

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240172

基于前后逐段逼近的含多分支配电网单相接地故障测距方法

陶政臣, 高湛军, 见文号

(电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东 济南 250061)

摘要: 随着配电网的发展, T接分支的大量接入使得配电网结构复杂, 传统测距算法通常忽略分支, 测距精度变低, 研究含多分支配电网单相接地故障测距具有重要意义。为此, 提出一种基于前后逐段逼近的含多分支配电网单相接地故障精确测距方法。首先, 分析分布参数模型, 根据零序电压、电流关系, 提出故障区段判别系数, 判别最小故障区段。其次, 利用最小故障区段两端的零序电压、电流建立故障测距函数, 采用梯度下降法求解精确故障点。最后, 在PSCAD仿真平台上对所述方法进行验证。结果表明, 所提方法可确定故障最小区段, 精确计算出故障点, 并具有较强的耐受过渡电阻能力, 能较好适应高渗透率分布式电源的接入。

关键词: 配电网; T接分支; 单相接地故障; 故障区段判别; 梯度下降法

A single-phase ground fault ranging method based on back-and-forth segment-by-segment approximation for distribution networks with multiple branches

TAO Zhengchen, GAO Zhanjun, JIAN Wenhao

(Key Laboratory of Power Grid Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education
(Shandong University), Jinan 250061, China)

Abstract: With the development of the distribution network, the large number of T-connected branches complicates the network structure. Traditional ranging algorithms often overlook the branches, resulting in decreased ranging accuracy. Researching the precise location of single-phase ground faults in distribution networks with multiple branches is therefore significant. To address this, an accurate single-phase ground fault ranging method based on back-and-forth segment-by-segment approximation for distribution networks with multiple branches is proposed. First, the distributed parameter model is analyzed. From the relationship between zero sequence voltage and current, a discriminant coefficient of fault section is proposed to determine the minimum fault section. Secondly, the fault location function is established by using the zero sequence voltage and current at both ends of the minimum fault section, and the gradient descent method is used to solve the accurate fault point. Finally, the proposed method is validated on the PSCAD simulation platform. The results demonstrate that the proposed method can identify the minimum fault section, accurately calculate the fault point, and exhibits strong resistance to transition resistance, making it well-suited for accommodating high-permeability distributed generation.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 52060019001H).

Key words: distribution network; T-connected branch; single-phase ground fault; fault section identification; gradient descent method

0 引言

配电网作为用户与电力系统交互的桥梁, 确保配电网的可靠性和稳定性对于有效传输和供应电能至关重要^[1-2]。由于负荷分支、DG分布式电源的大

量接入, 配电网的拓扑结构变得复杂^[3-4]。传统单相接地故障测距算法在大量分支接入时, 测距精度受到影响, 因此研究含多分支配电网单相接地故障测距具有重要意义。

目前配电网的单相接地故障测距算法主要包括阻抗法^[5-7]、行波法^[8-10]、信号注入法^[11]以及智能算法^[12]。文献[6]提出了一种故障上游采用分布参数、

基金项目: 国家电网公司科技项目资助(52060019001H)

故障下游采用集中参数的模型, 计算过程得到了简化。文献[8]提出一种基于零模线模波速差的行波测距算法, 但未考虑零模波速变化对故障测距的影响。文献[11]分析负荷电流和过渡电阻, 提出了一种基于并联电阻扰动的信号注入法。文献[12]搭建了具有容错能力的主动配电网模型, 提出了基于多元宇宙算法的主动配电网故障测距方法。

配电网中大量 T 接分支的接入, 使得上述传统测距算法受到一定程度影响^[13-15]。现有的 T 接分支一般采用沿线分布的方法, 形成具有多个分支的复杂配电网^[16-17]。一般在主干线配置馈线终端单元(feeder terminal unit, FTU), 在分支线配变上配置配变终端单元(transformer terminal unit, TTU)^[18]。大多算法选择忽略分支, 直接利用两端量进行求解^[19-20], 但由于分布电容的存在, 使得故障测距精度下降, 尤其当 TTU 距分支点较远, 两者之间线路发生故障时, 无法确定故障区段。文献[21]通过分支首末两端的相位差来判断故障分支线路, 再利用推算的正序测距方程计算故障点距离, 但对于信号的同步要求较高。文献[22]利用过渡电阻的纯阻性质, 提出新型测距算法, 有效解决了 T 型故障测距中出现的电压死区问题, 但无法解决多分支测距问题。文献[23]根据配电网结构建立距离矩阵, 通过分支系数判断故障分支, 但所需行波采集装置多, 成本较高。文献[24]采用终端信息同步构造冗余度传输方程, 利用参数估计求解方程进行故障定位, 但所提估计方法可能造成测距误差。文献[25]利用故障行波折反射特性, 根据故障点到各端的距离与线路长度关系实现故障定位, 但随着分支增多, 反射波波头难以获取。文献[26]根据末端节点, 将分支线路划分为独立子系统, 利用首末端节点注入电流与真实故障点位置的关系实现故障定位, 但随着配电网分支线路的增加, 故障定位复杂度变高。因此, 亟需提出不受分支影响的新型故障测距算法, 使得配电网单相接地故障测距更加精确。

为解决上述分支接入对故障测距的影响, 本文提出一种基于前后逐段逼近的含多分支配电网单相接地故障精确测距方法。首先引入基于零序参数的故障区段判别系数, 对故障最小区段进行判别, 判断故障发生在主干线路上还是分支上; 然后采用梯度下降法对故障点进行精确测距; 最后通过仿真验证了该方法不受过渡电阻及分布式电源接入的影响。

1 含多分支配电网等效模型分析

1.1 分支接入对测距的影响

图 1 所示为配电网自动化系统所定位的故障区

段, 每条馈线两端安装有断路器以及联络开关和分段开关。各断路器、分段开关和联络开关上均配置 FTU。配电自动化系统能确定故障大区段, 无法确定精确位置, 对于多分支配电网, 需要进一步确定故障最小区段。

而对于分支有两类, 一类是在分支线出口处配置 TTU, 可测量节点的电压以及流向负荷的电流, 如图 1 中 L1、L3 所示。另一类出现在含分布式电源的分支线中, TTU 距离分支点较远, 可测量配变处的电压和电流, 如图 1 中 L2 所示。

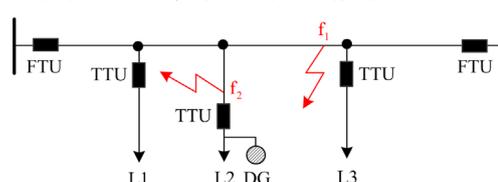


图 1 配电网自动化定位的故障区段

Fig. 1 Fault section of distribution network automation positioning

传统配电网单相接地故障测距算法, 利用线路两端的 FTU 上的电压电流实现故障精确测距。而由于分支的存在, 当线路上发生单相接地故障(f_1 点)时, 由于分布电容的存在, 分支上将流过分布电容电流。此时传统算法采用线路两端的电压电流计算故障点位置将产生较大误差。同时, 当第二类分支上发生故障(f_2 点)时, 传统算法无法识别出故障区段, 无法判断故障发生在主干线路还是分支上, 测距误差较大。

故本文针对此问题, 提出一种基于前后逐段逼近的含多分支配电网单相接地故障精确测距方法, 流程如图 2 所示。利用分布参数等效模型, 计算前向、后向故障区段判别系数, 得到故障最小区段后, 列写故障测距函数, 并利用梯度下降法进行求解, 得到故障距离。

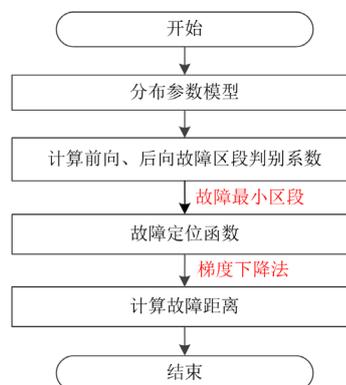


图 2 基于前后逐段逼近故障的测距算法流程

Fig. 2 Process of fault location algorithm based on forward and backward piecewise approximation fault

1.2 配电网零序参数计算模型

由于发生单相接地故障时，零序网络故障特征更明显，本文采用零序网络进行故障精确测距。配电网零序分布参数模型等效电路如图3所示，图中： \dot{U}_{0M} 表示故障线路首端的零序电压； \dot{i}_{0M} 表示线路首端的零序电流； \dot{U}_{0N} 表示故障线路末端的零序电压； \dot{U}_{0x} 表示故障点处的零序电压； \dot{i}_{0N} 表示线路末端的零序电流； C_0 、 L_0 、 R_0 、 G_0 分别为单位长度的零序电容、零序电感、零序电阻、零序电导； R_g 为3倍的故障点过渡电阻；故障点距离首端 x_1 ，距离末端 x_2 。

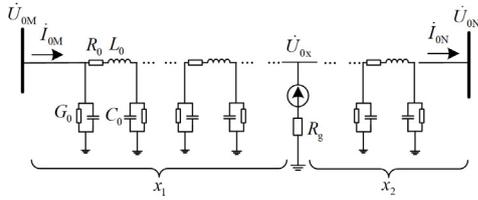


图3 线路分布参数等效模型

Fig. 3 Equivalent model of line distribution parameters

依据上述模型，文献[7]提出了由故障线路首端处零序电压、电流计算故障点处零序电压、电流的计算式以及故障线路末端处零序电压、电流计算故障点处零序电压、电流的计算式，文中式(1)为首端计算故障点电压电流的解，式(2)为末端计算故障点电压电流的解。

$$\begin{cases} \dot{U}_{0xM} = \frac{1}{2}\dot{U}_{0M}(\gamma_0 x_1)^2 - Z_{0c}\dot{i}_{0M}\gamma_0 x_1 + \dot{U}_{01} \\ \dot{i}_{0xM} = \frac{1}{2}\dot{i}_{0M}(\gamma_0 x_1)^2 - \frac{\dot{U}_{0M}}{Z_{0c}}\gamma_0 x_1 + \dot{i}_{0M} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \dot{U}_{0xN} = \frac{1}{2}\dot{U}_{0N}(\gamma_0 x_2)^2 + Z_{0c}\dot{i}_{0N}\gamma_0 x_2 + \dot{U}_{0N} \\ \dot{i}_{0xN} = \frac{1}{2}\dot{i}_{0N}(\gamma_0 x_2)^2 + \frac{\dot{U}_{0N}}{Z_{0c}}\gamma_0 x_2 + \dot{i}_{0N} \end{cases} \quad (2)$$

式中： \dot{U}_{0xM} 、 \dot{i}_{0xM} 分别为由首端的零序电压电流所计算的距首端 x_1 处电压、电流； \dot{U}_{0xN} 、 \dot{i}_{0xN} 分别为由末端的零序电压电流所计算的距末端 x_2 处电压、电流； Z_{0c} 、 γ_0 分别为线路波阻抗参数和传播系数，可由线路零序参数计算获得。

$$\begin{cases} Z_{0c} = \sqrt{(R_0 + j\omega L_0)/(G_0 + j\omega C_0)} \\ \gamma_0 = \sqrt{(R_0 + j\omega L_0)(G_0 + j\omega C_0)} \end{cases} \quad (3)$$

2 故障最小区段判别方法

当分支存在时，不可直接进行求解，需要先确

定故障最小区段，本节通过分析含多支配电网等效模型，提出基于前后逐段逼近的故障最小区段判别方法，确定故障最小区段。

2.1 含多支配电网模型

当分支存在时，传统算法无法准确计算故障点位置，因此需要对故障最小区段进行识别。以图4中所示的故障区段为例，利用FTU和TTU处所测得的电气量信息，分析故障二次定段过程，确定故障区段。

如图4所示：编号“1,2,...,5”代表馈线不同位置上的点，其中“1,4”代表分段开关或断路器所对应的位置，“2,3”代表馈线上的分支点，“5”代表第二类分支上安装TTU的点；L1为第一类分支，L2为第二类分支；区段35之间的距离 $l_{35} \neq 0$ ；f为故障点，f所在的区段23称为最小故障区段； $\dot{U}_{01}, \dot{U}_{02}, \dots, \dot{U}_{05}$ 表示各个节点处的零序电压； \dot{i}_{12} 、 \dot{i}_{23} 、 \dot{i}_{34} 表示各区段首端的零序电流， \dot{i}_{21} 、 \dot{i}_{32} 、 \dot{i}_{43} 表示各区段末端的零序电流， \dot{i}_2 、 \dot{i}_3 分别代表节点2、3处流向分支的电流， \dot{i}_5 表示节点5处的电流。

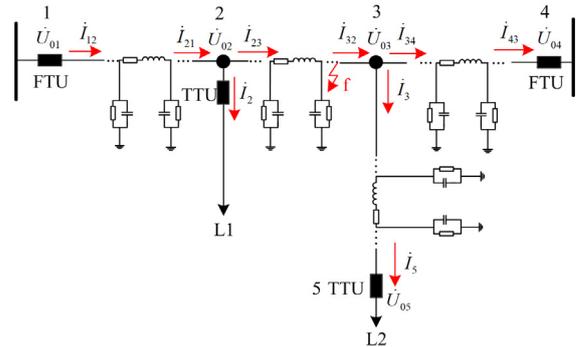


图4 含多分支馈线分布参数等效模型

Fig. 4 Equivalent model of distributed parameters with multi-branch feeders

TTU和馈线接入点(“2,3”)之间的线路称为连接线，若连接线较短，可以忽略连接线上的损耗和压降，即TTU处所测电压等于馈线接入点处电压，电流为连接点处流向负荷的电流；若连接线较长，以分支L2处TTU的节点5与馈线的连接点3为例，可根据TTU处所测电压、电流求得分支L2与馈线连接点3处的电压、电流。由式(2)可得出节点3处的电压 \dot{U}_{03} 以及流向分支的电流 \dot{i}_3 ，如式(4)所示。

$$\begin{cases} \dot{U}_{03} = \frac{1}{2}\dot{U}_{05}(\gamma_0 l_{35})^2 + Z_{0c}\dot{i}_5\gamma_0 l_{35} + \dot{U}_{05} \\ \dot{i}_3 = \frac{1}{2}\dot{i}_5(\gamma_0 l_{35})^2 + \frac{\dot{U}_{05}}{Z_{0c}}\gamma_0 l_{35} + \dot{i}_5 \end{cases} \quad (4)$$

2.2 前后逐段逼近确定故障最小区段

第一类分支可从 TTU 处直接获取节点零序电压以及节点流向分支的电流, 而第二类分支由式(4)计算分支节点零序电压以及流向分支的电流。

通过式(1), 可计算出故障区段内任意一点的零序电压电流。由区段 12 首端零序电流电压可计算区段 12 末端的电流 \dot{I}_{21} 。

$$\dot{I}_{21} = \frac{1}{2} \dot{I}_{12} (\gamma_0 l_{12})^2 - \frac{\dot{U}_{01}}{Z_{0c}} \gamma_0 l_{12} + \dot{I}_{12} \quad (5)$$

式中, l_{12} 表示区段 12 的长度。同时在节点 2 处由基尔霍夫电流定律, 流入节点 2 的电流 \dot{I}_{21} 为流向区段 23 的电流 \dot{I}_{23} 与流向分支的电流 \dot{I}_2 之和, 故区段 23 首端的电流 \dot{I}_{23} 可表示为

$$\dot{I}_{23} = \dot{I}_{21} - \dot{I}_2 = \frac{1}{2} \dot{I}_{12} (\gamma_0 l_{12})^2 - \frac{\dot{U}_{01}}{Z_{0c}} \gamma_0 l_{12} + \dot{I}_{12} - \dot{I}_2 \quad (6)$$

由上述方法, 可得出从首端向末端方向计算图 4 中主干线路各区段首端零序电流的通式, 如式(7)。

$$\dot{I}_{i(i+1)} = \frac{1}{2} \dot{I}_{(i-1)i} (\gamma_0 l_{(i-1)i})^2 - \frac{\dot{U}_{0(i-1)}}{Z_{0c}} \gamma_0 l_{(i-1)i} + \dot{I}_{(i-1)i} - \dot{I}_i \quad (7)$$

式中: i 为节点号, i 取 2、3; $\dot{I}_{i(i+1)}$ 为区段 $i(i+1)$ 首端的零序电流; $l_{(i-1)i}$ 表示区段 $(i-1)i$ 的长度。通过式(7)可由区段 12 首端零序电流 \dot{I}_{12} 向右计算出任一区段首端的零序电流, 而区段 12 首端零序电流 \dot{I}_{12} 可通过节点 1 测量点处 FTU 获取。

获得各区段首端的零序电流后, 可重新计算各区段末端的零序电压, 若区段上发生故障, 则计算的电压值与测量值将产生较大差异。由上述分析, 以计算区段 12 末端节点 2 电压为例, 由区段 12 首端节点 1 的零序电压电流, 计算出区段 12 末端节点 2 处零序电压。

$$\dot{U}_{F02_f} = \frac{1}{2} \dot{U}_{01} (\gamma_0 l_{12})^2 - Z_{0c} \dot{I}_{12} \gamma_0 l_{12} + \dot{U}_{01} \quad (8)$$

式中, \dot{U}_{F02_f} 表示由区段 12 首端的零序电压电流从前向后重新计算出的区段 12 末端节点 2 处的零序电压。由此方法可得到重新计算线路上各区段末端节点的零序电压的通式, 如式(9)。

$$\dot{U}_{F0(i+1)_f} = \frac{1}{2} \dot{U}_{0i} (\gamma_0 l_{i(i+1)})^2 - Z_{0c} \dot{I}_{i(i+1)} \gamma_0 l_{i(i+1)} + \dot{U}_{0i} \quad (9)$$

式中: i 取 1、2、3; $\dot{U}_{F0(i+1)_f}$ 为区段 $i(i+1)$ 末端节点 $(i+1)$ 处重新计算的电压。通过式(9)可重新计算主干线路各节点的电压。

当区段内未发生单相接地故障时, 重新计算得

到的末端节点电压 $\dot{U}_{F0(i+1)_f}$ 应与区段末端的测量电压 $\dot{U}_{0(i+1)}$ 相等; 当区段内发生单相接地故障时, 由于故障电流的存在, 重新计算的末端节点电压 $\dot{U}_{F0(i+1)_f}$ 应与区段末端电压 $\dot{U}_{0(i+1)}$ 相差较大。依据此特性定义前向故障区段判别系数 $K_{Fi(i+1)}$ 。

$$K_{Fi(i+1)} = \left| \frac{\dot{U}_{F0(i+1)_f} - \dot{U}_{0(i+1)}}{\left| \frac{1}{2} \dot{U}_{0i} (\gamma_0 l_{i(i+1)})^2 - Z_{0c} \dot{I}_{i(i+1)} \gamma_0 l_{i(i+1)} + \dot{U}_{0i} - \dot{U}_{0(i+1)} \right|} \right| \quad (10)$$

式中, i 取 1、2、3。若 $K_{Fi(i+1)} = 0$, 则表明该区段没有故障; 若 $K_{Fi(i+1)} \neq 0$, 则表明该馈线区段可能存在故障。

若主干线路区段(如图 4 区段 12、23、34)上发生故障时, 根据前向故障区段判别系数 $K_{Fi(i+1)}$ 可有效判断故障区段, 但当第二类分支上发生故障(如区段 35)时, $K_{Fi(i+1)}$ 无法有效进行故障区段判别。故此引入后向故障区段判别系数 $K_{Bi(i-1)}$, 同时对故障区段进行精确判别。

与式(5)~式(7)所述方法类似, 可得出从末端向首端方向计算图 4 中主干线路各区段末端零序电流的通式, 如式(11)。

$$\dot{I}_{i(i-1)} = \frac{1}{2} \dot{I}_{(i+1)i} (\gamma_0 l_{i(i+1)})^2 + \frac{\dot{U}_{0(i+1)}}{Z_{0c}} \gamma_0 l_{i(i+1)} + \dot{I}_{(i+1)i} - \dot{I}_i \quad (11)$$

式中: i 取 2、3; $\dot{I}_{i(i-1)}$ 为区段 $i(i-1)$ 末端的零序电流。通过式(11)可由区段 34 末端零序电流 \dot{I}_{43} 向左计算出任一区段末端的零序电流, 而区段 34 末端节点 4 的零序电流 \dot{I}_{43} 可通过节点 4 处的 FTU 测量得到, 为已知量。

与式(8)、式(9)所述方法类似, 可得出从末端向首端方向计算图 4 中主干线路各区段首端节点电压的通式, 如式(12)。

$$\dot{U}_{B0(i-1)_f} = \frac{1}{2} \dot{U}_{0i} (\gamma_0 l_{(i-1)i})^2 + Z_{0c} \dot{I}_{i(i-1)} \gamma_0 l_{(i-1)i} + \dot{U}_{0i} \quad (12)$$

式中: i 取 4、3、2; $\dot{U}_{B0(i-1)_f}$ 为从后向前计算的区段 $(i-1)i$ 首端节点 $(i-1)$ 处的零序电压。通过式(12)可重新计算出各节点处的电压。

采用同样的方式定义后向故障区段判别系数 $K_{Bi(i-1)}$ 。

$$K_{Bi(i-1)} = \left| \frac{\dot{U}_{B0(i-1)_f} - \dot{U}_{0(i-1)}}{\left| \frac{1}{2} \dot{U}_{0i} (\gamma_0 l_{(i-1)i})^2 + Z_{0c} \dot{I}_{i(i-1)} \gamma_0 l_{(i-1)i} + \dot{U}_{0i} - \dot{U}_{0(i-1)} \right|} \right| \quad (13)$$

式中, i 取 4、3、2。

在实际配电网中,由于各种因素(此处线路参数不准确、互感器的测量误差等)的影响,可能导致计算 K (判别系数)时存在误差。因此需要对 K 进行修正,留有一定的裕度。设定 K 的误差裕度为 μ (取 0.05),实际计算 K 时,按下列情况进行修正:①当 $0 \leq K \leq \mu$ 时,修正 $K = 0$;②当 $K > \mu$ 时,修正 $K \neq 0$ 。

1)当故障发生在主干线路区段上时,以区段 23 故障为例,区段 23 的故障判别系数 $K_{F23} \neq 0$ 、 $K_{B23} \neq 0$;区段 23 之前的区段(区段 12)的故障判别系数 $K_F = 0$ 、 $K_B \neq 0$,而区段 23 之后的区段(区段 34)的故障判别系数 $K_F \neq 0$ 、 $K_B = 0$ 。由此可知,此时只有故障区段的前向、后向故障区段判别系数均不等于 0。

2)当故障发生在第二类分支上时,以区段 35 故障为例,由于故障的存在,式(4)所计算的 \dot{U}_{03} 与 \dot{U}_{F03_f} 、 \dot{U}_{B03_f} 均有较大差异,则区段 23、34 的故障判别系数 $K_F \neq 0$ 、 $K_B \neq 0$;且区段 23、34 之前区段(区段 12)的故障判别系数 $K_F = 0$ 、 $K_B \neq 0$,区段 23、34 之后区段的故障判别系数 $K_F \neq 0$ 、 $K_B = 0$ 。由此可知,此时分支点两侧区段的前向、后向故障区段判别系数均不等于 0。

通过上述分析,可通过计算故障区段前向、后向故障区段的判别系数来判断故障发生区段。实施步骤如下所述。

Step1: 依次对分段开关和馈线接入点位置进行编号(如图 4 中“1,2,...,5”),将配电自动化系统所定位的故障区段根据节点位置划分成若干小区段(如图 1 中馈线区段 12,...,34,35)。

Step2: 若存在第二类分支(如图 4 中区段 35),则利用式(4)所述方法计算分支点处(节点 3)的零序电流、电压。若不存在第二类分支,则直接进入 Step3。

Step3: 从主干线路上编号由小到大的方向依次计算各小区段的前向区段判别系数 K_F 。从主干线路上编号由大到小的方向依次计算各小区段的 K_B 。若有且仅有一个区段的 K_F 、 K_B 均不等于 0,则判断该区段发生故障。以区段 34 故障为例,输出此时该区段两端的零序电压($\dot{U}_a = \dot{U}_{03}$ 、 $\dot{U}_b = \dot{U}_{04}$)以及由式(7)、式(11)所计算的该区段零序电流($\dot{I}_a = \dot{I}_{34}$ 、 $\dot{I}_b = \dot{I}_{43}$);若存在两个区段的 K_F 、 K_B 均不等于 0,则判断这两个区段间的第二类分支上发生了故障,以区段 35 故障为例,输出此时该分支节点的电压 $\dot{U}_a = \dot{U}_{F03_f}$ 、分支末端的电压 $\dot{U}_b = \dot{U}_{05}$ 以及由式(7)

与式(11)所计算的电流之差,即流向分支的电流 $\dot{I}_a = \dot{I}_{32} - \dot{I}_{34}$,输出分支末端的零序电流 $\dot{I}_b = \dot{I}_5$ 。最后输出故障区段的长度 L 。

Step4: 最小故障区段定位过程完成,并得到故障点所在的最小故障区段两侧的零序电压 \dot{U}_a 、 \dot{U}_b 和电流 \dot{I}_a 、 \dot{I}_b 以及故障区段的长度 L 。

3 基于故障最小故障区段的测距方法

传统故障测距算法计算复杂,本节针对故障测距函数,提出基于梯度下降法的故障测距算法,逐步减小梯度并确定故障点位置。

3.1 故障测距函数

当确定了故障的最小区段后,须实现故障点的精确测距。在上述分析中,确定了最小故障区段后,同时得到了最小故障区段两侧的零序电压 \dot{U}_a 、 \dot{U}_b 及零序电流 \dot{I}_a 、 \dot{I}_b 以及故障区段的长度 L ,此时可通过故障区段两端的零序电压电流实现精确测距。

设故障点距离区段首端的距离为 x ,通过式(1)由区段首端电压电流可计算得到故障点的电压 \dot{U}_{af} 为

$$\dot{U}_{af} = \frac{1}{2}\dot{U}_a(\gamma_0 x)^2 - Z_{0c}\dot{I}_a\gamma_0 x + \dot{U}_a \quad (14)$$

同理,通过式(2)计算得到故障点的电压 \dot{U}_{bf} 为

$$\dot{U}_{bf} = \frac{1}{2}\dot{U}_b(\gamma_0(L-x))^2 + Z_{0c}\dot{I}_b\gamma_0(L-x) + \dot{U}_b \quad (15)$$

当故障发生时,由故障区段首端计算的故障点电压 \dot{U}_{af} 应与由故障区段末端计算的故障点电压 \dot{U}_{bf} 相等,故将两者求差,差的最小值所对应的 x 为故障点位置,即目标函数为

$$\begin{cases} \min F(x) = |\dot{U}_{af} - \dot{U}_{bf}| \\ \text{s.t. } 0 < x < L \end{cases} \quad (16)$$

3.2 故障测距算法

对于式(16)中的目标函数一般采用传统的遍历法进行求解,但此方法存在计算复杂等问题,故本节针对此目标函数,提出了基于梯度下降法的故障点精确测距算法。

根据文献[16]的描述,当发生单相接地故障时,故障区段的零序电压按照如图 5 所示的规律变化,此时,在故障点左侧, $F(x)$ 单调递减,而在故障点右侧, $F(x)$ 单调递增,故 $F(x)$ 只存在一个极小值点,如图 6 所示。

梯度下降法的思想是由一端出发向故障点计算 $F(x)$ 的梯度,梯度越小,越靠近故障点位置,其

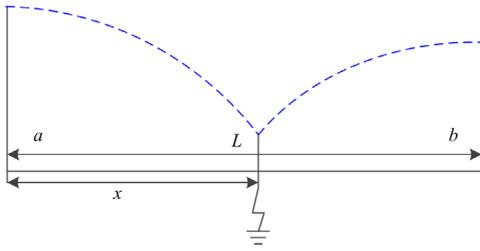
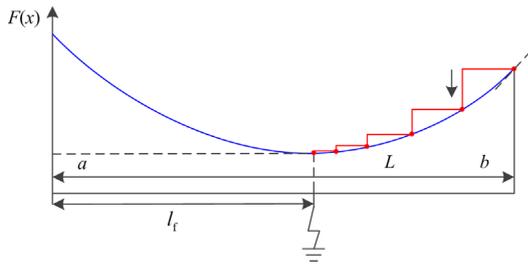


图5 故障区段零序电压分布

Fig. 5 Zero sequence voltage distribution of fault section

图6 $F(x)$ 函数及梯度下降法求解过程Fig. 6 Solving process of $F(x)$ function and gradient descent method

基本原理描述如下。

S1: 选取故障区段末端的点为起始计算点, 将 $x_a = L$ 代入 $F(x)$ 中, 计算得到 $F(x_a)$ 。

S2: 计算 x_a 处的导数, 由于 $F(x)$ 为带绝对值函数, 故通过离散法求近似 x_a 导数, $F'(x_a) = (F(x_a) - F(x_a - \Delta x)) / \Delta x$, 这里的 Δx 可取 1 m (可根据线路长度大小修正)。

S3: 计算下一个点 x_b , 要保证梯度下降, 且为负, 则取 $x_b = x_a - \delta F'(x_a)$, 其中 δ 为正数, 考虑到泰勒展开的条件, δ 取值不宜过大, 同时考虑到收敛速度, δ 取值不宜过小 (可根据实际线路以及收敛速度需求进行修正), 计算此时的函数值 $F(x_b)$ 。

S4: 计算 $\Delta F = F(x_a) - F(x_b)$, 若 $\Delta F < \varepsilon$ (ε 为判断是否收敛的阈值, 可取 0.01, 可根据实际线路进行修正) 时, 则判断此时 x_b 点收敛到最小值, 此时 $L_f = x_b$ 为区段内的故障点位置。若不满足 $\Delta F < \varepsilon$, 则执行 S5。

S5: 若不满足 $\Delta F < \varepsilon$, 则令 $x_a = x_b$, 重复执行 S2—S4, 直至收敛, 获得此时故障点位置 $L_f = x_b$ 。

梯度下降法在已知极值区间的情况下, 利用不断减小梯度逐渐逼近极值点的思想, 最终得到故障点的精确位置, 故障精确测距流程如图 7 所示。

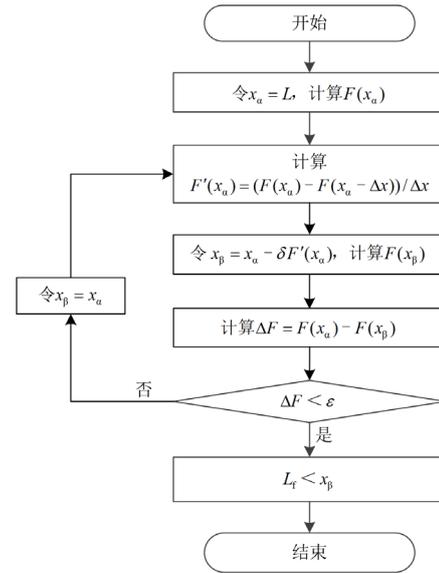


图7 基于梯度下降法的测距流程

Fig. 7 Solution process of gradient descent method

需要注意的是, 在梯度下降法中, 对于 δ 的选取, δ 选取过大, 则不满足泰勒展开条件, δ 取值过小, 则导致计算速度较慢, 可根据实际线路以及收敛速度需求进行修正, 选择合适的 δ 可有效提高计算效率。

4 仿真验证

为验证含多分支配电网单相接地故障测距算法的有效性, 在 PSCAD/EMTDC 中搭建如图 8 所示的 10 kV 有源配电网模型。图中: 最左侧是主电源, 电压等级为 10 kV; Line1 主干馈线上含有 4 条分支, 1、5 是主干馈线两端, 安装有 FTU, 2、3、4 为分支点, 2、4 为第一类分支点, 分支出口处安装 TTU, 3 为第二类分支点, 6 为其分支末端节点, 分支末端安装了 TTU; l_{12} 、 l_{23} 、 l_{34} 、 l_{45} 、 l_{36} 长度均为 5 km, Line2、Line3 线路长度为 10 km; DG 为分布式电源, 可根据需要选择投入或退出, 负荷容量为 1 MVA, 功率因数均为 0.9; 馈线线路采用架空线材质, 线路的参数如表 1 所示。

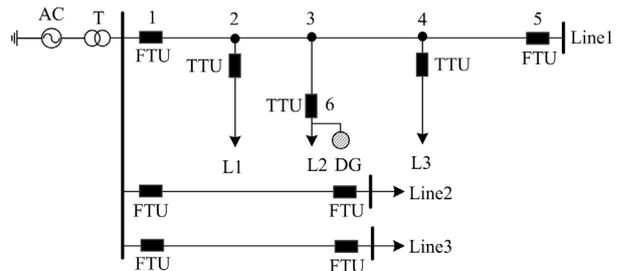


图8 配电网 10 kV 仿真模型

Fig. 8 A 10 kV simulation model of distribution network

表 1 线路模型参数

Table 1 Parameters of line model

相序	电阻/(Ω/km)	电感/(mH/km)	电容/(μF/km)
正序	0.27	0.255	0.376
零序	2.6	1.109	0.276

4.1 最小故障区段判别验证

为验证最小故障区段识别算法的正确性，在图 8 所示的配电网模型中，分别在各条区段的不同位置处设置了故障，判别结果如下。

1) 主干线路上发生单相接地故障，过渡电阻为 0.1 Ω，计算得到的判别系数结果如表 2 所示。

表 2 主干线路发生故障时各区段判别系数

Table 2 Discriminant coefficient of each section when the main line fault occurs

故障区段	对应系数	区段 12	区段 23	区段 34	区段 45
区段 12 (20%)	K_F	220.85	276.38	275.91	275.82
	K_B	55.25	0	0	0
区段 23 (40%)	K_F	0	164.58	274.24	274.15
	K_B	274.27	109.73	0	0
区段 34 (60%)	K_F	0	0	109.42	273.48
	K_B	273.36	273.44	164.10	0
区段 45 (80%)	K_F	0	0	0	54.68
	K_B	272.97	273.05	273.13	218.56

由表 2 可知，当主干线路某区段上发生单相接地故障时，只有此区段的前向、后向故障判别系数均大于 0，由此可根据故障判别系数来确定故障区段。

2) 第二类分支上设置单相接地故障(区段 36 的 40%处)，过渡电阻为 0.1 Ω，计算得到的判别系数结果如表 3 所示。

表 3 第二类分支上发生故障时各区段判别系数

Table 3 Discriminant coefficient of each section when a fault occurs on the second type of load branch

故障区段	对应系数	区段 12	区段 23	区段 34	区段 45
区段 36 (40%)	K_F	0	164.35	438.24	273.72
	K_B	273.78	438.29	164.38	0

由表 3 可知，当第二类分支上发生故障时，分支点两侧的区段的判别系数均大于 0，由此判断处故障区段。

综上分析，利用前向、后向故障判别系数同时对故障最小区段进行识别，可有效确定故障的最小区段。

4.2 故障点精确测距验证

为验证故障点精确测距算法的有效性，在图 8 所示的配电网模型中设置单相接地故障，计算故障

点位置，并分析过渡电阻以及分布式电源接入对测距结果的影响。

1) 故障点精确测距

在区段 23 上设置故障点，距离节点 2 处 3000 m，过渡电阻为 0.1 Ω，确定故障区段后，利用梯度下降法计算故障点的精确距离为 2957 m，测距误差为 0.86%，如图 9 所示。

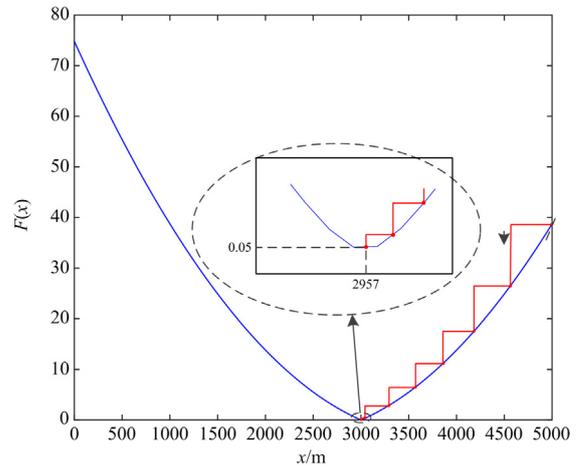


图 9 区段 23 发生故障时 $F(x)$ 函数及梯度下降法求解过程

Fig. 9 Solution process of $F(x)$ function and gradient descent method when fault occurs in section 23

在各个区段上设置故障点，过渡电阻为 0.1 Ω，分别在各条区段的 30%、60%、90%处设置故障点。由最小故障区段识别算法确定最小故障区段后，采用梯度下降法对故障点进行精确测距。测距结果及误差如表 4 所示。

表 4 不同区段发生故障时测距结果及误差

Table 4 Fault location results and errors in different sections

故障点位置	预设故障位置	测距结果	测距误差 %
区段 12	30	29.75	0.25
	60	59.71	0.29
	90	89.66	0.34
区段 23	30	29.78	0.22
	60	59.73	0.27
	90	89.69	0.31
区段 34	30	29.65	0.35
	60	59.65	0.35
	90	89.61	0.39
区段 45	30	29.58	0.42
	60	59.53	0.47
	90	89.44	0.56
区段 36	30	29.68	0.32
	60	59.44	0.56
	90	89.46	0.54

由表 4 可知, 当区段上任意一点发生单相接地故障时, 该测距算法均能有效计算故障点位置, 误差均在 1% 以内。

2) 过渡电阻干扰分析

由于发生高阻接地时, 故障电流较小, 若不能及时发现并查找到故障点位置, 故障线路长期带电运行将产生严重后果。因此故障测距算法需要具有一定的耐过渡电阻能力, 在高阻接地时仍能有效查找到故障点位置。在图 8 所示的模型中, 分别在各个区段设置故障点, 故障点均位于区段的 40% 处, 过渡电阻分别设置为 0.1 Ω 、100 Ω 、500 Ω , 测距结果及误差如表 5 所示。

表 5 发生不同过渡电阻故障时测距结果及误差
Table 5 Fault location results and errors when different transition resistance faults occur

故障点位置	过渡电阻/ Ω	测距结果/%	测距误差/%
区段 12	0.1	39.30	0.70
	100	39.29	0.71
	500	39.17	0.83
区段 23	0.1	39.20	0.80
	100	39.31	0.69
	500	39.51	0.49
区段 34	0.1	39.48	0.52
	100	39.16	0.84
	500	39.59	0.41
区段 45	0.1	39.36	0.64
	100	39.52	0.48
	500	39.11	0.89
区段 36	0.1	39.24	0.76
	100	39.35	0.65
	500	39.36	0.64

由表 5 中测距结果可知, 当区段上一点发生高阻接地故障, 该测距算法均能有效计算故障点位置, 误差均在 1% 以内。由于测距算法中, 不包含过渡电阻部分, 故测距算法在计算过程中将不会受到过渡电阻的影响。

3) 分布式电源接入分析

随着分布式电源的大量接入电网, 配电网由传统的单电源辐射型供电网络转变为多电源的复杂供电网络。这将导致配电网故障测距受到影响。因此故障测距算法需要在分布式电源大量接入的新型配电网下仍能有效查找到故障点位置。

在图 8 所示的模型中, 将分布式电源接入(分布式电源渗透率分别为 20%、40%、60%), 分别在各个区段上的设置了故障点, 故障点均位于区段的

40% 处, 测距结果及误差如表 6 所示。

表 6 不同 DG 渗透率下发生故障时的测距结果及误差
Table 6 Fault location results and errors when faults occur under different DG permeability

故障点位置	DG 渗透率	测距结果	测距误差 %
区段 12	20	39.30	0.70
	40	39.29	0.71
	60	39.17	0.83
区段 23	20	39.20	0.80
	40	39.31	0.69
	60	39.51	0.49
区段 34	20	39.48	0.52
	40	39.16	0.84
	60	39.59	0.41
区段 45	20	39.36	0.64
	40	39.52	0.48
	60	39.11	0.89
区段 36	20	39.24	0.76
	40	39.35	0.65
	60	39.36	0.64

由表 6 可知, 当分布式电源接入时, 区段上一点发生接地故障, 该测距算法仍能有效计算故障点位置, 误差均在 1% 以内。由于测距算法中所采用的是零序量, 而分布式电源流出的三相对称电流, 故该测距算法在计算过程中将不会受分布式电源的影响。

综上分析可知, 该测距算法能有效计算故障点的位置, 同时不受过渡电阻以及分布式电源接入的影响, 具有较好的工程应用价值。

5 结论

本文针对多分支接入的问题, 建立了零序分布参数模型, 提出了基于前后逐段逼近的故障区段识别方法, 可有效识别出故障最小区段, 同时提出基于梯度下降法的故障测距算法, 求解故障点位置, 得出以下结论:

- 1) 利用故障区段判别系数, 精确查找故障最小区段, 可有效避免两类分支接入对故障测距的影响;
- 2) 梯度下降法能够快速有效地查找故障点位置, 相较于传统方法具有速度快, 计算复杂度低等优势;
- 3) 所提算法能够在高阻接地的情况下精确地查找故障点位置, 同时在大量分布式电源接入的情况下, 仍能保持较高的测距精度。

参考文献

- [1] 任伟, 薛永端, 徐丙垠, 等. 小电阻接地系统高阻接地故障纵联差动保护[J]. 电网技术, 2021, 45(8): 3276-3282.
REN Wei, XUE Yongduan, XU Bingyin, et al. Longitudinal differential protection of high resistance grounding faults in low-resistance grounding system[J]. Power System Technology, 2021, 45(8): 3276-3282.
- [2] 汪洋, 任振宇, 朱旭东, 等. LCC-FHMMC换流阀出口交流单相接地故障特性分析及保护方案设计[J]. 高压电器, 2022, 58(7): 18-27.
WANG Yang, REN Zhenyu, ZHU Xudong, et al. Characteristic analysis and protection scheme design of AC single phase grounding fault for LCC-FHMMC converter valve exit[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(7): 18-27.
- [3] 祁欢欢, 荆平, 戴朝波, 等. 分布式电源对配电网保护的影响及保护配置分析[J]. 智能电网, 2015, 3(1): 8-16.
QI Huanhuan, JING Ping, DAI Chaobo, et al. Impact of distributed generation upon distribution systems protection and analysis of protection configuration[J]. Smart Grid, 2015, 3(1): 8-16.
- [4] 李琰, 赵莹, 杜磊, 等. 计及分布式电源注入谐波的单相接地故障联合选线[J]. 电力工程技术, 2023, 42(4): 113-121.
LI Yan, ZHAO Ying, DU Lei, et al. Combined line selection of single-phase grounding faults considering harmonic injection of distributed powers[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(4): 113-121.
- [5] 梁睿, 杨学君, 薛雪, 等. 零序分布参数的单相接地故障精确定位研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(12): 472-479.
LIANG Rui, YANG Xuejun, XUE Xue, et al. Study of accurate single-phase grounding fault location based on distributed parameter theory using data of zero sequence components[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(12): 472-479.
- [6] 梁睿, 张鹏, 孔令昌, 等. 联合搜索零序电压变化量的小电阻接地配电网故障测距[J]. 电机与控制学报, 2023, 27(1): 139-147.
LIANG Rui, ZHANG Peng, KONG Lingchang, et al. Fault location of low resistance grounding distribution network based on joint search of zero sequence voltage variation[J]. Electric Machines and Control, 2023, 27(1): 139-147.
- [7] 齐郑, 黄朝晖, 陈艳波. 基于零序分量的阻抗法配电网故障定位技术[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 54-62.
QI Zheng, HUANG Zhaohui, CHEN Yanbo. Impedance fault location technology for a distribution network based on a zero-sequence component[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 54-62.
- [8] 胡冰颖, 李梅. 基于零模线模时差的配电网双端行波故障测距[J]. 电力工程技术, 2021, 40(2): 114-120.
HU Bingying, LI Mei. Double ended traveling wave fault location in distribution network based on the time difference of zero-mode and line-mode[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(2): 114-120.
- [9] 齐郑, 杭天琦, 李悦悦. 消弧线圈并联小电阻接地方式下的行波故障测距[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 175-182.
QI Zheng, HANG Tianqi, LI Yueyue. Traveling wave fault location for arc-suppression coil in parallel with low resistance grounding mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 175-182.
- [10] 李练兵, 孙腾达, 曾四鸣, 等. 基于多端行波时差的配电网故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(3): 140-147.
LI Lianbing, SUN Tengda, ZENG Siming, et al. Fault location method for distribution networks based on traveling wave time difference[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(3): 140-147.
- [11] 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 Zifa, et al. Analysis on distribution network fault location method based on parallel resistance disturbed signal injection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 195-200.
- [12] 郑聪, 周海峰, 郑东强, 等. 基于改进多元宇宙算法的主动配电网故障定位方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(2): 169-179.
ZHENG Cong, ZHOU Haifeng, ZHENG Dongqiang, et al. An active distribution network fault location method based on improved multi-universe algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(2): 169-179.
- [13] 李振钊, 王增平, 张玉玺. 基于多源信息融合的有源配电网故障测距新方法[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3448-3459.
LI Zhenzhao, WANG Zengping, ZHANG Yuxi. New method of fault location for active distribution network based on multi-source information fusion[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3448-3459.
- [14] 王宾, 任萱. 中性点经小电阻接地风电场集电线路单相接地故障测距研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(6): 2136-2144.
WANG Bin, REN Xuan. Single-line-to-ground fault location in wind farm collection line with neutral point grounding

- with resistor[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2136-2144.
- [15] 张翠玲, 江雪晨, 宁一. 树型配电网单相接地故障行波测距的组合方法[J]. 高压电器, 2017, 53(8): 166-172. ZHANG Cuiling, JIANG Xuechen, NING Yi. Combined method for traveling wave location of single phase grounding fault in tree type distribution network[J]. High Voltage Apparatus, 2017, 53(8): 166-172.
- [16] 潘军, 吴红斌, 许道强, 等. 光伏/电动汽车/负荷博弈的屋顶光伏容量优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(1): 186-193. PAN Jun, WU Hongbin, XU Daoqiang, et al. Capacity optimization of rooftop photovoltaic based on photovoltaic/electric vehicle/load game[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 186-193.
- [17] 曲振明, 王宾, 张慧芬. 中性点小电阻接地配网多分支电缆线路单相接地故障测距[J]. 电气应用, 2021, 40(5): 28-33, 38. QU Zhenming, WANG Bin, ZHANG Huifen. Single phase grounding fault location of multi branch cable line in distribution network with neutral point via small resistance grounding[J]. Electrotechnical Application, 2021, 40(5): 28-33, 38.
- [18] 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.
- [19] 董礼清, 薛永端, 李娟, 等. 小电流接地故障零序电压分布特征与测距[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(19): 180-187. DONG Liqing, XUE Yongduan, LI Juan, et al. Zero-sequence voltage distribution characteristics and location of non-solidly grounding fault[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(19): 180-187.
- [20] 索南加乐, 王增超, 康小宁, 等. 基于线性微分方程参数识别的单端准确故障测距算法[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(12): 9-14, 20. SUONAN Jiale, WANG Zengchao, KANG Xiaoning, et al. Accurate fault location algorithm based on parameter identification of linear differential equation with single end data[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(12): 9-14, 20.
- [21] 张斯淇, 李永丽, 陈晓龙. 基于正序电流差的同塔双回T型输电线路故障测距新算法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(5): 1488-1495. ZHANG Siqi, LI Yongli, CHEN Xiaolong. A new fault location algorithm based on positive sequence current difference for double-circuit three-terminal transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(5): 1488-1495.
- [22] 施世鸿, 何奔腾, 张武军. T型高压输电线路故障测距[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(25): 105-110. SHI Shihong, HE Benteng, ZHANG Wujun. Fault location for HV three-terminal transmission[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(25): 105-110.
- [23] 谢李为, 李勇, 罗隆福, 等. 基于距离矩阵与分支系数的配电网故障定位方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2180-2191, 2397. XIE Liwei, LI Yong, LUO Longfu, et al. Fault location method for distribution networks based on distance matrix and branch coefficient[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2180-2191, 2397.
- [24] 张科, 朱永利, 郑艳艳, 等. 基于冗余度参数估计的多分支混合线路故障定位方法[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 1034-1040. ZHANG Ke, ZHU Yongli, ZHENG Yanyan, et al. A fault location method for multi-branch hybrid transmission lines based on redundancy parameter estimation[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 1034-1040.
- [25] 谢李为, 李勇, 罗隆福, 等. 基于极点对称分解的多分支线路故障定位方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(21): 7326-7339. XIE Liwei, LI Yong, LUO Longfu, et al. Fault location method for multi-branch lines based on extreme-point symmetric mode decomposition[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(21): 7326-7339.
- [26] 李浩, 张禄亮, 栾云飞, 等. 基于子系统划分和注入电流比的配电网故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 63-72. LI Hao, ZHANG Luliang, LUAN Yunfei, et al. Fault location method for a distribution network based on subsystem division and injection current ratio[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 63-72.

收稿日期: 2024-02-08; 修回日期: 2024-04-25

作者简介:

陶政臣(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统继电保护; E-mail: 2889935785@qq.com

高湛军(1974—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统继电保护; E-mail: jacob-gao@sdu.edu.cn

见文号(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统继电保护。E-mail: 2716860659@qq.com

(编辑 姜新丽)