

[故障定位]

基于零序行波电流的风电场故障精确定位研究

文/丁锋 高宏杰 师华凯 张立强 储吉慧
国电山西兴能有限公司

在风电场集电线路发生故障跳闸时，故障判定显得极为重要。采用零序行波法进行故障精确定位，利用风电场集电线发生故障时各集电线路分支产生的零序电流方向不同进行故障点区间判定，同时进行零序行波电流故障点精确定位。采用ATP/EMTP进行风电场故障建模，仿真不同故障距离、不同过渡阻抗下零序行波法故障测距准确度情况。仿真表明零序行波法故障精确定位在风电场故障中均表现出良好的适应性。采用零序行波法故障定位能够大大减少风电场故障处理时间，降低风电场线路因故障跳闸造成的不必要的经济损失，具有重大的实际工程意义。

能源作为世界发展的重要资源，可以说是万物运作的根本^[1]，然而人类80%的碳排放来源于能源消耗，风能作为可再生清洁能源在全世界范围内受到青睐^[2]。近年来，我国风电场不论从装机容量方面还是发电量方面在全球范围内都遥遥领先。风电场（海上风电除外）大部分都处于山区、丘陵地带，地理条件极其恶劣，受到自然环境、雷雨以及外来物的威胁极易发生故障跳闸^[3-5]。基于风电场特殊的结构及复杂的电缆架空混架，一旦风电场集电线路发生故障跳闸，故障处理的时效性显得极为重要。处理不恰当可能出现风机奔风窝电，甚至可能造成风电场大规模脱网等恶劣事件^[6-7]。

现有的应用于输电线路的阻抗法故障测距手段应用在复杂结构的风电场中收效甚微^[8]，大部分应用于风电场故障精确定位的方法都是基于行波的。大部分风电场采用电缆架空混架，且存在大量T接分支，关于风电场故障精确定位方法的研究少之又少。参考文献[8]中提出一种基于阻抗法故障测距手段的方法，当线路发生故障时分别计算各风电分支

箱处的电压、电流，同时引入电弧模型，对故障点距离进行求解。该方法只能近似计算故障点距离分支箱，当一个支路上存在多条T接风机，无法判定故障具体位于哪里。参考文献[9]提出了利用汉宁卷积窗计算故障电压、电流基波幅值及相位差故障测距方法。首先判定故障区间，建立故障测距矩阵，然后利用基波含量及相位差进行故障定位，由于其零序电流补偿系数分布不均匀，导致故障区段内存在多段电缆架空混架无法判定具体故障点。参考文献[10-11]都是采用行波法进行故障点确定定位。参考文献[10]中利用行波传播特征构建故障点方程，构建行波传输时差矩阵多元线性方程求解故障点距离，通过逐一排除不良数据实现故障测距，矩阵的计算量较大，同时对于不良数据判定的边界问题成为难点，一旦不良数据边界问题判断出现问题，进而导致故障测距失败。参考文献[11]中首先判定风电场集电线路故障区间，采用修正的行波波速进行故障精确定位，采用灰度插值模型降低故障测距误差，本方法只适用于不对称故障，对于对称故障会导致测距失败或者无法测距。

针对上述问题, 本文提出一种基于零序行波电流的故障测距方法, 基于皮尔逊相关系数法计算测量点零序工频的相似性从而进行故障点区间判定。在判定故障区间后, 利用小波变换求解监测终端的行波到达的时间差。由于风电场风机线路上可能存在多分支情况, 可能出现无法判定风机支路的情况。基于T接线路行波传输特性, 减少故障搜寻线路或者通过合理增加行波监测点位也可以实现风电场集电线路故障精确定位。搭建风电场等效模型, 进行不同的风电场故障仿真, 仿真结果表明该算法在风电场故障测距中具有较高的适应性与故障测距准确度^[12-15]。

风电场简介

1. 风电场基本结构

风电场线路基本都是依山而建, 大部分处于风口处, 风机分布杂乱, 风机产生690 V电压经过箱式变压器转变为35 kV进入风电场升压站。风电场升压站采用110 kV或者更高电压等级送出, 集电线路侧为防止谐波等电能质量串入主网中采用△形接线方式。

一般情况下在风电场集电线路35 kV母线侧采用Z型变压器进行接地, 保证线路存在零序回路, 同时风电场中存在大量电缆架空混架的情况, 图1所示为某风电场等效模型图。

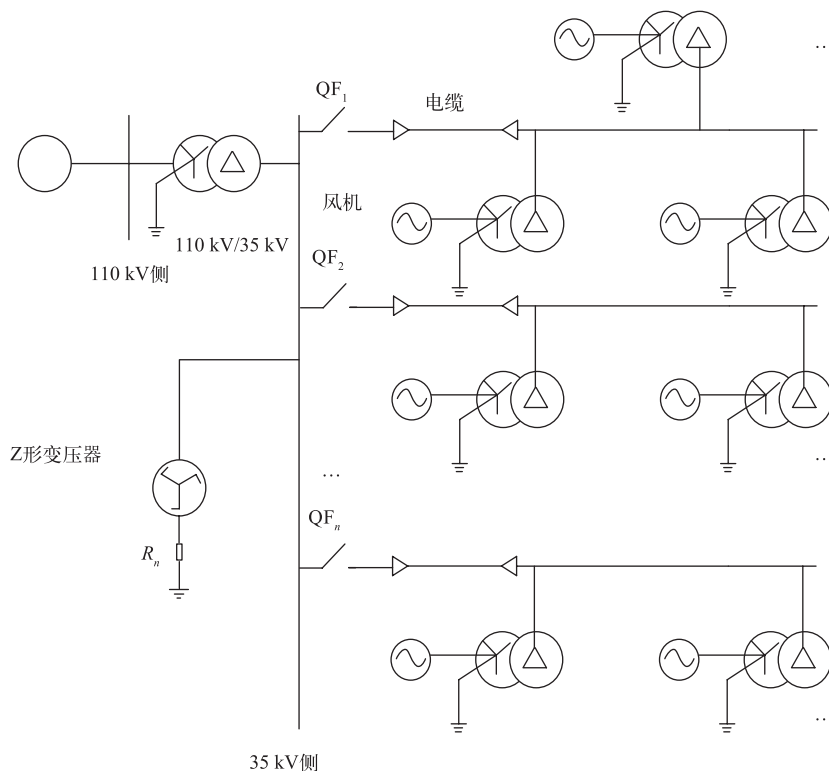


图1 某风电场等效模型图

2. 中性点接地方式

我国风电场集电线路一般采用35 kV中性点非有效接地方式, 即中性点不接地或者中性点经消弧线圈接地的方式运行。为防止风电场中谐波及电能频率影响到主网电能质量, 我国风电场集电线路通常采用△接地方式, 既能实现风电场与主网之间的隔离, 同时也能实现△接地方式。当风电场集电线路中发生单相接地时, 依然保持对称运行。当电容电流足够小时, 也能够保证自动熄弧

功能。

我国风电场中大部分采用电缆架空混架的形式, 一个风电场中往往存在大量电缆, 风电场集电线路的容性电流往往过大, 采用△接线方式一般情况下没法自动熄弧。当线路发生单相接地时, 系统无法自动熄弧, 给风电场一次侧设备带来极大麻烦, 可能引起系统过电压, 导致一些绝缘性能不好的装置出现击穿, 导致风电场集电线路发生故障跳闸的情况。因此, 在风电场集电线路母线

上接Z型变压器，以保证风电场集电线在发生单相接地时，能够出现零序回路，从而实现风电场的装置保护功能。

3. Z型变压器

Z型变压器是现阶段我国风电场普遍采用的人为“创造”中性点，Z型变压器在风电场集电线路有着明显的优势，变压器的漏抗很小（一般情况下其漏抗 $X_2 \leq 10 \Omega$ ）。当风电场集电线路正常运行时，其表现为高阻抗状态，没有零序回路；一旦系统发生单相接地或者存在零序回路时，系统表现出低阻抗状态，此时变压器提供零序回路。Z型变压器内部接线路如图2所示，Z型变压器感应电动势分布情况如图3所示。

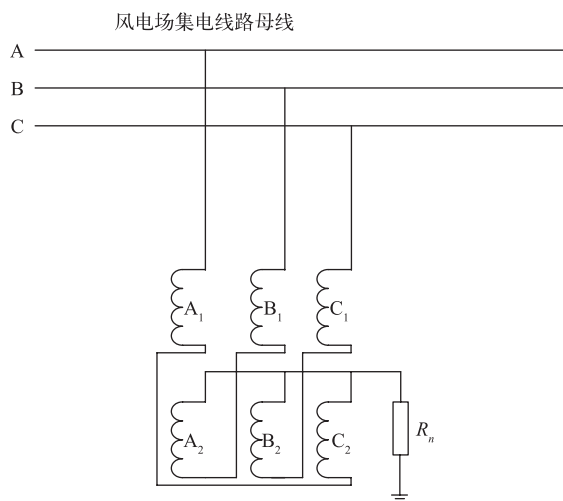


图2 Z型变压器内部接线图

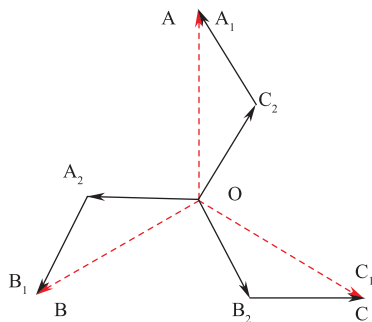


图3 Z型变压器感应电动势分布情况

由图2、图3可知Z型变压器风电场集电线路母线 E_A 为Z型变压器 A_1 绕组感应电动势和 C_2 绕组感应电动势之和； E_B 为Z型变压器 B_1 绕组感应电动势和 A_2 绕组感应电动势之和； E_C 为Z型变压器 C_1 绕组感应电动势和 A_1 绕组感应电动势之和。因此，当风电

场集电线路中存在正序或者负序时，Z型变压器励磁阻抗很大，无法导通；而当风电场集电线路中存在零序时，Z型变压器中的两绕组中感应磁势会相互抵消，此时变压器表现为低励磁阻抗，从而形成零序通路，风电场集电线路发生单相接地时提供零序回路。本文采用零序行波法进行风电场故障点精确定位。

零序行波法故障精确定位及方法

1. 零序分析

以单回路为例，当风电场集电线路发生单相接地时，可将系统结构等效成如图4所示。

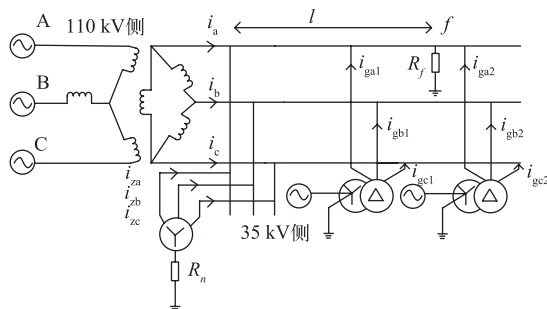


图4 单回集电线路故障等效电路图

由图4可知，假设 f 为系统发生单相接地故障点， i_a 、 i_b 、 i_c 为集电线路母线电流， i_{za} 、 i_{zb} 、 i_{zc} 为Z型变压器提供的零序回路电流，一般情况下认定Z型变压器三相阻抗均匀且相等， i_{ga1} 、 i_{gb1} 、 i_{gc1} 为故障点前风机提供的零序电流情况， i_{ga2} 、 i_{gb2} 、 i_{gc2} 等效成故障点后所有风机提供的零序电流，根据基尔霍夫电流定律，则有

$$i_{f0} = \frac{1}{3}(i_{a1} + i_{b1} + i_{c1}) + \frac{1}{3}(i_{ga2} + i_{gb2} + i_{gc2}) + \frac{1}{3}(i_{za} + i_{zb} + i_{zc}) + \frac{1}{3}(i_{ga1} + i_{gb1} + i_{gc1}) \quad (1)$$

式中， i_{f0} 为短路点零序电流。

由于发生单相接地的情况下，升压站的零序电流基本趋近于0，因此可将式（1）化简为

$$i_{f0} = i_{z0} + i_{ga10} + i_{ga20} \quad (2)$$

式中， i_{z0} 为故障点Z型变压器提供的零序电流； i_{ga10} 为故障点前风机提供的零序电流； i_{ga20} 为故障点后所有风机提供的零序电流之和。

当系统发生单相接地时，将系统等效成如图5所示。

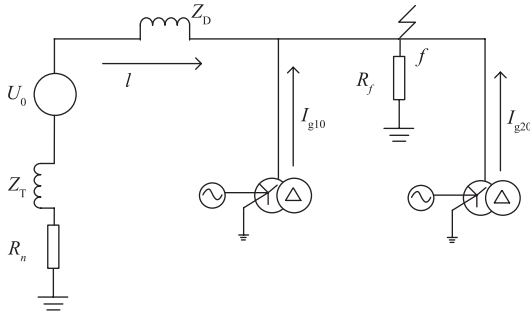


图5 集线路单相接地等效图

由图5可知， U_0 为系统零序电压，将Z型变压器阻抗等效成 Z_T ， ω 为系统角频率，风电场集线路中单位阻抗长度为 Z_D ，故障点距离Z型变压器距离

(即故障点距离风电场母线距离)为 l ，Z型变压器接地电阻为 R_n ，发生故障短路点为 f ，短路点过渡阻抗为 R_f ，利用线路发生单相接地时Z型变压器可以提供的零序回路，零序电流 i_{z0} 为

$$i_{z0} = \frac{U_0}{3R_n + j\omega(Z_T + Z_D l) + R_f} \quad (3)$$

2. 零序电流区间判定

(1) 零序电流计算

将每一条集线路等效成如图6所示线路，每条集线路上存在多个电缆分接箱，等效每条电缆分接箱上只存在一个支路，分别在如下图所示 k_1 、 k_2 、 $\dots$ 、 k_{n+1} 处布置零序工频监测点。

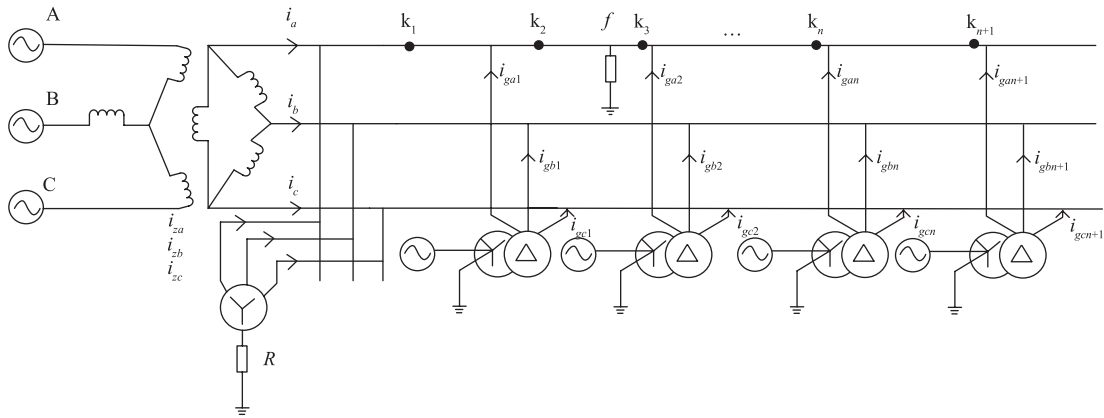


图6 单一集线路故障等效

此时系统由Z型变压器产生零序通路，则通过零序回路可以等效出上述系统中监测点 k_1 、 k_2 、 $\dots$ 、 k_{n+1} 的零序电流表达式如下，则以下各监测点的零序表达式为

$$\begin{aligned} i_{k1} &= i_{z0} + \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \\ i_{k2} &= i_{z0} + \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) + i_{ga10} \\ i_{k3} &= i_{ga20} + \dots + i_{ga(n+1)0} \\ &\dots \\ i_{kn+1} &= i_{ga(n+1)0} \end{aligned} \quad (4)$$

由于一般情况下当系统发生单相接地时，升压站出零序电流值很小，基本上可以忽略不计，则认定故障点前零序电流量为

$$\begin{cases} i_{k1} = i_{z0} \\ i_{k2} = i_{z0} + i_{ga10} \end{cases} \quad (5)$$

故障点后监测零序电流流量不变，其不受到升压站系统提供的零序电流的影响。

(2) 零序电流判定故障方法

规定远离变电站内方向为正方向，所有零序电流监测终端统一采用朝向风电场集线路远端侧，此时监测点各个位置的零序电流表达式如式(4)所示，方向如图6所示。对所有零序电流采用皮尔逊相关法求取其电流的相关性，皮尔逊相关法求取值在 $-1 \sim 1$ 之间， -1 为完全相反， 0 为完全不相关， 1 为完全相关。对于基于零序电流法判定故障区间只需要求取各个相邻监测点之间的相关系数即可判定故障区间，相关系数值 p 为

$$p = \frac{\sum_{n=1}^N i_{k1}(n) i_{k2}(n)}{\sqrt{\sum_{n=1}^N i_{k1}^2(n) \sum_{n=1}^N i_{k2}^2(n)}} \quad (6)$$

式中， p 为求取的相关系数值； i_{k1} 、 i_{k2} 为相邻的两监测终端采集到的零序电流波形图； N 为零序工频电流总采样长度； n 为工频电流发生畸变的一个点。

依次进行相邻两零序工频电流的计算，当计算到相邻两监测终端的零序工频电流 p 值无限接近于 -1 时，此时判定本次风电场集电线路故障区间位于计算的两监测终端之间。

仿真实验

1. 仿真建模

本文选取如图6所示的模型进行仿真建模，线路中存在多段电缆架空混架的情况，如本风电场集电线路电缆、架空模型参数见表1。

表1 风电场模型电缆架空参数

	正序			零序		
	电阻/ (Ω/km)	电抗/ (H/km)	电纳/ (S/km)	电阻/ (Ω/km)	电抗/ (H/km)	电纳/ (S/km)
电缆	0.125	0.113	91×10^{-6}	1.250	0.395	57×10^{-6}
架空	电阻/ (Ω/km)	电抗/ (H/km)	电容/ (F/km)	电阻/ (Ω/km)	电抗/ (H/km)	电容/ (F/km)
	0.13	1.13×10^{-3}	1.29×10^{-8}	0.39	3.27×10^{-3}	5.20×10^{-9}

为验证基于零序行波法故障测距稳定性与精确性，本文只针对集电线路主线进行故障测距，在其支路合理配置零序监测装置即可实现线路的故障点精确定位即可，故障监测装置行波采样率提升至

10 MHz，仿真系统在0.1 s时系统发生单相接地故障，在0.3 s时故障切除，图7为本次仿真建模风电场模型。

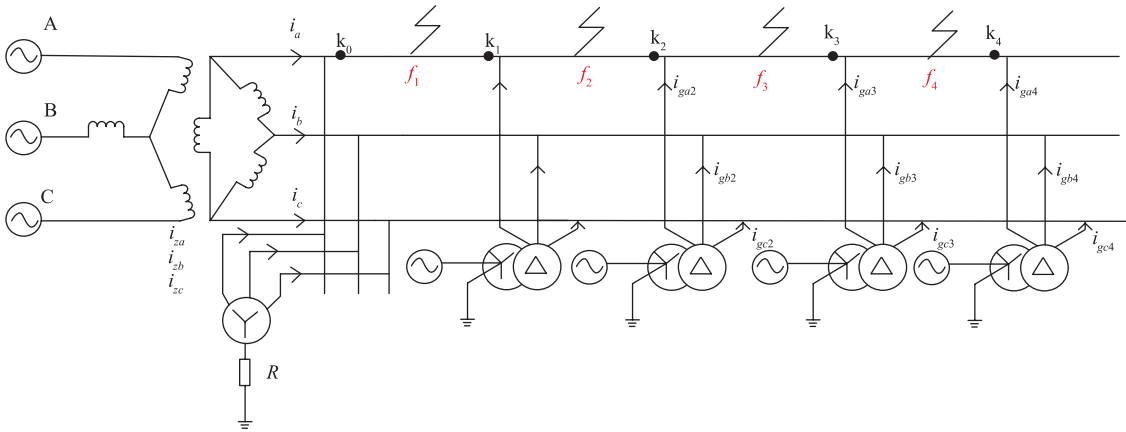


图7 仿真建模风电场故障模型

由图7可知，风电场集电线路中存在 k_0 、 k_1 、 f_3 、 f_4 为移动故障点，当 f_3 点发生单相接地时，图8为 k_2 、 k_3 、 k_4 5个零序测量点，假设图7所示中 f_1 、 f_2 、

各零序监测点上传的工频电流情况。

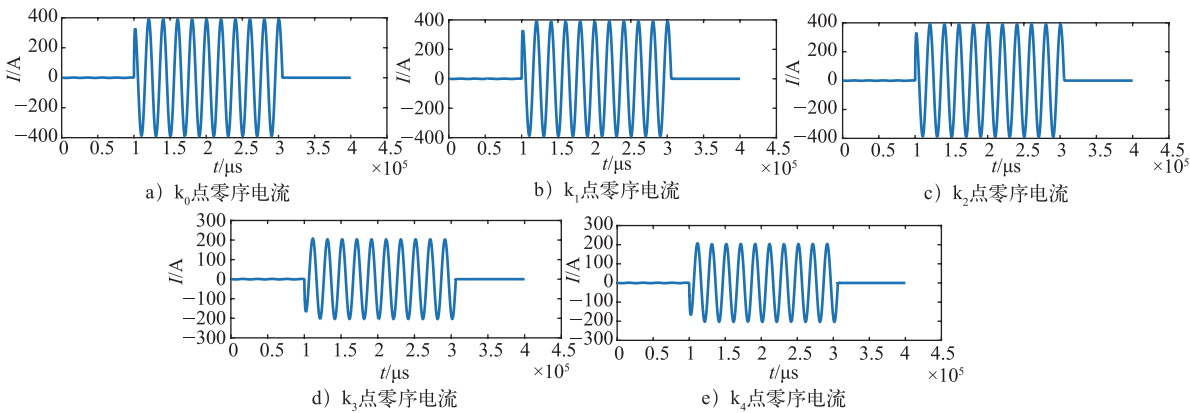


图8 f_3 点发生单相接地时，各测量点零序工频情况

由图8可知,当 f_3 点发生单相接地时,上述各测量点零序工频情况,通过计算相关系数 p 值进行故障点区间判定,由于判定故障区间采用相关系数法进行计算,其计算结果见表2。

表2 相关系数						
零序电流	k ₀	k ₁	k ₂	k ₃	k ₄	
相关系数	p ₁		p ₂		p ₃	p ₄
	0.992		0.996		-0.995	0.998

由表2可知,依据相关系数法进行故障区间计算,通过判定得知, p_3 处相关系数值最接近于-1,因此判定故障区间位于此处,即故障位于 k_2 和 k_3 之间,采用相关系数法判定故障区间基本无误。以下采用零序行波法故障定位验证同一区间下,不同距离及不同过渡阻抗下零序行波法故障测距的精确性及稳定性。

2. 不同故障距离下仿真验证

为验证零序行波法在不同故障距离下精确性及稳定性,本文选取单个故障区间(即 k_2-k_3)内进行故障仿真验证, k_2-k_3 区间为全架空线路,两零序监测终端之间距离为6.4 km,分别选取故障距离 k_2 监测终端处1 km和5 km进行故障验证,图9为距离 k_2 处1 km故障点时, k_2 测量点和 k_3 测量点单次故障零序行波上传情况。

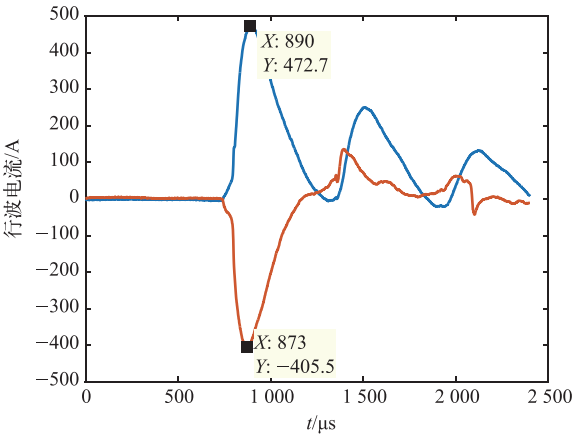


图9 故障点距离 k_2 处1 km时 k_2 、 k_3 零序行波电流

由图9可知,为故障点距离 k_2 处1 km时故障时刻为873 μ s, k_3 点采集到的故障行波时刻为890 μ s,利用双端行波法故障精确定位可以计算出距离 k_2 为735 m,误差为265 m。

$$l_{k_2}=[6\ 400-290\times(890-873)]/2=735(\text{m})$$

分别对 k_2-k_3 区间内多次故障进行仿真验算,

故障点在不同距离时零序行波法故障测距情况见表3。

表3 不同故障测距零序行波测距情况

故障距离/km	k_2 故障时刻/ μ s	k_3 故障时刻/ μ s	测距/km	误差/m
1	873	890	0.735	265
2	873	881	2.04	40
5	873	857	5.52	120

表3可知,在同一故障区间内选用不同初始故障距离进行零序行波法故障测距仿真研究,通过仿真的结果可知,在不同故障距离下仿真最大误差仅265 m,达到风电场故障测距准确度需求,可作为风电场故障测距判定依据。

3. 不同过渡阻抗下仿真验证

本文仅验证零序行波法故障测距的精确性及稳定性,同样选取单个故障区间(即 k_2-k_3)区间内进行故障仿真验证, k_2-k_3 区间为全架空线路,两零序监测终端之间距离为6.4 km,分别选取接地过渡阻抗小电阻(10 Ω)、中电阻(100 Ω)、大电阻情况(1 000 Ω)下进行故障仿真,故障初始距离为距离零序监测终端 k_2 4 km处进行故障仿真。图10为单相接地过渡阻抗为100 Ω 时零序行波情况, k_2 测量点和 k_3 测量点单次故障零序行波上传情况。

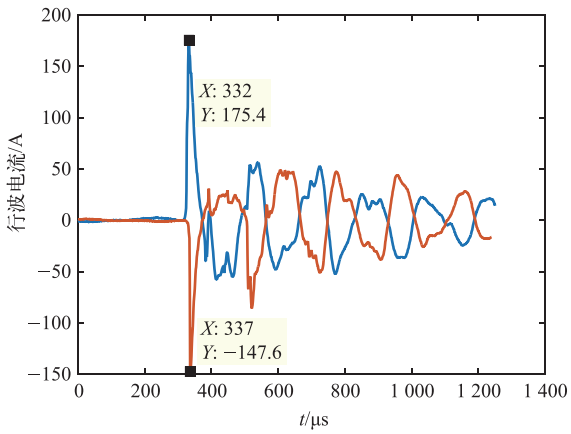


图10 单相接地过渡阻抗为100 Ω 是双端零序行波情况

由图10可知,当采用100 Ω 接地过渡阻抗时故障时刻为337 μ s, k_3 点采集到的故障行波时刻为332 μ s,可以计算出距离 k_2 为3 925 m,误差为75 m。

$$l_{k_2}=[6\ 400-290\times(332-337)]/2=3\ 925(\text{m})$$

分别对 k_2-k_3 区间内多次故障进行仿真验算,故障点在不同过渡阻抗下零序行波法故障测距情况

见表4。

表4 不同过渡阻抗下零序行波测距情况

过渡阻抗/ Ω	k_2 故障时刻/ μs	k_3 故障时刻/ μs	测距/ km	误差/ m
10	337	332	3.925	75
100	337	332	3.925	75
1 000	337	330	4.215	215

通过仿真研究可知，在大电阻接地情况下（1 000 Ω ）下仿真最大误差仅215 m，同样满足风电场故障测距准确度需求。

结束语

1) 采用相关系数法进行风电场集电线路故障区间判定，采用零序行波法进行故障点精确定位能够满足风电场故障测距准确度要求，零序行波法故障精确定位具有较高的稳定性和适应性。

2) 由于本文针对风电场一段进行仿真研究讨论，当对整个风电场进行故障精确定位时，只需合理配置零序监测终端安装点位置即可实现，具有重大的实际工程意义。EA

(收稿日期：2023-10-18)

参考文献

[1] 费智，符平．我国风电发展的态势分析与对策建议[J]．科技进步与对策，2011，28(10)：65-68．
[2] 史丹．全球能源格局变化及对中国能源安全的挑战[J]．中外能源，2013，18(2)：1-7．
[3] 何世恩，董新洲．大规模风电机组脱网原因分析及对策[J]．电力自动化设备，2012(40)：131-137．
[4] 卫鹏杰．电网统配用电负荷受清洁能源发电出力波动性影响的算法研究[J]．山西电力，2020，222(3)：13-17．

[5] LIEN K P, LIU C W, JIANG J A, et al. A novel fault location algorithm for multi-terminal lines using phasor measurement units [C] //Power Symposium Proceedings of the North American IEEE, 2005.
[6] 张俊岭，尹东升，徐旺杰．配电网故障定位方法及其发展趋势[J]．山西电力，2014，184(1)：10-14．
[7] 束洪春，司大军，葛耀中，等．T型支接线路自适应故障测距算法[J]．电工技术学报，2004，19(10)：59-64．
[8] 张科，马长啸，曹雁庆，等．基于参数估计的风电场混合输电线路故障定位方法[J]．太阳能学报，2020，41(8)：323-329．
[9] 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．
[10] 彭华，朱永利，袁胜辉．风电场集电线路单相接地故障组合测距[J]．仪器仪表学报，2020，41(9)：88-97．
[11] 张科，朱永利，郑艳艳，等．风电场输电线路单相接地故障定位研究[J]．太阳能学报，2020，41(5)：114-120．
[12] 陈慧杰，常潇，李胜文．典型风电场电能质量测试评价方法[J]．山西电力，2016，201(6)：26-30．
[13] 吴秋兵．基于实测数据的大型风电场稳态等值建模[J]．山西电力，2017，206(5)：1-5．
[14] 张岚，张悦，白瑞．直驱风力发电机风电场故障特征分析及对继电保护影响研究[J]．山西电力，2014，188(5)：1-4．
[15] 张悦，张萍，孙瑞浩．双馈风力发电机风电场故障特征分析及对继电保护影响研究[J]．山西电力，2015，190(1)：1-4．