特高压直流输电线路接地极线路高阻故障测距方法研究

张怿宁[1]，束洪春[2]，田鑫萃[2]，董 俊[3]，李晋伟[1]

(1.超高压输电公司检修试验中心，广东 广州 510663；2.昆明理工大学电力工程学院，云南 昆明 650051；
3.哈尔滨工业大学电气工程与自动化学院，黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要：直流接地极线路不同于直流输电线路，其在正常运行下，电压电流的值均很小，且极址点是通过阻值很小的过渡电阻接地，因此接地极线路精确定位是故障测距的难点。理论分析和仿真表明，当接地极线路发生接地故障，且接地点电阻大于或等于极址电阻时，流入故障点的电流很小，利用沿线电压分布推导得到的故障点电压不再是电压在线路上分布的最小值，而极址点电压是沿线电压分布的最小值。因此根据故障点电压相等来构造测距函数的测距原理存在不足之处。利用极址点电压相等构造测距函数，提出一种基于故障录波数据的耐受高阻接地的直流接地极线路故障测距新方法。大量仿真表明，该算法可以实现接地极线路的精确定位，对采样率要求不高，便于工程实际运用。

关键词：接地极线路；故障测距；沿线电压分布；高阻故障

Research on fault location algorithm for HVDC electrode line high impedance fault

ZHANG Yining[1], SHU Hongchun[2], TIAN Xincui[2], DONG Jun[3], LI Jinwei[1]

(1. Maintenance & Test Center, EHV Power Transmission Company, Guangzhou 510663, China; 2. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650051, China; 3. School of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

Abstract: HVDC grounding electrode line is different from normal DC transmission line. Normally, the average of voltage and current are small, beside the address electrode resistor is small, so that make the DC grounding electrode lines fault location difficult. Many simulations show when grounding electrode line is fault and the ground resistance is greater than or equal to the address electrode resistor, then little current flows into fault point. The fault point voltage is not the minimum for the distribution of voltage along the line but the address electrode voltage. So the fault location algorithm based on the equal of fault point voltage has greater error. A new fault location method which can withstand high impedance based on voltage equal at pole point is presented. Many simulations show that the algorithm can accurate position the electrode line.

Key words: HVDC electrode line; fault location; voltage distribution along; high impedance fault

中图分类号： TM72 文章编号： 1674-3415(2015)24-0001-07

0 引言

接地极是直流输电系统中不可缺少的一部分，不仅提供了直流电流的通路，而且，利用接地极以大地返回方式单极运行时，可以降低系统损耗，钳制系统中性点电位。

我国很多高压直流接地极的额定电流达到了 3 kA，电流从接地极注入通过大地返回。若在接地极附近有交流电网，则将会有一部分直流电流从一端变压器接地点流入，再从另一端变压器接地点流出。工程实践表明，当流过变压器中性点的直流电流只要大于一个较小值时，都会严重危害变压器甚至交流电力系统[1-4]。为了减少接地极电流对交流系统的影响，直流系统换流站一般距离接地点几十到一百多千米，其间通常架设双导线并联的接地极引线，极址点通过一个阻值很小的电阻接地[5-8]。

目前，接地极线路大都采用脉冲注入法进行故障定位，这种方法利用在量测端和故障点之间的行波折反射原理进行故障定位[8]。但是大量工程实际表明，基于该原理的故障定位方法很难定位接地极

线路瞬时性故障。由于南方雷雨多发季节，接的极线路较长，接地极线路发生故障的概率较大，因此，当前迫切需要一种新的测距方法能够实现接地极线路的故障定位。

接地极线路不同于直流输电线路，表现在：(1) 在正常运行时，电压很低。接地极线路电压仅是入地电流在导线电阻及接地极电阻上引起的压降，一般不超过几千伏；(2) 单极运行的时间较短。接地极仅在工程初期以及双极投运后某极发生故障或检修时才投入单极运行，而在双极平衡运行下，流过接地极线路的电流很小，一般不会超过几百安；(3) 接地极是通过极址点阻值很小的电阻接地，该电阻值一般超过 0.5 Ω。可见，接地极线路是有一种非常特殊的线路，将传统的高压线路故障测距方法直接移植到接地极线路故障测距是不可取的[8]。

基于故障录波数据的接地极线路的故障测距方法，国内外鲜有研究。在实际运行的接地极线路，其量测端均装有故障录波装置，因此可以方便地获取量测端电压和电流的故障录波数据，可见采用已有的故障录波数据对接地极线路进行故障定位是一种很好的方法，无需增加其他的硬件设备。

本文通过大量的仿真发现，当接地极线路发生接地故障，当接地点过渡电阻小于极址电阻时，故障点处电压幅值是电压沿线分布的最小值；当接地点过渡电阻大于或等于极址电阻时，流入故障点的电流很小，故障点处电压幅值不是电压沿线路上分布的最小值，而极址点电压是沿线电压的最小值。因此，根据故障点电压相等来构造测距函数的故障定位算法的误差很大。特别对于靠近换流站的接地故障，测距甚至会失效。因此，本文提出了一种基于故障录波数据的接地极线路故障测距方法。利用量测端电压和电流推算得到极址点电压，并根据极址点处电压相等列写测距函数，通过对测距函数求取最小值，得到故障距离。大量仿真表明：该测距方法能够耐受过渡电阻，易于现场实际应用。

1　利用故障点电压相等构建测距函数

1.1 含接地极线路的直流系统的建模和故障仿真

以楚雄换流站接地极线路为背景，搭建含有接地极线路的±800 kV 云广特高压直流输电系统，如图 1 所示。接地极线路采用同塔双回架空二分裂导线，导线型号为 2×LGJ－630/45，导线直流电阻为 0.023 165 Ω/km，极址电阻为约 0.2 Ω，线路采用 J.Marti 频变参数模型。理论上，双极平衡运行时，没有电流流过接地极引线。但是由于双极触发角和设备参数的差异，接地极线路中有不平衡电流，且一般为额定电流的 1%之内。整流侧中性母线上的电压一般不超过 10 kV。对于容量为 5 000 MW 的双极直流系统，其不平衡功率一般为 15 MW，最高不超过 30 MW，为额定容量的 0.3%～0.6%。

对于如图 1 所示的仿真系统，设置系统正常运行情况下，接地极两极的不平衡电流直流分量为 187.5 A，不平衡电压直流分量为 0.527 kV，电压峰值达到 2.78 kV。可见，此处的仿真模型和设置符合实际运行情况。以下的仿真均在此运行工况下进行。现假设接地极线路 l_2 距量测端 50 km 处发生接地故障，过渡电阻为 0 Ω。量测端电流波形如图 2 和图 3 所示，量测端电压波形如图 4 所示。

直流输电系统整流侧一般采用定电流控制方式[9-11]，因此，可以将整流侧视为电流源。当接地极线路 l_2 发生故障，对于接地极线路 l_2 回路来说，回路阻抗减少，接地极线路量测端电流 I_{dee2} 增大；而整流侧是一个电流源，则量测端电流 I_{dee1} 减少。根据量测端 I_{dee1} 和 I_{dee2} 电流的增大或减少，可以快速地识别出故障极接地极线路。识别出故障接地极线路后，便可对接地极线路进行故障定位。

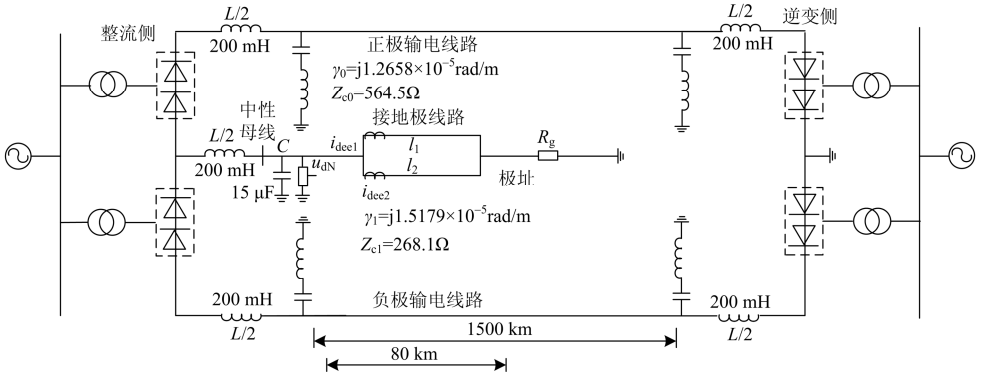


图 1 高压直流接地极线路模型

Fig. 1 Model of high voltage HVDC grounding electrode line

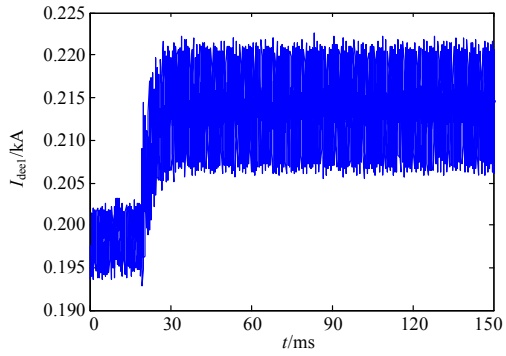


图 2 量测端 I_{dee1} 电流

Fig. 2 Current I_{dee1} on measurement side

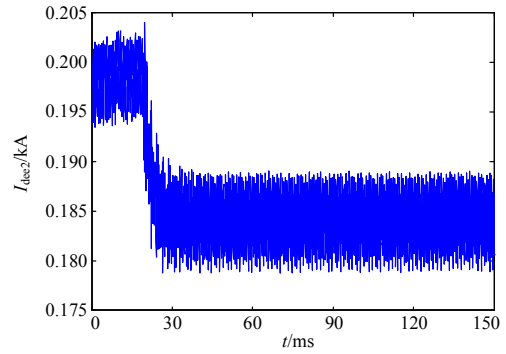


图 3 量测端 I_{dee2} 电流

Fig. 3 Current I_{dee2} on measurement side

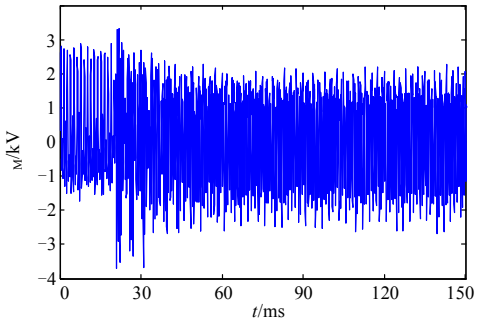


图 4 量测端电压 u_M

Fig. 4 u_M voltage on measurement side

1.2 基于故障点电压相等的故障测距算法推导

基于故障点电压相等的故障测距算法是根据量测端电压和电流推算至故障点，得到故障点电压，并采用电压相等构建故障定位函数，通过求解定位函数的最小值，从而计算出故障距离。具体推导算法如下所述。

现采用如图 1 所示的直流接地极线路，现假设接地线路 l_2 发生接地故障时，其直流分量等效模型如图 5 所示。

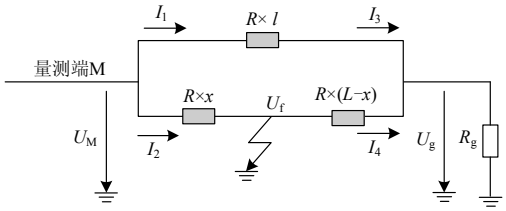


图 5 接地极线路发生故障直流分量等效电路

Fig. 5 Equivalent circuit of DC component in grounding electrode line fault

由图 5 可知，假设距离量测端 x 发生接地故障，利用量测端获取的直流电压分量 U_M、直流电流分量 I_2 推算至故障点，得到故障点电压 U_{fleft} 为

$$U_{fleft}=U_M-I_2\times R\times x \tag{1}$$

式(1)中：x 为故障点到量测端 M 的距离；U_M 为量测端电压直流分量；I_2 为接地极线路 l_2 量测端的电流直流分量；R 为接地极线路单位长度的直流电阻。

同时，利用量测端直流电压 U_M 和接地极线路 l_1 量测端电流 I_1 推算至故障点，得到故障点电压 U_{fright} 为

$$U_g=U_M-I_1\times R\times l \tag{2}$$

$$I_4=\frac{U_N}{R_g}-I_3 \tag{3}$$

$$U_{fright}=U_g+I_4\times R\times(l-x) \tag{4}$$

式(2)中，l 为接地极线路总长。在式(3)中，极址电阻 R_g 可以根据故障前量测端数据计算出极址电阻，即

$$R_g=\frac{U_M}{I_1+I_2}-\frac{R\times l}{2} \tag{5}$$

用故障点电压相等构成测距方程，得到

$$U_{fleft}(x)-U_{fright}(x)=0 \tag{6}$$

对于式(6)，是通过最小值得的。即

$$x_f=\min(\mathrm{abs}(U_{fleft}(x)-U_{fright}(x)))\quad x\in[0,l] \tag{7}$$

式(7)表明，在全长范围内，最小值所对应的距离即为故障距离 x_f。

现假设接地极线路 l_2 距离 M 端 50 km 发生接地故障。故障定位前，通过故障前数据，运用式(5)计算出极址接地电阻为 0.19 Ω。再根据式(1)~式(7)计算出故障距离为 49.42 km。图 6 是过渡电阻为 0 Ω 时，利用 M 端电压电流计算得到的沿线电压的分布。

对于上述故障距离，并设过渡电阻为 0.2 Ω，利用 M 端电压电流推导得到的沿线电压分布如图 7 所示，利用式(7)计算得到的故障距离为 47.88 km。

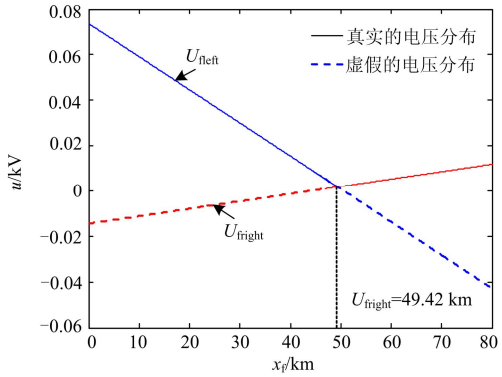


图 6　50 km 处金属性接地故障定位图

Fig. 6 Metal line grounding fault at 50 km

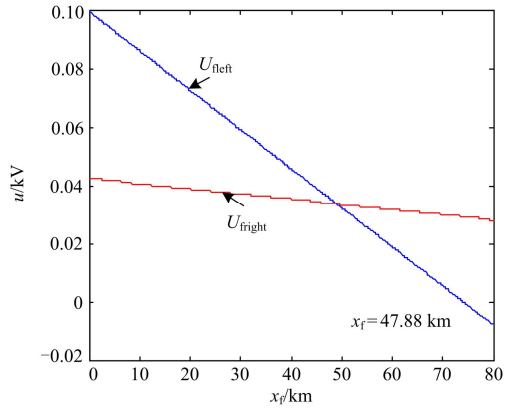


图 7 50 km 处经 0.2 Ω 过渡电阻接地故障定位图

Fig. 7 0.2 Ω ground resistance grounding fault at 50 km

对于上述故障距离，设过渡电阻为 2 Ω，利用 M 端电压电流推导得到的沿线电压分布如图 8 所示，利用式(7)计算得到的故障距离为 44.32 km。

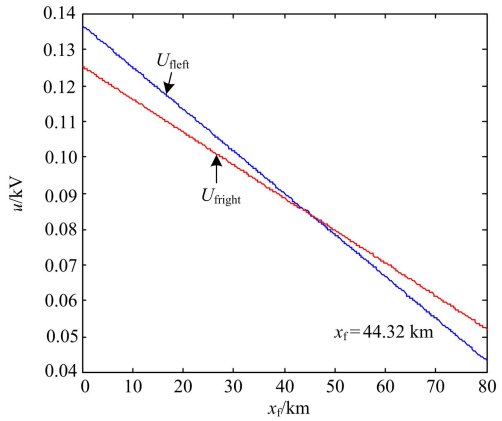
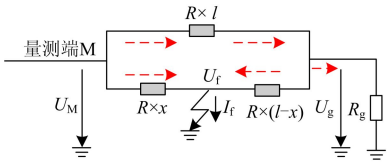


图 8　50 km 处经 2 Ω 过渡电阻接地故障定位图

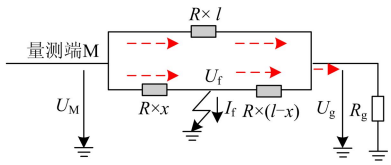
Fig. 8 2 Ω ground resistance grounding fault at 50 km

图 6~图 8 分别展示不同过渡电阻下沿线电压分布的情况。由图 6~图 8 可知，不同过渡电阻下，利用 M 端电压电流计算沿线电压分布“趋势”是不同的，现将上述的情况进行定性分析。

对于具有良好接地的接地极线路，当线路发生故障时，存在两个电压幅值最小的点，即故障点和极址点。当故障点接地电阻小于极址点电阻时，故障电流在接地极线路的通路如图 9(a)所示，当故障点接地电阻大于极址点电阻时，故障电流在接地极线路的通路如图 9(b)所示。



(a) 当故障点接地电阻小于极址电阻



(b) 当故障点接地电阻大于极址电阻

图 9 故障电流在接地极线路的通路

Fig. 9 Fault current path in the grounding line path

由图 9(a)可知，当接地极线路发生故障时，且当故障点接地电阻小于极址点电阻，量测端电压 U_M 通过健全线路 l_1 向故障点“注入”电流，同时，U_M 通过故障线路 l_2 向故障点“注入”电流。这种情况下，极址点电压大于故障点电压。而当故障点接地电阻大于极址点电阻，U_M 通过健全线路向极址点“注入”电流。对于故障接地极线路，可以视为故障点向极址点“注入”电流，而对于故障点则表现出故障电流“外汲”现象，这种情况下，极址点电压幅值小于故障点电压。由式(6)可知，对于测距函数，采取的数学手段是为求取最小值来实现的，对比图 6 至图 9 可知，当接地极线路发生金属性接地故障时，故障点电压是电压在线路上分布的最小值。这种故障条件下的故障定位方法与高电压等级大容量的输电线路测距方法是一致的[12]。当过渡电阻与接地极电阻相同时，由本端电压、电流计算得到的电压分布与真实的电压分布基本是一致的，故障点电压不是电压沿线分布的最小值，而极址电压是电压沿线分布的最小值。这样，利用沿线电压最小值来构造测距函数，并进行故障测距，其测距结果必然越靠近极址点，测距精度越高。

可见，由于接地极结构特殊，极址电阻很小，这样若故障点过渡电阻大于极址接地电阻，极址点电压是在线路上分布的最小值，利用最小值来构建测距函数，在低采样率下，从理论上无法进行高阻故障的定位。

2　高阻故障测距方法研究

利用极址点电压相等来构建测距函数，其核心思想是：在过渡电阻等于或大于极址电阻时，极址处的电压为线路全长范围内沿线分布的最小值，利用量测端电压电流推算得到极址点的电压，并根据极址点电压相等构造测距函数。从数学处理手段来说，可以避免了测距函数陷入局部极小值点，进而造成不能进行故障测距或测距精度较差的情况。

同样，对于如图 5 所示的接地极线路中，现假设接地极线路 l_2 距量测端 x km 处发生接地故障。

利用量测端电压 U_{M} 和电流 I_1 推算至极址点的电压 U_{g1} 为

$$U_{\mathrm{g1}} = U_{\mathrm{M}} - I_1 \times R \times l \tag{8}$$

利用量测端电压 U_{M} 和电流 I_2 推算至故障点的电压 U_{f} 为

$$U_{\mathrm{f}} = U_{\mathrm{M}} - I_2 \times R \times x \tag{9}$$

根据故障边界，计算出电流 I_4

$$I_4 = I_2 - \frac{U_{\mathrm{f}}}{R_{\mathrm{f}}} \tag{10}$$

根据电流 I_4 和故障点电压 U_{f}，计算极址电压 U_{g2}

$$U_{g2} = U_{\mathrm{f}} - I_4 \times R \times (l - x) \tag{11}$$

根据式(8)和式(11)得到

$$f(x, R_{\mathrm{f}}) = U_{g1} - U_{g2} = 0 \tag{12}$$

则故障距离为

$$x_{\mathrm{f}} = \min f(x, R_{\mathrm{f}}) = \min\left(\left|U_{g1} - U_{g2}\right|\right), \quad x \in [0, l] \tag{13}$$

式(7)~式(12)中：x_{f} 为故障点到量测端的距离；U_{M} 为量测端直流电压；I_1 为接地极线路 l_1 量测端的直流电流；I_2 为接地极线路 l_2 量测端的直流电流；R 为接地极线路单位长度电阻；R_{f} 为故障点过渡电阻；l 为接地极线路总长。

对于式(13)的求解：在线路全长范围内，将线路分成 N 段，即 x_1、x_2、…、x_n，并依次将 x_1、x_2、…、x_n 带入式(12)中，计算得到过渡电阻 R_{f1}、R_{f2}、…、R_{fn}。在全线长范围内可以得到 n 组(x,R_{f})、并将 n 组(x,R_{f})代入式(13)中，且当式(13)取得最小值时，对应的距离即为故障距离。

3　数字仿真验证

为了验证本算法的有效性，采用如图 1 所示的仿真系统，并设置在系统正常运行情况下，接地极两极的不平衡电流直流分量为 187.5 A，不平衡电压直流分量为 0.527 kV，电压峰值达到 2.78 kV。现假设线路 l_1 距 M 量测端 50 km 处发生接地故障，过渡电阻为 0.2 Ω，极址电阻为 0.2 Ω，此时量测端电流 I_{dee1} 和 I_{dee2} 波形如图 9 和图 10 所示，电压波形如图 11 所示。

根据式(8)~式(11)推算沿线电压分布如图 12 所示，测距函数如图 13 所示。

由图 13 和图 14 可以得到故障距离 x_{f}=50 km。可见，由于接地极结构特殊，极址电阻很小，这样若

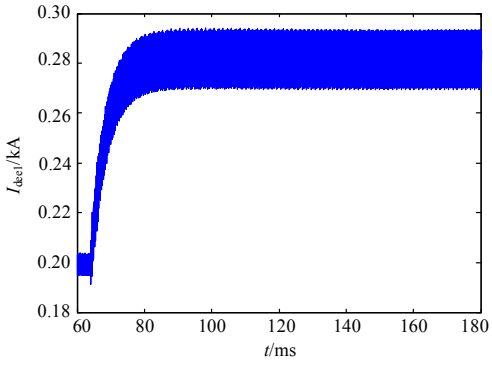


图 10　量测端电流 I_{dee1}

Fig. 10 Current I_{dee1} on measurement side

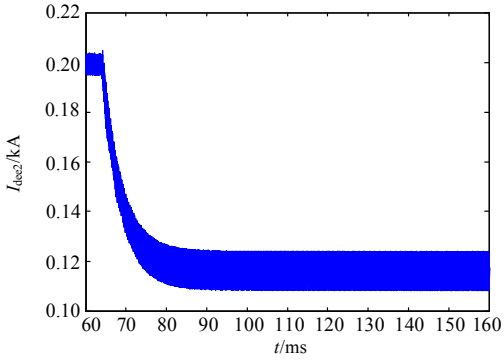


图 11　量测端电流 I_{dee2}

Fig. 11 Current I_{dee2} on measurement side

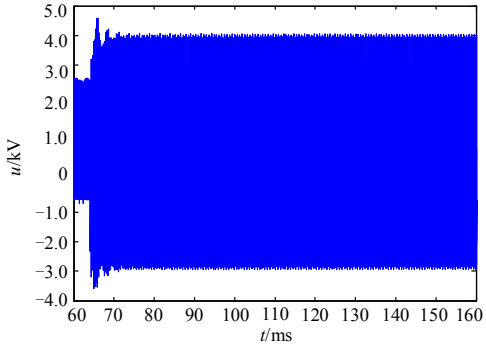


图 12　量测端电压

Fig. 12 Voltage on measurement side

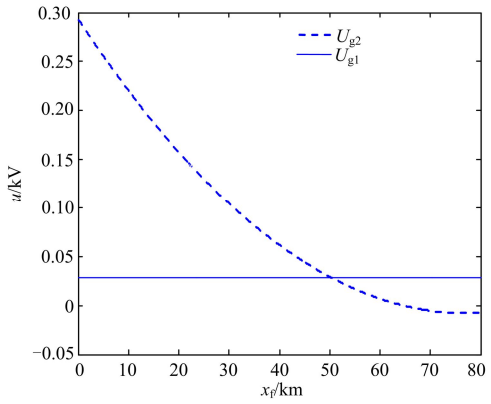


图 13 沿线电压分布

Fig. 13 Distribution of voltage along the line

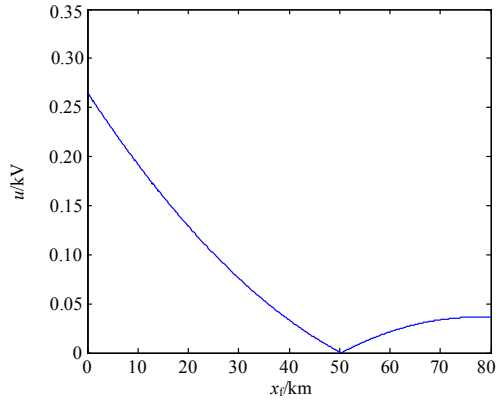


图 14 测距函数

Fig. 14 Function of fault location

故障点过渡电阻大于极址接地电阻，极址电压是电压在线路上分布的最小值。特别是当系统在双极平衡运行下，故障电压和电流量都非常小，在低采样率下，这样利用故障点电压相等，列写测距方程的测距算法存在灵敏度不够的问题，因此测距误差较大。利用如式(13)的测距方程，从数学处理手段上提高了测距的灵敏度，实现对高阻故障进行故障测距。

现采用如图 1 所示的仿真系统，并设置在系统正常运行情况下，接地极两极的不平衡电流直流分量为 187.5 A，不平衡电压直流分量为 0.527 kV，电压峰值达到 2.78 kV。不同的故障条件下，分别利用式(7)和式(13)得到的测距结果如表 1 所示。

同样，仍采用如图 1 所示的仿真系统，设置在系统正常运行情况下，接地极两极的不平衡电流直流分量为 105.4 A，不平衡电压直流分量为 0.156 kV，电压峰值达到 2.02 kV。不同的故障条件下，分别利用式(7)和式(13)得到的测距结果如表 2 所示。

在表 1 和表 2 中，1#表示利用故障点电压相等构建测距函数得到的测距结果，2#表示利用极址点电压相等构建测距函数得到的测距结果。“-”表示测距失败。

由表 1 和表 2 可知，在不同的直流系统运行工况下，利用极址点电压相等来构造测距函数的故障测距算法，在不同过渡电阻下，于全线长范围内都能够实现准确故障定位。

表 1 在情况 1 下利用式(7)和式(13)得到的故障测距结果

Table 1 Result of fault location under the first situation

故障距离/km	过渡电阻/Ω	1#/km	2#/km
5	0.2	3.1	5.4
	2	-	5.3
10	0.2	6.0	10.9
	2	-	10.7
20	0.2	19.0	20.3
	2	16.0	20.2
30	0.2	28.7	30.4
	2	25.1	30.3
40	0.2	39.2	40.3
	2	36.6	40.2
50	0.2	49.1	50.4
	2	45.3	50.3
60	0.2	60.4	59.7
	2	61.7	59.9
70	0.2	69.8	70.1
	2	69.1	70.1

表 2 在情况 2 下利用式(7)和式(13)得到的故障测距结果

Table 2 Result of fault location under the second situation

故障距离/km	过渡电阻/Ω	1#/km	2#/km
5	0.2	-	5.2
	2	-	5.6
10	0.2	-	10.6
	2	-	10.4
20	0.2	18.5	19.8
	2	16.2	20.1
30	0.2	27.8	30.1
	2	24.5	30.4
40	0.2	39.6	40.4
	2	36.7	40.5
50	0.2	49.2	50.2
	2	46.1	50.2
60	0.2	60.2	59.9
	2	62.3	59.8
70	0.2	69.6	69.9
	2	68.8	69.9

4　结论

本文提出了一种基于故障录波数据的特高压直流接地极线路高阻故障测距方法。该算法利用极址点电压相等来构建测距函数，很好地解决了接地极线路高阻故障测距的问题，且在全线长范围内，测距精度都较高。

本测距算法直接采用现有的故障录波数据，对采样率要求不高，便于工程实际运用。

参考文献

[1] 李泓志. 直流接地极接地性能及入地电流对变压器影响的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2010.
LI Hongzhi. Research on performance of DC ground electrode and influence on power transformer by the earthing current[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2010.

[2] 袁士超. 高压直流接地极热稳定及部分故障下对换流站中心母线影响的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2012.
YUAN Shichao. Study on thermal stability and influence under certain conditions on convertor station neutral-bus of grounding electrode in HVDC[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2012.

[3] 刘连光, 马成廉. 基于有限元方法的直流输电接地极多层土壤地电位分布计算[J]. 电力系统保护与控制, 2015,43(18): 1-5.
LIU Lianguang, MA Chenglian. Calculation of multi-layer soil earth surface potential distribution of HVDC due to finite element method[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(18): 1-5.

[4] 刘连光, 崔明德, 孙中明, 等. ±800 kV 直流接地极对交流电网的影响范围[J]. 高电压技术, 2009, 35(6): 1243-1247.
LIU Lianguang, CUI Mingde, SUN Zhongming, et al. Influence scope of AC network by DC grounding electrode rated ±800 kV[J]. High Voltage Engineering, 2009, 35(6): 1243-1247.

[5] MA Jinxi, DAWALIBI F P, RUAN W. Design considerations of HVDC grounding electrodes[C] // Transmission and Distribution Conference & Exhibition, 2005: IEEE.

[6] LAGACE P J, HOULE J L, GREISS H, et al. Computer aided evaluation of pipeline current near toroidal HVDC ground electrodes[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(1): 216-221.

[7] 卢世才, 张楠, 蔡永梁. 高肇直流接地极过电压保护误动原因分析及解决方案[J]. 南方电网技术, 2010, 4(1): 103-105.
LU Shicai, ZHANG Nan, CAI Yongliang. Analysis and solution of electrode over voltage protection misoperation of the Guizhou-Guangdong HVDC transmission system[J]. Southern Power System Technology, 2010, 4(1): 103-105.

[8] 钟小垒, 李京. 基于行波耦合原理的高压直流输电系统接地极引线故障测距[J]. 山东理工大学学报: 自然科学版, 2012, 26(3): 55-59.
ZHONG Xiaolei, LI Jing. Fault location of grounded electrode lead in HVDC system based on the principle of coupled traveling waves[J]. Journal of Shandong University of Technology: Natural Science Edition, 2012, 26(3): 55-59.

[9] 成敬周, 徐政. 直流输电共用接地极线方式的保护特性[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(14): 77-82.
CHENG Jingzhou, XU Zheng. Protection characteristics of HVDC common grounding electrode lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(14): 77-82.

[10] 曾祥君, 张玺, 阳韬, 等. 高压直流输电系统接地极不平衡保护改进措施研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(14): 132-137.
ZENG Xiangjun, ZHANG Xi, YANG Tao, et al. Improvement measures of electrodes line unbalance protection for HVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(14): 132-137.

[11] 胡蓉. 共换流站双回直流输电工程直流控制系统优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(6): 121-126.
HU Rong. Analysis and optimization of DC control system in adopting common converter station same-tower double-circuit HVDC transmission project[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(6): 121-126.

[12] 桂勋, 刘志刚, 韩旭东, 等. 基于高压输电线电压沿线分布规律的故障双端测距算法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(19): 63-69.
GUI Xun, LIU Zhigang, HAN Xudong, et al. An accurate algorithm of two-terminal fault location based on the distribution of line voltage along HV transmission line[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(19): 63-69.

收稿日期：2015-02-03；　修回日期：2015-05-18

作者简介：

张怿宁(1973-)，男，博士，研究方向电力系统继电保护；E-mail:1105479731@qq.com

束洪春(1961-)，男，博士，研究方向新型继电保护与故障测距。

(编辑　姜新丽)