

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200438

基于状态估计残差比较的配电网故障区段定位方法

王玲^{1,2}, 邓志^{1,2}, 马明^{1,2}, 王昕³, 杨冬海³

(1. 广东电网有限责任公司电力科学研究院, 广东 广州 510080; 2. 广东电网有限责任公司电能质量重点实验室, 广东 广州 510080; 3. 深圳市中电电力技术股份有限公司, 广东 深圳 518040)

摘要: 针对单端量测的阻抗法在多分支辐射状网络中会出现伪故障点的问题, 利用网络中分布的智能量测设备提供的监测信息, 提出了基于状态估计残差比较的配电网故障区段定位方法。该方法首先遍历所有节点通过添加故障支路建立不同节点故障网络下的状态方程; 其次通过求解状态估计方程获得含网络所有节点的总残差检测值序列; 然后搜寻最大残差检测值所在节点判断故障节点位置; 最后根据节点相邻区间首末端阻抗角相位变化差异判定故障区间。大量仿真表明, 该方法在不同故障类型、过渡电阻等工况下均具有良好的故障定位效果。该方法考虑了量测产生的随机变量成分, 利用测量数据的互补性和多源性, 在一定程度上提高了不同量测数据误差的抗干扰能力, 极大地缩小了配电网在有限量测条件下的故障查找范围。

关键词: 配电网; 故障定位; 加权最小二乘法; 残差比较; 状态估计; 阻抗角

A method for locating fault sections in distribution networks based on the comparison of state estimation residual errors

WANG Ling^{1,2}, DENG Zhi^{1,2}, MA Ming^{1,2}, WANG Xin³, YANG Donghai³

(1. Guangdong Power Grid Co., Ltd. Electric Power Research Institute, Guangzhou 510080, China; 2. Key Laboratory of Power Quality of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China; 3. Shenzhen Zhongdian Power Technology Co., Ltd., Shenzhen 518040, China)

Abstract: In order to solve the problem of pseudo-fault points in fault location in a distribution network with radial networks based on the single terminal impedance method, a fault section location method based on residual comparison of state estimation is proposed. This is based on the monitoring information provided by distributed intelligent measurement equipment in the network. This method first traverses all nodes and establishes the state equations of different node fault networks by adding faulty branches. Secondly, the total residual detection value sequence containing all nodes of the network is obtained by solving the state estimation equation. Then the faulty node is identified by detecting the node with the maximum residual detection value. Finally, the fault section is determined according to the phase difference of impedance angle between the head and the end of adjacent sections. A large number of simulations show that the proposed method produces good fault location with different fault types, transition resistance and other working conditions. The method takes into account the random variable components generated by the measurement, and uses the complementarity and multi-sources of the measurement data of different attributes to improve to some extent the anti-interference ability of different measurement data errors. This greatly reduces the fault finding range of the distribution network under limited measurement conditions.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51907134) and the Science and Technology Project of China Southern Power Grid (No. SGSW0000GHJS1900107).

Key words: distribution network; fault location; weighted least squares; residual comparison; state estimation; impedance angle

0 引言

配电网由于自身建设的薄弱以及网络结构和运

行方式的复杂导致故障率较高^[1-4]。据统计, 电网80%以上的故障均发生在配网侧^[5-6]。因此, 针对配电网开展快速准确地故障定位研究不仅可以减少在故障查找定位过程中所花费的人力物力, 同时对故障后快速恢复用户供电, 提高配电网可靠性具有重要作用。

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51907134); 南方电网科技项目资助(SGSW0000GHJS1900107)

中低压配电网分支线路众多, 由于各分支到监测点可能有相似的电气等效路径, 如果仅依赖于变电站处的监测信息, 会导致存在多个估计的故障位置^[7], 无法保证计算位置的唯一性。随着智能终端单元(Intelligent Electronic Device, IEDs)的应用^[8]: 例如电能质量监测装置、数字故障录波器、微型同步相量测量单元等, 可以极大地提高配电网运行的可观性, 也为配电网的故障定位提供了更多的监测途径和监测信息。对于故障定位方法主要可分为阻抗法和行波法^[9-10]。文献[11]在阻抗法的基础上, 通过线路上的故障指示器等智能监测单元缩小了故障点的范围。此外, 文献[12-13]研究通过收集馈线多点的电压降信息用于配电网的故障定位方法。文献[14]提出利用测量的电压计算支路电流, 获得最小的母线电流指标处为故障节点。但是, 该方法需要依赖自动失压区域或者相量测量来提高其性能。文献[15]通过电流向量分解方法定位单一故障和多重故障。该方法需要在网络不同位置处安装大量的智能测量单元来提高方法对系统的可观性。文献[16]利用电源端口电压电流和各 FTU 电流的输出量, 建立了故障回路的微分方程, 利用最优估计求解故障距离。但是文中需要各区段 FTU 的测量信息, 对配电自动化水平要求较高。考虑到智能终端单元能够提供线路支路点或者分支末端的信息, 基于稀疏测量信息的故障定位方法^[17-20]为解决拓扑结构复杂且自动化水平不高的配电网故障查找提供了可接受的思路。

目前大多数方法主要通过定义不同的指标实现故障位置判别, 但是其结果容易受到测量误差的影响, 同时文献[17]中对量测位置分布和测量属性要求较高, 在实际网络中难以保障测量安装的可行性。因此, 本文提出一种集合所有可能的测量属性数据(电压、电流、功率), 通过状态估计的方法提高多属性量测信息误差等不确定性因素带来的故障定位问题。本文将故障节点位置考虑为一条新增的支路功率注入, 将分散的智能终端单元可能获得的测量属性数据作为量测量, 利用加权最小二乘状态估计法求解未知节点的电压状态量。依次遍历所有节点, 以搜寻状态估计残差最小位置为目标, 获得故障位置节点信息, 最后利用节点相邻区间首末端阻抗角变化, 通过相邻两端节点阻抗角相位差异判定故障区间。本文的贡献在于: 1) 提出了一种基于附加功率支路的改进最小二乘状态估计算法, 拓展了常规状态估计在故障条件下的应用; 2) 定义了状态估计残差检测序列, 利用各节点的残差检测值进行故障节点的判别; 3) 利用故障节点相邻区域内的节点阻抗角相位差异确定故障区间。本文所提的故障定位

算法能够利用量测数据的多源性和互补性特点, 获得配电网拓扑中唯一的故障位置信息, 解决有限量测下的故障定位问题, 极大地缩小故障查找范围。

1 故障定位原理

1.1 基于附加支路的改进最小二乘状态估计算法

状态估计算法通常是应用于系统正常运行条件下的参数估计, 鲜有将状态估计用于故障状态。本节着重介绍最小二乘状态估计算法在故障条件下的应用。采用状态估计的优势在于可以集合多种属性的量测数据构成量测矩阵 \mathbf{z} 。量测矩阵 \mathbf{z} 中可以包含支路潮流、节点电压、节点注入功率等量测量信息。假设线路模型如图 1 所示。

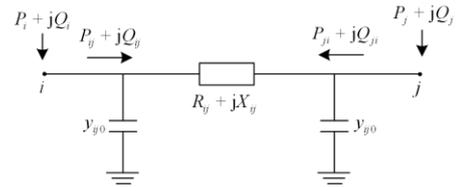


图 1 配电路模型

Fig. 1 Model of transmission line

节点注入功率、节点电压、支路潮流、支路电流等不同属性量测量依据线路等效电路关系可以获得量测函数矩阵 $\mathbf{h}(x)$, 如式(1)一式(5)所示。

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2)$$

式中: U_i 和 U_j 为节点 i 和节点 j 的电压幅值; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为支路 i 、 j 之间的电导和电纳; θ_{ij} 为节点 i 和节点 j 的电压相角差。支路 ij 支路功率可表示为

$$P_{ij} = U_i^2 G_{ij} - U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3)$$

$$Q_{ij} = -U_i^2 (B_{ij} + y_{ij0}) - U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4)$$

测量的电流、电压和功率之间可以利用式(5)进行转换, 其中 \dot{I}_i 和 \dot{U}_i 为节点 i 的电流、电压相量。

$$\dot{I}_i = \left(\frac{P_i + jQ_i}{U_i} \right)^* \quad (5)$$

通常情况下, 状态估计的数学方程中测量信息与状态信息的非线性方程如式(6)^[19-20]所示。

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(x) + \mathbf{e} \quad (6)$$

式中, \mathbf{e} 为一随机矩阵, 这使得所求解出来的状态估计值只能尽可能地接近状态变量真实值, 而不等于状态变量的真实值, 即在一定程度上提高了状态

量求解时对测量误差的耐受能力。假设网络有 N 个节点构成, 利用网络的接线和支路的参数, 可以获得正常情况下的网络节点导纳矩阵如式(7)所示。

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{1k} & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{2k} & Y_{2N} \\ M & M & M & M \\ Y_{k1} & Y_{k2} & Y_{kk} & Y_{kN} \\ M & M & M & M \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{Nk} & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中: $Y_{ii} (i=1,2,L,N)$ 为节点自导纳, 等于与节点 i 相接的各支路导纳之和; $Y_{ij} (i \neq j)$ 为节点 i 与节点 j 之间互导纳的负值。当网络线路中出现单相接地故障时, 由于配电网中两节点之间的故障较短, 通常在几百米之间, 甚至更短。在进行故障节点估计时, 忽略节点与故障位置之间的距离, 假设故障位于节点处进行计算。因此, 当配电网系统发生故障时, 相当于正常运行的导纳矩阵中 k 节点(图1中节点3)处临时连接了一条新的支路, 增加了一个节点 f (图1中的节点7)。

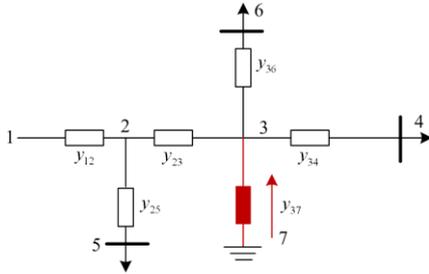


图2 配电网故障时的等效网络

Fig. 2 Equivalent network with distribution network failure

由于这一新节点 f 的存在, 使得配电网的导纳矩阵由原来的 N 节点变为 $N+1$ 节点。公式中假设故障支路连接在网络节点 k 处。因此, 在故障状态下的导纳矩阵公式为(8)所示。

$$Y' = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{1k} & Y_{1f} & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{2k} & Y_{2f} & Y_{2N} \\ M & M & M & M & M \\ Y_{k1} & Y_{k2} & Y'_{kk} & Y_{kf} & Y_{kN} \\ Y_{f1} & Y_{f2} & Y_{fk} & Y_{ff} & Y_{fN} \\ M & M & M & M & M \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{Nk} & Y_{Nf} & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (8)$$

式中, y_k 为故障支路的导纳。

$$Y_{if} = 0 (i \neq k, f)$$

$$Y_{kf} = Y_{kf} = -y_k$$

$$Y'_{kk} = Y_{kk} + y_k$$

测量矩阵中的负荷节点功率可以根据历史数据、预报或者计划等数据来虚拟负荷功率量测量, 即得到伪测量。在故障条件下的状态估计中, 故障电流 I_{fault} 的初始值可以等效为伪测量的注入电流 I_{in} , 如式(9)所示。

$$I_{\text{fault}} = \sum_{j=1}^N I_{\text{in}}(j) = \sum_{j=1}^N \left(\frac{P_j + jQ_j}{\dot{U}_j} \right)^* \quad (9)$$

然后, 采用加权最小二乘法求解, 如式(10)所示。

$$\min_x J(x) = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (10)$$

式中, R 为加权对角矩阵。为使得上述的目标函数为极小值, 需要满足一阶最优性条件, 即如式(11)所示^[20]。

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (11)$$

式中, $H = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$, 即相应量测信息的雅可比矩阵。

假设在某一初值 x_0 处对 Δx_1 展开成泰勒级数, 忽略泰勒级数二次及以上的高阶项, 可得式(12)。

$$\Delta x_1 = \left\{ [z - h(x_0)]^T R^{-1} \frac{\partial H(x_0)}{\partial x} + H^T(x_0)R^{-1}H(x_0) \right\}^{-1} \times H^T(x_0)R^{-1}[z - h(x_0)] \quad (12)$$

由于式(12)中 Δx_1 等式右边求逆部分的前一项相对于后一项更小, 故可以略去, 并进行 g 次迭代后有:

$$\Delta x_g = [H^T(x_{g-1})R^{-1}H(x_{g-1})]^{-1}H^T(x_{g-1})R^{-1}[z - h(x_{g-1})] \quad (13)$$

$$x_g = x_{g-1} + \Delta x_g \quad (14)$$

当 $|\Delta x_g|_{\text{max}} < \varepsilon_x$ 时, 迭代结束, 其中 ε_x 为设置的收敛阈值。

1.2 基于状态估计残差比较的故障节点辨识

由 1.1 节可以获得故障条件下状态估计方程的收敛结果, 由于故障位置是未知量, 通过遍历配电网 N 个节点, 获得每一次状态估计后的测量矩阵残差, 估计出故障节点。本文中故障节点是指故障位置直接关联的节点 i 或节点 j , 如图3所示。图中, y_x 为故障点到节点 i 的等效导纳。

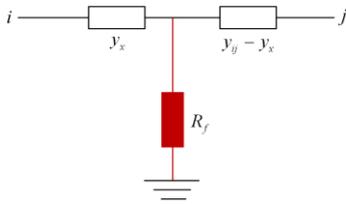


图3 故障节点示意图

Fig. 3 Schematic diagram of fault node

假设节点 k 接入故障支路下的估计残差定义为式(15)所示。

$$r_{k,i} = z_{k,i} - h_{k,i}(x), i = 1, 2, \dots, m \quad (15)$$

式中: x 为状态估计的状态向量; $z_{k,i}$ 是第 i 个节点的测量值。假设网络中共有 m 个量测量, 可计算在节点 $k(k=1, 2, \dots, N)$ 接入故障支路下的总残差值为

$$\sigma_k = \sum_{i=1}^m |r_{k,i}| \quad (16)$$

为了便于有更为直观的辨识, 定义总残差的倒数为残差检测值, 如式(17)所示。

$$\eta_k = \frac{1}{\sigma_k + \lambda} \quad (17)$$

式中, λ 是一个极小数, 以避免出现分母为 0 的情况。最后, 将 N 个节点的残差检测值构成故障节点检测序列 L , 如式(18)所示。

$$L = [\eta_1 \ \eta_2 \ \dots \ \eta_k \ \dots \ \eta_N] \quad (18)$$

在不同节点添加支路进行状态估计相当于对状态估计中的坏数据进行校正, 这里即是对配电网故障网络结构进行校正。因此, 仅当假设的网络结构等于或接近实际故障的网络时, 状态估计后获得的残差最小, 即式(18)中具有最大残差检测值的节点为故障节点 F , 可得故障节点识别的判据为

$$F = \max(L) \quad (19)$$

1.3 基于阻抗角相位差异的故障区间判断

在对故障节点辨识过程中, 可以通过状态估计迭代获得各节点电压和故障电流的估计值。通过故障节点 F 的故障电流以及节点电压计算得到故障阻抗角 θ 。

$$\theta = \angle V_F - \angle I_F \quad (20)$$

式中, $\angle V_F$ 和 $\angle I_F$ 分别为故障节点 F 电压和电流的相角值。如果故障点从线路的起始段沿着线路移动, 阻抗角的值就会出现过零点的变化趋势^[21], 这也就意味着 θ 在故障线路起始段和末尾段的相位相反。这里说明的是, 在 1.2 节故障节点判别中, 由于部分节点之间线路较短, 可能出现在故障相关节点附近残差接近的情况。因此, 在本节中选取 1.2 节所判定的最大残差节点周围相邻节点进行阻抗角相位

的计算。

1.4 区段定位算法流程

当系统检测到配电网发生故障后, 启动本文方法进行故障定位流程, 如图 4 所示, 具体的步骤如下。

1) 提取网络中智能量测终端获得的故障期间量测信息, 这里可以为节点的电压、电流、功率等任意属性量测。

2) 依次从节点 1 开始, 通过在节点处添加一条故障支路, 模拟不同故障节点处的故障网络。利用提取的系统量测量和负荷功率的伪量测量, 进行故障节点 k 下的网络状态估计计算, 获得收敛状态量解。

3) 利用式(16)和式(17), 计算每个节点下状态估计的残差检测值, 获得包含网络所有节点的残差检测值序列 L 。比较残差检测值序列 L 中各个检测值的大小, 序列 L 中检测值最大值所在节点为故障节点 F 。

4) 利用式(20), 计算检测节点 F 前后相邻节点的故障阻抗相位, 获得阻抗角变化趋势。选取相位角为符号不同的相邻节点确定故障区段。

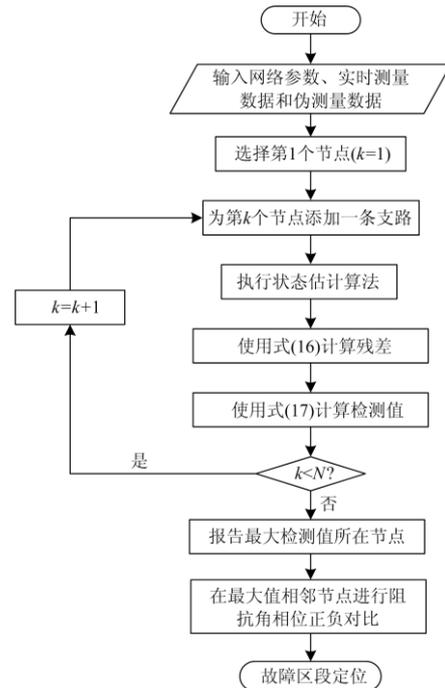


图4 故障定位方法流程图

Fig. 4 Flow chart of fault location method

2 算例分析

2.1 配电网仿真模型

在 PSCAD/EMTDC 中搭建 IEEE34 节点配电网系统, 如图 5 所示。此系统的线路采用的是三相架空线路, 负载模型采用的是恒功率负荷模型。在此系统中节点 1、5、9、12、13、20、22、25、31、34 处各节点均配置有相应的智能量测设备, 其中,

节点 1 是电压电流测量数据, 节点 5、9、12、13、20、22、25、31、34 利用的是电压测量数据。其余负荷节点采用了预报的功率数据。用以获取进行运算时所需要的实时信息, 且以节点 34 为参考节点, 即节点 34 的电压相位角始终为 0。

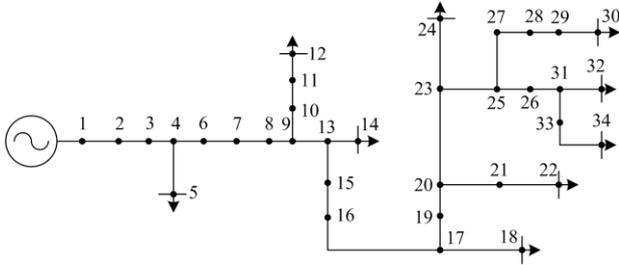


图 5 IEEE34 节点配电网系统

Fig. 5 IEEE34 nodes distribution system

2.2 故障节点辨识仿真

针对区间 2-3、9-10、13-14、15-16、20-21、23-25、26-31、29-30、31-32 等 9 处区间内分别发生三相短路故障的工况进行仿真分析, 过渡电阻设置为 5Ω 。例如故障发生在区间 2-3 之间, 利用此时测量设备所采集的实时信息、网络结构参数和系统中的伪测

量等信息计算残差检测值序列, 其结果图 6 所示。

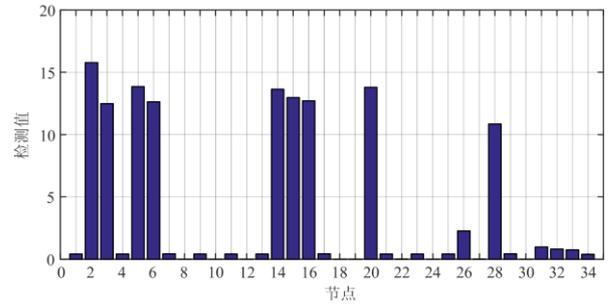


图 6 区间 2-3 发生故障各个节点的检测值

Fig. 6 Detected value of each node when the fault occurs in node 2-3

从图 6 可以看出, 在区间 2-3 发生故障时, 通过本文所研究的故障节点辨识方法进行各个节点的检测值计算, 检测值最大时所在的节点为节点 2, 即判断出节点 2 与故障位置相邻。其余故障工况的残差检测值序列如表 1 所示。表中第 1 列为故障发生的位置, 表中数据为各个节点相应的残差检测值。由表 1 结果可知, 在不同的故障区间内, 通过故障残差检测序列均能辨识出与故障位置毗邻的一个节点。

表 1 余下节点发生故障时各个节点的检测值

Table 1 Detection values of each node in case of failure

| 故障发生区间 | 相应节点下的检测值 | | | | | | | | | | | |
|--------|-----------|---------------|--------|---------------|---------------|--------|---------------|---------------|---------------|--------|---------------|--------|
| | 节点 1 | 节点 2 | 节点 3 | 节点 4 | 节点 5 | 节点 6 | 节点 7 | 节点 8 | 节点 9 | 节点 10 | 节点 11 | 节点 12 |
| 9-10 | 0.2728 | 0.2811 | 0.0874 | 0.4546 | 0.0243 | 0.0410 | 0.2777 | 0.0351 | 1.5008 | 0.2052 | 0.2735 | 0.0031 |
| 13-14 | 0.3211 | 0.4654 | 0.0032 | 0.3328 | 6.2344 | 6.1125 | 0.3274 | 6.0680 | 0.3211 | 6.3857 | 0.3221 | 0.0031 |
| 15-16 | 0.0564 | 0.0564 | 0.0067 | 0.0596 | 0.1136 | 0.0071 | 0.0671 | 0.0078 | 0.0564 | 0.0070 | 0.0567 | 0.0022 |
| 20-21 | 0.3150 | 3.9683 | 4.5065 | 0.3274 | 0.0004 | 4.6425 | 0.3215 | 0.0180 | 0.3150 | 0.0032 | 0.3160 | 0.0030 |
| 23-25 | 0.3151 | 3.5224 | 3.5174 | 3.4352 | 3.5026 | 4.5496 | 4.1477 | 4.6490 | 0.3151 | 4.6707 | 0.3185 | 4.6555 |
| 26-31 | 0.3142 | 0.3292 | 1.0060 | 0.3241 | 0.0110 | 0.0114 | 0.3234 | 0.0064 | 0.3142 | 0.0034 | 0.3148 | 0.0047 |
| 29-30 | 0.3206 | 4.1442 | 4.5558 | 0.3424 | 4.6948 | 4.6147 | 4.1442 | 4.6490 | 0.3206 | 0.0043 | 0.3220 | 0.0072 |
| 31-32 | 0.2977 | 0.3010 | 0.1305 | 0.2981 | 0.0949 | 0.0067 | 0.2997 | 0.0084 | 0.2977 | 0.1068 | 0.2976 | 0.3810 |
| | 节点 13 | 节点 14 | 节点 15 | 节点 16 | 节点 17 | 节点 18 | 节点 19 | 节点 20 | 节点 21 | 节点 22 | 节点 23 | 节点 24 |
| 9-10 | 0.2728 | 0.0028 | 0.0297 | 0.0027 | 0.2790 | 0.0294 | 0.0615 | 0.0316 | 0.2729 | 0.0494 | 0.2726 | 0.0850 |
| 13-14 | 0.3211 | 6.4977 | 6.1576 | 6.0938 | 0.3294 | 6.1614 | 6.1312 | 0.4643 | 0.3212 | 0.0098 | 0.3209 | 6.4558 |
| 15-16 | 0.0564 | 0.0091 | 0.1574 | 0.1724 | 0.0565 | 0.0058 | 0.1714 | 0.0051 | 0.0564 | 0.0019 | 0.0564 | 0.0014 |
| 20-21 | 0.3150 | 0.8297 | 4.7664 | 4.6189 | 0.3234 | 4.7348 | 4.6970 | 4.8379 | 0.3151 | 0.0111 | 0.3148 | 3.5323 |
| 23-25 | 0.3151 | 4.6296 | 4.7259 | 4.6533 | 4.7371 | 4.6948 | 4.6642 | 4.6926 | 0.3198 | 4.6882 | 4.7393 | 4.7103 |
| 26-31 | 0.3142 | 0.5075 | 0.4527 | 0.0076 | 0.3252 | 0.1106 | 0.9986 | 2.2748 | 0.3142 | 1.0827 | 0.3144 | 0.0057 |
| 29-30 | 0.3206 | 4.7916 | 3.2404 | 1.5392 | 4.4385 | 3.2415 | 0.7573 | 2.3568 | 0.3207 | 1.0478 | 0.3209 | 0.0065 |
| 31-32 | 0.2977 | 2.1896 | 0.0126 | 0.0093 | 0.2997 | 0.1726 | 0.3588 | 0.3109 | 0.2976 | 0.0130 | 0.2978 | 0.0045 |
| | 节点 25 | 节点 26 | 节点 27 | 节点 28 | 节点 29 | 节点 30 | 节点 31 | 节点 32 | 节点 33 | 节点 34 | — | — |
| 9-10 | 0.2728 | 1.2530 | 0.0023 | 0.4822 | 0.2795 | 0.4820 | 0.7623 | 1.1063 | 1.0303 | 0.2728 | — | — |
| 13-14 | 0.3211 | 2.3579 | 0.0026 | 6.2228 | 0.3300 | 0.0112 | 1.0377 | 1.1531 | 0.9268 | 0.3211 | — | — |
| 15-16 | 0.0564 | 0.0527 | 0.0195 | 0.0153 | 0.0564 | 0.0109 | 0.0121 | 0.0527 | 0.0153 | 0.0198 | — | — |
| 20-21 | 0.3150 | 2.2983 | 4.6707 | 4.5683 | 0.3251 | 0.1464 | 1.2710 | 1.2347 | 1.0291 | 0.8956 | — | — |
| 23-25 | 0.3151 | 2.2784 | 3.5562 | 4.6468 | 0.3438 | 4.5851 | 1.2840 | 1.1303 | 1.0389 | 0.9213 | — | — |
| 26-31 | 0.3142 | 3.3591 | 1.4565 | 0.0081 | 0.3291 | 0.0067 | 1.4548 | 1.4029 | 1.2463 | 0.3142 | — | — |
| 29-30 | 0.3206 | 2.2862 | 4.5537 | 0.0076 | 4.7939 | 4.3879 | 1.2830 | 1.2478 | 1.0344 | 0.9046 | — | — |
| 31-32 | 0.2977 | 1.9747 | 0.1035 | 0.0116 | 0.3009 | 0.0111 | 2.3441 | 1.2478 | 1.0344 | 0.9046 | — | — |

2.3 故障区间判别仿真

在节点区间 15-16 处分别发生 AC 两相接地故障时(过渡电阻设置为 $5\ \Omega$), 状态估计获得的残差检测值序列结果如图 7 所示。即可通过状态估计残差序列, 查找到最大的检测值点为节点 16。依据获得的故障节点, 计算故障节点相邻前后节点的阻抗角相位关系, 如图 8 所示。

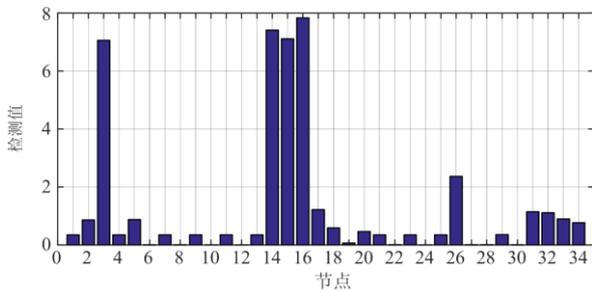


图 7 区间 15-16 两相接地故障时各点检测值

Fig. 7 Detected value of each node when two-phase to grounding fault in node 15-16

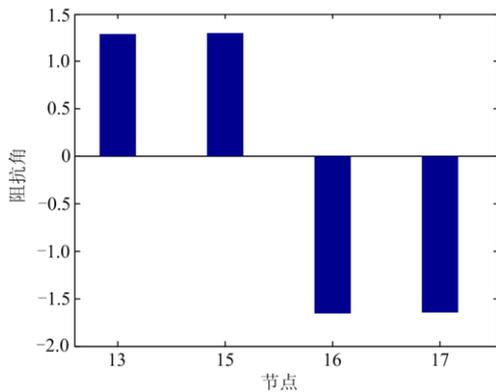


图 8 15-16 区段发生 AC 两相接地故障相邻节点阻抗角正负关系

Fig. 8 Positive and negative relationship of the impedance angles of adjacent nodes when AC two-phase grounding fault occurs in node 15-16

由图 8 仿真结果可以看到, 在 15-16 区段发生故障时左右节点的阻抗角正负关系并不相同, 则可以判断故障发生在节点 15-16 区段上。

2.4 不同过渡电阻定位仿真分析

在配电网发生故障时, 在不同的过渡电阻值下会有不同的定位效果^[22-23]。为此本节将针对节点 15-16 区间在不同过渡电阻下, 发生 A 相单相接地短路故障时对定位效果的影响进行研究, 其结果如图 9—图 12 所示。

从以上算例可以看到, 在区间 15-16 发生单相接地故障且过渡电阻值为 $5\ \Omega$ 、 $15\ \Omega$ 时, 各个节点

的检测值有着较为明显的区分, 判定节点 16 为故障节点。从图 10 和图 12 可以看出, 当判断出故障节点后, 在相邻区域求取节点阻抗相位, 可得到节点 15 和节点 16 之间的相位相反, 从而判定故障区段为 15-16。

2.5 不同测量误差的仿真分析

由于智能量测设备仪器本身的精度或在数据传送过程中受到外界的干扰等情况, 使得终端收集到的数据与真实的故障数据有一定差异。为此, 本节测试不同测量误差对于定位效果的影响, 对实时

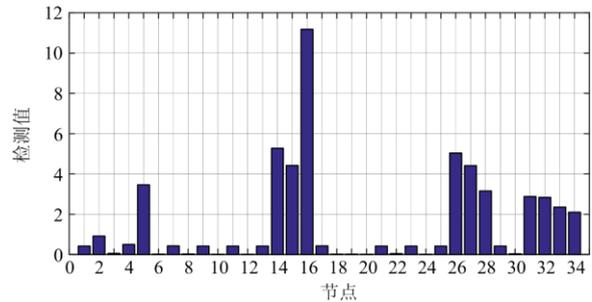


图 9 过渡电阻为 $5\ \Omega$ 时的检测值

Fig. 9 Detection values when the fault resistance is $5\ \Omega$

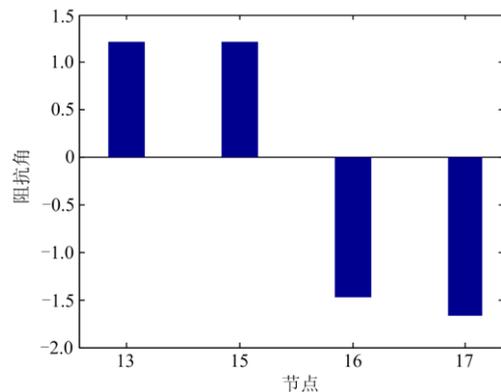


图 10 过渡电阻为 $5\ \Omega$ 时的阻抗角相位正负关系

Fig. 10 Positive-negative relationship of the impedance angle phase when the fault resistance is $5\ \Omega$

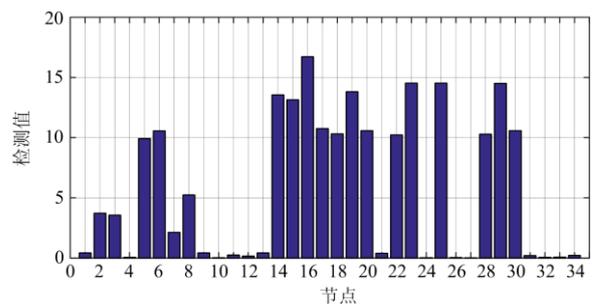


图 11 过渡电阻为 $15\ \Omega$ 时的检测值

Fig. 11 Detection values when the fault resistance is $15\ \Omega$

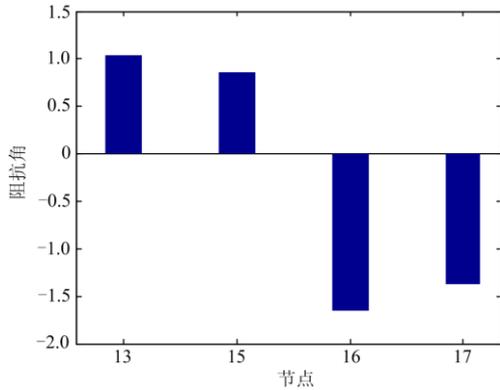


图 12 过渡电阻为 15 Ω时的阻抗角相位正负关系

Fig. 12 Positive-negative relationship of the impedance angle phase when the fault resistance is 15 Ω

测量信号添加一定的随机误差，这里以电压量测为例，如式(21)所示。

$$V_{\delta} = V(1 + \delta_v) \quad (21)$$

式中： V_{δ} 和 V 分别为考虑测量误差后的电压和故障后的真实电压； δ_v 为模拟由于仪表不准确或噪声所引起的测量误差，满足正态分布函数。仍然以区间15-16发生单相接地短路故障为例，测量点分布在节点1、5、9、12、13、20、22、25、31、34等节点处，分别研究当 δ_v 为0.5%、1%时的定位情况，得到的结果分别如图13和图14所示。

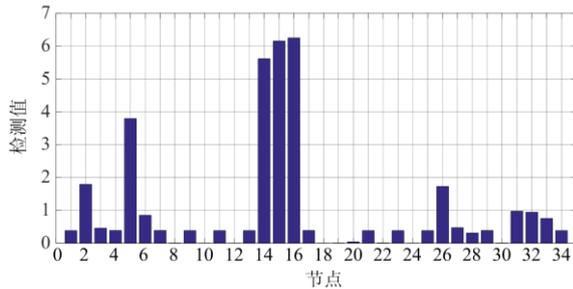


图 13 δ_v 为 0.5%时各节点检测值

Fig. 13 Detection values of each node when δ_v is 0.5%

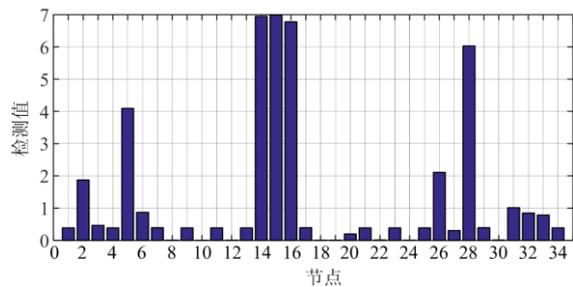


图 14 δ_v 为 1%时各节点检测值

Fig. 14 Detection values of each node when δ_v is 1%

如图13和图14所示，当误差在0.5%时，能够准确获得节点16为故障节点。当误差为1%时，故障可以定位最大节点在15节点。进一步通过相邻区域节点的阻抗角相位正负关系判断故障的区段，14节点的阻抗角为1.2953 rad，15节点的阻抗角为1.2864 rad，16节点的阻抗角为-1.6078 rad，17节点的阻抗角为-1.6728 rad，从仿真结果可以看出故障发生在区段15-16之间。

3 结论

本文利用配电网分散的智能量测设备提供的辐射状电网支路侧、负载侧等多点的电压、功率等信息，通过加权最小二乘法状态估计求解不同故障拓扑网络下的状态量，提出了一种利用状态估计残差比较的辐射状配电网故障区段定位方法。大量仿真表明，该方法对不同故障位置、故障类型和过渡电阻均有良好的适应能力。特别在量测存在一定误差的情况下，仍然可以正确地判定故障区间，具有良好的抗干扰能力。算法在故障节点识别中可能出现由于残差值接近导致故障节点误判的情况，可以通过所选故障节点前后相邻区域节点的阻抗相位角差异纠正故障节点识别的误差。由于算法对负荷采用的是恒功率模型，将负荷功率视为伪测量量进行计算，后续针对负荷变化的情况，可进一步配置功率测量装置，提高算法在负荷变化工况下的适应性。

参考文献

- [1] 姚玉海, 朱勇, 陈凡, 等. 10 kV 配网电压互感器断保险故障分析及应对措施[J]. 电测与仪表, 2020, 57(2): 122-128.
YAO Yuhai, ZHU Yong, CHEN Fan, et al. Fault analysis and countermeasures for fuses blown of 10 kV distribution network PT[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(1): 122-128.
- [2] CUI Qiushi, WENG Yang. Enhance high impedance fault detection and location accuracy via u-PMUs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 797-809.
- [3] WANG Xuewen, ZHANG Hengxu, SHI Fang, et al. Location of single phase to ground faults in distribution networks based on synchronous transients energy analysis[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 774-785.
- [4] 张维, 宋国兵, 豆敏娜, 等. 基于自适应重合闸的配电网快速故障定位与隔离方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(18): 60-67.
ZHANG Wei, SONG Guobing, DOU Minna, et al. A quick fault location and isolation method in distribution network based on adaptive reclosure[J]. Power System

- Protection and Control, 2019, 47(18): 60-67.
- [5] 戚振彪, 凌松, 刘文焯, 等. 基于高频测试信号注入的配电网故障节点在线识别方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 110-117.
- QI Zhenbiao, LING Song, LIU Wenye, et al. On-line fault node identification method for distribution network based on high frequency test signal injection[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 110-117.
- [6] 曾辉, 孙峰, 李铁, 等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 1-6.
- ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9.28” blackout in South Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6.
- [7] HE Lihan, WU Zhilin, XU Zhihan, et al. Location in distribution system with load uncertainty analysis[C] // 2014 International Conference on Power System Technology, October 20-22, 2014, Chengdu, China.
- [8] KUMAR D S, SAVIER J S, BIJU S S. Micro-synchrophasor based special protection scheme for distribution system automation in a smart city[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(1): 97-110. DOI: 10.1186/s41601-020-0153-1.
- [9] LU C N, TSAY M T, HWANG Y J, et al. An artificial neural network based trouble call analysis[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1994, 9(3): 1663-1668.
- [10] 刘健, 赵倩, 程红丽, 等. 配电网非健全信息故障诊断及故障处理[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(7): 50-56.
- LIU Jian, ZHAO Qian, CHENG Hongli, et al. Robust fault diagnosis and restoration for distribution grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(7): 50-56.
- [11] 于盛楠, 鲍海, 杨以涵. 配电线路故障定位的实用方法[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(28): 86-90.
- YU Shengnan, BAO Hai, YANG Yihan. Practicalization of fault location in distribution lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(28): 86-90.
- [12] GALJASEVIC Z, ABUR A. Fault location using voltage measurements[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2002, 17(2): 441-445.
- [13] PEREIRA R A F, DA SILVA L G W, KEZUNOVIC M, et al. Location of single line-to-ground on distribution feeders using voltage measurements[C] // IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition, August 15-18, 2006, Caracas, Venezuela: 1-6.
- [14] LOTFIFARD S, KEZUNOVIC M, MOUSAVI M J. Voltage sag data utilization for distribution fault location[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(2): 1239-1246.
- [15] TRINDADE F C L, FREITAS W, VIEIRA J C M. Fault location in distribution systems based on smart feeder meters[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(1): 251-260.
- [16] 孔培, 刘建锋, 周健, 等. 基于整数线性规划的配电网故障定位容错算法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 27-35.
- KONG Pei, LIU Jianfeng, ZHOU Jian, et al. Fault-tolerant algorithm for fault location in distribution network based on integer linear programming[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 27-35.
- [17] ZHANG Shu, LIN Sheng, HE Zhengyou, et al. Ground fault location in radial distribution networks involving distributed voltage measurement[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2018, 12(4): 987-996.
- [18] ZHANG Shu, HE Zhengyou, LEE W, et al. Voltage sag profiles based fault location in high speed railway distribution system[J]. IEEE Transactions on Industry Application, 2017, 53(6): 5229-5238.
- [19] JAMALI S, BAHMANYAR A. A new fault location method for distribution networks using sparse measurements[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2016, 81: 459-468.
- [20] JAMALI S, BAHMANYAR A, BOMPARD E. Fault location method for distribution networks using smart meter[J]. Measurement, 2017, 102: 150-157.
- [21] DONG Y, ZHENG C, KEZUNOVIC M. Enhancing accuracy while reducing computation complexity for voltage-sag-based distribution fault location[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(2): 1202-1212.
- [22] 葛维春, 张硕, 张艳军, 等. 基于 uPMU 同步量测数据的配电网故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 39-46.
- GE Weichun, ZHANG Shuo, ZHANG Yanjun, et al. A novel method for fault location of distribution network based on uPMU synchronized measurement data[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 39-46.
- [23] JIA Ke, YANG Bin, DONG Xiongying, et al. Sparse voltage measurement-based fault location using intelligent electronic devices[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 48-60.

收稿日期: 2020-06-22; 修回日期: 2021-03-15

作者简介:

王玲(1986—), 女, 工程师, 工学硕士, 主要从事谐波测量、电能质量管理方面的工作; E-mail: 360409837@qq.com

邓志(1969—), 男, 工程师, 工学硕士, 主要从事谐波分析技术研究; E-mail: 13925063955@qq.com

马明(1985—), 男, 高级工程师, 工学硕士, 主要从事电能质量控制技术研究。E-mail: 2351246452@qq.com

(编辑 许威)