

有限量测下基于零序电压推算的有源配电网 区域保护方法

李娟,姜云龙,朱睿,杨雄

(国网江苏省电力有限公司电力科学研究院,江苏 南京 211103)

摘要:微型同步相量测装置等高精度量测设备的研发,为区域保护方法的研究提供了技术支撑,然而,考虑到现场实际情况和经济性,在全网所有节点都布置 μ PMU并不现实。故而,针对小电阻接地配电网,首先提出了在有限 μ PMU布局下的节点零序电压推算方法;然后基于电压推算方法,计算了故障区域内未知节点的零序电压值;进而确定故障点与故障区域内各线路的相对位置系数 α 。由此,构建了故障线路识别判据,并提出了一种接地故障区域保护方法。最后,仿真分析验证了所提方法的有效性。

关键词:配电网区域保护;零序电压推算;有限量测;逆变器分布式电源

中图分类号:TM862 文献标识码:A DOI:10.19457/j.1001-2095.dqed26635

Zero-sequence Voltage Estimation Based Regional Protection Method for Active Distribution Networks Under Limited Measurement

LI Juan, JIANG Yunlong, ZHU Rui, YANG Xiong

(State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Electric Power Research Institute, Nanjing 211103, Jiangsu, China)

Abstract: Recent advancements in high-precision measurement devices, such as micro-phase measurement unit (μ PMU), offer technical support for regional protection schemes. However, deploying μ PMU across all network nodes remains impractical due to economic and practical constraints. Therefore, under low-resistance grounded distribution network conditions, a node zero-sequence voltage estimation method was proposed under limited μ PMU deployment. Furthermore, this method was applied to estimate unknown zero-sequence voltages at nodes within fault regions, enabling calculation of the relative position coefficient α between fault points and regional lines. Based on α , a fault line identification criterion was established, forming a regional protection scheme. Finally, simulation results validate the effectiveness of the proposed method.

Key words: distribution network regional protection; zero-sequence voltage estimation; limited measurement; inverter interfaced distributed generator(DG)

近年来,为了实现节能减排目标,我国积极推动电力系统能源转型^[1],以清洁能源为载体的分布式电源(distributed generator, DG)得到了大规模的应用。根据国家能源局的最新统计数据,截至2025年3月底,我国风电和光伏的装机容量分别达到了5.35亿kW和9.46亿kW,风电光伏发电合计容量达到14.82亿kW,历史性超过全口径的火电装机容量^[2]。然而, DG的大量接入改变了配电网的潮流分布和故障特征^[3-4],导致传统自动化系统中基于单端电气量信息的保护算法性能

降低甚至失效^[5-6]。因此,有源配电网对继电保护提出了更高要求。

随着区域技术(也有学者称之为广域保护^[7])的发展与应用,新能源配电网中的故障保护难题迎来了新的解决方法。区域保护技术通过采集配电网的多端量测信息^[8],利用这些多端信息改善传统故障保护方法的算法原理与动作性能,近年来已成为继电保护领域的研究热点。

目前区域保护研究主要有两种思路,一种是基于保护动作逻辑量信息的区域保护,另一种是

基金项目:国家电网有限公司科技项目(J2023102)

作者简介:李娟(1987—),女,博士,高级工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化,Email:lij71@js.sgcc.com.cn

基于电气量信息的区域保护。基于保护动作逻辑量信息的保护方法主要根据配电网中各断路器开断、设备投切信息进行保护动作决策。文献[9-10]利用区间证据理论将传统故障保护结果转化为故障概率区间值,并将故障概率大小作为故障线路选取判据;文献[11]利用遗传融合算法实现了对保护动作、断路器状态等信息的融合,保证了区域保护算法在信息缺失或不良数据下动作的准确性与稳定性;文献[12]收集本线路以及临近线路的方向元件信息和距离保护信息,通过构造保护适应度函数识别故障元件。该类方法可靠性高,但计算繁琐。

基于系统电气量信息的保护算法利用故障前后的系统电气量信息的变化特征构建故障保护算法,是当前学者研究的重点。文献[13]分析故障发生前后故障线路两侧母线和正常母线的节点故障注入电流的变化特征,构造区域保护判据;文献[14]通过建立电网拓扑邻接矩阵,结合图论和模糊评价理论来寻找最短路径确定故障区域,具有计算量小、结果可靠等优势,但在复杂网络中收敛困难。文献[15]分析了故障前后电压电流之间的相角差别,通过构造电压电流的三角函数方程的方式构建了故障保护判据,但该方法未考虑在分布式电源接入下相角会发生变化的现场实际。上述方法同样需要在系统所有母线上布置量测单元,但实际中因 μ PMU成本和布置条件,无法实现全网装设。针对这一问题,文献[16]通过采用间隔布置测点的策略,通过计算各个区域的正序差动有功功率,实现故障区域判别,能够在高阻故障下实现精准的故障保护;文献[17]首先求解得到有限PMU的正序电压幅值的最大与最小瞬时值之差的绝对值最大节点,并利用KCL确定故障距离以及故障线路。但上述方法仍存在死区问题无法解决、算法复杂以及未考虑分布式电源等问题。

为此,本文针对DG接入下的中性点小电阻接地配电网,提出一种有限量测下基于零序电压推算的区域保护方法。首先,在有限 μ PMU量测的布局下,通过分析配电区域中故障点前后的节点零序分量之间的幅值关系,提出了一种基于区域信息的节点零序电压推算方法。其次,基于零序分量计算结果,通过计算故障点与故障区域内各条线路的相对位置关系,构造了故障线路的识别判据,形成了区域保护方法。最后,在PSCAD

平台搭建仿真模型,验证了该保护方法在配电网发生单相接地故障时的动作准确率和可靠性。

1 基于广域信息的零序电压推算方法

随着电缆用量的不断增加,越来越多的城市配电网选择中性点经小电阻的接地方式^[18-19],并且逐步接入了光伏这一逆变型分布式电源(inverter-interfaced DG, IIDG)。根据已有文献分析,有源配电网发生单相接地故障时, IIDG会对线路零序电压电流产生一定的助增作用^[20],但不改变零序电压的沿线分布规律。 IIDG接入下的小电阻接地系统的故障线路零序分量分布特征如图1所示。故障点上游的节点,距离故障点越远,零序电压越低;而对于故障点下游的节点,其零序电压基本一致。与传统配电网零序电压分布相比,其分布特征并无明显变化,零序电压在故障点处连续。对于线路较短的中性点小电阻接地配电网, IIDG的零序电压助增作用虽小,但会改变保护范围,可能导致传统零序电压电流保护误动。为应对此风险,需准确感知全网零序电压分布。然而受成本和安装条件限制,配电网难以全域部署检测装置。为此,如何基于有限广域量测推算未装测点零序电压值,成为解决保护误动问题的关键。

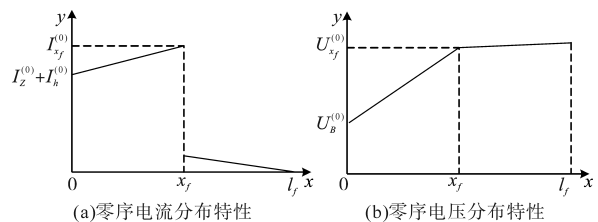


图1 IIDG接入下小电阻接地系统故障线路零序分量分布特征

Fig.1 Distribution characteristics of zero sequence component of fault line in low-resistance grounding system with IIDG

1.1 线路参数模型的选择

现有配电线路的数学模型主要分为集中参数模型、分布参数模型和频变参数模型3种。由于 μ PMU采样频率通常较低,且采样信号以低频为主,引起的线路参数频变特性并不明显,且考虑到配电网的线路较短,因此本文选择集中参数模型进行推算分析。

线路的集中参数模型通常可分为忽略对地电容的R-L模型和考虑对地电容的 π 模型。由于电缆型城市配电网的对地电容较大,忽略对地电容将会对推算值的精确度产生较大影响。因此

在推算零序电气量时,选用 π 模型。

1.2 零序电压推算原理

典型IIDG并网系统模型如图2所示。图2中,SG为系统电源, T_1 为系统主变压器, T_2 为IIDG并网变压器,IIDG经并网变压器接入系统,PCC为IIDG的并网点,线路MN的总长为 l 。在距离M侧母线长度为 αl ($0 < \alpha < 1$)的 f 处设置故障, α 为故障点与线路的相对位置。

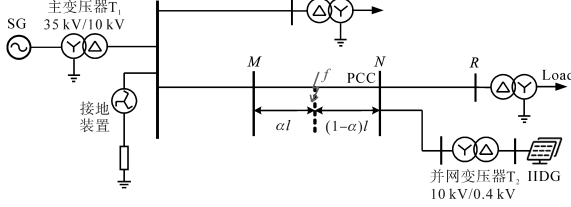


图2 IIDG并网系统模型

Fig.2 IIDG grid-connected system model

当配电网 f 处发生单相接地故障时,忽略IIDG接入的支路,建立的 π 型零序等效网络,如图3所示。图3中,上标(0)均表示线路参数和各电气量的零序分量; $Z_M^{(0)}, Z_R^{(0)}$ 为M端、R端的等效阻抗,M端为靠近系统变压器的一端; $\dot{U}_f^{(0)}, \dot{I}_f^{(0)}$ 分别为故障点等效零序电压和零序电流; R_f 为故障点过渡电阻。

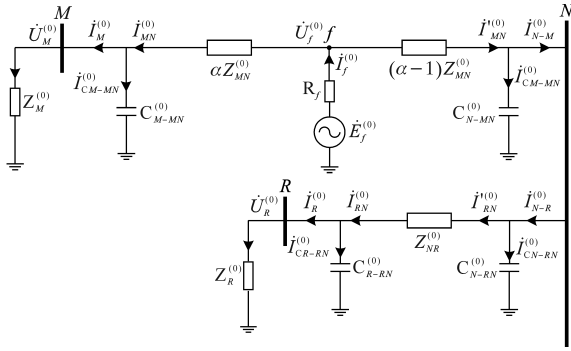


图3 f 处发生故障时的 π 型零序等效网络

Fig.3 π -type zero sequence equivalent network with fault at f

假设系统的M端和R端装设有 μ PMU量测单元,则节点M处的零序电压 $\dot{U}_M^{(0)}$ 和出线处的零序电流 $\dot{I}_M^{(0)}$ 是可过量测单元直接得到的。根据图3等值电路列写下式的KVL方程,可得到节点N处的零序电压推算值。

$$\begin{cases} \dot{U}_{N.cal-M}^{(0)} = \dot{U}_M^{(0)} + Z_{MN}^{(0)} \dot{I}_{MN}^{(0)} \\ \dot{I}_{MN}^{(0)} = \dot{I}_M^{(0)} + \dot{I}_{CM-MN}^{(0)} \\ \dot{I}_{CM-MN}^{(0)} = \dot{U}_M^{(0)} / j\omega C_{M-MN}^{(0)} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\dot{U}_{N.cal-M}^{(0)}$ 为从M端推算得到的N端零序电压; ω 为系统角频率; $C_{M-MN}^{(0)}$ 为整条线路对地电容的50%。

进一步地,若已知 f 点处发生单相接地故障,此时列写KVL方程,可得到节点N处零序电压:

$$\dot{U}_{N.rel}^{(0)} = \dot{U}_M^{(0)} + \alpha Z_{MN}^{(0)} \dot{I}_{MN}^{(0)} - (1 - \alpha) Z_{MN}^{(0)} \dot{I}'_{MN}^{(0)} \quad (2)$$

式中: $\dot{U}_{N.rel}^{(0)}$ 为N端零序电压的理论值。

又根据图3可知:

$$\dot{I}_f^{(0)} = \dot{I}_{MN}^{(0)} + \dot{I}'_{MN}^{(0)} \quad (3)$$

联立式(2)和式(3),结果与式(1)对比可得:

$$\begin{cases} \dot{U}_{N.rel}^{(0)} = \dot{U}_{N.cal-M}^{(0)} - \Delta \dot{U} \\ \Delta \dot{U} = (1 - \alpha) Z_{MN}^{(0)} \dot{I}_f^{(0)} \end{cases} \quad (4)$$

根据式(4),当线路MN发生接地故障时,由M端推算得到的N端零序电压推算值与其真实值有较大偏差。同样地,如果从R端推算N端的零序电压值,由于线路NR没有发生故障,可得到:

$$\dot{U}_{N.rel}^{(0)} = \dot{U}_{N.cal-R}^{(0)} \quad (5)$$

由此可知,如果节点的某一零序电压推算路径上有接地故障,那么从该路径中推算得到的该节点零序电压值与真实值有较大偏差。假设M端和R端装设有 μ PMU量测单元,首先分析R端的情况,根据图3的等值电路图可知:

$$\begin{cases} \dot{I}_{RN}^{(0)} = \dot{I}_R^{(0)} + \dot{I}_{CR-RN}^{(0)} \\ \dot{I}_{N.cal-R}^{(0)} = \dot{I}'_{RN}^{(0)} - \dot{I}_{CN-RN}^{(0)} \\ \dot{I}'_{RN}^{(0)} = \dot{I}_{RN}^{(0)} \\ \dot{I}_{CR-RN}^{(0)} = \dot{U}_R^{(0)} / j\omega C_{R-RN}^{(0)} \\ \dot{I}_{CN-RN}^{(0)} = \dot{U}_N^{(0)} / j\omega C_{CN-RN}^{(0)} \end{cases} \quad (6)$$

由于线路RN上未发生接地故障,因此推算得到的 $\dot{U}_N^{(0)}$ 可认为是真实值,再加上 $\dot{I}_R^{(0)}$ 和 $\dot{U}_R^{(0)}$ 可以通过R端的量测单元直接获取,即通过式(6)推算得到的线路RN对应的N端出线的零序电流 $\dot{I}_{N.cal-R}^{(0)}$ 与其真实值相等。

再分析M端的情况,由于MN线路电容电流 $\dot{I}_{CM-MN}^{(0)}$ 和 $\dot{I}_{CN-MN}^{(0)}$ 相较于出线处零序电流 $\dot{I}_M^{(0)}$ 和 $\dot{I}_{N-M}^{(0)}$ 较小,可以将其忽略,此时根据图3的等值电路图可得:

$$\begin{cases} \dot{I}_M^{(0)} = \dot{I}_{MN}^{(0)} = \dot{I}_f^{(0)} \times \frac{Z_N^{(0)} + (1 - \alpha) Z_{MN}^{(0)}}{Z_M^{(0)} + Z_N^{(0)} + Z_{MN}^{(0)}} \\ \dot{I}_{N-M}^{(0)} = \dot{I}'_{MN}^{(0)} = \dot{I}_f^{(0)} \times \frac{Z_M^{(0)} + \alpha Z_{MN}^{(0)}}{Z_M^{(0)} + Z_N^{(0)} + Z_{MN}^{(0)}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $Z_N^{(0)}$ 为N端至系统末端的等效阻抗。

结合图3和式(7)可知, $\dot{I}_M^{(0)}$ 和 $\dot{I}_{N-M}^{(0)}$ 之间的幅值关系与 α 、故障线路两端的等效阻抗都有关,因此无法直接通过列写KCL求得 $\dot{I}_{N-M}^{(0)}$ 的真实值。此时如果求解 $\dot{I}_{N-M}^{(0)}$ 需考虑全网的参数情况,不仅过程复杂,且误差较大,不具备实际意义。由于

本方法是求节点零序电压服务,因此,此处可不考虑求解 $\dot{I}_{N-M}^{(0)}$ 的真实值。

根据分析的小电阻接地系统零序分量分布特征可知,对于故障点上下游节点 M 和 N ,满足 $\dot{U}_M^{(0)} < \dot{U}_{N,rel}^{(0)}$, $\dot{I}_{MN}^{(0)} < \dot{I}_{MN}^{(0)}$, 并且 $\dot{I}_f^{(0)} \approx \dot{I}_{MN}^{(0)}$ 。此时根据式(1)、式(2)和式(3)可知, $\dot{U}_{N,cal-M}^{(0)} > \dot{U}_{N,rel}^{(0)}$ 。

N 点下游的节点也同样如此,由于推算得到的零序电流值远大于其真实值,因此 N 点下游节点通过 M 点量测信息推算得到零序电压值也大于其真实值。同样地,如果已知 N 点量测信息推算 M 点及其上游的零序电压值, M 点的零序电压推算值大于其真实值,如图4所示。因此,可以总结出,若推算路径中包含故障点,那么从该推算路径得到的零序电压值均会大于其真实值。

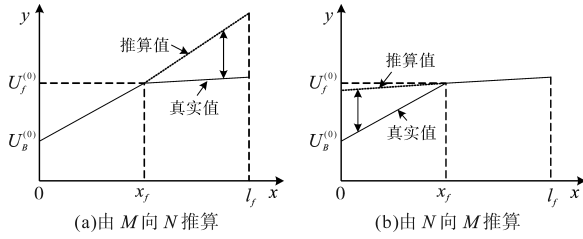


图4 零序电压推算原理示意图

Fig.4 Schematic diagram of zero-sequence voltage calculation principle

1.3 节点零序电压确定方法

根据上述零序电压推算原理可知,只要配电区域内的边界节点都装有 μ PMU,那么当系统中发生接地故障时,除边界节点之外的节点都能从其相邻节点得到一个零序电压推算值,但这些推算值中有的与真实值接近,有的与真实值有较大偏差,因此如何从所有推算值中确定最合理的值作为该节点的零序电压是本节研究的关键。

为了检验某一节点的推算值之间是否接近,本文求取某节点 k 个推算值之间的方差 $S_{(0)}^2$,通过判断 $S_{(0)}^2$ 是否满足下式来判别该节点的推算值是否接近。

$$S_{(0)}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{k-1} [\sum_{j=i+1}^k (U_{n,cal-i}^{(0)} - U_{n,cal-j}^{(0)})^2]}{k \cdot (k-1)/2} < S_{set}^2 \quad (8)$$

式中: n 为待求节点; k 为与节点 n 相连的节点数量; $U_{n,cal-i}^{(0)}$, $U_{n,cal-j}^{(0)}$ 分别为从第 i 和 j 个节点方向得到的节点 n 的零序电压推算值; S_{set}^2 为方差设置阈值,可由实验确定。

考虑到量测单元距离计算节点的距离越长,产生的误差可能越大,因此可通过下式确定最终

节点 n 的零序电压值的大小。

$$\begin{cases} U_n^{(0)} = \sum_i^k p_i U_{n,cal-i}^{(0)} \\ p_i = \frac{U_n^{(0)}}{x_i Z} \cdot \frac{x_\Sigma Z}{U_n^{(0)}} = \frac{x_\Sigma}{x_i} \quad i = 1, 2, \dots, k \end{cases} \quad (9)$$

其中 $x_\Sigma Z = x_1 Z // x_2 Z // \dots // x_k Z$

式中: p_i 为推算值 $U_{n,cal-i}^{(0)}$ 的加权系数; x_i 为第 i 个推算值来源处的 μ PMU 到节点 n 的距离; Z 为单位长度阻抗。

如果方差 $S_{(0)}^2$ 不满足式(8),说明推算值之间并不接近,可将与其他值相差最大的推算值去除后,再通过式(9)确定该节点的零序电压值。对于仅含有2个推算值的节点,若方差 $S_{(0)}^2$ 不满足条件,可直接选取较小的推算值作为零序电压值。

对于待求节点的零序电压推算值,如果该推算值的推算路径中存在大于两条连接线的节点(非待求节点),那么可先利用该推算路径上的所有已知信息暂时确定该多连接线节点的零序电压值,并根据基尔霍夫电流定律(KCL)确定其未知进出线的零序电流值,然后继续往待求节点方向推算。

2 基于零序电压推算的区域保护方法

2.1 量测单元布置方法与区域划分

为保证最终故障保护动作的准确性,按以下标准对配电网的量测设备的布置方法进行统一规划。

1) 连接主变的母线节点和所有末端节点应布置 μ PMU 设备。这一标准是为了保证配电网中的所有线路都能处于被保护状态。

2) 关键节点应布置 μ PMU 设备。对于一些关键节点,它们的运行状态可能会影响重要设备乃至整个配电网的正常运行,因此这些节点应直接安装 μ PMU 设备。对于关键节点可通过综合考虑该节点的连接情况,以及有功功率、无功功率等潮流信息,再利用 PageRank 等重要性识别算法确定^[21]。

3) μ PMU 设备的间隔不应过大。这一标准是为了保证推算得到的节点零序电压值误差在允许范围内。

综合以上几条标准,便可得到最优的 μ PMU 布置方案。继而对配电网进行区域划分,具体划分原则为所有边界节点都安装有 μ PMU,区域内

的节点未安装。

在完成整个配电网区域划分后,本文采用区域电流差动保护思想^[22],利用区内外发生故障时本区域边界节点零序电流矢量和有效值不同这一特征实现故障区域的识别。

根据区域内的所有 μ PMU量测的零序电流矢量和有效值 $I_{\text{total}}^{(0)}$ 是否超过阈值来判断本区域是否发生故障。具体判据如下式所示:

$$I_{\text{total}}^{(0)} > K_{\text{rel}}^{(0)} I_{\text{set}}^{(0)} \quad (10)$$

式中: $I_{\text{set}}^{(0)}$ 为本区域内可能产生的最大电容电流^[22]; $K_{\text{rel}}^{(0)}$ 为可靠系数,该系数取1.2~1.3。

2.2 故障线路识别判据

完成故障区域选择后,需识别具体的故障线路。如果线路 MN 上发生了接地故障,那么线路 MN 两端的节点应满足式(2),将式(2)进行变形可以得到 α 的求解式:

$$\alpha = \frac{\dot{I}_{MN}^{(0)} + \frac{\dot{U}_N^{(0)} - \dot{U}_M^{(0)}}{Z_{MN}^{(0)}}}{\dot{I}_{MN}^{(0)} + \dot{I}_{MN}^{(0)}} \quad (11)$$

式中: $\dot{I}_{MN}^{(0)}$ 为推算的电流值。

若线路 MN 发生接地故障,推算过程中产生的 $\dot{I}_{MN}^{(0)}$ 和 $\dot{I}_{MN}^{(0)}$ 均与真实值相近,且满足 $\dot{U}_{N,\text{cal}-M}^{(0)} > \dot{U}_N^{(0)} > \dot{U}_M^{(0)}$ (节点 M 位于节点 N 的上游),所以根据式(1)可以得到:

$$\dot{I}_{MN}^{(0)} = \frac{\dot{U}_{N,\text{cal}-M}^{(0)} - \dot{U}_M^{(0)}}{Z_{MN}^{(0)}} > \frac{\dot{U}_N^{(0)} - \dot{U}_M^{(0)}}{Z_{MN}^{(0)}} > 0 \quad (12)$$

由于 $\dot{I}_{MN}^{(0)} < \dot{I}_{MN}^{(0)}$,联立式(11)、式(12), α 满足:

$$\begin{cases} 0 \approx \frac{\dot{I}_{MN}^{(0)} + \frac{\dot{U}_N^{(0)} - \dot{U}_M^{(0)}}{Z_{MN}^{(0)}}}{\dot{I}_{MN}^{(0)} + \dot{I}_{MN}^{(0)}} < \alpha \\ \alpha < \frac{\dot{I}_{MN}^{(0)} + \frac{\dot{U}_{N,\text{rel}-M}^{(0)} - \dot{U}_M^{(0)}}{Z_{MN}^{(0)}}}{\dot{I}_{MN}^{(0)} + \dot{I}_{MN}^{(0)}} = 1 \end{cases} \quad (13)$$

若线路 MN 未发生接地故障,则需分别对故障点位于线路 MN 上游和下游两种情况进行讨论。当故障点位于线路下游时,由于从 M 点向 N 点的推算线路中没有故障点,所以 $\dot{U}_{N,\text{cal}-M}^{(0)} \approx \dot{U}_N^{(0)}$,此时通过式(11)计算得到的 $\alpha=1$ 。

当故障点位于线路上游时,此时从 N 点向 M 点的推算线路中没有故障点,所以 $\dot{U}_{N,\text{cal}-N}^{(0)} \approx \dot{U}_M^{(0)}$,根据欧姆定律可知: $(\dot{U}_N^{(0)} - \dot{U}_{M,\text{cal}-N}^{(0)})/Z_{MN}^{(0)} = -\dot{I}_{MN}^{(0)}$,所以此时通过式(11)计算得到的 $\alpha=0$ 。

通过上述两种情况分析可得,当故障发生在

某线路上、线路下游以及线路上游时,该线路的 α 计算值不尽相同。因此,可以根据这一特征,构建故障线路的识别判据。

考虑到测量和计算误差,当线路没有发生故障时,计算得到的 α 可能是一个趋近于0或1的值,因此构建判据时应留有可靠裕度 α_{kel} ,此时故障线路的识别判据可设置为

$$0 < \alpha \pm \alpha_{\text{kel}} < 1 \Rightarrow \alpha_{\text{kel}} < \alpha < 1 - \alpha_{\text{kel}} \quad (14)$$

在实施过程中,若故障区域内的线路较少,可从首端第一条线路开始,根据该线路 α 值的大小规律对线路进行逐一判断。若区域内的线路较多,为节约计算时间,可先确定区域内的一个非边界节点为枢纽节点(该节点应尽量位于区域中心位置且连接线较多),然后选取该节点所有零序电压推算值中最大值的来源的推算路径作为故障点方向,对线路是否发生故障进行逐一判断。由于无论是单IIDG接入还是多IIDG接入,配电网零序电压的分布特征没有改变,因此不会导致 α 的计算误差,所提故障线路识别判据能够有效适应IIDG变化。

2.3 区域保护方法实施步骤

本文所提方法具体流程如图5所示。

基于零序电压推算的区域保护方法具体实施步骤如下:

1)根据 μ PMU量测单元的布置对配电网进行区域划分,区域内每个 μ PMU设备都通过广域通信网络与区域控制主站连接。

2)计算每个区域所有边界节点的零序电流矢量和有效值 $I_{\text{total}}^{(0)}$,根据式(10)判断故障区域,并启动该区域的区域保护算法。

3)将故障区域内所有 μ PMU量测的零序电压和电流信息上传至区域控制主站。

4)选取故障区域内的某一条线路,推算该线路两端零序电压值和零序电流值。

5)根据式(11)计算该线路对应的 α ,并根据判据式(14)判断是否为故障线路。若不满足则根据 α 的值的大小规律选择相邻上游或下游线路,并重复执行步骤5)。若满足则转至步骤6)。

6)主站发出跳闸命令,故障线路两端的故障保护装置动作。

当配电网发生除DG接入位置调整的拓扑变换时,配电网需根据变换后的实时拓扑结构(在线参数辨识)以及 μ PMU部署情况重新对保护区域进行划分,从而保证区域保护动作的可靠性。

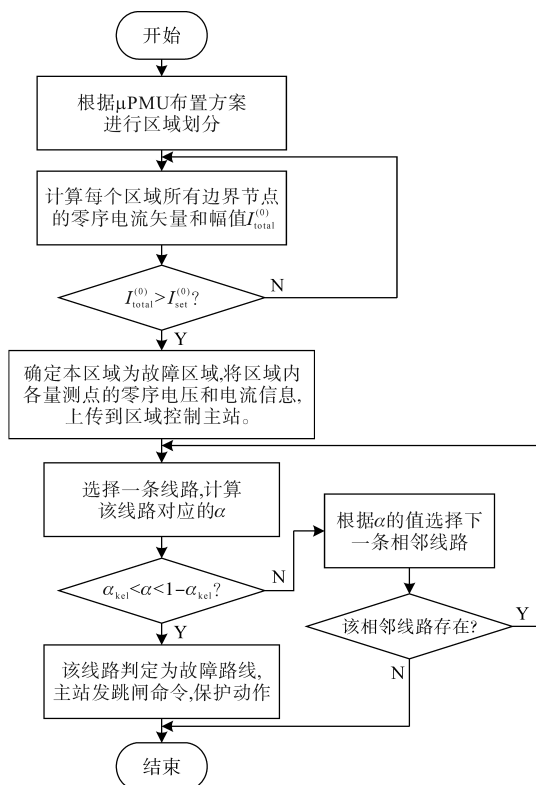


图5 区域保护方法流程图

Fig.5 Flow chart of regional protection scheme

3 仿真验证

为验证所提方法的准确性,本文通过PSCAD/EMTDC平台搭建了IEEE 30节点模型,拓扑结构如图6所示。根据量测设备安装原则,在图6中实心节点处安装了 μ PMU,空心处为未安装测量装置的普通节点。

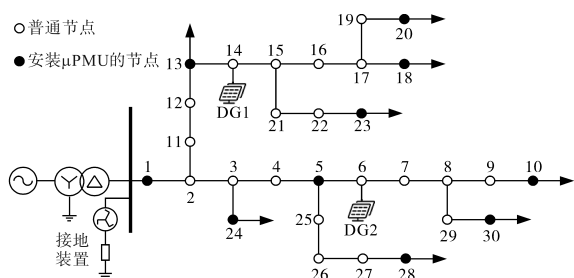


Fig.6 IEEE 30 node simulation topology

图6中,节点6、节点14分别接入额定功率为1 MW的分布式电源,系统母线侧采用35 kV/10 kV变压器,中性点经 $10\ \Omega$ 小电阻接地,所有线路均采用YJV22-6/10 kV-3 $\times$ 70 mm²型号的电缆,线路参数如表1所示,线路长度以及负荷容量分别如表2和表3所示。根据 μ PMU布置情况以及区域划分方法,该模型划分为4个子区域,如表4所示。

3.1 典型案例分析

在线路6-7中点处设置A相金属性接地故障,以验证系统发生接地故障时,保护装置能否准确动作。故障发生时刻为0.2 s,仿真模型的采样频率为10 kHz。

在本案例中,每个区域的 $I_{\text{total}}^{(0)}$ 仿真值及故障区域辨识结果如表5所示,所有子区域的 $I_{\text{total}}^{(0)}$ 有效值曲线如图7所示,表5中 $I_{\text{total}-N}^{(0)}$ 表示子区域 N 的所有边界节点的零序电流矢量和和有效值。

表1 线路参数

Tab.1 Line parameters

相序	电阻/($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)	电感/($\text{H} \cdot \text{km}^{-1}$)	电容/($\text{F} \cdot \text{km}^{-1}$)
正序	0.274 4	$5.734\ 5 \times 10^{-4}$	$9.539\ 4 \times 10^{-8}$
零序	0.706 7	$1.854\ 6 \times 10^{-3}$	$7.542\ 6 \times 10^{-8}$

表2 仿真模型线路长度

Tab.2 Line length of the simulation model

线路编号	线路长度/m	线路编号	线路长度/m
1-2	15 732	16-17	3 590
2-3	5 493	17-18	6 494
3-4	12 034	17-19	4 395
4-5	5 339	19-20	5 939
5-6	4 043	15-21	4 503
6-7	6 949	21-22	2 495
7-8	5 839	22-23	6 489
8-9	10 265	3-24	4 303
9-10	4 953	5-25	2 402
2-11	11 023	25-26	3 932
11-12	4 536	26-27	2 459
12-13	7 953	27-28	4 942
13-14	4 304	8-29	4 259
14-15	8 598	29-30	4 392
15-16	6 732	—	—

表3 负荷参数

Tab.3 Load parameters

节点编号	节点负荷 $P+jQ/(MW+Mvar)$
10	0.4+j0.2
13	0.1+j0.05
18	0.2+j0.1
20	0.3+j0.1
23	0.6+j0.25
24	0.4+j0.3
28	0.5+j0.3
30	0.2+j0.1

根据表5所示各子区域的 $I_{\text{total}}^{(0)}$ 值以及图7可知,故障发生后,故障线路所处的区域的 $I_{\text{total}}^{(0)}$ 显著大于其他非故障子区域,且系统能够根据所设定的电流阈值准确判断出具体的故障区域为区域

3,证明本文所提的故障区域确定方法是可行的。

表4 子区域划分情况

Tab.4 Sub-region division

子区域编号	区域包含线路
1	1-2,2-3,3-4,4-5,2-11, 11-12,12-13,3-14
2	5-25,25-26, 26-27,27-28
3	5-6,6-7,7-8,8-9, 9-10,8-29,29-30
4	13-14,14-15,15-16,16-17,17-18,17-19, 19-20,15-21,21-22,22-23

表5 边界节点零序电流矢量和有效值

Tab.5 Vector sum of zero sequence currents at boundary nodes

$I_{total-1}^{(0)}/A$	$I_{total-2}^{(0)}/A$	$I_{total-3}^{(0)}/A$	$I_{total-4}^{(0)}/A$	故障区域
2.87	1.06	61.75	2.54	区域3

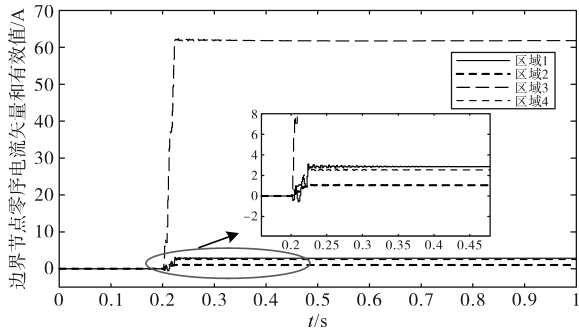


图7 各区域的边界节点零序电流矢量和有效值

Fig.7 Zero sequence current vector sum of boundary nodes in each region

接着,对故障线路判别流程进行验证分析。在完成故障区域的确定后,将故障区域内所有量测节点与线路的零序电压和电流信息上传至子站,并进行区域内某一线路两端节点的零序电压值的推算和确定。为了验证本文所提零序电压推算方法的正确性,得到所有节点的零序电压推算和仿真实测结果如表6所示。

表6 节点零序电压仿真与推算结果

Tab.6 Simulation and calculation results of zero sequence voltage at nodes

节点编号	节点零序电压/kV		
	仿真值	所有推算值	最终确定值
5	3.259	—	3.259
6	3.465	3.459,3.641	3.459
7	3.651	3.863,3.646	3.646
8	3.657	4.195,3.655,3.654	3.655
9	3.663	3.661,3.659	3.660
10	3.664	—	3.664
29	3.660	3.659,3.660	3.659
30	3.661	—	3.661

对于未安装量测单元的节点,从表6中可以看出,通过所提零序电压推算方法最终确定的零序电压值与仿真实测得到的零序电压值相差不大,因此本文所提出的零序电压推算方法是可行的。

在获取线路两端节点的零序电压和推算得到的线路零序电流值后,将其代入式(11)计算 α ,并依据判据式(14)进行故障线路的判别,每条线路的 α 计算结果以及保护动作情况如表7所示。根据大量仿真实验结果总结,案例中可靠裕度 α_{kel} 设置为0.03最优。由表7可见,只有线路6-7计算得到的 α 既不接近于1也不接近于0,满足故障线路识别判据,因此确定线路6-7为故障线路,验证了本文所提故障线路识别方法在接地故障发生时能够可靠判断故障线路。

表7 仿真计算结果

Tab.7 Simulation results

线路编号	α	保护动作情况
5-6	1.007	未动作
6-7	0.497	动作
7-8	0.009	未动作
8-9	0.007	未动作
9-10	0.003	未动作
8-29	0.006	未动作
29-30	0.002	未动作

3.2 方法适应性分析

本节分别通过改变故障发生的位置、故障电阻以及不同的环境噪声,以验证该保护方法在不同故障状态下的动作情况。

1)故障位置。为验证在故障发生在线路不同位置,尤其是线路首末端附近时所提方法的保护动作情况,在不同位置设置了过渡电阻为30 Ω 的接地故障,具体的故障设置情况如表8所示,故障均发生在0.2 s时刻。

表8 故障案例设置

Tab.8 Fault case settings

案例编号	故障线路	故障位置	故障类型
案例1	6-7	首端5%	A-G
案例2	6-7	首端20%	A-G
案例3	6-7	首端50%	A-G
案例4	6-7	首端80%	A-G
案例5	6-7	首端95%	A-G
案例6	15-16	首端50%	AB-G

对于每个故障案例,通过零序电压推算以及故障位置 α 的计算,得到最终的结果如表9所示。

由表9中案例1~5可以发现,当故障发生在线路的不同位置时,保护均能可靠正确动作。对

表 9 不同故障位置下仿真计算结果

Tab.9 Simulation calculation results under different fault positions

案例 编号	线路编号	节点零序电压/kV		α	保护动作线路
		首端节点	末端节点		
案例 1	5-6	2.925	3.094	1.009	6-7
	6-7	3.094	3.112	0.054	
案例 2	5-6	2.845	3.028	1.007	6-7
	6-7	3.028	3.096	0.194	
案例 3	5-6	2.743	2.925	1.008	6-7
	6-7	2.925	3.083	0.506	
案例 4	5-6	2.648	2.816	1.007	6-7
	6-7	2.816	3.053	0.803	
案例 5	5-6	2.593	2.755	1.007	6-7
	6-7	2.755	3.038	0.948	
案例 6	13-14	2.147	2.293	1.004	15-16
	14-15	2.293	2.586	1.011	
	15-16	2.586	2.702	0.496	

于两相短路接地故障,所提方法同样可以令线路保护正确动作。

2)故障电阻。为了验证所提方法在不同故障电阻情况下的适应性情况,在线路6-7上分别设置了过渡电阻为 100 Ω,200 Ω,500 Ω,1 000 Ω,3 000 Ω 的 A 相接地故障,得到最终的仿真与计算结果如表 10 所示。

表 10 不同过渡电阻下仿真计算结果

Tab.10 Simulation results with different transition resistors

过渡 电阻/Ω	线路编号	节点零序电压/kV		α	保护动作 线路
		首端节点	末端节点		
100	5-6	1.846	1.964	1.008	6-7
	6-7	1.964	2.068	0.504	
200	5-6	1.278	1.359	1.005	6-7
	6-7	1.359	1.432	0.502	
500	5-6	0.665	0.708	1.006	6-7
	6-7	0.708	0.746	0.508	
1 000	5-6	0.369	0.393	1.001	6-7
	6-7	0.393	0.414	0.493	
3 000	5-6	0.133	0.141	0.997	6-7
	6-7	0.141	0.149	0.501	

从结果来看,对于故障电阻 3 000 Ω 以内的单相接地故障,本方法都能够使保护正确动作,具有较高的耐过渡电阻能力。此外,从计算结果中可以看出,在不同过渡电阻下 α 的计算结果相差不大。为了更直观地描述 α 计算结果与过渡电阻的关系,绘制了过渡电阻从 0~3 000 Ω 变化时 α 的变化情况,如图 8 所示。

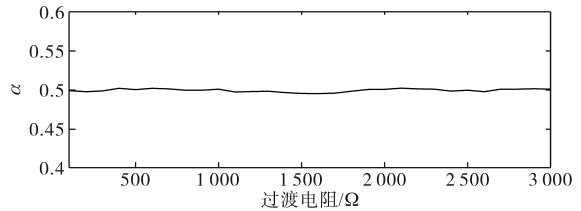


图 8 不同过渡电阻下 α 的计算结果

Fig.8 Calculation results of α under different transition resistances

3)噪声。实际 μ PMU 量测的零序电压以及零序电流信号可能受到现场环境噪声的干扰而产生误差。为了评估噪声对于所提区域保护方法性能的影响,在线路6-7中点上,设置不同故障电阻的单相接地故障仿真实验,并在量测信号中分别加入不同信噪比(分别为 30 dB,40 dB 和 50 dB)的高斯白噪声,用以模拟可能出现的现场干扰,具体故障条件以及相应的区域保护动作情况如表 11 所示。

表 11 不同噪声下的仿真计算结果

Tab.11 Simulation results under different noises

过渡 电阻/Ω	信噪 比/dB	线路 编号	节点零序电压/kV		α	保护动作 线路
			首端节点	末端节点		
100	30	5-6	1.833	1.958	1.006	6-7
		6-7	1.958	2.072	0.502	
	40	5-6	1.843	1.966	0.998	
		6-7	1.966	2.063	0.504	
	50	5-6	1.844	1.966	1.009	
		6-7	1.966	2.067	0.502	
500	30	5-6	0.659	0.707	1.005	6-7
		6-7	0.707	0.743	0.498	
	40	5-6	0.662	0.711	1.001	
		6-7	0.711	0.757	0.503	
	50	5-6	0.663	0.709	1.002	
		6-7	0.709	0.751	0.499	
1 000	30	5-6	0.375	0.396	0.999	6-7
		6-7	0.396	0.418	0.496	
	40	5-6	0.368	0.392	1.002	
		6-7	0.392	0.415	0.497	
	50	5-6	0.369	0.390	1.001	
		6-7	0.390	0.412	0.502	

通过表 11 可得,噪声对于线路的 α 值计算的影响是随机的,但是从最终动作结果而言,区域保护方法均能够准确地识别故障线路实施保护。因此,在实际噪声环境下,本文所提出的方法仍能够满足继电保护的可靠性要求。

综上所述,本方法对于一般噪音环境下,发生在不同位置,以及过渡电阻在 3 000 Ω 以下的接地

故障均能使保护正确动作,具有较好的适应性。

3.3 保护动作时限分析

为确保采集信号的准确性,量测单元需躲过故障发生后第1个周波,然后采集半个周波的信号即可完成故障信号的采集,因此整个信号采集过程大约需要30 ms完成。

完成信号的采集后,系统需要选择第一条待求线路,然后根据该线路 α 的计算结果,逐一识别故障线路。从理论上来说,故障线路与第一条线路之间的节点数越多,故障线路识别所需的时间越长。在图6的仿真模型中,本节以线路19-20发生接地故障时,从线路13-14开始推算为例,经验证大约需要100 ms实现故障线路的识别,同时考虑50 ms的通信延迟,因此本方法的保护极限最快动作时间能够满足大多数带有时延的保护以及后备保护的要求。

3.4 与其他方法比较

为更明确本文方法的优势,从保护原理、动作时间、测量点部署需求等方面同文献[23-24]进行对比,其结果如表12所示。从表12可以看出:相比于其他两个方法,本文方法通过零序电压推算与 α 位置系数判据,无需全网量测即可精准定位故障线路,量测点需求大大降低且无需严格的时钟同步;同时适用于高阻接地故障,在有限量测场景下兼顾高可靠性与低成本。

表12 区域保护方法对比

Tab.12 Comparison of regional protection methods

比较项目	文献[23]	文献[24]	本文方法
保护原理	差动电流幅值比较	故障方向+电流突变量	零序电压推算+相对位置系数 α
动作时间	主保护0.15 s,后备阶梯延时	两步定位约0.3 s	180 ms后备保护
量测点需求	高(IEEE 30模型中需58个量测点)	高(IEEE 30模型中需66个量测点)	低(IEEE 30模型中需10个量测点)
同步精度要求	高(μ s级同步)	中(ms级同步)	低(无需严格同步)
适用场景	简单辐射网络	多分支网络	复杂电缆网络+高比例IIDG

4 结论

本文以小电阻接地的城市有源配电网为研究对象,针对传统继电保护技术性能降低甚至失效的问题,提出一种有限量测下基于零序电压推算的区域保护方法。主要工作及结论如下:

1)针对配电网无法全网布置 μ PMU这一现实问题,提出了基于故障区域广域量测信息推算

区域内非边界节点零序电压值的方法。

2)依据推算得到的节点零序电压值和线路零序电流值,计算得到反映故障点与线路相对位置的 α 值,进而完成了故障线路的识别,同时构建了基于零序电压推算的区域保护方法。

3)在PSCAD中搭建了含IIDG的小电阻接地新能源配电网模型并进行仿真,验证了IIDG对零序分量影响分析的正确性,所提区域保护方法具有较好的准确性和适应性,能够使保护准确动作,满足保护对选择性、可靠性的要求。

本文所提的基于零序电压推算的区域保护方法依赖于系统零序分量的分布特征,可能不适用于其他接地方式的配电网。未来,将在保护原理方面进行进一步优化,使其能够适用于不同接地方式的配电网。

参考文献

[1] 黄强,李宽,丁敬明,等.含分布式光伏接入的有源配电网故障区段定位新方法[J].山东电力技术,2023,50(11):68-74. HUANG Qiang, LI Kuan, DING Jingming, et al. A novel fault section location method of active distribution network with the integration of distributed photovoltaic[J]. Shandong Electric Power, 2023, 50(11): 68-74.

[2] 国家能源局.国家能源局2025年二季度新闻发布会文字实录[EB/OL].(2025-04-28)[2025-05-22].<https://www.nea.gov.cn/20250428/8a71d8aad52945788e9ddd217224eeb3/c.html>. National Energy Administration. Guojia nenggyuanju 2025 nian er jidu xinwen fabuhui wenzi shilu[EB/OL].(2025-04-28)[2025-05-22].<https://www.nea.gov.cn/20250428/8a71d8aad52945788e9ddd217224eeb3/c.html>.

[3] GHOLAMI M, ABBASPOUR A, MOEINI-AGHTAIE M, et al. Detecting the location of short-circuit faults in active distribution network using PMU-based state estimation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 11(2): 1396-1406.

[4] 田君杨,李海勇,蒋连钊,等.含多分布式电源的小电阻接地系统单相接地故障特征分析[J].电力系统保护与控制, 2024, 52(14): 103-110. TIAN Junyang, LI Haiyong, JIANG Liandian, et al. Analysis of single-phase grounding fault characteristics of low resistance grounding system with multi-distributed power supply[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(14): 103-110.

[5] TIWARI R, SINGH R K, CHOUDHARY N K. Coordination of dual setting overcurrent relays in microgrid with optimally determined relay characteristics for dual operating modes[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(1): 1-18.

[6] KROPOSKI B, JOHNSON B, ZHANG Y, et al. Achieving a 100% renewable grid: operating electric power systems with ex-

- tremely high levels of variable renewable energy[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2017, 15(2): 61-73.
- [7] 徐丙垠. 配电网继电保护与自动化[M]. 北京: 中国电力出版社, 2017.
- XU Bingyin. Relaying protection and automation of distribution networks[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2017.
- [8] 程云峰, 张欣然, 陆超. 广域测量技术在电力系统中的应用研究进展[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(4): 145-153.
- CHENG Yunfeng, ZHANG Xinran, LU Chao. Research progress of the application of wide area measurement technology in power system[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(4): 145-153.
- [9] CHEN M, WANG H, SHEN S, et al. Research on a distance relay-based wide-area backup protection algorithm for transmission lines[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 32(1): 97-105.
- [10] 胡婷, 贾科, 毕天姝, 等. 基于故障电荷量比较和证据理论的输电广域保护算法[J]. 电网技术, 2024, 48(11): 4739-4747.
- HU Ting, JIA Ke, BI Tianshu, et al. A wide area protection algorithm for transmission network based on fault charge comparison and evidence theory[J]. Power System Technology, 2024, 48(11): 4739-4747.
- [11] 王栋, 赵博. 基于遗传信息融合技术的广域继电保护分析[J]. 集成电路应用, 2021, 38(11): 114-115.
- WANG Dong, ZHAO Bo. Analysis of wide area relay protection based on genetic information fusion technology[J]. Application of IC, 2021, 38(11): 114-115.
- [12] MA J, LIU C, THORP J S. A wide-area backup protection algorithm based on distance protection fitting factor[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(5): 2196-2205.
- [13] 童晓阳, 张生鹏, 张广骁. 基于区域PMU和节点故障注入电流的广域后备保护算法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(15): 158-165.
- TONG Xiaoyang, ZHANG Shengpeng, ZHANG Guangxiao. Wide-area backup protection algorithm based on regional phasor measurement unit and nodal fault-injection current[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(15): 158-165.
- [14] 和敬涵, 王紫琪, 张大海. 基于图论及模糊评价的广域后备保护分区方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(2): 75-82.
- HE Jinghan, WANG Ziqi, ZHANG Dahai. Wide-area backup protection partitioning based on graph theory and fuzzy evaluation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2): 75-82.
- [15] MIRHOSSEINI S S, AKHBARI M. Wide area backup protection algorithm for transmission lines based on fault component complex power[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016, 83: 1-6.
- [16] 童晓阳, 连文超, 滕予非. 有限PMU下采用差动有功功率抗过渡电阻的广域后备保护[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(8): 2335-2347, 2543.
- TONG Xiaoyang, LIAN Wenchao, TENG Yufei. The wide-area backup protection based on differential active power against transition resistance using limited PMUs[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(8): 2335-2347, 2543.
- [17] 汪玉, 高博, 孙辉, 等. 基于有限PMU的输电网广域后备保护方法[J]. 电测与仪表, 2021, 58(10): 101-105.
- WANG Yu, GAO Bo, SUN Hui, et al. A wide-area backup protection approach for power transmission network with limited PMUs[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(10): 101-105.
- [18] ZHANG Peng, KONG Lingchang, LIANG Rui, et al. Fault location method for three-core cable using amplitude ratio of shield-Grounding wire currents[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2023, 19(6): 7456-7467.
- [19] 熊卫红, 毛兴华, 李景禄, 等. 小电阻接地方式对人身安全的影响及智能电阻接地方式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(14): 166-172.
- XIONG Weihong, MAO Xinghua, LI Jinglu, et al. Influence of small resistance grounding mode on personal safety and research of intelligent resistance grounding mode[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(14): 166-172.
- [20] ZHANG Peng, JIN Mohan, LIANG Rui, et al. Faulty cable segment identification of low-resistance grounded active distributions via grounding wire current-based approach[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2024, 20(5): 7708-7718.
- [21] 朱洲. 基于PageRank的配电网节点重要性识别及分布式发电规划研究[D]. 长沙: 中南大学, 2023.
- ZHU Zhou. Research on node importance identification and distributed generation planning of distribution network based on PageRank[D]. Changsha: Central South University, 2023.
- [22] 金能, 于壮状, 林湘宁, 等. 兼具高灵敏性与良好相移制动能力的多端广域电流差动保护判据研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(21): 6314-6323, 6493.
- JIN Neng, YU Zhuangzhuang, LIN Xiangning, et al. Study of multi-terminal wide-area current differential protection criterion with high sensitivity and ability of tolerating additional phase-shift error[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(21): 6314-6323, 6493.
- [23] 陈泽远, 范春菊, 胡炎, 等. 大规模分布式电源接入的配电网区域差动保护方案[J]. 现代电力, 2025, 42(6): 1111-1119.
- CHEN Zeyuan, FAN Chunju, HU Yan, et al. Regional differential protection scheme for large-scale distributed power access in distribution network[J]. Modern Electric Power, 2025, 42(6): 1111-1119.
- [24] 肖伟栋, 夏明超, 唐念. 考虑多DG接入的配电网区域保护新方案[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(9): 103-109.
- XIAO Weidong, XIA Mingchao, TANG Nian. A new regional protection scheme for distribution network considering the introduction of multi-DGs[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(9): 103-109.

收稿日期: 2025-05-22

修改稿日期: 2025-06-04