

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190417

基于 μ PMU 同步量测数据的配电网故障定位方法

葛维春¹, 张硕², 张艳军¹, 李铁¹, 李江², 高凡³, 李国庆², 魏文震⁴

(1. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110006; 2. 东北电力大学电气工程学院, 吉林 吉林 132012; 3. 国网山东电力公司临沂供电公司, 山东 临沂 276000; 4. 国网山东电力公司淄博供电公司, 山东 淄博 255000)

摘要: 通过在辐射型多分支配电网配置微型同步相量测量单元(μ PMU), 提出了一种基于 μ PMU 同步量测数据的配电网故障定位方法。该方法首先通过单端 μ PMU 电压、电流同步相量求取初始故障距离。然后, 根据双端 μ PMU 电压、电流同步相量排除伪故障点, 迭代确定故障在主网络上的具体位置, 通过与初始故障距离比较, 判断故障发生在主网络还是分支线路上。最后, 通过伪故障点的迭代排除, 确定分支上故障到主网络的距离。该方法考虑了线路电容对故障定位精度的影响, 通过线路对地电容分析, 减小了定位误差。仿真结果验证了该方法的有效性。

关键词: 配电网; μ PMU; 对称分量法; 故障分量; 故障定位

A novel method for fault location of distribution network based on μ PMU synchronized measurement data

GE Weichun¹, ZHANG Shuo², ZHANG Yanjun¹, LI Tie¹, LI Jiang², GAO Fan³, LI Guoqing², WEI Wenzhen⁴

(1. State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110006, China; 2. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China; 3. Linyi Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Linyi 276000, China; 4. Zibo Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Zibo 255000, China)

Abstract: In this paper, a fault location method for distribution network based on synchronous measurement data of μ PMU is proposed by configuring micro synchronous Phasor Measurement Unit (μ PMU) in radial distribution network. Firstly, the initial fault distance is calculated by synchronous phasor of voltage and current of single-ended μ PMU. Then, the pseudo-fault points are eliminated according to synchronous phasor of voltage and current of double-ended μ PMU, and the specific location of the fault in the main network is determined iteratively. By comparing with the initial fault distance, the fault occurs in the main network or in the branch line is judged. Finally, the pseudo-fault points are eliminated iteratively, and the distance from fault to main network is determined. This method considers the influence of line capacitance on fault location accuracy. Through the analysis of line capacitance to ground, the location error is reduced. The simulation results verify the effectiveness of this method.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 5222LK17001T).

Key words: distribution network; μ PMU; symmetrical component method; fault component; fault location

0 引言

配电网直接面向电力用户, 是电力系统的重要组成部分, 与电力用户的用电质量和电力企业的经济效益直接挂钩^[1-2]。快速准确的故障定位有利于迅速隔离故障和恢复供电, 减少停电时间、降低运行

成本, 对配电网安全和提高供电可靠性至关重要^[3]。

近年来, 国内外专家学者提出了多种配电网故障定位方法。现阶段配电网常见故障定位的方法以阻抗法^[4-5]、行波法^[6-7]和信号注入法^[8-9]三种为主。阻抗法根据故障线路测量阻抗与测量点到故障点距离成正比原理进行故障测距, 通过计算测量点阻抗与线路单位阻抗的比值确定故障距离。行波法是根据行波在线路中传输的折反射原理, 线路发生故

障后会产生向两端传播的行波,通过测量到达两端的时间差或者到达一端的初始波和反射波时间差求取故障位置。注入信号法是在系统发生故障后,向线路注入检测信号,然后通过监测点测量特定信号进行故障定位,主要分为脉冲信号注入法和 S 信号注入法等几类。三种方法具有各自的优缺点,因此,对于配电网故障定位应视具体情况进行选择。

同步相量测量单元(Phasor Measurement Unit, PMU)以全球定位系统(Global Position System, GPS)为时间基准,可提供高精度、带时标的电压、电流及频率信号,因其相量特性、时钟同步性及数据上传的实时性^[10-11],而成为电网动态过程监测的基础手段,广泛应用于电力系统广域测量系统的各个环节^[12]。文献[13-14]通过 PMU 的配置方案,将电网分割成各个区域。故障发生后,首先利用广域故障电流分量判断实时故障域,再利用虚拟电流法对故障域内故障进行准确测距。文献[15]利用 PMU 得到电压电流相量测量值,通过迭代确定候选故障位置并使用远程设备消除所有非故障情况,该方法可以应用于有源和无源网络,并且不受测量装置的位置的限制。文献[16]通过 PMU 采集同步频率信号和电压信号,根据电压信号时频特性及电网拓扑信息生成故障定位图、确定故障点。文献[17]基于同步附加正序分量,提出故障区域判断指标,首先确定故障支路,然后将非故障支路化简合并,应用双端测距算法实现多分支线路故障定位。上述文献需要大量配置 PMU 实现故障定位,经济性差。

传统 PMU 由于成本高、安装环境苛刻,并不适用于多端配电网配置,很多学者提出了适用于配电网的 μ PMU(micro Phasor Measurement Unit)^[18]。在多端故障定位方面,文献[19]基于配电网状态估计,利用配电网中的 PMUs 的实时数据,在分布式电源存在的情况下,实现配电网中的故障定位。文献[20]首先利用 μ PMU 采集的电压电流信息遍历搜索候选故障点,再通过相角关系辨识伪故障点,实现多分支配电网故障定位。文献[21]利用 PMU 所测得的电压和电流信息,计算出各支路的首端电压,对故障馈线进行判断,然后利用双端馈线的电压分布来实现精确的故障定位。文献[22]首先基于故障指示器实现故障区段或故障分支定位,然后利用 PMU 测量数据实现带分支配电网的精确故障测距。上述文献虽然实现了多分支配电网的故障定位,但未考虑线路对地电容分流的影响,精度普遍较低。

由于现阶段故障定位精度对 PMU 配置数量存

在依赖性,本文提出一种基于少量 μ PMU 配置条件下的辐射型多分支配电网故障定位方法。提出的方法仅对配电线路主网络两端配置 μ PMU,应用故障前与故障后母线电压及线路电流数据进行定位。首先,运用单端定位方法,计算初始故障距离;然后,运用双端量测数据,与单端求取距离进行比较,判断故障点在主网络还是分支线路上;最后,计算分支线路上故障点到主网络距离,排除伪故障点,确定故障位置。

1 系统故障分析模型

我国配电网一般采用有备用网络进行供电,其中环网和双端电源供电网络最为常见。环网、双端配电网的主网络均可以等值转化为双端网络,而在系统故障中,以单相接地故障发生概率最高,因此本文采用单相接地故障的双端电源供电系统为例进行分析。同时,由于线路理论参数与实际运行参数存在一定偏差,因此,本文根据发生故障前稳定时刻 μ PMU 测量数据求得正序阻抗和导纳^[23]。图1所示为线路故障系统,在 G、H 端分别配置 μ PMU 实时测量同步数据。

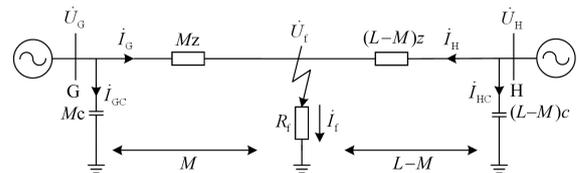


图1 线路故障模型

Fig. 1 Line fault model

图1中, \dot{U}_G 、 \dot{I}_G 为故障后 G 端测量的故障相电压、电流准稳态相量; \dot{U}_H 、 \dot{I}_H 为故障后 H 端测量的故障相电压、电流准稳态相量; \dot{U}_f 、 \dot{I}_f 为故障点处的故障相电压、电流相量; \dot{I}_{GC} 、 \dot{I}_{HC} 为线路对地电容分流电流相量; z 为线路单位长度阻抗; c 为线路单位长度对地电容; R_f 为故障点过渡电阻; L 为线路长度; M 为故障点到 G 端的距离。

三相配电网发生不对称故障时,根据对称分量法,可以将不对称相量分解为三组对称相量,将故障后的网络分解为正序网络、负序网络和零序网络。因为使用序分量对故障进行分析可以让线路三相之间的解耦过程得到简化,所以将三相系统转化为序分量系统进行故障分析。以 A 相为特殊相,由对称分量法可得, A 相各序电压分量为

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{a(1)} \\ \dot{U}_{a(2)} \\ \dot{U}_{a(0)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_a \\ \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: 算子 $a = e^{j120^\circ}$; $\dot{U}_{a(1)}$ 、 $\dot{U}_{a(2)}$ 、 $\dot{U}_{a(0)}$ 分别为 A 相电压的正序、负序和零序分量; \dot{U}_a 、 \dot{U}_b 、 \dot{U}_c 分别为 A、B、C 三相相电压。三序电流分量同理可得。

图 2 为线路故障的正序网络, 图中各参数皆为正序网络数据, 故障零序网络同理可以得到。由电路叠加定理, 故障网络的响应可以视为正常网络的响应与故障分量的共同作用。

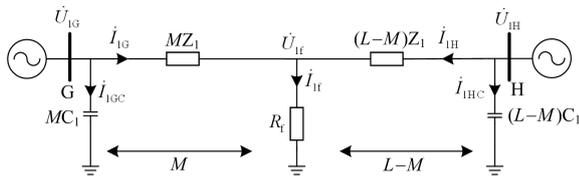


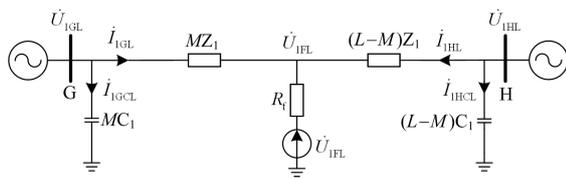
图 2 线路故障正序网络

Fig. 2 Fault positive sequence network of line

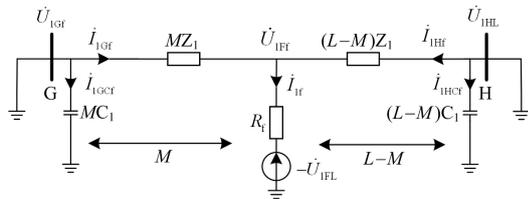
可将图 2 的线路故障网络看作如图 3 所示的正常正序网络和故障附加正序网络的叠加。故障附加零序网络同理也可以得到。以电压相量的附加故障分量为例, 即

$$\dot{U}_{IG} = \dot{U}_{IGL} + \dot{U}_{IGf} \quad (2)$$

式中: \dot{U}_{IGL} 为系统无故障时 G 端正常正序电压相量; \dot{U}_{IGf} 为系统故障时 G 端正序电压相量的故障分量。



(a) 正常正序网络



(b) 故障附加正序网络

图 3 叠加原理

Fig. 3 Superposition principle

2 故障定位方法

2.1 初始故障距离 N 的计算

以图 2 所示的故障正序网络为例进行分析, 设

量测点 G 到故障点的距离为 N (单位: km)。首先, 若不考虑线路对地等效电容的分流作用, 由 KVL 定律可知, 存在关系式如式(3)所示。

$$\dot{U}_{IG} = NZ_1 \dot{I}_{IG} + \dot{I}_{If} R_f \quad (3)$$

式中: N 为故障距离(单位: km); Z_1 为线路每千米的正序阻抗。

由 KCL 定律, 正序故障电流 \dot{I}_{If} 可表示为

$$\dot{I}_{If} = \dot{I}_{IG} + \dot{I}_{IH} \quad (4)$$

将式(4)代入式(3), 故障距离 N 和过渡电阻 R_f 均为实数, 根据实部和虚部两部分关系, 通过将式(3)分离为实部和虚部两个实数方程并求解, 计算出故障距离 N 。

考虑线路对地等效电容的分流影响, 重新校正故障距离 N 。主网络 G 端电压为 \dot{U}_{IG} , 则 G 端到故障点的线路对地等效电容电流可以表示为

$$\dot{I}_{IGC} = j\omega NC_1 \dot{U}_{IG} \quad (5)$$

校正后 G 端线路上流经的电流可以表示为

$$\dot{I}'_{IG} = \dot{I}_{IG} - \dot{I}_{IGC} = \dot{I}_{IG} - j\omega NC_1 \dot{U}_{IG} \quad (6)$$

同理可知, H 端线路上校正后电流可以表示为

$$\dot{I}'_{IH} = \dot{I}_{IH} - j\omega(L-N)C_1 \dot{U}_{IH}。$$

将式(3)与式(4)中 \dot{I}_{IG} 、 \dot{I}_{IH} 替换为 \dot{I}'_{IG} 、 \dot{I}'_{IH} , 重新计算故障距离 N' 。设置一个迭代参数 ε , 在经过有限次迭代后, 当满足 $|N - N'| < \varepsilon$ 时, 可求得初始故障距离 N ^[24]。

2.2 主网络故障距离 M 的确定

环网、双端配电网主网络可以等值为图 2 所示的双端网络。等效电源 G 和 H 对长度为 L (单位: km)的配电主线路进行双端供电, 设量测点 G 到故障点的距离为 M (单位: km), 则测量点 H 到故障点的距离为 $(L-M)$ (单位: km)。使用图 3 中故障附加正序网络进行分析。

首先, 不考虑线路对地等效电容的分流作用, 故障发生后, 根据线路模型, 可分别由主网络 G、H 两端的电压、电流相量得到故障点处电压相量, 满足平衡方程式(7)和式(8)。

$$\dot{U}_{IFf} = \dot{U}_{IGf} - MZ_1 \dot{I}_{IGf} \quad (7)$$

$$\dot{U}_{IFf} = \dot{U}_{IHf} - (L-M)Z_1 \dot{I}_{IHf} \quad (8)$$

式中: \dot{U}_{IFf} 为故障点正序电压; \dot{U}_{IGf} 、 \dot{I}_{IGf} 为电源 G 端故障附加正序电压、电流; \dot{U}_{IHf} 、 \dot{I}_{IHf} 为电源 H 端故障附加正序电压、电流。

联立式(7)与式(8), 消去 \dot{U}_{IFf} 得

$$\dot{U}_{IGf} - MZ_1 \dot{I}_{IGf} = \dot{U}_{IHf} - (L-M)Z_1 \dot{I}_{IHf} \quad (9)$$

化简得:

$$M = \frac{\dot{U}_{1Gf} - \dot{U}_{1Hf} + LZ_1 \dot{I}_{1Hf}}{Z_1(\dot{U}_{1Gf} + \dot{U}_{1Hf})} \quad (10)$$

式(10)所得 M 即为配电网主网络的故障距离。

影响主网络定位精度的重要因素之一, 就是双端采样的同步性问题。虽然本文所使用的数据均由具有 GPS 授时功能的 μ PMU 装置测量所得, 量测数据具有极高的同步性, 大大减小了误差, 但由于互感器相移和输电线路对地电容等因素造成的误差, 难以直接得出 M 的实数解, 因而直接求解上述复数方程会得到故障距离 M 的复数解, 但其虚部相当小, 本文提出采用 M 的近似幅值作为配电网主网络的故障距离 M 。

考虑线路对地等效电容的分流作用, 应用 2.1 节中故障距离 N 的校正方法, 将 \dot{I}_{1Gf} 与 \dot{I}_{1Hf} 分别替换为 $\dot{I}'_{1Gf} = \dot{I}_{1Gf} - j\omega MC_1 \dot{U}_{1Gf}$ 与 $\dot{I}'_{1Hf} = \dot{I}_{1Hf} - j\omega(L - M)C_1 \dot{U}_{1Hf}$, 代入式(10)对故障距离 M 重新进行计算得到校正后故障距离, 设置一个迭代参数 ε , 在经过有限次迭代后, 当满足 $|M - M'| < \varepsilon$ 时, 可求得最终的配电网主网络故障距离 M 。

2.3 分支线路故障距离 D 的计算

分支线路故障距离的计算方法与 2.1 节中的方法基本相同, 不同点在于此处的距离为主网络母线到所连接的分支线路故障点处的实际距离。对配电网进行等效, 将 μ PMU 测量得到的配置处电压、电流数据等效到由 2.2 节得到的主网络故障距离 M 处。由于分支支路近似于单端供电系统, 当线路上发生故障时, 负荷端电流对故障电流影响相对较小, 几乎可以忽略。

因此, 正序故障电流估计值 \dot{I}_{1f} 可表示为

$$\dot{I}_{1f} = \dot{I}_{1M} - \dot{I}_{1ML} \quad (11)$$

式中: \dot{I}_{1M} 为故障后求得主网络流入支路的等效电流; \dot{I}_{1ML} 为主网络故障前主网络流入支路的等效电流。

基于 2.1 节的求解故障距离方法, 计算分支线路上故障距离 D 。例如, 当如图 4 所示多分支网络的 12 节点发生故障时, 故障距离 D 就是节点 3 到节点 12 的距离。

2.4 线路故障位置的确定

通过比较上述三小节所得到的三个故障距离 N 、 M 和 D 的阈值关系, 可判断故障点具体位置。其方法为: 若 $M = N$, 则故障发生在主线路上, 故障距离为 M ; 若 $M \neq N$, 则故障在分支线路上, 故

障距离为 $M + D$ 。综合以上步骤结果, 本文提出的基于 μ PMU 量测数据的电网故障定位方法具体流程如图 5 所示。

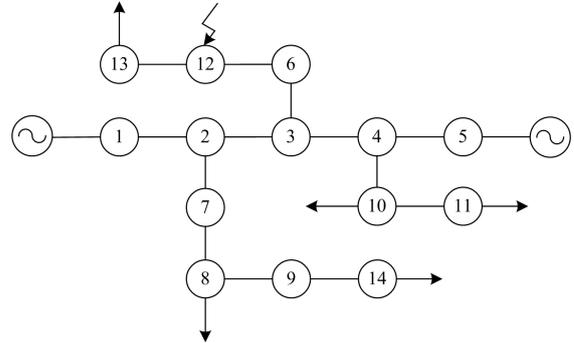


图 4 多分支网络 12 节点故障

Fig. 4 Fault of 12 nodes in multi-branch network

2.5 故障定位的相对误差

由于各种因素的影响, 故障定位存在一定的误差, 为了探讨定位的准确性, 需计算故障定位的相对误差, 其表达式为

$$\delta_r = \frac{|l' - l|}{L} \times 100\% \quad (12)$$

式中: l 为故障的实际距离; l' 为仿真所得的故障距离; L 为线路长度。

3 仿真分析验证

为验证所提算法的可行性及有效性, 本章在 OPENDSS 仿真软件中建立了一个双端供电的多分支辐射状 14 节点的 10 kV 配电模型, 仿真模型如图 6 所示, 其中 μ PMU 配置于母线 1 与母线 5 处。

图 6 中, 在工频 50 Hz 的条件下, 系统线路主要参数为: 线路正序电阻 $r_1 = 0.124 \Omega/\text{km}$, 零序电阻 $r_0 = 0.124 \Omega/\text{km}$, 正序电感 $l_1 = 0.2292 \text{ mH}/\text{km}$, 零序电感 $l_0 = 0.6875 \text{ mH}/\text{km}$, 正序电容 $c_1 = 250 \text{ nF}/\text{km}$, 零序电容 $c_0 = 375 \text{ nF}/\text{km}$ 。

为了充分验证所提算法的可行性及有效性, 本文针对不同故障位置、过渡电阻和不同故障类型等因素进行了大量仿真验证, 仿真结果如表 1—表 3 所示。同时考虑等效电容电流对测量误差的影响, 绘制了如图 7—图 9 迭代前后的误差比较。

3.1 不同故障位置的相对误差

表 1 为配电线路不同位置发生 A 相单相接地故障且过渡电阻为 10Ω 情况下, 本文算法的定位结果和相对误差。图 7 为对应的迭代前后的误差对比。

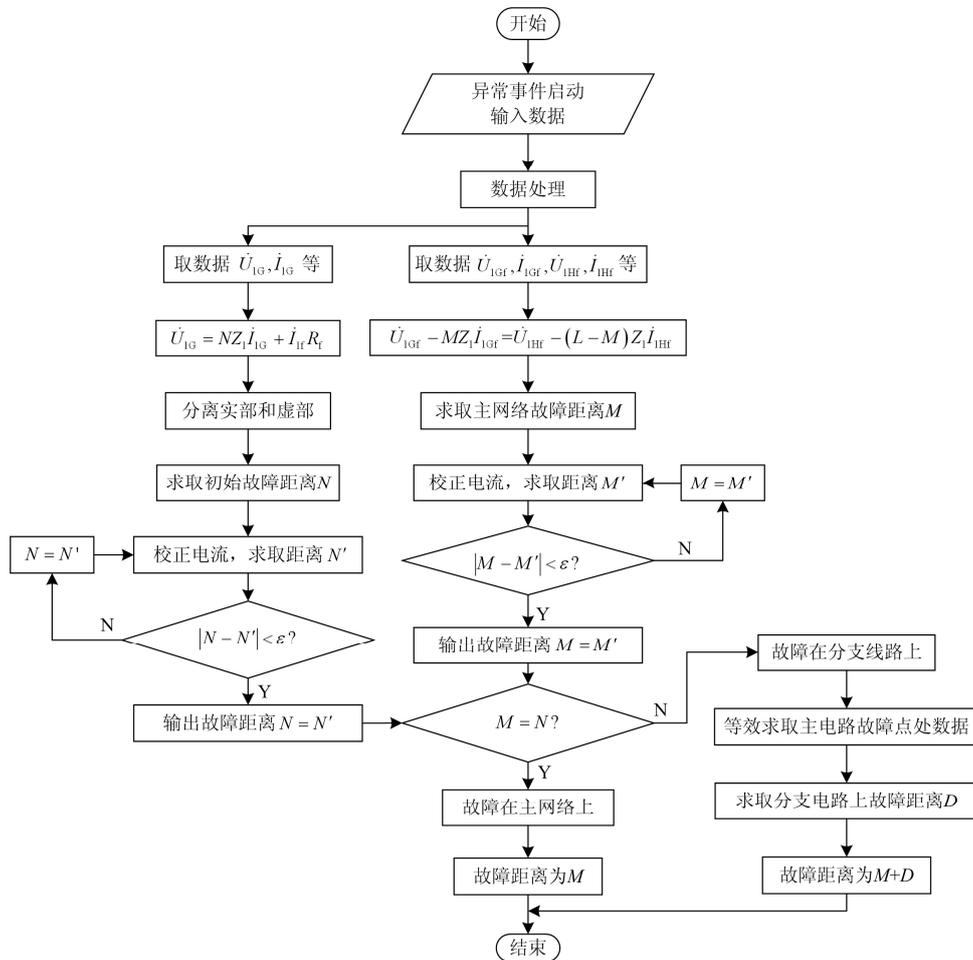


图 5 故障定位算法流程图

Fig. 5 Flow chart of fault location algorithm

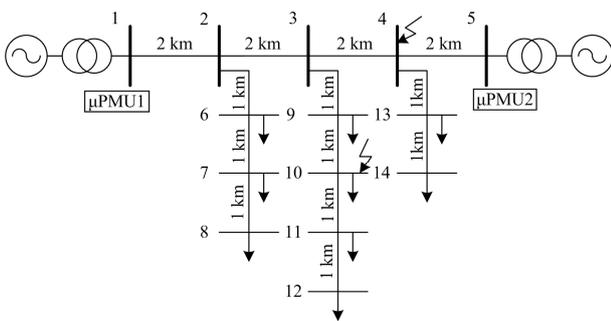


图 6 仿真网络示意图

Fig. 6 Simulated network schematic diagram

由表 1 及图 7 可知:当故障发生在主网络上时,所得到的 N 与 M 两个距离近似相等,判断故障发生在主网络上;当故障发生在分支线路上时,所得到的 N 与 M 两个距离相差很大,判断故障发生在分支线路上,故障距离由 $M+D$ 获得。总之,无论故障发生在主网络上还是发生在分支线路上,本文算法都能精确地进行定位,且迭代后的精度更高,相对

误差不超过 1%。

表 1 不同位置的故障定位结果

Table 1 Fault location results at different locations

实际故障位置	N / km	M / km	D / km	M, N 关系	定位距离/ km(位置)	相对 误差
B2	1.943	1.967	—	$M=N$	1.967(B2)	0.413%
B3	3.951	3.969	—	$M=N$	3.969(B3)	0.388%
B4	5.944	5.968	—	$M=N$	5.968(B4)	0.400%
L3-4 中点	4.938	4.967	—	$M=N$	4.967 (L3-4 中点)	0.413%
B8	4.924	1.982	2.977	$M \neq N$	4.959(B8)	0.820%
B10	5.929	3.965	1.972	$M \neq N$	5.937(B10)	0.788%
B14	7.903	5.971	1.964	$M \neq N$	7.935(B14)	0.813%
L11-12 中点	6.956	3.977	3.460	$M \neq N$	7.437 (L11-12 中点)	0.789%

3.2 不同过渡电阻的相对误差

表 2 为在节点 4 和节点 10 发生 A 相单相接地故障情况下,过渡电阻大小发生变化时,本文算法的定位结果和相对误差。图 8 为相应的迭代前后的误差对比。

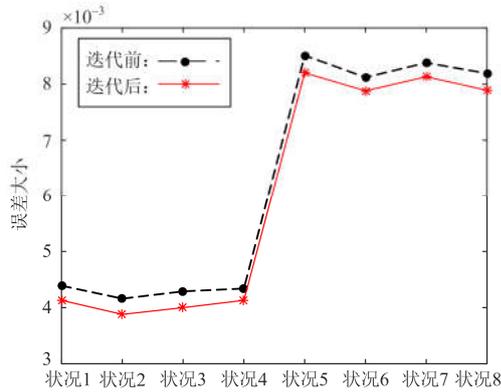


图 7 不同故障位置迭代前后误差对比

Fig. 7 Error comparison before and after iteration at different fault locations

表 2 不同过渡电阻的故障定位结果

Table 2 Fault location results of different transition resistors

实际故障位置	R_f / Ω	N / km	M / km	D / km	$M、N$ 关系	定位距离/ km(位置)	相对误差
B4	0.01	5.969	5.989	—	$M=N$	5.989(B4)	0.138%
	1	5.971	5.975	—	$M=N$	5.975(B4)	0.313%
	10	5.944	5.968	—	$M=N$	5.968(B4)	0.400%
	30	5.901	5.921	—	$M=N$	5.921(B4)	0.988%
B10	0.01	5.959	3.994	1.990	$M \neq N$	5.984(B10)	0.200%
	1	5.943	3.982	1.978	$M \neq N$	5.960(B10)	0.500%
	10	5.929	3.965	1.972	$M \neq N$	5.937(B10)	0.788%
	30	5.901	3.960	1.951	$M \neq N$	5.911(B10)	1.113%

由表 2 及图 8 可知：无论故障发生在主干线路还是分支线路上，均能通过 N 、 M 和 D 的阈值关系进行准确定位。定位相对误差随过渡电阻的增大有增大的趋势。由实际工程所知，10 kV 电缆配电线路故障多为电弧相接，其过渡电阻一般不超过 30 Ω 。当过渡电阻为 30 Ω 时，迭代后的定位相对误差超

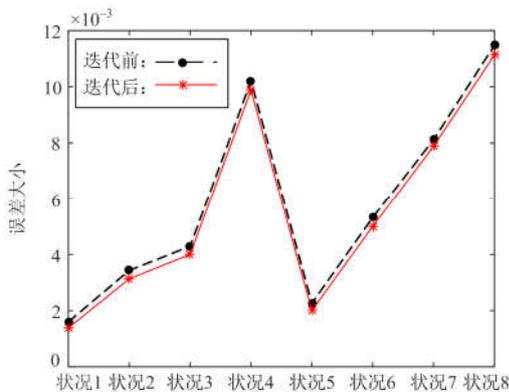


图 8 不同过渡电阻迭代前后误差对比

Fig. 8 Error comparison before and after iteration of different transition resistances

过 1.5%；所以本文算法对过渡电阻有一定的适应性，在电缆配电线路中的定位精度依旧能够满足要求。

3.3 不同故障类型的相对误差

表 3 为节点 4 与节点 10 处过渡电阻为 10 Ω 情况下，发生不同类型故障时，本文算法的定位结果和相对误差。对应的迭代前后的误差比较见图 9。其中：AG 表示 A 相单相接地故障，BC 表示 BC 两相相间短路，BCG 表示 BC 两相接地短路，ABC 表示 ABC 三相短路。

表 3 不同故障类型的故障定位结果

Table 3 Fault location results for different fault types

实际故障位置	故障类型	N / km	M / km	D / km	$M、N$ 关系	定位距离/ km(位置)	相对误差
B4	AG	5.944	5.968	—	$M=N$	5.968(B4)	0.400%
	BC	5.970	5.982	—	$M=N$	5.982(B4)	0.225%
	BCG	5.969	5.983	—	$M=N$	5.983(B4)	0.213%
	ABC	5.978	5.987	—	$M=N$	5.987(B4)	0.163%
B10	AG	5.929	3.965	1.972	$M \neq N$	5.937(B10)	0.788%
	BC	5.954	3.980	1.985	$M \neq N$	5.965(B10)	0.438%
	BCG	5.951	3.975	1.986	$M \neq N$	5.961(B10)	0.488%
	ABC	5.962	3.991	1.989	$M \neq N$	5.980(B10)	0.250%

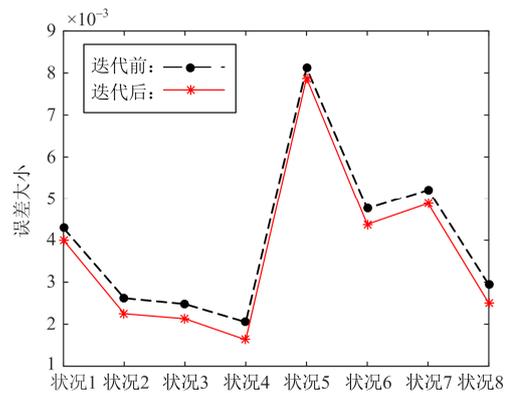


图 9 不同故障类型迭代前后误差对比

Fig. 9 Error comparison before and after iteration of different fault types

由表 3 及图 9 可知：无论故障发生在主干线路还是分支线路上，对于不同的故障类型，本章所提算法均能通过 N 、 M 和 D 的阈值关系进行准确地定位。其中，三相短路时定位最为准确，相对误差最小；而发生单相接地故障时误差相对较大，但依旧可以满足定位精度的要求。

4 结论

本文提出一种基于 μPMU 量测数据的配电网故障定位方法。该方法在辐射型配电网中只需少量配

置 μ PMU, 在考虑线路对地电容分流影响情况下, 分别求出单端、双端、支路上的故障距离 N 、 M 和 D 三个距离参数, 通过判断 N 、 M 和 D 的阈值关系排除伪故障点, 最终确定故障分支和位置。仿真结果表明, 该方法在不同故障位置、过渡电阻和不同故障类型的情况下均能较为精确地进行定位, 解决了已有方法主路、支路定位点多解的问题。

参考文献

- [1] 王艳松, 刘珊, 衣京波, 等. 基于状态估计的含分布式电源树状配电网故障测距算法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(23): 60-67.
WANG Yansong, LIU Shan, YI Jingbo, et al. Fault location algorithm based on state estimation in tree distribution network with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(23): 60-67.
- [2] 张慧芬, 潘贞存, 张帆. 一种配电网单相接地故障综合选线方法[J]. 高电压技术, 2008, 34(4), 788-793.
ZHANG Huifen, PAN Zhencun, ZHANG Fan. A comprehensive line selection method for single-phase grounding faults in distribution networks[J]. High Voltage Technology, 2008, 34(4): 788-793.
- [3] 唐金锐, 尹项根, 张哲, 等. 配电网故障自动定位技术研究综述[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(5): 7-13.
TANG Jinrui, YIN Xianggen, ZHANG Zhe, et al. Survey of fault location technology for distribution networks[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 35(5): 7-13.
- [4] RAMAR K, ENG E N. Generalized Impedance-based fault location for distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(1): 449-451.
- [5] MORA-FLÓREZ J, MELÉNDEZ J, CARRILLO-CAICEDO G. Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems[J]. Electric Power Systems Research, 2008, 78(4): 657-666.
- [6] 邓丰, 李欣然, 曾祥君, 等. 基于多端故障行波时差的含分布式电源配电网故障定位新方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4399-4409, 4640.
DENG Feng, LI Xinran, ZENG Xiangjun, et al. A novel multi-terminal fault location method based on traveling wave time difference for radial distribution systems with distributed generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4399-4409, 4640.
- [7] SHI Shenxing, LEI Aoyu, HE Xin, et al. Travelling waves-based fault location scheme for feeders in power distribution network[J]. The Journal of Engineering, 2018, 2018(15): 1326-1329.
- [8] 鲍小峰, 肖开伟, 杨隼, 等. 基于主动注入信号法的单相接地故障定位方法[J]. 电工技术, 2018(17): 135-137.
BAO Xiaofeng, XIAO Kaiwei, YANG Jun, et al. Single-phase grounding fault location method based on active signal injection method[J]. Electrical Technology, 2018(17): 135-137.
- [9] 齐郑, 庄舒仪, 刘自发, 等. 基于并联电阻扰动信号的配电网故障定位方法分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 195-200.
QI Zheng, ZHUANG Shuyi, LIU Zifang, et al. Fault location method analysis of distribution network based on shunt resistance disturbance signal[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 195-200.
- [10] 李江, 魏文震, 陈继开. 基于 CML 的配电网 μ PMU 相量测量算法[J]. 南方电网技术, 2017, 11(7): 58-67.
LI Jiang, WEI Wenzhen, CHEN Jikai. CML based μ PMU phasor measurement algorithm for distribution network[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(7): 58-67.
- [11] 李施, 丁仁杰. 一种基于信号相关性的低频振荡辨识方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(11): 46-54.
LI Shi, DING Renjie. A low frequency oscillation identification method based on signal correlation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11): 46-54.
- [12] NAUMANN A, KOMARNICKI P, POWALKO M, et al. Experience with PMUs in industrial distribution networks[C] // IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2010, Providence, RI, USA: 1-6.
- [13] 罗深增, 李银红, 陈博, 等. 计及 PMU 最优配置的输电线路广域自适应故障定位算法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4134-4143.
LUO Shenzeng, LI Yinhong, CHEN Bo, et al. An adaptive wide area fault location algorithm for transmission lines with optimal PMU placement[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4134-4143.
- [14] 徐浩, 苗世洪, 姜臻, 等. 基于有限相量测量单元测量故障分量信息的故障定位算法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(2): 43-48.
XU Hao, MIAO Shihong, JIANG Zhen, et al. A new fault location algorithm based on fault component from finite synchronized phasor measurement unit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(2): 43-48.
- [15] REN J, VENKATA S S, SORTOMME E. An accurate synchrophasor based fault location method for emerging distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(1): 297-298.
- [16] 施微, 黄磊, 徐箭, 等. 基于有限同步量测数据的电力系统故障检测、辨识与定位[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 1067-1074.

- SHI Wei, HUANG Lei, XU Jian, et al. Fault detection, identification and location based on measurement data from finite synchronized phasor measurement[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 1067-1074.
- [17] 王波, 周昱勇. 基于 PMU 的多端传输线路故障定位新方法[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(12): 32-35.
WANG Bo, ZHOU Yuyong. A novel PMU-based fault location algorithm for multi-terminal transmission line[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(12): 32-35.
- [18] 李江, 徐志临, 李国庆, 等. 配电网微型 PMU 与故障录波装置研究与开发[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 54-59.
LI Jiang, XU Zhilin, LI Guoqing, et al. Research and development of micro PMU and fault wave recording device for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 54-59.
- [19] USMAN M U, FARUQUE M O. Validation of a PMU based fault location identification method for smart distribution network with photovoltaics using real-time data[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2018, 12(21): 5824-5833.
- [20] 周治国, 高文焘, 刘文亮. 基于 μ PMU 的主动配电网故障定位方法研究[J]. 电网与清洁能源, 2016, 32(3): 72-77.
ZHOU Zhiguo, GAO Wentao, LIU Wenliang. Research on fault location based on μ PMU for active distribution network[J]. Power System and Clean Energy, 2016, 32(3): 72-77.
- [21] CHEN Xi, JIAO Zaibin. Accurate fault location method of distribution network with limited number of PMUs[C] // 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), September 17-19, 2018, Tianjin, China.
- [22] 刘永军, 刘敏. 配电网下基于 PMU 量测的混合故障测距法[J]. 电测与仪表, 2016, 53(17): 39-43.
LIU Yongjun, LIU Min. Research of hybrid fault location method based on PMU for distribution networks[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2016, 53(17): 39-43.
- [23] 李胜芳, 范春菊, 郁惟镛. 基于相量测量的输电线路故障测距新算法[J]. 电网技术, 2004, 28(17): 28-32.
LI Shengfang, FAN Chunju, YU Weiyong. A new fault location algorithm for transmission lines based on phasor measurement[J]. Power System Technology, 2004, 28(17): 28-32.
- [24] 靳夏宁, 汪芙平, 王赞基. 基于 PMU 动态同步相量测量的故障测距[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2932-2937.
JIN Xianing, WANG Fuping, WANG Zhanji. Research on fault location based on dynamic synchronous phasor measurement by PMU[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2932-2937.

收稿日期: 2019-04-15; 修回日期: 2019-08-14

作者简介:

葛维春(1961—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统调峰与新能源接纳;

张 硕(1993—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网故障定位; E-mail: zhangshuo8366@163.com

李 江(1979—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统分析与控制等。E-mail: lijjiang@neepu.edu.cn

(编辑 周金梅)