

基于负序电压变化的配电变压器低压侧 接地故障定位优化 Vdip 方法研究

罗杰^{1*}, 林师远¹, 黄雄¹, 吴天杰¹, 陈锐忠², 林少佳²

(1. 海南电网有限责任公司琼海供电局, 海南 琼海 571442;

2. 湖南大学 电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

Research on Optimized Vdip Method for Ground Fault Location on the Low-Voltage Side of Distribution Transformers Based on Negative Sequence Voltage Variation

LUO Jie^{1*}, LIN Shiyuan¹, HUANG Xiong¹, WU Tianjie¹, CHEN Ruizhong², LIN Shaojia²

(1. Hainan Power Supply Bureau of Qionghai Power Grid Co., Ltd., Qionghai 571442, China;

2. College of Electrical and Information Engineering, Hu'nan University, Changsha 410082, China)

Abstract: To address the problem that the voltage monitor has difficulty accurately locating ground faults on the low-voltage side of the distribution transformer, this paper proposed an optimized voltage dip (Vdip) method based on negative sequence voltage changes. First, the asymmetric fault location probability calculation method was used to compare the negative sequence current of the feeder substation and the negative sequence voltage on the low-voltage side of the distribution transformer to determine the probability of asymmetric fault location. Then, based on this probability, the ground fault location was confirmed. Finally, to address issues such as frequency deviation and inter-harmonics, an inter-harmonic elimination method based on sliding window averaging was proposed. Through simulation experiment on the short-circuited auxiliary resistance of the resonant grounding distribution network, and verified in a 22 kV resonant grounding network of a certain regional power grid, the average ground fault location error was 1.06 km. Experimental results showed that the proposed method could achieve a fault location accuracy of up to 98.7% while avoiding inter-harmonic interference, and the model performance metrics were better than existing methods.

Key words: ground fault; fault location; negative sequence current; negative sequence voltage; inter-harmonics

摘要: 针对电压监测器记录下配电变压器低压侧接地故障难以准确定位的问题, 本文提出基于负序电压变化的优化电压骤降 (Vdip) 方法。首先, 通过非对称故障定位概率计算方法比较馈电变电站的负序电流和配电变压器低压侧负序电压确定不对称故障定位的概率; 然后, 基于此概率对接地故障定位进行确认; 最后, 针对频率偏差和间谐波等问题, 提出基于滑动窗平均的间谐波消除方法。通过对谐振接地配电网短接辅助电阻进行仿真试验, 并在某地区电网 22 kV 谐振接地网络中进行验证, 其中平均接地故障定位误差为 1.06 km。试验结果表明, 本文方法可在规避间谐波干扰下, 实现高达 98.7% 的故障定位精确率, 且模型各性能指标均优于现有方法。

关键词: 接地故障; 故障定位; 负序电流; 负序电压; 间谐波

0 引言

配电网^[1]旨在将电能安全高效地分配给电力客户, 在谐振接地中压 (Medium Voltage, MV) 配电网的运行过程中, 由于其网络的高度复杂性, 如何对接地故障进行快速准确地定位仍然是业内研究焦点之一^[2]。目前, 供电站故障馈线^[3]的识别具有一定的可靠性, 但由于配网中元件的无功补偿, 接地故障电流相对较低, 导致馈线接地故障定位准确率仍然有待提高^[4]。

传统的接地故障定位方法是试开关^[5], 即在故障馈线处依次断开和重合线段。该操作在配电

基金项目: 海南电网科技项目 (070400KK52220001)

Hainan Power Grid Science and Technology Project
(070400KK52220001)

连续性和开关过电压方面会增加电网的系统压力。另一部分研究者利用故障指示器,通过监测电压和电流的特定参数来指示输出方向^[6-8]。文献[9]基于配电线路的分布参数模型,在故障区段内搜索故障点,实现故障定位。文献[10]根据采集到的零序电流信号,借鉴智能算法提高全局搜索速度,提高故障诊断效率。文献[11]实现了含分布式发电的配电网断线接地复合故障定位。然而,上述方法的实现效果过于依赖监视元件的数量,具有成本过高且操作复杂性高等问题,且在故障指示灯数量较少的情况下,操作员需要通过其他辅助手段来最终定位所选网络部分的故障,导致故障定位复杂。

近年来,电压监测器的使用拓展了故障定位的方法领域,研究者们提出了基于电压和电流状态的故障定位方法^[12-14]。文献[15]采用随机方法研究分布式同步发电对系统故障导致的电压骤降,通过 Wilcoxon 符号秩和检验方法进行故障定位,并得出分布式同步发电的加入有利于改善电压骤降的结论。文献[16]提出了一种基于经典电路分析的配电网故障定位创新方法,通过求解确定方程组执行故障定位,并通过 IEEE 33-bus 验证其准确性和稳健性。文献[17]提出了智能电表电压监测功能与基于阻抗的故障定位相结合的方法,并在实际配电系统中通过大量测试,证明了其有效性。文献[18]提出了基于相域的故障定位算法,文献[19]提出了基于系统监测点优化配置和故障参数估计的电压暂降源定位估计方法,二者均增加了对故障电阻的额外评估,并通过试验分别验证了这两种方法的有效性和故障测距精度。文献[20]基于优化过程,对故障后稳态进行评估,以最小化馈线上记录的电压相量与估计的电压相量之间的误差,从而消除负载流对故障定位精度的影响。然而,现有方法在故障定位中尚未排除间谐波扰动,故障定位准确率仍有待提高。

综上,本文提出了基于配电变压器(Distribution Transformer, DT)低压侧负序电压变化的接地故障定位 Vdip 方法,使用网络拓扑的分割,使接地故障可以定位在长馈线或其横向上;再通过非对称故障定位概率计算方法根据负序电压和电流的变化确定接地故障的位置,并针对间谐波频率扰动,提出基于滑动窗均值的方法。试验结果表明,

所提方法对于不对称故障的定位精确有效,适用于广泛混合谐振接地中压网络的接地故障定位。

1 配电网接地故障建模

由于网架结构复杂性及故障指示器数量不足,目前配电网接地故障难以准确定位。谐振接地配电网结构如图 1 所示。

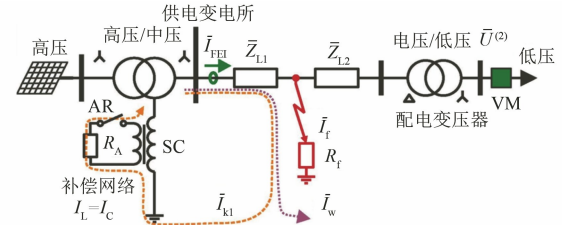


图 1 谐振接地配电网结构

Fig. 1 Structure of resonant grounded distribution network

图 1 中,该谐振接地配电网带有辅助电阻短时间连接自动装置。该网络仅由一个馈线组成,相电流 I_{FED} 在供电变电所测量,并在馈线末端放置一个配电变压器,其低压侧安装电压监测器(Voltage Monitor, VM),监控负电压 $\bar{U}^{(2)}$ 。由于负序电压分量的动态幅度范围较低^[21],受电压不平衡限值的限制,本文选择负序分量而非正序分量。接地故障下配电网对称分量方案如图 2 所示。

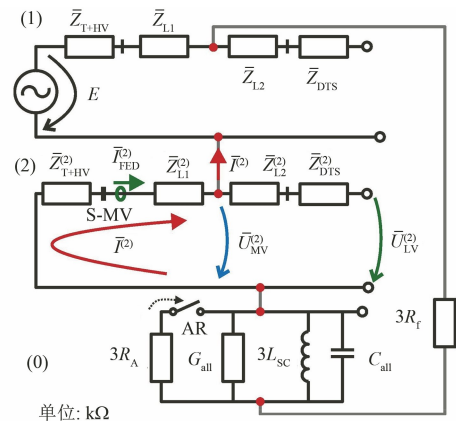


图 2 接地故障影响下网络对称分量方案

Fig. 2 Symmetric component scheme for networks affected by ground faults

图 2 中,若馈线受到接地故障影响,则通过馈线剩余电流 $\bar{I}_w$ 。为简化故障情况,采用对称分量方案描述,忽略低压负载及正、负序阻抗网络电容的影响。故障电流 $\bar{I}^{(2)}$ 在相应阻抗上产生电压降

$\bar{U}_{MV}^{(2)}$, 在配电变电站 (Distribution Transformer Stations, DTS) 低压侧转化为电压 $\bar{U}_{LV}^{(2)}$ 。其中, $\bar{U}_{MV}^{(2)} = \bar{U}_{LV}^{(2)} \cdot r_{MV/LV}$, $r_{MV/LV}$ 为 DT 的实际比值。当辅助电阻 R_A 被断路器 S1 连接 1 s 时, 负序电流 $\bar{I}_{FED}^{(2)}$ 的幅值和电压 $\bar{U}_{LV}^{(2)}$ 增大。负载波动对监测值 $\bar{I}_{FED}^{(2)}$ 和 $\bar{U}_{LV}^{(2)}$ 的影响可以通过辅助电阻连接前后负序电流 $\Delta I_{FED}^{(2)}$ 和负序电压 $\Delta U_{LV}^{(2)}$ 的变化进行消除:

$$\begin{cases} \Delta U_{LV}^{(2)} = |\bar{U}_{LV(B)}^{(2)} - \bar{U}_{LV(A)}^{(2)}| \\ \Delta I_{FED}^{(2)} = |\bar{I}_{FED(B)}^{(2)} - \bar{I}_{FED(A)}^{(2)}| \end{cases} \quad (1)$$

式中: A 为无辅助电阻 R_A ; B 为有辅助电阻 R_B 。

若 $\Delta I_{FED}^{(2)}$ 和 $\Delta U_{LV}^{(2)}$ 的变化都已知, 则故障可以定位在线路的某一点上, 此时 $\Delta I_{FED}^{(2)}$ 引起的 $\Delta U_{LV}^{(2)}$ 变化与在配电变压器低压侧测量到的值相同。

2 接地故障定位的 Vdip 方法

2.1 Vdip 方法模型建立

如图 3 所示, $\Delta I_{FED}^{(2)}$ 引起电压变化 $\Delta U_{LV}^{(2)}$, $\bar{Z}_{T+HV}^{(2)}$ 为高压网络的负短路阻抗, 包括电源高压/中压变压器的阻抗, $\bar{Z}_L^{(2)}$ 为被监测馈线的负阻抗, $\bar{Z}_{DTS}^{(2)}$ 为中压/低压 DT 的负阻抗。

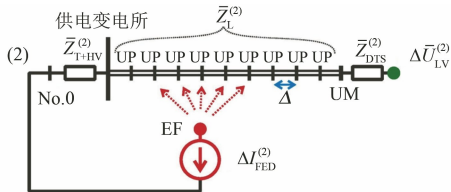


图 3 Vdip 方法
Fig. 3 Vdip method

Vdip 故障监测系统由馈线保护单元 (Feeder Protection Units, FPU) 和分布式测量单元 (Distributed Measurement Units, DMU) 组成, 其原理步骤如下:

Step 1: 在图 2 中忽略图 1 所示线路的分流导纳, 此时 $\bar{I}_{FED}^{(2)} = \bar{I}^{(2)}$ 。

Step 2: 为从对称分量方案中去除正序电流和零序电流, 用电流源代替上述序列方案, 其负序电流 $\bar{I}_{FED}^{(2)}$ 的量级为 $\Delta I_{FED}^{(2)}$, 流经故障馈线。

Step 3: 将网络的每条线段划分成最大长度为 Δ 的区间。创建辅助节点 UP, 计算故障存在概

率。区间长度 Δ 越短, Vdip 算法的精度越高。

2.2 非对称故障定位概率计算方法

将故障点逐步连接到编号为 1~n 的单个虚拟节点, 其中 n 为包括 UM 节点在内的 UP 节点总数。对节点 $N=1, 2, \dots, n$ 求解:

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_{UM}^{(2)} \\ \Delta \bar{U}_{UP}^{(2)} \end{bmatrix}^{(N)} = [\bar{Y}^{(2)}]^{-1} \cdot [\Delta I_{FED}^{(2)}]^{(N)} \quad (2)$$

式中: $[\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}]^{(N)}$ 为考虑节点 N 故障时测量节点 UM 负序电压变化计算向量; N 为考虑接地故障位置的节点数指标, 即连接负电流源的节点基于滑动窗均值的方法; $[\Delta \bar{U}_{UP}^{(2)}]^{(N)}$ 为考虑节点 N 故障时, 检测 UP 节点负序电压变化的计算向量; $[\Delta I_{FED}^{(2)}]^{(N)}$ 为节点 N 的负序电流变化向量。

若节点 1 发生接地故障, 则式 (2) 可转化为式 (3) 和式 (4), 其中 $\Delta I_{FED}^{(2)}$ 根据 $\bar{I}_{FED}^{(2)}$ 的故障记录确定。

$$[\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}]^{(1)} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_{UM1}^{(2)} \\ \Delta \bar{U}_{UM2}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \bar{U}_{UMi}^{(2)} \end{bmatrix}^{(1)},$$

$$[\Delta \bar{U}_{UP}^{(2)}]^{(1)} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_{UP(i+1)}^{(2)} \\ \Delta \bar{U}_{UP(i+2)}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \bar{U}_{UPn}^{(2)} \end{bmatrix}^{(1)} \quad (3)$$

$$[\Delta I_{FED}^{(2)}]^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ i \\ (i+1) \\ n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_{FED}^{(2)} \\ \Delta I_{FED}^{(2)} \\ \Delta I_{FED}^{(2)} \\ \Delta I_{FED}^{(2)} \end{bmatrix}^{(1)} = \begin{bmatrix} -\Delta I_{FED}^{(2)} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}^{(1)} \quad (4)$$

根据 UM 节点数可将逆负序导纳矩阵分解为 4 个子矩阵, 如 (5) 式所示:

$$[\bar{Y}^{(2)}]^{-1} = \begin{bmatrix} [\bar{Y}_{Inv1}^{(2)}] & [\bar{Y}_{Inv2}^{(2)}] \\ [\bar{Y}_{Inv3}^{(2)}] & [\bar{Y}_{Inv4}^{(2)}] \end{bmatrix} \quad (5)$$

为提高计算效率, 对式 (2) 解耦, 得到式 (6):

$$[\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}]^{(N)} = [\bar{Y}_{Inv1}^{(2)}] \cdot [\Delta I_{FED}^{(2)}]^{(N)} + [\bar{Y}_{Inv2}^{(2)}] \cdot [\Delta I_{FED}^{(2)}]^{(N)} \quad (6)$$

对所有故障位置 N 计算,求解 N :

$$[\boldsymbol{\varepsilon}]^{(N)} = [|\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}|]^{(N)} - [\Delta U_{MV}^{(2)}] \quad (7)$$

式中: $[\boldsymbol{\varepsilon}]^{(N)}$ 为节点 N 发生故障时所有节点 UM 的偏差向量; $[|\Delta \bar{U}_{UM}^{(2)}|]$ 为各 UM 节点的实测负序电压变化向量。

按式(1)重新计算到配电变压器中压侧的 $\Delta I_{FED}^{(2)}$ 和 $\Delta U_{LV}^{(2)}$ 。式(7)中偏差矩阵的各个元素为

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_1^{(N)} \\ \varepsilon_2^{(N)} \\ \vdots \\ \varepsilon_i^{(N)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |\Delta \bar{U}_{UM1}^{(2)}|^{(N)} \\ |\Delta \bar{U}_{UM2}^{(2)}|^{(N)} \\ \vdots \\ |\Delta \bar{U}_{UMi}^{(2)}|^{(N)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta U_{MV1}^{(2)} \\ \Delta U_{MV2}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta U_{MVi}^{(2)} \end{bmatrix} \quad (8)$$

根据偏差 $[\boldsymbol{\varepsilon}]^{(N)}$ 计算总误差 $[E]$,即各节点 N 负序电压变化的实测值与计算值的总误差:

$$[E] = \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{p=1}^i |\varepsilon_p^{(1)}| \\ \sum_{p=1}^i |\varepsilon_p^{(2)}| \\ \vdots \\ \sum_{p=1}^i |\varepsilon_p^{(N)}| \end{bmatrix} N \quad (9)$$

最终计算每个节点 N 故障存在的概率:

$$F_N = \frac{E_{\max} - E_N}{E_{\max} - E_{\min}} \cdot 100 \quad (10)$$

式中: $E_{\max}$ 、 $E_{\min}$ 分别为 $[E]$ 的最大值、最小值; E_N 为单个节点 N 的总误差值。

选择概率最高的节点作为故障点,然后根据 F 值及其分布得到所有节点的故障定位概率。

3 基于负序电压变化的优化 Vdip 方法

3.1 负序电流校正

由电缆或长架空线路组成的馈线,分流电容最终电导值不可忽略。此时,需将并联导纳纳入负序导纳矩阵并对其进行校正。负序电流幅度校正方案如图 4 所示。

图 4 中,忽略线阻抗影响,被监测的 $\Delta I_{FED}^{(2)}$ 增加流经故障馈线并联导纳的负序电流的一部分,

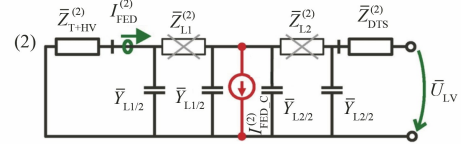


图 4 负序电流幅度校正方案

Fig. 4 Negative sequence current amplitude correction method

从而对优化负序方案中作为馈源的负序电流进行修正:

$$\Delta I_{FED_C}^{(2)} = \Delta I_{FED}^{(2)} \cdot |1 + \bar{Z}_{T+HV}^{(2)} \cdot \bar{Y}_{Fed}^{(2)}| \quad (11)$$

式中: $\bar{Y}_L^{(2)}$ 为被监控馈线各区段的线路分流导纳。

3.2 间谐波扰动优化

为处理电网中由于瞬态、电压源变换器和主要的纹波控制而产生的间谐波,本文通过将帧长度和帧移位设置为相对纹波控制与基本周期的整数倍,在每个时间帧内平均一组间谐波的影响,使两帧之间残差互减。

在计算负序 50 Hz 相量时,调制后的谐波间相位会产生频率波动,其频率由两个相位的相对转速决定。因此,抑制波动的相对周期为

$$T_{rel} = \frac{1}{f_{rc} - f_{sys}} \quad (12)$$

式中: f_{rc} 为纹波控制频率; f_{sys} 为系统基频。

然后给出平均纹波控制频率的最佳帧长:

$$N_F = n \cdot T_{rel} \cdot f_{sys} = n \cdot \frac{f_{sys}}{f_{rc} - f_{sys}} \quad (13)$$

式中: n 为定义帧内相对周期数的整数。

本文设计截止频率为 70 Hz 的 Chebyshev I 型 IIR 滤波器,以 -31 dB 的余量衰减频率 216.66 Hz。

4 试验验证

4.1 间谐波优化验证

本文首次考虑间谐波扰动的影响,通过将移位设置为帧长度的整数倍,使帧处于相对频率的相位。平均间谐波的效果如图 5 所示。

由图 5 可知,对 50 Hz 负序列进行模拟。在信号上叠加了一个极端水平的纹波控制频率 216.66 Hz,从而产生了图中的红色曲线。由绿色样本计算的 F1 和 F2 帧内的平均值与未受干扰的参考线一致,因此可正确计算变化。间谐波优化

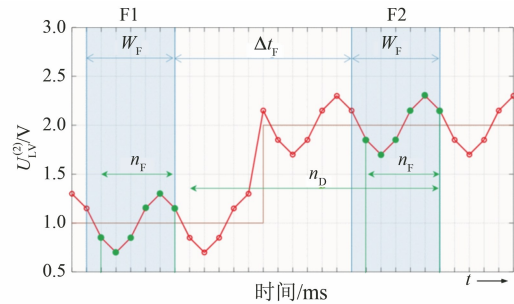


图 5 平均间谐波效果图

Fig. 5 Average inter-harmonic effect

前后对比如图 6 所示。

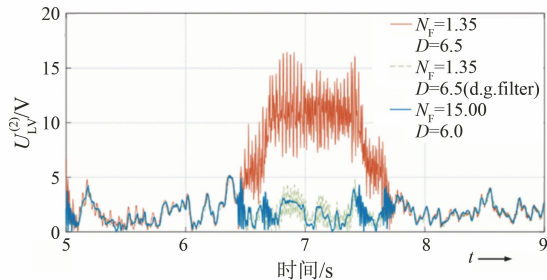


图 6 间谐波优化前后对比图

Fig. 6 Comparison before and after inter-harmonic optimization

图 6 中, N_F 为设置的时间框架 F1 和 F2 的长度, D 为帧移, 蓝色曲线为优化后的效果, 橙色曲线为优化前的效果。在 6.5 s 到 7.5 s 之间检测到纹波控制信号, 此外时间两条曲线重合度高, 但在纹波控制传输过程中, 非优化曲线明显发散和振荡, 验证了本文提出方法可平抑间谐波扰动。

4.2 谐振接地网络模型验证

为了验证本文提出基于配电变压器低压侧负序电压变化的接地故障定位 Vdip 方法的有效性, 基于琼海市某地区示范项目数据, 使用 PSCAD 软件对 22 kV 谐振接地系统进行仿真。该谐振接地网络简化模型由 6 个型号为 S11-M-400/22 的工业建筑用高压油式配电变压器组成, 并在其低压侧安装电压监测器, 以评估负序电压的变化。

110/22 kV 变电站的供电由三个出线馈线 V1、V2 和一个表示混合网络其余部分的馈线组成, 从而在实际配电系统部署前对所提方法的灵敏度进行评估。馈线 V1 以径向基本状态运行, 其中 F1~F5 五个故障点模拟接地故障, 最后一个故障点 F6 位于中压供电变电站母线上。馈线 V2 通过关断器 CB 将网络从径向连接重新配置为环

表 1 径向网络配置

Tab. 1 Radial network configuration

故障点 编号	R_f/Ω	$\Delta I_{FED}^{(2)}/A$	误差/ km	$\Delta U_{MV}^{(2)}/V$					
				DTS1	DTS2	DTS3	DTS4	DTS5	DTS6
1	10	11.3	-0.1	62.6	65.1	64.9	64.8	64.8	15.6
2	10	11.2	-0.1	61.8	64.3	88.3	83.3	83.3	15.4
3	10	11.1	-0.1	61.7	64.1	83.2	92.8	92.7	15.4
4	10	11.1	-0.1	61.6	64	83.1	95.1	95	15.3
5	10	11	-0.1	61	63.4	82.3	94.1	118	15.2
6	10	0	X	16	16	15.9	15.9	15.9	16.1
1	200	5	-0.1	28	29.1	29	29	28.9	7
2	200	5	-0.1	27.7	28.8	39.6	37.4	37.3	6.9
3	200	5	-0.1	27.7	28.8	37.4	41.6	41.6	6.9
4	200	5	-0.1	27.7	28.8	37.3	42.7	42.7	6.9
5	200	5	-0.1	27.5	28.6	37.1	42.4	53.2	6.9
6	200	0	X	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	7
1	400	2.8	0	15.7	16.4	16.3	16.3	16.3	4
2	400	2.8	0	15.7	16.3	22.3	21.1	21.1	3.9
3	400	2.8	-0.1	15.6	16.2	21.1	23.5	23.5	3.9
4	400	2.8	-0.1	15.6	16.2	21.1	24.1	24.1	3.9
5	400	2.8	-0.1	15.6	16.2	21	24	30	3.9
6	400	0	X	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
1	600	1.8	0	10.2	10.6	10.6	10.5	10.5	2.6
2	600	1.8	0	10.1	10.5	14.4	13.6	13.6	2.6
3	600	1.8	0	10.1	10.5	13.6	15.2	15.2	2.6
4	600	1.8	0	10.1	10.5	13.6	15.6	15.6	2.6
5	600	1.8	0	10.1	10.5	13.6	15.5	19.4	2.6
6	600	0	X	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
1	1 000	1.0	0.1	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	1.4
2	1 000	1.0	0.1	5.3	5.5	7.6	7.1	7.1	1.4
3	1 000	0.9	0	5.3	5.5	7.1	7.9	7.9	1.4
4	1 000	0.9	0	5.3	5.5	7.1	8.1	8.1	1.4
5	1 000	0.9	0	5.3	5.5	7.1	8.1	10.2	1.4
6	1 000	0	X	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

形连接。馈线 V1 和 V2 均为阻抗均匀的架空线, 抑弧线圈调谐至 215 A。此时, 故障电流被补偿到 20 A。电阻为 350 Ω 的辅助电阻器与消弧线圈并联, 该值提供故障电流增加到 57 A。电阻器在故障点火后 1.5 s 内连接, 间隔 1 s, 馈线负序短路阻抗为 $\bar{Z}_{T+HV}^{(2)} = j1.38 \Omega$ 。

为了获得 Vdip 方法验证的输入数据, 在 F1~F6 模拟电阻为 10 Ω 、200 Ω 、400 Ω 、600 Ω 和 1 k Ω 的接地故障。对于整组故障, 根据仿真结果评估辅助电阻连接引起的电压和电流负序变化, 其中电流负序变化由两个馈线 V1 和 V2 的负序电流矢量和得出。网络的径向配置和环形配置的负序电压和电流变化的均方根值分别如表 1 和表

2 所示。

表 2 环形网络配置

Tab. 2 Ring network configuration										
故障点 编号	R_f/Ω	$\Delta I_{FED}^{(2)}/A$	误差/ km	$\Delta U_{MV}^{(2)}/V$						
				DTS1	DTS2	DTS3	DTS4	DTS5	DTS6	
1	10	11.4	-0.1	49.8	51.7	46.4	43.8	43.6	33.6	
2	10	11.3	-0.1	44.6	46.2	63.3	54.8	54.8	40.6	
3	10	11.3	-0.2	42.2	43.7	54.9	60.5	60.5	44.3	
4	10	11.3	-0.1	42.2	43.6	54.8	62.9	62.8	44.3	
5	10	11.2	-0.1	41.8	43.2	54.3	62.3	86.4	43.8	
6	10	0	X	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	
1	200	5.1	0	22.4	23.2	20.9	19.7	19.7	15.1	
2	200	5.1	0	20.1	20.8	28.5	24.7	24.6	18.3	
3	200	5.1	-0.1	19	19.7	24.7	27.2	27.2	20	
4	200	5	0	19	19.7	24.7	28.3	28.3	19.9	
5	200	5	0	18.9	19.6	24.5	28.1	38.9	19.8	
6	200	0	X	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	
1	400	2.8	0	12.6	13.1	11.8	11.1	11.1	8.5	
2	400	2.8	0	11.3	11.7	16	13.9	13.9	10.3	
3	400	2.8	0	10.7	11.1	13.9	15.3	15.3	11.3	
4	400	2.8	0	10.7	11.1	13.9	15.9	15.9	11.3	
5	400	2.8	0	10.7	11	13.8	15.8	21.9	11.2	
6	400	0	X	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
1	600	1.8	0.1	8.2	8.5	7.6	7.2	7.2	5.5	
2	600	1.8	0	7.3	7.6	10.4	9	9	6.7	
3	600	1.8	0	6.9	7.2	9	9.9	9.9	7.3	
4	600	1.8	0	6.9	7.2	9	10.3	10.3	7.3	
5	600	1.8	0	6.9	7.1	9	10.3	14.2	7.3	
6	600	0	X	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	
1	1 000	1	0.2	4.3	4.4	4	3.8	3.8	2.9	
2	1 000	1	0.1	3.8	4	5.4	4.7	4.7	3.5	
3	1 000	1	0.1	3.6	3.8	4.7	5.2	5.2	3.8	
4	1 000	1	0.1	3.6	3.8	4.7	5.4	5.4	3.8	
5	1 000	1	0.1	3.6	3.7	4.7	5.4	7.4	3.8	
6	1 000	0	X	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	

由表 1 和表 2 可知,随着接地故障模拟电阻的增加,电压和电流负序变化减少。径向网络故障识别在 600 Ω 时误差最小,环形网络分别在 400 Ω 和 600 Ω 时误差最小且两个网络在 6 种情况下的识别误差均符合故障识别要求,验证了所提方法的有效性。

4.3 谐振接地网络实际验证

在电容电流为 83 A 的 22 kV 补偿网络中对所提方法进行验证。试验中共发生了 9 次永久性故障,由于故障后重新通电,故障被定位共计 15 次。所有检测到的故障以及执行的定位情况如表 3 所示。

表 3 谐振接地网络实际试验结果

Tab. 3 Actual experimental results of resonant grounding network			
试验场景	故障属性	辅助电阻	距离误差/km
1	1.2 k Ω	0.5 Ω /35 km	-0.4
2	430 Ω	0.5 Ω /35 km	-1.19
3	210 Ω	0.5 Ω /35 km	-1.19
4	电弧	0.5 Ω /35 km	-0.8
5	直接接地 13 Ω	0.5 Ω /35 km	-0.6
6	1.1 k Ω	1 Ω /35 km	-1.19
7	440 Ω	1 Ω /35 km	-2.19
8	280 Ω	1 Ω /35 km	-0.6
9	电弧	1 Ω /35 km	-1.39
10	直接接地 13 Ω	1 Ω /35 km	-0.8
11	1.1 k Ω	1 Ω /23 km	-2.8
12	430 Ω	1 Ω /23 km	0.2
13	270 Ω	1 Ω /23 km	-0.64
14	电弧	1 Ω /23 km	-0.19
15	直接接地 13 Ω	1 Ω /23 km	-1.75
平均距离误差			1.06

由表 3 可知,不同的辅助电阻值和距离故障所造成的定位误差没有显著差异。在 $\Delta = 0.2$ km 的分割条件下,绝对定位误差在 0.2 km ~ 2.8 km 之间,均值为 1.06 km。由于本文提出的 Vdip 方法的主要目的是解决接地故障的定位问题,因此 Vdip 方法的测试主要集中验证谐振接地网络低压侧中高电阻接地故障的定位能力。试验结果将用于优化检测和记录电压监测器中使用的负序电压变化的算法,以实现故障定位的灵敏性和准确性。

为了进一步验证所提方法的性能,本文采用平均绝对误差 (Mean Absolute Error, MAE)、均方根误差 (Root Mean Square Error, RMSE)、变异系数 (R^2) 和平均绝对百分比误差 (Mean Absolute Percentage Error, MAPE) 4 种统计性能指标评估所提 Vdip 方法的准确性,结果如表 4 所示。由表 4 可知,本文方法均优于现有方法,总体性能更好。

表 4 不同故障检测方法性能对比

Tab. 4 Comparison of different fault detection methods				
方法	MAE	RMSE	$R^2/\%$	MAPE/%
文献[17]	0.169	0.211	89.66	3.541
文献[20]	0.133	0.206	90.13	3.158
深度神经网络 ^[22]	0.103	0.136	93.69	2.697
本文方法	0.033	0.056	98.58	2.336

4.4 故障记录分析

对馈线保护单元记录的故障定位过程进行分

析,基于 FPU 触发器,从 DMU 下载全部 17 条故障记录。故障位置距变电站约 25 km,通过使用相同的故障记录,可以三次定位故障。

在定位过程的第一阶段,从馈线保护中下载故障记录。在给定故障期间,FPU 记录的相电压和电流的均方根值波形如图 7 和图 8 所示。

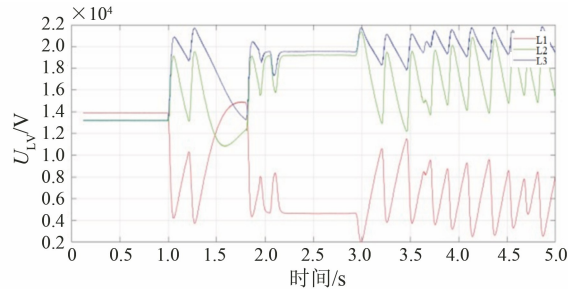


图 7 相电压均方根值

Fig. 7 Phase voltage RMS value

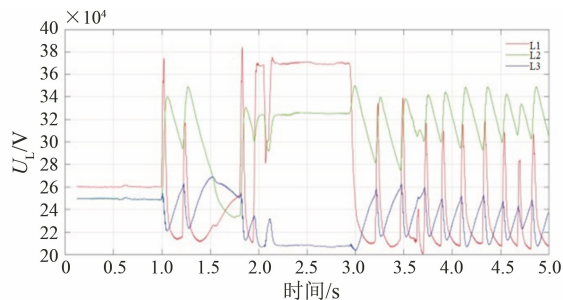


图 8 相电流均方根值

Fig. 8 Phase current RMS value

DMU 下载单个故障记录后执行负序电压变化的计算,单个负序电压监测器 (Negative Sequence Voltage Monitors, NSVM) 的负序电压变化波形和负序电流监测器 (Negative Sequence Current Monitor, NSCM) 的负序电流变化波形如图 9 所示。

从图 9 中读取电压或电流负序变化最大值的同步段,然后将这些变化输入到所提定位算法中。每个同步段可以运行一个定位过程,从而确定故障位置。选择三个同步段,故障定位结果如图 10 所示。

图 10 中红色的叉表示所提方法得到最有可能的故障位置,绿色的叉表示故障潜在位置,紫色的星表示真实故障位置。在这种情况下,所提方法的定位误差约为 0.7 km,对于备选段的定位误差为 0 km 和 0.3 km,故障距离供电所 24.7 km,验证了所提方法故障定位的准确性。

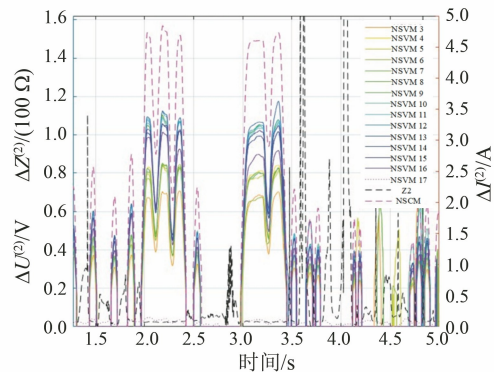


图 9 负序电压与负序电流变化图

Fig. 9 Negative sequence voltage and negative sequence current variation

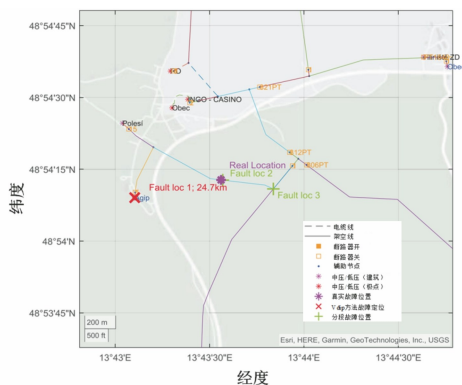


图 10 所提方法故障定位结果

Fig. 10 Results of proposed method for fault location

为验证本文所提方法的检测定位能力,本文采用与其他现有方法进行比较分析,结果如表 5 所示。

表 5 方法对比结果

Tab. 5 Method comparison results

方法	检测时间/s	是否需要通讯	检测精确率/%
文献[17]	<1.5	是	88.6
文献[20]	1.3	是	90.2
深度神经网络 ^[22]	2.4	否	94.6
Gradient Booster	<0.7	否	95.1
本文方法	0.04	否	98.7

从表 5 中可以看出,本文所提方法表现出高速故障检测性能。此外,该方法不需要通信链路且具有较高的故障检测精确度。

5 结语

针对目前配电系统中 L-N 故障定位不准确的问题,本文提出了基于配电变压器低压侧负序电压变化的接地故障定位 Vdip 方法,对接地故障

的定位误差允许在不需试开关的情况下划定故障部分,从而避免多次供电中断。在实际的 22 kV 谐振接地网络中进行了试验,其中平均接地故障定位误差为 1.06 km。试验结果表明,该方法可以在规避谐波干扰的前提下,有效缩短中压配电网接地故障定位时间至 0.04 s,实现 98.7% 的故障定位精度,并在实际试验中与现有方法进行了对比验证,本文方法的 MAE、RMSE、 R^2 、MAPE 指标均优于现有方法。

参 考 文 献

- [1] 刘洪,滑雪娇,韩柳,等. 配电网网架规划与多模块智能终端配置联合优化方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 41-47.
LIU H, HUA X J, HAN L, et al. Joint optimization method of distribution network frame planning and multi-module intelligent terminal configuration [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 41-47.
- [2] 黄飞,陈纪宇,戴健,等. 基于特征暂态零模电流偏差系数的有源配电网单相故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制. 2022, 50(20): 12-21.
HUANG F, CHEN J Y, DAI J, et al. Single-phase fault location method for an active distribution network based on the skewness coefficient of characteristic transient zero-mode current [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(20): 12-21.
- [3] 杨晨曦,马杰,杨威,等. 基于馈线负荷骤降度的配电网故障研判方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 144-151.
YANG C X, MA J, YANG W, et al. Distribution network fault location method based on the sudden drop ratio of feeder active load [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 144-151.
- [4] 朱永利,丁嘉,潘新朋. 基于零序分量的风电场集电线不对称接地故障定位[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 56-67.
ZHU Y L, DING J, PAN X P. Zero-sequence component-based fault localization for asymmetric phase-to-ground faults of collecting lines in wind farms [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 56-67.
- [5] 郑涛,马龙,李博文. 基于馈线终端装置信息畸变校正的有源配电网故障区段定位[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3926-3935.
- [6] 刘明杨. 基于相量测量单元和故障指示器的配电网故障定位研究[J]. 上海电气技术, 2023, 16(1): 69-73.
- [7] LIU M Y. Research on fault localization of distribution network based on phase measurement unit and fault indicator [J]. Shanghai Electric Technology, 2023, 16(1): 69-73.
- [8] HAABIB P, REEZA Z, MAJID S P, et al. Advances in transmission network fault location in modern power systems: Review, outlook and future works [J]. IEEE Access, 2021, 9: 158599-158615.
- [9] SUN J, YANG Q, CUI H N, et al. Distribution line fault location with unknown fault impedance based on electromagnetic time reversal [J]. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, 2021, 63(6): 1921-1929.
- [10] 陈燕擎,刘涛,韩文建,等. 考虑配电网分布式零序电流关系的单相接地故障定位[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(22): 118-126.
CHEN Y Q, LIU T, HAN W J, et al. Single-phase-to-earth fault location in distribution networks considering the distributed relations of the zero-sequence currents [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(22): 118-126.
- [11] 衣秀清,顾洁,刘书琪. 考虑需求响应的配电网弹性提升优化[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(4): 29-37.
- [12] YI X Q, GU J, LIU S Q. Optimization of distribution network resilience enhancement considering demand response [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(4): 29-37.
- [13] 黄飞,陈纪宇,欧阳金鑫,等. 基于正序电压差的含分布式电源配电网断线接地复合故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 37-48.
HUANG F, CHEN J Y, OUYANG J X, et al. Fault location method of a compound break fault with grounding for distribution network contained distributed generation based on positive sequence voltage difference [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 37-48.
- [14] HAN Z Q, LI S, LIU S P, et al. A reactance-based

- fault location method for overhead lines of AC electrified railway [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(5): 2558-2560.
- [13] ZHANG S, CHEN H, TANG J, et al. Fault location based on voltage measurement at secondary side of low-voltage transformer in distribution network [J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2022, 71: 1-12.
- [14] YANG Y C, HUANG C, XU Q M. A fault location method suitable for low-voltage DC line [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(1): 194-204.
- [15] MBULI N, XEZILE R, PRETORIUS J H C. Stochastic assessment of the impact of distributed synchronous generators on voltage sags due to system-wide faults [J]. SAIEEE Africa Research Journal, 2020, 111(2): 65-72.
- [16] RICARDO F B, HENRIQUE M B, FABIO B L. A new method for fault location in distribution networks based on voltage sag measurements [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(2): 651-662.
- [17] FERNANDA C L, WALMIR F. Low voltage zones to support fault location in distribution systems with smart meters [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2765-2774.
- [18] ARSONIADIS C G, NIKOLAIDIS V C. Precise fault location in active distribution systems using unsynchronized source measurements [J]. IEEE Systems Journal, 2023, 17(3): 4114-4125.
- [19] LV G Y, CHUN C J, ZANG Y, et al. Voltage sag source location estimation based on optimized configuration of monitoring points [J]. CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, 2021, 6(3): 242-250.
- [20] MANASSERO G, SANTO S G D, SOUTO L. Heuristic method for fault location in distribution feeders with the presence of distributed generation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2849-2858.
- [21] YUN Z H, WEN T, WANG C B. Fault location method for three-terminal lines in distribution network based on line voltage measured by μ MPMU [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(6): 5095-5112.
- [22] ÇELİK Ö, FARKHANI J S, LASHAB A, et al. A deep GMDH neural-network-based robust fault detection method for active distribution networks [J]. Energies, 2023, 16(19): 6867.

收稿日期:2024-06-04

收到修改稿日期:2024-07-10

作者简介:

罗杰(1987-),男,硕士,工程师,研究方向为人工智能在电力系统中的应用, zhokuisf@126.com;

* 通信作者:罗杰(1987-),男,硕士,工程师,研究方向为人工智能在电力系统中的应用, zhokuisf@126.com。

Research on Optimized Vdip Method for Ground Fault Location on the Low-Voltage Side of Distribution Transformers Based on Negative Sequence Voltage Variation

LUO Jie^{1*}, LIN Shiyuan¹, HUANG Xiong¹, WU Tianjie¹, CHEN Ruizhong², LIN Shaojia²

(1. Hainan Power Supply Bureau of Qionghai Power Grid Co., Ltd., Qionghai 571442, China;

2. College of Electrical and Information Engineering, Hu'nan University, Changsha 410082, China)

Key words: ground fault; fault location; negative sequence current; negative sequence voltage; inter-harmonics

The distribution network aims to safely and effectively allocate electric power to customers. During the operation of resonant grounded medium-voltage distribution networks, the high complexity of the network makes it one of the key research focuses in the industry to quickly and accurately locate ground faults. Currently, the identification of fault feeders at power supply stations is reasonably reliable, but due to the reactive power compensation of components in the distribution network, the ground fault current is relatively low, resulting in the need for improved accuracy in locating feeder ground faults.

Traditional methods for locating ground faults involve sequentially disconnecting and reconnecting segments at the fault feeder. This approach heavily relies on the number of monitored components, leading to high costs and operational complexity. In cases with fewer fault indicators, operators must use auxiliary means such as trial switching to ultimately locate the fault in a selected section of the network, resulting in complicated fault location. In recent years, the use of voltage monitors has expanded the scope of fault location methods, with researchers proposing methods based on voltage and current status. However, existing methods have not eliminated inter-harmonic interference in fault location, and accuracy still needs improvement.

Therefore, this paper proposed a Vdip method for locating ground faults based on the changes in negative sequence voltage on the low-voltage side of distribution transformers, as shown in Fig. 1. This method utilized the segmentation of network topology,

allowing ground faults to be located along long feeders or their laterals. By calculating the probability of asymmetric fault location, the location of ground faults was determined based on changes in negative sequence voltage and current. Additionally, a method based on sliding window averaging was proposed to respond to inter-harmonic frequency disturbances. Experimental results indicated that the proposed method was accurate and effective for locating asymmetric faults and was applicable to ground fault location in various hybrid resonant grounded medium-voltage networks, as compared in Tab.1.

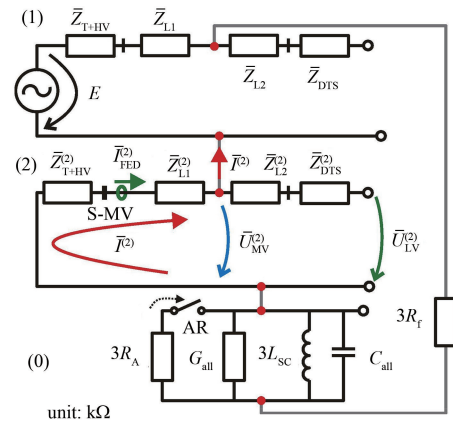


Fig. 1 Symmetric component scheme for networks affected by ground faults

Tab. 1 Comparison of this method with other methods

Method	Detection time/s	Communication	Detection accuracy/%
Reference[17]	<1.5	✓	88.6
Reference[20]	1.3	✓	90.2
Reference[22]	2.4	×	94.6
Gradient Booster	<0.7	×	95.1
Proposed method	0.04	×	98.7