判断情况与表 6 相符。按照表 6 选择完参考值后,基于权重分配得到不同故障的综合测距结果,如表 9 所示。通过分析可知,不同故障下的综合测距与单、双端测距结果相比误差较小,测距精度较高。

表 9 不同故障综合测距结果

故障距离 L_f /km	权重分配值	综合测距 L'_f /km	误差/m
1	(0.201,0.746,0.056)	1.0081	8.1
2	(0.6168,0.2944,0.0888)	1.9936	7.4
15	(0.4603,0.0616,0.4781)	14.9912	8.8
36	(0.1844,0.3528,0.4628)	36.0068	6.8
68	(0.3873,0.0150,0.5977)	67.9893	10.07
84	(0.3537,0.0427,0.6036)	84.0077	7.7
109	(0.1654,0.3682,0.4664)	108.9945	5.5
127	(0.2044,0.5052,0.2904)	126.9918	8.2
128	(0.5274,0.2191,0.2535)	128.0063	6.3

下面通过线长关系仿真验证故障点的具体位置: 在仿真中, 设置档内故障点到第 u 号杆塔的线路长度为 L_{uf} 。通过综合行波法测得故障点和档内左侧杆塔的故障线路长度记为 L'_{uf} , 使用综合行波

表 10 不同故障点位置判断

Table 10 Judging the location of different fault points

故障距离 L_f /km	综合测距 L'_f /km	档距 l_u /m	档内线长 L_u /m	设定线长 L_{uf} /m	测定线长 L'_{uf} /m	故障位置
1	1.0081	238	238.62	218	226.1	邻近右杆塔#4 左侧 12.48 m
2	1.9936	292	292.86	269	261.6	邻近右杆塔#7 左侧 31.17 m
15	14.9912	315	316.14	30	21.2	邻近左杆塔#42 右侧 21.12 m
36	36.0068	279	279.75	18	24.8	邻近左杆塔#89 右侧 24.73 m
68	67.9893	523	527.51	198	187.93	档内之间距#161 杆塔 128.32 m
84	84.0077	356	357.43	321	328.7	邻近右杆塔#193 左侧 28.61 m
109	108.9945	404	405.68	21	15.5	邻近左杆塔#255 右侧 15.43 m
127	126.9918	347	348.29	311	302.5	邻近右杆塔#282 左侧 45.62 m
128	128.0063	281	281.72	27	33.3	邻近左杆塔#286 右侧 33.21 m

基于上述分析, 线路不同位置下发生故障时, 利用权重分配得到综合测距结果与单、双端行波测距结果相比误差更小, 而且采用综合行波测距可以得到故障点的具体位置及邻近的杆塔号, 虽然实际距离有偏差, 但是误差较小不影响邻近杆塔故障点的位置判断。另外, 可以看到按照表 6 参考值的选择完成了综合行波测距, 对于实际工程具有一定参考作用, 但可能无法直接应用, 在后期会综合考虑实际工程的线路情况, 完善表 6 参考值并推广应用到实际工程中。

5 结论

本文针对高压输电线路行波测距中线长动态变化导致的测距误差问题, 提出基于图像定位的输电线长动态修正及综合行波测距方法。其优点如下:

1) 考虑架空地线不受负荷影响, 引入架空地线作为输电线参考量, 利用地线-输电线高差关系结合架空地线的参数建立输电线长修正模型, 解决输电线长变化导致线路参数难以直接获取的问题。

测距结果结合档内线长关系分析判断故障点的位置, 以及档内故障点到邻近杆塔的水平距离。不同故障点位置判断如表 10 所示(u 表示第 u 号杆塔)。

表 10 中, 故障位置下的距离为水平距离。以设定的故障距离 $L_f = 84$ km 为例, 其综合测距结果 L'_f 为 84.0077 km, 超过设定故障距离仅 7.7 m。故障点所在的档距 l_u 为 356 m, 由 2.3 节可知此档内的线路长度 L_u 为 357.43 m。仿真设定的档内故障线长 L_{uf} 为 321 m, 即设定故障点位于此档内右杆塔左侧 36.28 m, 根据 L'_f 可以得到综合测距下的故障线长 L'_{uf} 为 328.7 m, 利用线长关系得到综合测距下故障点和档内左侧杆塔水平距离为 327.38 m, 则此方法得到故障点邻近右杆塔 193 号左侧 28.61 m, 与设定故障点仅相差 7.67 m, 误差较小, 在可测范围内。

2) 应用图像识别技术定位线路坐标, 采用平面旋转操作获取线路多点等间隔二维坐标及地线-输电线高差分布, 基于曲线拟合完成输电线长动态修正, 其技术和实现过程并不复杂。而且通过对输电线路的仿真分析, 也验证了本文所提方法的有效性。

3) 本文所提方法具有普适性, 修正线长无需测量弧垂, 但在行波测距装置进行故障测距时要按照修正的线长参数重新计算。另外, 在更换应用输电线长路场景下, 只需知道该档内架空地线相关物理量即可通过本文图像定位方法完成输电线长修正。

4) 利用修正后的线长, 基于最小误差完成单端和双端测距权重分配, 求得综合故障距离, 并结合线长关系实现了故障位置的查找, 解决了邻近杆塔故障点判断偏差的问题, 使检修人员可以更快更准确地排查故障, 具有一定的工程实用价值。

参考文献

- [1] 张焕龙, 齐企业, 张杰, 等. 基于改进 YOLOv5 的输电线路鸟巢检测方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(2): 151-159.

- ZHANG Huanlong, QI Qiye, ZHANG Jie, et al. Bird nest detection method for transmission lines based on improved YOLOv5[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(2): 151-159.
- [2] 邢超, 魏荣智, 奚鑫泽, 等. 基于 GRU 的特高压三端混合直流输电线路故障区域识别方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 98-109.
- XING Chao, WEI Rongzhi, XI Xinze, et al. Fault zone identification method for three-terminal hybrid UHVDC transmission lines based on GRU[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 98-109.
- [3] 贺宇阳, 马千里, 于飞, 等. 基于 CRS-LMD 和 SVD 的 MMC-HVDC 线路故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 121-132.
- HE Yuyang, MA Qianli, YU Fei, et al. Fault location of an MMC-HVDC line based on CRS-LMD and SVD[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 121-132.
- [4] 池梓斌, 夏成军, 杨明嘉. 基于参数优化 VMD 和 TET 的柔直线路单端故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(4): 1-11.
- CHI Zibin, XIA Chengjun, YANG Mingjia. Single-end fault location method for MMC-HVDC transmission lines based on parameter-optimized VMD and TET[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(4): 1-11.
- [5] 杨林, 王宾, 董新洲. 高压直流输电线路故障测距研究综述[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 185-191.
- YANG Lin, WANG Bin, DONG Xinzhou. Overview of fault location methods in high voltage direct current transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 185-191.
- [6] 王洪彬, 周念成, 王伟, 等. 基于行波模式分解的特高压直流输电线路双端行波测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 109-120.
- WANG Hongbin, ZHOU Niancheng, WANG Wei, et al. A double-terminal fault location method for UHVDC transmission lines based on traveling wave mode decomposition[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 109-120.
- [7] 陈玥云, 覃剑, 刘巍, 等. 影响输电线路长度的主要因素分析[J]. 电网技术, 2007, 31(14): 41-44.
- CHEN Yueyun, QIN Jian, LIU Wei, et al. Analysis on main factors impacting length of transmission line[J]. Power System Technology, 2007, 31(14): 41-44.
- [8] 李舟, 乔文, 谈震, 等. 基于行波特征频率的配电网混合线路故障定位方法[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(5): 33-42.
- LI Zhou, QIAO Wen, TAN Zhen, et al. Fault location method for hybrid lines based on traveling wave characteristic frequency in distribution network[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(5): 33-42.
- [9] 武建卫, 邵剑峰. 计及波速变化的反行波直流输电线路故障测距方法[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 121-128.
- WU Jianwei, SHAO Jianfeng. Fault location of DC transmission lines based on backward waves considering wave speed changes[J]. Electric Power, 2021, 54(5): 121-128.
- [10] LIANG R, YANG Z, PENG N, et al. Asynchronous fault location in transmission lines considering accurate variation of the ground-mode traveling wave velocity[J]. Energies, 2017, 10(12): 1957.
- [11] 王永进, 樊艳芳, 唐勇, 等. 考虑强非线性和波速变化特性的特高压直流输电线路故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(5): 17-25.
- WANG Yongjin, FAN Yanfang, TANG Yong, et al. Fault location method for UHVDC transmission lines considering strong nonlinearity and wave velocity variation characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(5): 17-25.
- [12] 王乐, 杜凤瑾. 基于小波变换的改进双端行波法故障定位研究[J]. 电工技术, 2022(3): 34-37.
- WANG Le, DU Fengjin. Research on improved fault location of double-terminal traveling wave method based on wavelet transform[J]. Electric Engineering, 2022(3): 34-37.
- [13] 束洪春, 唐玉涛, 韩一鸣, 等. 考虑长度修正的半波长输电线路双端故障定位方法[J]. 电机与控制学报, 2022, 26(7): 125-132.
- SHU Hongchun, TANG Yutao, HAN Yiming, et al. Two terminal fault location method for half-wavelength transmission line considering length correction[J]. Electric Machines and Control, 2022, 26(7): 125-132.
- [14] 戴锋, 刘贞瑶, 陈轩, 等. 考虑输电线路档距及弧垂影响的故障精准定位[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(4): 97-104.
- DAI Feng, LIU Zhenyao, CHEN Xuan, et al. Accurate fault location considering the influence of transmission line span and sag[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(4): 97-104.
- [15] 徐欣. 架空输电线路改造工程设计研究[D]. 济南: 山东大学, 2019.

- XU Xin. Design and research of overload transmission line renovation project[D]. Jinan: Shandong University, 2019.
- [16] 刘重稷. 高压输电线路架空地线布置方式研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2020.
- LIU Chongji. Research on overhead ground wire disposition of high voltage transmission lines[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2020.
- [17] 黄俊杰, 杨健晟, 刘晓波, 等. 基于双目视觉监控的输电线路立体空间建模[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(19): 102-108.
- HUANG Junjie, YANG Jiansheng, LIU Xiaobo, et al. Stereo space modeling of transmission line based on binocular vision monitoring[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(19): 102-108.
- [18] 刘传洋, 吴一全. 基于深度学习的输电线路视觉检测方法研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(19): 7423-7446.
- LIU Chuanyang, WU Yiquan. Research progress of vision detection methods based on deep learning for transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(19): 7423-7446.
- [19] 周茂, 胡立锦, 欧开鸿, 等. 改进稠密双目匹配算法在输电线路基础三维重建的应用研究[J]. 电子测量技术, 2022, 45(7): 1-7.
- ZHOU Mao, HU Lijin, OU Kaihong, et al. Application of 3D rebuild based on improved dense binocular matching algorithm in transmission line foundation positioning and measurement[J]. Electronic Measurement Technology, 2022, 45(7): 1-7.
- [20] 姜岚, 程若恒, 唐波, 等. 基于图像边缘识别的输电线路拉线塔拉线张力测试方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4469-4477.
- JIANG Lan, CHENG Ruoheng, TANG Bo, et al. Tension test method for guy cables of transmission line guyed tower based on image edge recognition[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4469-4477.
- [21] 金玉生, 王震宇, 郝晓飞, 等. 基于悬链线理论的架空输电线路故障测距算法[J]. 现代电力, 2009, 26(1): 52-56.
- QUAN Yusheng, WANG Zhenyu, HAO Xiaofei, et al. Fault estimation algorithm for overhead transmission line based on catenary theory[J]. Modern Electric Power, 2009, 26(1): 52-56.
- [22] 刘志海, 代振锐, 田绍鲁, 等. 非接触式三维重建技术综述[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(23): 9897-9908.
- LIU Zhihai, DAI Zhenrui, TIAN Shaolu, et al. Review of non-contact three-dimensional reconstruction techniques[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(23): 9897-9908.
- [23] SHENG W, ZHI Y, YU Z. A novel multi-projection correction method based on binocular vision[J]. Electronics, 2023, 12(4): 910-910.
- [24] 符杨, 荣帅昂, 刘恩圻, 等. 架空输电通道图像监测中大场景双目测距的方法及校正算法[J]. 高电压技术, 2019, 45(2): 377-385.
- FU Yang, RONG Shuaiang, LIU Enqi, et al. Calibration method and regulation algorithm of binocular distance measurement in the large scene of image monitoring for overhead transmission lines[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(2): 377-385.

收稿日期: 2024-03-18; 修回日期: 2024-06-07

作者简介:

李振兴(1977—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统继电保护与安全稳定控制; E-mail: lzx2007001@163.com

刘凯(1999—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统继电保护与安全稳定控制; E-mail: 1332858204@qq.com

胡聪(1994—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统继电保护与安全稳定控制。E-mail: hucong1017@163.com

(编辑 魏小丽)