

DOI: 10.7667/PSPC171265

一种快速的配电网单相接地故障时域测距方法

张红飞¹, 汤明金², 程志友², 李小静²

(1. 国家电网安徽省电力公司培训中心, 安徽 合肥 230039; 2. 教育部电能质量工程研究中心, 安徽 合肥 230601)

摘要: 配电网故障测距技术是保证配电系统安全可靠运行的关键技术。为了及时有效地确定故障位置, 研究了一种快速的配电网单相接地故障时域测距方法。首先建立配电线路的单相接地故障等效模型, 分析了故障点分别与母线侧和负荷侧故障信息的关系, 并建立时域测距方程。然后通过对特定时刻下的线路参数进行分析, 简化计算过程, 实现快速故障测距。最后利用 Matlab 对所提方法进行仿真, 验证其可行性和有效性。实验表明, 所提方法用时较短, 具有较高的精度, 且不受故障电阻影响, 为配电网的单相接地故障测距提供了一种新的思路。

关键词: 故障测距; 单相接地故障; 时域测距方法; 故障信息; 快速故障测距

A fast time domain fault location method for single phase to ground fault in distribution network

ZHANG Hongfei¹, TANG Mingjin², CHENG Zhiyou², LI Xiaojing²

(1. State Grid Anhui Electric Power Company Training Center, Hefei 230039, China;

2. Power Quality Engineering Research Center, Ministry of Education, Hefei 230601, China)

Abstract: Fault location technology in distribution network is the key technology to ensure the safe and reliable operation of distribution system. In order to determine the location of fault in time and effectively, a fast method of time domain fault location for single phase to ground fault in distribution network is studied in this paper. Firstly, the equivalent model of single phase to ground fault of distribution line is established, and the relation between fault point and fault information of bus side and load side is analyzed, and time domain distance measurement equation is established. Then, through the analysis of the line parameters at a specific time, the calculation process is simplified and the fast fault location is realized. Finally, the proposed method is simulated by Matlab, and the feasibility and effectiveness of the proposed method are verified. Experiments show that this method is of short time, has high precision, and is not affected by fault resistance. It provides a new idea for single phase to ground fault location in distribution network.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 61672032).

Key words: fault location; single phase to ground fault; time domain fault location method; fault information; fast fault location

0 引言

配电网故障测距一直是国内外电力工作者研究的热门课题之一。经过近年来的发展, 故障测距技术已经取得巨大进步, 越来越多的故障测距方法被相继提出。故障测距算法从数据来源上可分为单端测距和双端测距^[1-3], 目前的单端测距算法主要有: 阻抗法^[4-6]、解方程法^[7-10]、电压法^[11]和行波法^[12-16]等。单端测距从原理上无法消除故障电阻和负载变

化带来的影响, 因此又提出了双端故障测距算法。

双端故障测距算法是根据线路两侧电气量以及线路参数来推算出故障距离。文献[17]提出了一种基于双端同步采样的时域故障测距算法。它采用集总参数模型, 直接利用跳闸前的原始采样数据, 并且通过 Karenbauer 变换减少两侧传输的数据量, 实现故障测距。但是基于集总参数的模型忽略了线路分布电容的影响, 导致其测距精度不高。因此, 文献[18]基于分布参数模型提出了一种适合于输电线路差动保护装置的故障测距算法。该方法通过实时计算线路参数对非同步采样数据进行补偿, 再利用正序故障分量实现故障测距。但是该方法需要建立

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(61672032); 安徽省科技攻关项目资助(1604a0702016)

在稳态的基础上, 其测距效率较低。为了解决此问题, 一种输电线路两端故障测距时域算法被提出^[19], 该方法通过分析长过程电弧性故障特征, 利用分布参数模型及波动方程, 通过对故障点电压的波形一致性比较, 得出满足条件的故障距离数值解, 实现故障测距。该方法具有较高的鲁棒性, 如果考虑线路电阻, 其测距精度会进一步提高。文献[20]提出了一种基于故障可观性的输电线路故障测距方法, 该方法在电网信息不全的条件下仍可以实现准确测距, 具有较好的工程实用价值, 但是该方法易受线路阻抗角及传播常数的影响。

鉴于此, 本文基于双端测距算法提出了一种快速的配电网单相接地故障时域测距方法。该方法利用故障线路等效模型, 结合线路参数建立两侧监测点与故障相相对地电压的时域方程, 通过故障后两侧监测点的故障信息消除故障电阻的影响, 实现故障测距。然后利用监测点的故障信息拟合出故障相的线电压函数, 再结合监测点故障相电流取得极值

的时间, 对测距算法进行简化。本文利用 Matlab/Simulink 建立仿真模型, 验证本文算法的可行性及有效性。仿真实验表明, 该方法测距精度较高且用时较短, 不受故障电阻以及故障位置影响, 具有工程推广应用价值。

1 测距算法原理

1.1 线路模型及算法分析

如图 1 所示, 某配电线路单相(A相)接地故障的线路等效模型。图中 S 和 R 分别表示母线侧和负荷侧, $u_{Sa}(t)$ 、 $u_{Sb}(t)$ 、 $u_{Sc}(t)$ 分别为母线侧 A、B、C 三相的相对地电压。同理, $u_{Ra}(t)$ 、 $u_{Rb}(t)$ 、 $u_{Rc}(t)$ 分别为负荷侧 A、B、C 三相的相对地电压, $i_{Sa}(t)$ 、 $i_{Ra}(t)$ 表示故障相两侧监测点的电流。设线路总长为 l , x 表示母线侧监测点到故障点的距离, 即故障距离。 R_{line} 、 L_{line} 表示线路的单位长度电阻、电感, R_f 为故障电阻, i_f 为故障电流, C_{aa} 、 C_{ab} 、 C_{ac} 分别为 A 相对地, AB 相间以及 AC 相间的单位长度电容。

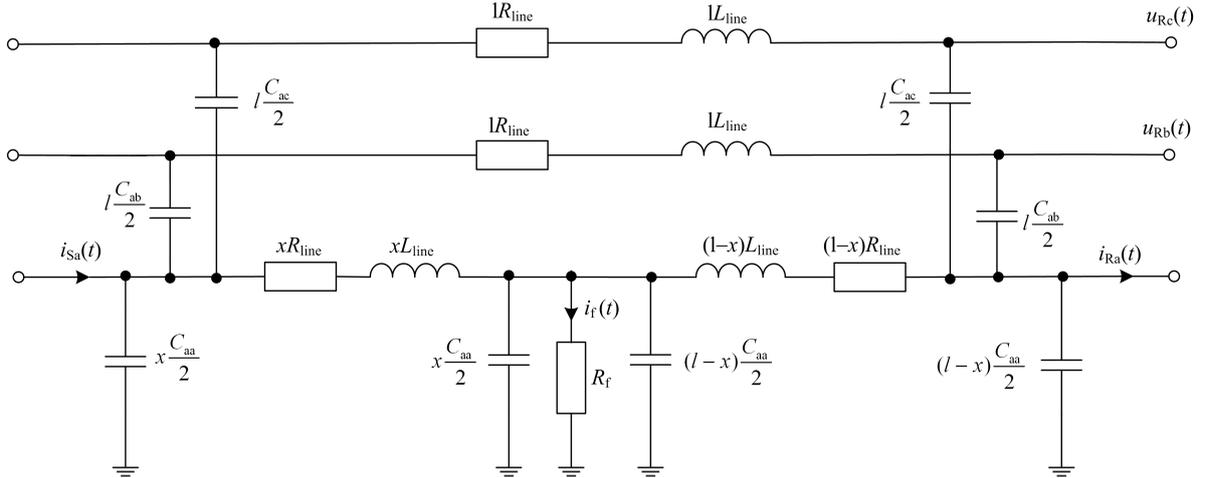


图 1 配电线路单相接地故障等效模型

Fig. 1 Equivalent model of single phase to ground fault in distribution line

根据图 1 中从两侧监测点获取的故障信息及线路参数, 分别列出故障点关于两侧监测点的电压微分方程, 如式(1)、式(2)所示。由于发生单相接地故障, 故障相电容被短接, 即故障对地电容电流为零, 此时只需考虑 AB 相间以及 AC 相间的电容即可。

$$xL_{line} \frac{d[i_{Sa}(t) - i_{Sc}(t)]}{dt} + xR_{line}[i_{Sa}(t) - i_{Sc}(t)] + R_f i_f(t) = u_{Sa}(t) \quad (1)$$

$$(l-x)L_{line} \frac{d[i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)]}{dt} + (l-x)R_{line}[i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)] - R_f i_f(t) + u_{Ra}(t) = 0 \quad (2)$$

其中

$$i_f(t) = [i_{Sa}(t) - i_{Sc}(t)] - [i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)] \quad (3)$$

$$i_{Sc}(t) = \left[-\frac{C_{ab}}{2} \frac{du_{Sb}(t)}{dt} + \frac{C_{ac}}{2} \frac{du_{Sb}(t)}{dt} \right] l \quad (4)$$

$$i_{Rc}(t) = \left[-\frac{C_{ab}}{2} \frac{du_{Rb}(t)}{dt} + \frac{C_{ac}}{2} \frac{du_{Rb}(t)}{dt} \right] l \quad (5)$$

式中: $i_f(t)$ 表示故障电流; $i_{Sc}(t)$ 、 $i_{Rc}(t)$ 分别表示母线侧和负荷侧故障相的电容电流。

联立式(1)、式(2)消去故障电阻和故障电流, 得到故障距离如式(6)。

$$x = \frac{u_{Ra}(t) - u_{Sa}(t) + l\{L_{line} \frac{d[i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)]}{dt} + R_{line}[i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)]\}}{L_{line} \left\{ \frac{d[i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)]}{dt} - \frac{d[i_{Sa}(t) - i_{Sc}(t)]}{dt} \right\} + R_{line} \{ [i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)] - [i_{Sa}(t) + i_{Sc}(t)] \}} \quad (6)$$

由式(6)可以看出,其故障距离是关于线路两侧电压、电流以及线路参数的暂态方程,测距结果可根据故障发生后不同时刻下的故障信息求得。但是,由于式中存在多处微分计算,其求解过程较为繁杂,为了便于工程应用,在此考虑对算法进行简化。

1.2 简化算法

为了减少计算量,分别对两侧监测点的故障相电流取极值,以消除故障点两侧电流产生的线路电感电压。为此,首先将式(1)、式(2)分别改写成式(7)、式(8)。

$$xL_{line} \left(\frac{di_{Sa}(t)}{dt} - \frac{di_{Sc}(t)}{dt} \right) + xR_{line}[i_{Sa}(t) - i_{Sc}(t)] + R_f i_f(t) = u_{Sa}(t) \quad (7)$$

$$(l-x)L_{line} \left(\frac{di_{Ra}(t)}{dt} + \frac{di_{Rc}(t)}{dt} \right) + (l-x)R_{line}[i_{Ra}(t) + i_{Rc}(t)] - R_f i_f(t) + u_{Ra}(t) = 0 \quad (8)$$

然后设故障相两监测点的电流 $i_{Sa}(t)$ 、 $i_{Ra}(t)$ 分别在 t_1 、 t_2 时刻取得极值,并将 t_1 、 t_2 分别代入到式(7)、式(8)得到式(9)、式(10)。

$$-xL_{line} i_{Sc}'(t_1) + xR_{line}[i_{Sa}(t_1) - i_{Sc}(t_1)] + R_f i_f(t_1) = u_{Sa}(t_1) \quad (9)$$

$$(l-x)L_{line} i_{Rc}'(t_2) + (l-x)R_{line}[i_{Ra}(t_2) + i_{Rc}(t_2)] - R_f i_f(t_2) + u_{Ra}(t_2) = 0 \quad (10)$$

最后联立式(9)、式(10)得出故障距离如式(11)所示。

$$x = \frac{i_f(t_1)u_{Ra}(t_2) - i_f(t_2)u_{Sa}(t_1) + i_f(t_1)l\{L_{line} i_{Rc}'(t_2) + R_{line}[i_{Ra}(t_2) + i_{Rc}(t_2)]\}}{i_f(t_2)\{L_{line} i_{Sc}'(t_1) - R_{line}[i_{Sa}(t_1) - i_{Sc}(t_1)]\} + i_f(t_1)\{L_{line} i_{Rc}'(t_2) + R_{line}[i_{Ra}(t_2) + i_{Rc}(t_2)]\}} \quad (11)$$

式(11)消除了由故障点两侧电流产生的线路电感电压的影响,且对故障相电流取极值的方法也减少了数据处理的难度,由于故障发生后故障相电流首次取得极值的时间显然是在 1/2 周波以内,因此在不考虑设备运行时间的情况下该方法可以在 1/2 周波以内计算出故障距离,实现了故障的快速测距。

2 仿真实验及分析

2.1 仿真系统构建

为了验证本文方法的有效性,利用 Matlab/Simulink 平台进行仿真,仿真模型如图 2 所示。

仿真系统是以 35 kV 配电线路为例,设电源内

阻抗为 $0.00529 + j0.04398 \Omega$,并将故障类型设为 A 相接地短路故障。根据 35 kV 的配电线路输送距离为 20~50 km^[21],可假设线路总长为 30 km,且故障发生在距母线侧监测点 10 km 的位置,即 Line1=10 km。线路单位长度电阻为 $0.17 \Omega/\text{km}$,线路单位长度电感为 $1.2 \times 10^{-3} \text{H}/\text{km}$,单位长度 AB 相间电容为 $4.1 \times 10^{-9} \text{F}/\text{km}$,单位长度 AC 相间电容为 $2.0 \times 10^{-9} \text{F}/\text{km}$ 。故障电阻取 30Ω ,系统运行时间设为: 0~0.2 s,假设线路在 0.1 s 时发生故障,由此建立仿真实验。图 3 和图 4 分别为 S 端和 R 端 A、B、C 三相对地电压以及电流的波形图。

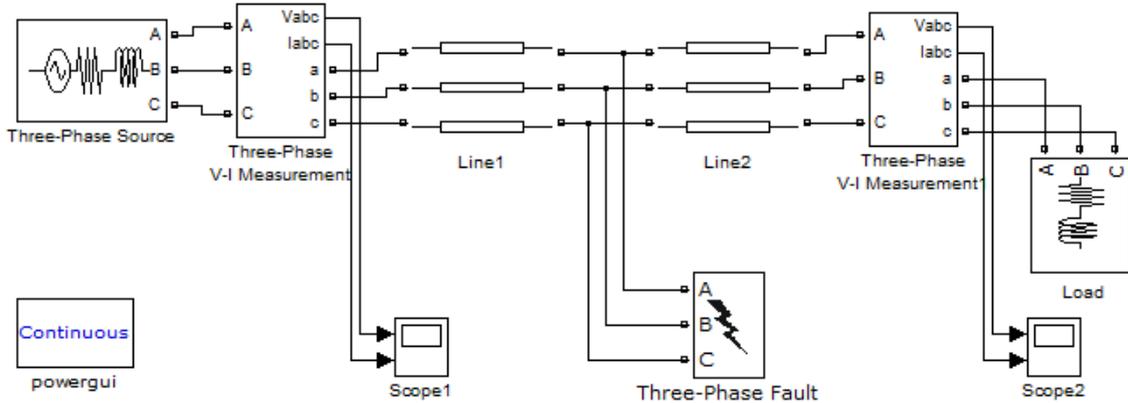


图 2 系统仿真图

Fig. 2 System simulation diagram

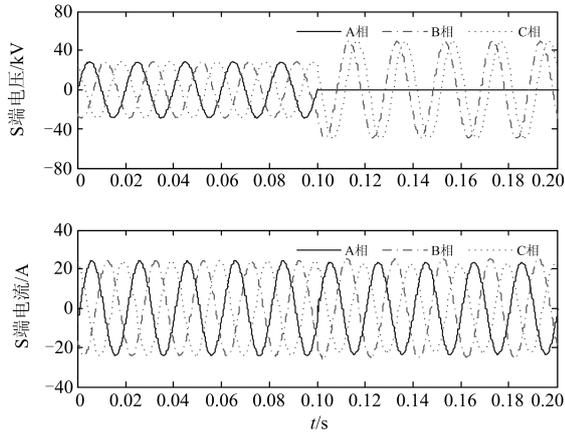


图3 S端 A、B、C三相对地电压、电流波形图
Fig. 3 A, B, C three-phase to ground voltage and current waveforms at side S

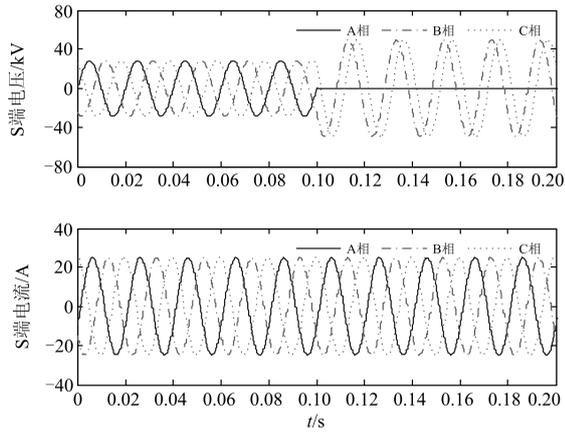


图4 R端 A、B、C三相对地电压、电流波形图
Fig. 4 A, B, C three-phase to ground voltage and current waveforms at side R

2.2 数据处理及分析

对于式(11)中的线电压微分运算, 本文采用拟合数据的方法, 先拟合出故障相两侧监测点的线电压函数。由于中性点不接地系统发生单相接地故障时, 线电压依然保持对称, 因此对线电压的拟合表达式本文采用三角函数的形式, 即

$$u(t) = u_m \sin(\omega t + \varphi) \quad (12)$$

设示波器采样频率为 10 kHz, 由此得到故障后母线侧和负荷侧的相对地电压采样数据, 本文采用 Pony 算法对故障发生后 1/2 个周波的线电压数据进行数据拟合。为了直观地观察拟合情况, 文中仅对采样数据每 5 个点取一次值来绘制拟合波形, 其数据拟合结果如图 5 所示。

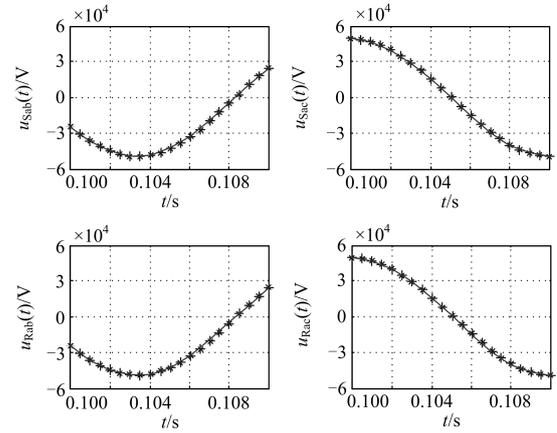


图5 母线、负荷侧的线电压拟合波形
Fig. 5 Line voltage fitting waveform of the bus and the load side

得到的故障相线电压函数为

$$u_{Sab}(t) = -4.95 \times 10^4 \sin(314.2t - 12.04) \quad (13)$$

$$u_{Sac}(t) = -4.95 \times 10^4 \sin(314.2t - 7.854) \quad (14)$$

$$u_{Rab}(t) = -4.915 \times 10^4 \sin(314.2t - 12.05) \quad (15)$$

$$u_{Rac}(t) = -4.915 \times 10^4 \sin(314.2t - 7.862) \quad (16)$$

监测点的故障相电流在故障发生后首次取得极值的时间 t_1 、 t_2 , 既可通过故障相电流的数据拟合获得, 也可通过查询电流互感器(CT)的监测数据近似得到。在本实验中 $t_1=0.1054607$ s, $t_2=0.1061927$ s, 且与之对应的两侧监测点电流极值分别为 $i_{Sa}(t_1)=23.5100$ A, $i_{Ra}(t_2)=24.9500$ A, $i_{Sa}(t_2)=22.8910$ A, $i_{Ra}(t_1)=24.2929$ A。同理, 可以获得此时监测点的故障相相对地电压值 $u_{Sa}(t_1)=15.2982$ V, $u_{Ra}(t_2)=-146.5891$ V。因此, 根据式(13)~式(16)可分别求出故障相各线电压在该时刻一次微分以及二次微分的数值, 结合式(4)、式(5)可得两个时刻下两侧相间电容电流的数值分别为 $i_{Sc}(t_1)=0.1446$ A, $i_{Sc}(t_2)=0.3264$ A, $i_{Rc}(t_1)=0.1356$ A, $i_{Rc}(t_2)=0.3169$ A。将以上参数代入式(11)中, 得到故障距离为 10.1442 km; 为了更直观地表达估算距离与实际距离的误差, 在此引入相对误差公式^[17], 如式(17)。

$$E = \frac{d_{\text{est}} - d_{\text{act}}}{l} \times 100\% \quad (17)$$

式中: d_{est} 为估算距离; d_{act} 为实际故障距离; l 为线路总长度。实验中估算距离为 10.1442 km, 则相对误差为 0.4808%。

2.3 算法有效性验证

为了验证本文算法的有效性, 根据上述配电网参数, 表 1、表 2 分别对比了不同故障距离和故

障电阻值下的测距相对误差情况。其中表 1 为故障电阻 $R_f=100\ \Omega$ ，配电网在不同位置发生单相接地故障时，估算距离与实际距离的对比结果。表 2 为当实际故障距离 $d_{act}=20\ \text{km}$ ，配电网在不同故障电阻值下发生单相接地故障时，估算距离与实际距离的对比结果。

表 1 不同故障距离下的测距结果对比

Table 1 Comparison of distance measurement results at different fault distances

实际故障距离/km	估算距离/km	相对误差 E/%
3	3.005 7	0.019 0
6	6.041 6	0.138 6
9	9.083 5	0.278 2
12	12.125 5	0.418 4
15	14.976 7	-0.077 6
18	17.821 3	-0.595 6
21	20.865 2	-0.449 3
24	23.883 9	-0.386 8
27	26.935 3	-0.215 5

表 2 不同故障电阻下的测距结果对比

Table 2 Comparison of distance measurement results at different fault resistance

故障电阻/ Ω	估算距离/km	相对误差 E/%
50	19.868 9	-0.436 9
100	19.836 7	-0.544 2
300	19.996 0	-0.013 4
500	19.858 2	-0.472 7
800	19.961 4	-0.128 8
1 000	19.778 0	-0.740 1

由表 1 的仿真结果可以看出，不同故障距离下其测距结果的相对误差率保持在较小范围内，且估算距离与实际距离的偏差均在 200 m 以内，满足实际工程的需求。另外，由不同故障距离的相对误差结果对比可以发现，母线侧的估算距离较实际故障距离大，而负荷侧的估算距离较实际故障距离小。除了线路中点处，当故障点靠近两端测量点时，其测距相对误差较低。由表 2 的结果可以看出，在不同故障电阻下其测距的相对误差率均小于 1%，基本不受故障电阻的影响，满足了工程应用要求。而故障电阻对相对误差的影响，没有呈现明显的规律性。综上可知，本文算法的测距结果受故障位置以及故障电阻影响均较小，验证了算法的有效性。

3 小型配电网实例验证

如图 6 所示，通过小型的配电馈线多分支线路 (15 节点)对时域测距算法性能进行研究。该系统电

压等级为 10 kV，频率为 50 Hz，变压器(35/10 kV)中性点不接地。线路单位长度电阻为 $0.1857\ \Omega/\text{km}$ ，线路单位长度电感为 $3.1805 \times 10^{-4}\ \text{H}/\text{km}$ ，单位长度 AB 相间电容为 $2.2375 \times 10^{-7}\ \text{F}/\text{km}$ ，单位长度 AC 相间电容为 $4.2294 \times 10^{-8}\ \text{F}/\text{km}$ ，单位长度 BC 相间电容为 $2.7413 \times 10^{-7}\ \text{F}/\text{km}$ 。各节点的线路长度及负载如表 3 所示。分别研究 $F_1 \sim F_5$ 五个故障点发生的单相接地故障，以 20 kHz 的采样频率分别测量故障时各节点处的电压、电流，利用时域测距方法对五个故障点分别进行测距，各故障点距节点 1 的测距结果如表 4 所示。

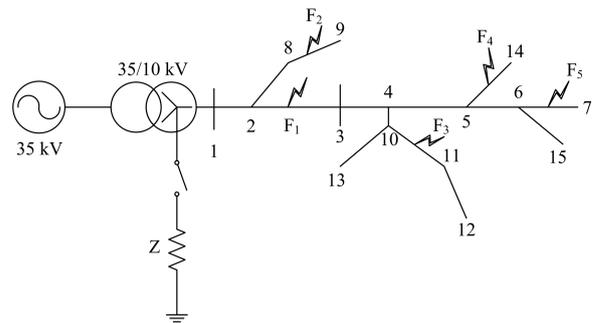


图 6 配电馈线分布图

Fig. 6 Distribution of feeder

表 3 配电馈线参数

Table 3 Parameters of configuration feeder

各节点间线路长度		节点负载	
节点	长度/km	节点	负荷/MV·A
1-2	1	3	0.3+j0.10
2-3	1	7	0.2+j0.07
3-4	1	8	0.2+j0.09
4-5	2	9	0.2+j0.12
5-6	2	11	0.2+j0.05
6-7	2	12	0.3+j0.20
2-8	1	13	0.3+j0.10
8-9	1	14	0.4+j0.20
4-10	1	15	0.2+j0.15
10-13	1		
10-11	1		
11-12	1		
5-14	1		
6-15	1		

表 4 不同故障点的测距结果

Table 4 Results of different fault point location

故障点	实际距离/km	估算距离/km	相对误差 E/%
F_1	1.400	1.411	0.550
F_2	2.600	2.593	-0.233
F_3	4.200	4.218	0.360
F_4	5.500	5.487	-0.216
F_5	8.700	8.695	-0.056

由表4可以看出,本文提出的算法在五个故障点处的测距相对误差率均小于1%,测距精度较高,同时该算法对于配电馈线的多分支线路结构仍具有较好的鲁棒性,符合配电网的实际应用要求。因此本文所提算法在多分支线路的配电网单相接地故障中测距性能较好,具有良好的应用前景。

4 结论

(1) 本文提出了一种快速的配电网单相接地故障时域测距方法。该方法首先建立故障线路等效模型,分析了故障点分别与母线侧和负荷侧故障信息的关系,并建立时域测距方程。然后通过特定时刻下的线路参数进行分析,简化计算过程,实现快速故障测距。

(2) 通过 Matlab/Simulink 平台搭建模型仿真验证了本文算法对于不同故障位置、不同故障电阻下的测距准确性,结果表明该算法具有较高的精度,给电力系统的故障测距提供了一种新的思路。

参考文献

- [1] 葛耀中. 新型继电保护和故障测距的原理与技术[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 2007.
- [2] SAHA M M, IZYKOWSKI J J, ROSOLOWSKI E. Fault location on power networks[M]. London: Springer, 2010.
- [3] 杨新伟, 郭彩霞. 基于主频零序功率的配电网故障选线新方法[J]. 河南师范大学学报(自然科学版), 2016, 44(5): 33-37.
YANG Xinwei, GUO Caixia. A new method of fault line selection for distribution network based on zero sequence power of the main frequency[J]. Journal of Henan Normal University (Natural Science Edition), 2016, 44(5): 33-37.
- [4] 戴志辉, 王旭. 基于改进阻抗法的有源配电网故障测距算法[J]. 电网技术, 2017, 41(6): 2027-2034.
DAI Zhihui, WANG Xu. Impedance method based fault location algorithm for active distribution system[J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 2027-2034.
- [5] 彭浩, 沈兴来, 陈奎. 电缆单端故障测距的阻抗-行波组合法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(23): 110-114.
PENG Hao, SHEN Xinglai, CHEN Kui. Impedance-traveling wave assembled method of cable single-terminal fault location[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(23): 110-114.
- [6] 陈学伟, 高厚磊, 向珉江, 等. 基于电子式互感器微分输出的改进 R-L 模型距离保护算法[J]. 电工技术学报, 2014, 29(6): 283-289.
CHEN Xuwei, GAO Houlei, XIANG Minjiang, et al. Improved R-L model distance protection algorithm based on differential output of electronic transducers[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(6): 283-289.
- [7] 唐昆明, 唐辰旭, 罗建, 等. 基于 RLC 模型参数辨识的配网电缆单相接地故障的单端时域测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(4): 54-60.
TANG Kunming, TANG Chenxu, LUO Jian, et al. A single-ended time domain fault location method for distribution network cable single-phase earth fault based on RLC model parameter identification[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(4): 54-60.
- [8] ZHANG W, XIAO X, ZHOU K, et al. Multi-cycle incipient fault detection and location for medium voltage underground cable[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(3): 1450-1459.
- [9] 冉伊, 周步祥, 杨植雅, 等. 一种估算对侧信息的配电网单端故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(18): 25-31.
RAN Yi, ZHOU Buxiang, YANG Zhiya, et al. A method of single ended fault location for distribution network based on estimated contralateral information[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(18): 25-31.
- [10] 郭光孟, 吕剑飞, 王玉荣, 等. 基于改进相关系数的配电网故障定位方法[J]. 陕西电力, 2016, 44(7): 56-60.
GUO Guangmeng, LÜ Jianfei, WANG Yurong, et al. Research on fault location of distribution networks based on improved correlation coefficient method[J]. Shaanxi Electric Power, 2016, 44(7): 56-60.
- [11] IURINIC L U, HERRERA-OROZCO A R, FERRAZ R G, et al. Distribution systems high-impedance fault location: a parameter estimation approach[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(4): 1806-1814.
- [12] 高洪雨, 陈青, 徐丙垠, 等. 输电线路单端行波故障测距新算法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5): 121-127.
GAO Hongyu, CHEN Qing, XU Bingyin, et al. Fault location algorithm of single-ended traveling wave for transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5): 121-127.
- [13] VELKALASHY N I, SABIHA N A, LEHTONEN M. Earth fault distance estimation using active traveling waves in energized-compensated MV networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(2): 836-843.
- [14] 何晓, 雷勇, 周聪聪, 等. 消除零模波速影响的配电网单端行波故障测距算法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(23): 39-45.
HE Xiao, LEI Yong, ZHOU Congcong, et al. A

- single-terminal fault location algorithm in distribution network for eliminating the effect of the velocity of zero-mode traveling wave[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(23): 39-45.
- [15] 唐金锐, 尹项根, 张哲, 等. 零模检测波速度的迭代提取及其在配电网单相接地故障定位中的应用[J]. 电工技术学报, 2013, 28(4): 202-211.
TANG Jinrui, YIN Xianggen, ZHANG Zhe, et al. Iterative extraction of detected zero-mode wave velocity and its application in single phase-to-ground fault location in distribution networks[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(4): 202-211.
- [16] 胡文斌, 廖玄, 康毅, 等. 一种不受波速影响的双端行波故障定位方法[J]. 陕西电力, 2016, 44(2): 39-42.
HU Wenbin, LIAO Xuan, KANG Yi, et al. Double terminal traveling wave fault location method without influence of wave velocity[J]. Shaanxi Electric Power, 2016, 44(2): 39-42.
- [17] 杨涛. 一种双端同步采样的时域故障测距算法[J]. 继电器, 2007, 35(23): 5-8.
YANG Tao. A time-domain fault location algorithm using synchronized sampling at two ends[J]. Relay, 2007, 35(23): 5-8.
- [18] 王利平, 王晓茹, 王伟, 等. 输电线路故障测距实用算法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(16): 52-58.
WANG Liping, WANG Xiaoru, WANG Wei, et al. Study of fault location utilizing algorithm on power transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(16): 52-58.
- [19] 王海港, 谢民, 孙月琴, 等. 输电线路双端故障测距时域算法实用研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(22): 142-147.
WANG Haigang, XIE Min, SUN Yueqin, et al. Practical study on transmission line two terminal time-domain fault location method[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(22): 142-147.
- [20] 姜臻, 苗世洪, 刘沛. 基于故障可观性的输电线路故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(15): 1-9.
JIANG Zhen, MIAO Shihong, LIU Pei. Fault observability model based fault location technique for transmission grids[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(15): 1-9.
- [21] 孟祥萍. 电力系统分析[M]. 北京: 高等教育出版社, 2010.
- [22] IURINIC L U, HERRERA-OROZCO A R, FERRAZ R G, et al. Distribution systems high-impedance fault location: a parameter estimation approach[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(4): 1806-1814.

收稿日期: 2017-08-22; 修回日期: 2017-10-26

作者简介:

张红飞(1971—), 男, 副教授, 主要从事电力培训及研究; E-mail: aepuch@126.com

汤明金(1991—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为电能质量分析与控制。E-mail: 1657769590@qq.com

(编辑 张爱琴)