

# 风电场输电线路单相接地故障定位研究

张 科, 朱永利, 郑艳艳, 高佳程

(华北电力大学电气与电子工程学院, 保定 071003)

**摘 要:** 为改善风电场因输电线路短路故障造成的弃风窝电现象, 提出一种基于风电场特性和行波原理的多分支输电线路故障定位方法。利用大型风电场普遍采用接地变压器的特点, 得出其故障区间判据; 通过推导出一种修正行波波速计算方法(理论上为实际波速), 解决了现有行波波速计算的缺陷; 采用灰色模型(gray model, GM)提高原始数据采样率降低量化误差, 进一步提升行波定位精度。使用PSCAD/EMTDC仿真验证本方法的有效性, 可用于风电场输电线路故障定位中。

**关键词:** 输电线路; 故障定位; 行波; 风电场; 单相接地故障; 接地变压器; 灰色理论

**中图分类号:** TM77

**文献标志码:** A

## 0 引言

风电场输电线路处于高地, 夏天易遭受雷击, 大风会引起导线和跳线的摆动或风偏, 这些都易导致短路故障。风电场的集电线路含有多个风电机组分支线, 导致现有故障定位方法难以发挥作用。故障后因不能快速找出故障点并修复而造成的弃风窝电现象时有发生, 这在很大程度上限制了对风电的开发利用。因此, 在风电场输电线路发生短路故障后, 快速准确的故障定位并及时修复能有效改善弃风窝电现象, 从而提高风电利用率。

风电场属于多分支混合线路输电系统, 但其故障定位方法却少有研究。文献[1-2]适用于T接线路, 不能向多分支输电线路的故障定位拓展。文献[3-4]提出了适于多分支的定位算法, 分两步: 1) 判断故障所在支路; 2) 将网络简化为含故障点的双端线路进行定位。但不适用于风电场这类短线路。文献[5]采用多测点方法实现多分支的故障定位, 提升了定位精度。但需要装设大量测点, 不能满足工程需求。

针对已有方法的缺点, 本文提出一种基于风电场特性和行波原理的多分支输电线路故障定位方法。大型风电场普遍采用接地变压器, 基于此提出一种基于零序电流的故障区间判据。故障定位时, 利用各端非同步数据结合单端行波原理, 推导出一种修正波速计算方法,

并且采用灰色理论提高原始数据采样率, 降低量化误差, 进一步提升定位精度。该方法实现了风电场输电线路的故障区间判断和故障点的精确定位。

## 1 风电场介绍

### 1.1 接地变压器

现在大型风电场中常见的接地变压器为Z型变压器<sup>[6]</sup>, 其接线形式见图1a。将原绕组A、B、C出口引出作为三相端口, 将a、b、c连接在一起作为中性点引出, 中性点根据具体要求加入适当电阻 $R_N$ 。

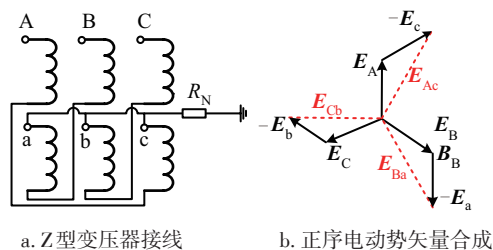


图1 Z型变压器示意图

Fig. 1 Z-type transformer diagram

如图1b所示, Z型变压器通过三相对称分量时(正序、负序), 其每相铁心柱上电动势为2个绕组分量的矢量和, 合成三相对称矢量 $E_{Ac}$ 、 $E_{Ba}$ 、 $E_{Cb}$ , 各相磁阻很小<sup>[6]</sup>, 根据式(1), 励磁电抗很大。而通过零序分量时, 各相的

收稿日期: 2017-10-30

基金项目: 国家自然科学基金(51677072); 中央高校基本科研业务费专项(2017XS118)

通信作者: 朱永利(1963—), 男, 博士、教授, 主要从事输变电设备状态监测与故障诊断等方面研究。yonglipw@163.com

2 个绕组产生的磁势相互抵消,铁心柱无零序磁通流通,磁阻很大<sup>[6]</sup>,根据式(1)可知,励磁电抗很小。

$$x = \omega \frac{N\Phi_m}{\sqrt{2}I} = \omega \frac{N\sqrt{2}IN}{\sqrt{2}IR_m} = \omega \frac{N^2}{R_m} \quad (1)$$

式中,  $x$  ——励磁电抗;  $\omega$  ——角频率;  $N$  ——线圈匝数;  $\Phi_m$  ——主磁通;  $I$  ——励磁电流;  $R_m$  ——磁阻。

因此,系统发生接地故障时,Z型变压器对正、负序分量呈现高阻抗,零序分量呈现低阻抗。

## 1.2 风电场的网络结构

风电场的结构见图 2<sup>[7]</sup>。

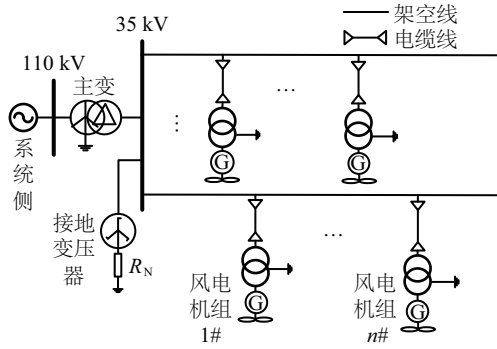


图2 风电场结构示意图

Fig. 2 Wind power farm structure diagram

现在大型风电场的特点如下:

1) 由于风能资源分布不均匀,形成多地点风电机组向系统供电形式,属于多分支结构。

2) 虽然风电场电压等级为 35 kV,但考虑到其特性、重要等级等因素,普遍采用 Z 型接地变压器作为风电场的人为接地点。

3) 地处山区,环境恶劣,巡线困难,常规故障定位方法的精度并不能满足风电场要求<sup>[8]</sup>。

4) 风电场线路为架空线、电缆线混合,且线路较短,为故障定位增加了难度。

## 2 多分支输电线路故障定位原理

传统的故障定位一般是针对高压输电系统,其网络结构单一,易于实现。现有的多分支故障定位方法也很难适用于风电场网络结构。所以有必要针对风电场提出一种新的故障定位方法。

输电线路 80% 以上是单相接地故障,而两相接地、三相接地故障大多是由单相接地发展而来,所以本文以单相接地故障研究为主。

### 2.1 故障分支判据

为说明故障区间判据,采用图 3a 所示的风电场简

化模型来阐述。其中  $K_i (i=1,2,3,\dots)$  为各测点。集电线路上的测点  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$ 、 $\dots$  测量的是 T 型节点的电压和右侧的电流。

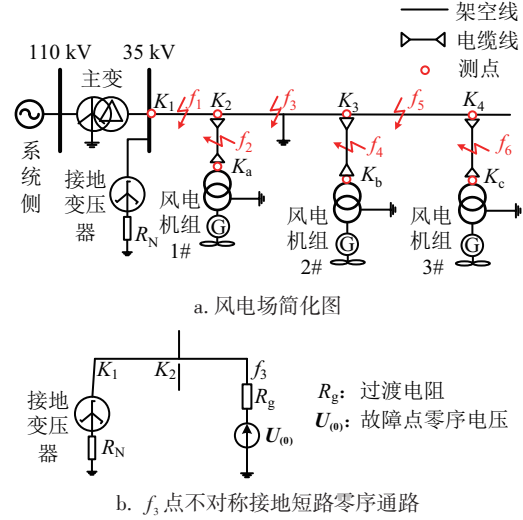


图3 风电场简化模型及零序通路

Fig. 3 Simplified wind farm model and zero sequence path

1) 系统和风电场之间由 110 kV 变压器连接,且 35 kV 侧为三角形连接。所以,当系统侧发生不对称接地故障时,风电场不存在零序电流。

2) 重新定义故障区间的概念,以  $K_1-K_2-K_a$ 、 $K_2-K_3-K_b$ 、 $K_3-K_4-K_c$  这样的结构划分线路区间,定义为区间 I、II、III、 $\dots$ 。若  $f_3$  点发生单相接地故障,其不对称短路后的零序回路见图 3b。假设  $f_1 \sim f_6$  分别发生不对称接地短路,总结各个测点的零序电流以及区间内零序电压结果见表 1。

表1 不对称接地故障下的零序特征规律

Table 1 Rule of zero sequence under asymmetric ground fault

区间编号	I	II	III
区间	$K_1-K_2-K_a$	$K_2-K_3-K_b$	$K_3-K_4-K_c$
故障分支	$K_1-K_2$ $K_2-K_a$	$K_2-K_3$ $K_3-K_b$	$K_3-K_4$ $K_4-K_c$
有零序电流	$K_1$	$K_1, K_2$	$K_1, K_2, K_3$
零序电压	$K_2=K_a$ $K_2<K_a$	$K_3=K_b$ $K_3<K_b$	$K_4=K_c$ $K_4<K_c$

表 1 说明,故障发生在某一区间内的架空线或电缆分支,零序电流都只存在于该区间左侧的所有集电线路测点,其他测点无零序电流。如区间 II 故障,只有其左侧的  $K_1$ 、 $K_2$  测点有零序电流。基于此可判断故障区间。得到故障区间后,根据区间内测点的零序电压值判断故障分支为集电线路段或电缆段。

综上所述,风电场通用的故障分支判据为:

1) 根据接地变压器零序电流的有无判断风电场是

否发生不对称接地短路故障;

2)某区间左端有零序电流,右端不存在,说明该区间为故障区间(零序电流分界区间);

3)故障区间内若电缆段两端零序电压相等(忽略电容电流),故障分支为电缆段(线路极短,无需故障点的定位),否则为架空线段。

## 2.2 故障点定位

本文采用行波原理进行故障定位。其方法核心在于行波波头识别和波速计算。若希望提升定位精度以适用于短线路,需对这两点作改进。

### 2.2.1 波头识别

目前针对波头识别有很多算法,包括小波变换(wavelet transform, WT)、数学形态学、希尔伯特-黄变换(Hilbert-Huang transform, HHT)等。其皆利用原始采样数据进行波头识别,而采样数据与真实数据之间存在误差,称为量化误差。波头识别算法对量化误差无任何优化,若需提高精度,必须减小量化误差。文献[9]采用插值算法提升采样率,进而减小量化误差。简单插值的总体光滑性较差,复杂插值却存在大幅度波动现象。此外,插值算法对于暂态行波中的突变部分精度较低,而故障定位中恰好识别行波波头部分,导致其效果并不明显。

本文采用灰色模型(gray model, GM)思想对离散数据进行插值,解决了传统插值算法在信号突变部分精度差的缺点。灰色理论等效于插值理论中的外插值,本文对其改进实现内插值,从而达到提高采样率的目的。灰色理论认为系统的行为现象尽管是朦胧的,数据是复杂的,但是有序的,有整体功能的。其不寻求数据统计规律和概率分布,而将杂乱无章的原始数据通过预处理,鉴别系统因素发展趋势的相异程度,寻找系统的变动规律,建立动态模型,从而预测事物的发展趋势。

设原始数据列  $\mathbf{x}^{(0)} = (x_{(1)}^{(0)}, x_{(2)}^{(0)}, \dots, x_{(n)}^{(0)})$ ,  $n$  是数据数量。将原始数据累加以便弱化随机序列的波动性和随机性,得到新数据序列  $\mathbf{x}^{(1)} = (x_{(1)}^{(1)}, x_{(2)}^{(1)}, \dots, x_{(n)}^{(1)})$ , 其中数据  $x_{(i)}^{(1)}$  表示原始数据列  $\mathbf{x}^{(0)}$  的前  $i$  项数据的累加。

建立  $\mathbf{x}^{(1)}$  的一阶线性微分方程:

$$\frac{dx^{(1)}}{dt} + ax^{(1)} = u \quad (2)$$

式中,  $a$ 、 $u$  ——待定系数,称为发展系数和灰色作用量,并记  $a$ 、 $u$  构成的矩阵为  $\mathbf{a}' = [a \ u]^T$ 。求出参数  $a$  和  $u$ , 就能求出  $\mathbf{x}^{(0)}$ 。

对累加生成数据做均值生成  $\mathbf{B}$  与常数项向量  $\mathbf{Y}_n$ , 即:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{(x_{(1)}^{(1)} + x_{(2)}^{(1)})}{2} & \frac{(x_{(2)}^{(1)} + x_{(3)}^{(1)})}{2} & \dots & \frac{(x_{(n-1)}^{(1)} + x_{(n)}^{(1)})}{2} \\ 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$\mathbf{Y}_n = [x_{(2)}^{(0)} \ x_{(3)}^{(0)} \ \dots \ x_{(n)}^{(0)}]^T \quad (4)$$

用最小二乘法求解灰参数  $\mathbf{a}'$ , 则:

$$\mathbf{a}' = [a \ u]^T = (\mathbf{B}^T \mathbf{B})^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{Y}_n \quad (5)$$

将灰参数  $\mathbf{a}'$  代入式(2), 求解, 得:

$$x'_{(i+1)}^{(1)} = (x_{(i)}^{(0)} - \frac{u}{a})e^{-at} + \frac{u}{a} \quad (6)$$

公式(6)为累加数据列  $x^{(1)}$  的一种逼近函数。改变时间  $t$  可得任意时间点的估计值, 实现等效的“内插值”。然后对累加数据进行逆向还原, 可以得到插值后的数据列  $x^{(0)}$ , 进而提升了数据采样率。

### 2.2.2 行波波速

目前行波波速计算方法有 3 种: 经验估计法、公式计算法和在线测量法。经验估计法是早期常用方法, 其采用经验波速  $0.936c$  (11 kV) ~  $0.987c$  (500 kV) (其中  $c$  为真空中的光速), 会导致较大定位误差; 公式计算法基于波速与导线周围介质的相关特性, 利用线路参数通过式(7)计算波速<sup>[10]</sup>, 其计算精度相对于经验估计法有一定提升, 但风电场地理环境复杂多样, 且耐张杆塔与转角杆塔侧跳线的大量存在导致输电线路的电气参数呈现动态性变化, 决定了行波波速的不确定性<sup>[10]</sup>。而公式法中参数恒定, 对应的行波波速为定值, 导致其计算的行波波速误差较大; 在线测量法通过在已知长度的非故障区段检测行波, 计算出故障发生时的行波波速, 是目前误差最小、具有实时性的波速算法, 其缺点是需装设 GPS 同步时钟设备。

$$v' = \frac{\sqrt{2}\omega}{\sqrt{\omega^2 LC - RG + \sqrt{(R^2 + \omega^2 L^2)(G^2 + \omega^2 C^2)}}} \quad (7)$$

式中,  $v'$  ——理论行波波速;  $\omega$  ——行波角频率;  $R$ 、 $L$ 、 $G$ 、 $C$  ——单位长度输电线路的电阻、电感、电导、电容。

考虑到风电场结构特殊, 装设 GPS 同步时钟并不现实。所以本文在未装设 GPS 情况下, 推导出一种新的波速计算方法。图 4 为在输电线路  $M-N$  上发生短路故障时的行波折反射过程。

若采用单端法进行故障定位, 可得:

1) 波速为光速时的故障定位公式为:

$$L'_M = \frac{(t_{M2} - t_{M1})c}{2} \quad (8)$$

$$L'_N = \frac{(t_{N2} - t_{N1})c}{2} \quad (9)$$

式中,  $L'_M$ ——故障距离(距  $M$  端);  $L'_N$ ——故障距离(距  $N$  端);  $t_{M1}$ 、 $t_{M2}$ 、 $t_{N1}$ 、 $t_{N2}$ ——故障点第一次、第二次波头到达  $M$  端、 $N$  端时刻(两端数据非同步)。

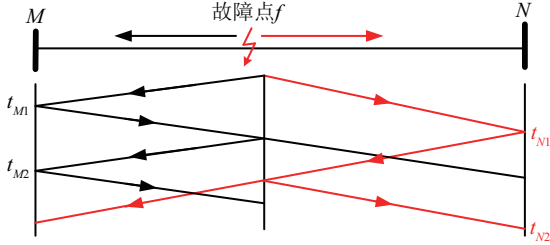


图4 故障行波折反射过程

Fig. 4 Fault traveling wave refraction and reflection process

2)波速为实际波速时故障定位公式为:

$$L_M = \frac{(t_{M2} - t_{M1})v}{2} \quad (10)$$

$$L_N = \frac{(t_{N2} - t_{N1})v}{2} \quad (11)$$

式中,  $L_M$ ——故障距离(距  $M$  端);  $L_N$ ——故障距离(距  $N$  端);  $v$ ——故障时实际行波波速。

理论上,式(10)、式(11)应满足:

$$L = L_M + L_N \quad (12)$$

式中,  $L$ ——线路  $M \sim N$  实际距离。

联立式(8)~式(12),可得到真实线路长度与计算值之间的误差为:

$$\Delta L = L - (L'_M + L'_N) = \frac{(t_{M2} + t_{N2} - t_{M1} - t_{N1})(v - c)}{2} \quad (13)$$

对式(13)进行整理,得行波的实际波速  $v$  为:

$$v = \frac{2\Delta L}{t_{M2} + t_{N2} - t_{M1} - t_{N1}} + c \quad (14)$$

假设行波波头到达时间无误差,理论上可通过修正得到行波的真实波速。

### 3 故障定位步骤

风电场故障定位算法的步骤如图5所示。

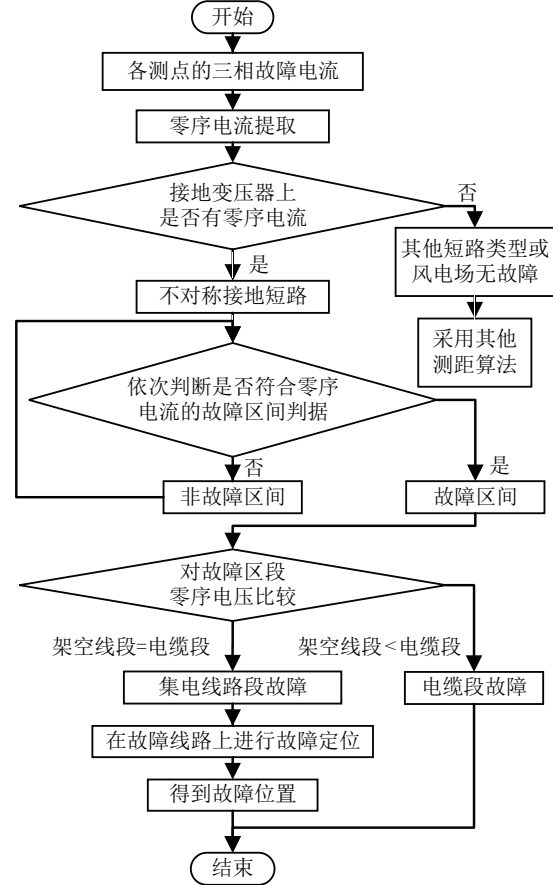


图5 风电场故障定位流程图

Fig. 5 Wind power farm fault location flow chart

### 4 仿真算例

在 PSCAD/EMTDC 中参照图 3a 的风电场搭建仿真模型进行验证,表 2 为风电场网络参数。

表2 风电场网络结构参数

Table 2 Wind farm network structure parameters

线路编号	长度/km	正序(单位长度)			零序(单位长度)		
		电阻/ $\Omega \cdot \text{km}^{-1}$	电感/ $\text{H} \cdot \text{km}^{-1}$	电容/ $\text{F} \cdot \text{km}^{-1}$	电阻/ $\Omega \cdot \text{km}^{-1}$	电感/ $\text{H} \cdot \text{km}^{-1}$	电容/ $\text{F} \cdot \text{km}^{-1}$
$K_1-K_2$	5						
$K_2-K_3$	10	0.13	$1.13 \times 10^{-3}$	$1.29 \times 10^{-8}$	0.39	$3.27 \times 10^{-3}$	$5.20 \times 10^{-9}$
$K_3-K_4$	6						
$K_2-K_a$	0.2						
$K_3-K_b$	0.3	0.17	$2.77 \times 10^{-4}$	$3.29 \times 10^{-8}$	1.72	$1.11 \times 10^{-3}$	$6.90 \times 10^{-9}$
$K_4-K_c$	0.4						



仿真中,统一设置在 0.05 s 时发生短路故障。通过仿真验证了采样率提升效果与波速计算结果。设置不同故障情况(故障区间、故障距离、故障电阻)进行算法验证。由于篇幅限制,只给出  $K_2-K_3-K_b$  区间的定位结果。

#### 4.1 采样率提升效果

本文将采样频率为 100 MHz 的数据作为“真实数据”。1 MHz 的采样数据作为“原始采样数据”,分别对其进行 2 倍频、4 倍频插值。对插值后的数据进行波头识别,再与“真实数据”的波头位置对比,得到误差结果,见图 6。

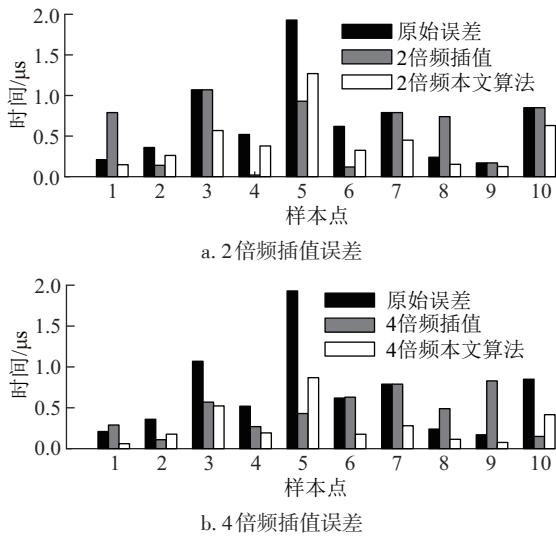


图 6 提升采样率前后的波头识别结果对比

Fig. 6 Comparison of wave head recognition results before and after raising the sampling rate

图 6 中(每组数据从左至右依次为原始误差、插值误差、本文算法误差),与原始误差相比,普通方法插值后的波头识别精度虽有一定提升,但也存在不变化、甚至使误差增大的样本点。说明传统方法插值可靠性低。而本文算法不仅降低了原始误差,且不存在上述方法的缺点,可靠性较高。此外,4 倍频效果优于 2 倍频,说明了算法的可行性。将图 6 的误差结果取平均值后整理到表 3,其中,等效距离误差在假设行波波速为光速的条件下计算得到。

表 3 波头识别误差

Table 3 Traveling wave head identification error

波头识别误差	原始数据	2 倍频		4 倍频	
		插值	灰色	插值	灰色
波头误差/ $\mu\text{s}$	67.6	56.2	41.3	45.6	25.6
等效距离误差/m	202.80	168.60	123.84	136.80	76.71

本文算法提升数据采样率后,虽个别样本点精度低于传统插值,但其结果不存在将误差扩大的可能,且整体精度高于传统插值算法。需注意,受采样数据影响,过度提升采样率并不能提升定位精度,所以应选择合适采样率。

#### 4.2 故障定位结果

以  $K_2-K_3-K_b$  区间内的架空线支路  $K_2-K_3$  发生短路故障为例进行验证。其中,故障点设置在距  $K_2$  测点 4 km 处,故障类型为单相接地。

各测点的零序电流值见图 7。风电场内只有  $K_1$ 、 $K_2$  测点检测到零序电流急剧上升,根据故障区间判断可知,为风电场发生不对称接地故障,且故障区间为区间 II ( $K_2-K_3-K_b$ )。

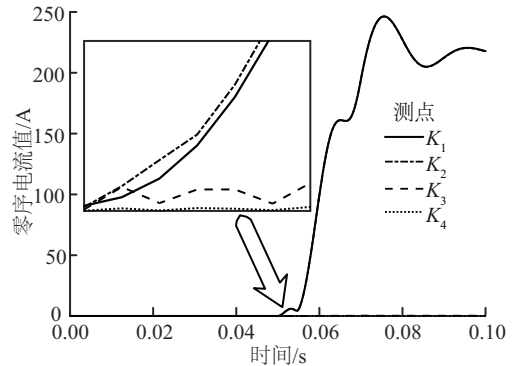


图 7 各测点的零序电流

Fig. 7 Zero sequence current of each measuring point

故障区间确定后,计算区间 II 中各测点零序电压  $U_{K2}$ 、 $U_{K3}$ 、 $U_{Kb}$  (见图 8)。可知,  $U_{K2} < U_{K3}$ 、 $U_{K2} < U_{Kb}$ , 而  $U_{K3} = U_{Kb}$  (忽略线路电容电流),说明故障发生在架空线支路  $K_2-K_3$  上,而非电缆支路  $K_3-K_b$  上。

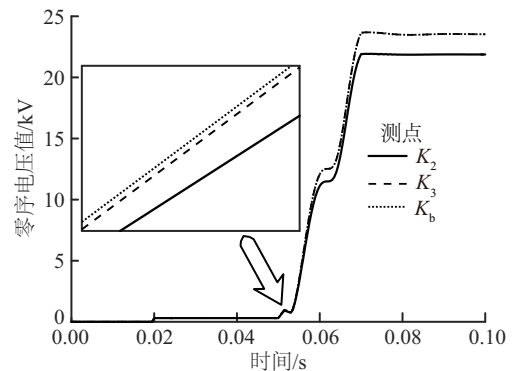


图 8 各测点的零序电压

Fig. 8 Zero sequence voltage of each measuring point

对故障支路  $K_2-K_3$  进行故障定位,其结果为 4.047 km,误差为 0.047 km,满足精度要求。

### 4.3 不同故障距离

以  $K_2-K_3-K_0$  区间内长度为 10 km 的架空线分支  $K_2-K_3$  为例,距  $K_2$  测点每隔 0.5 km 处设置一次单相接

地故障。采用 3 种方法进行故障定位,分别为单端法(采用公式计算波速)、双端在线法(双端行波法,在线测量波速)和本文算法。其定位结果见表 4,误差结果见图 9。

表 4 各算法定位距离

Table 4 Various algorithms fault location results

故障点	1	2	3	4	5	6	7	8	9
公式法	0.440	1.908	2.789	3.816	4.844	5.724	7.339	8.219	9.100
在线测量	1.029	1.912	3.088	3.971	5.000	6.029	6.912	8.088	8.971
本文算法	0.953	1.982	2.988	4.047	5.000	5.953	7.012	8.018	9.047

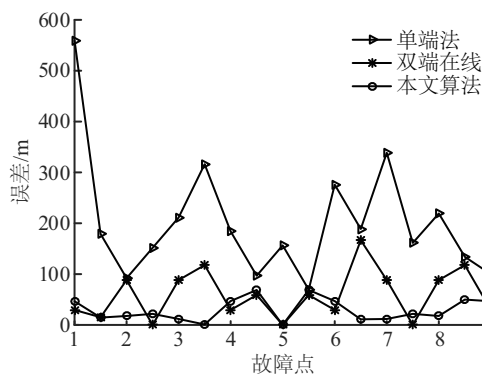


图 9 各方法定位误差对比

Fig. 9 Comparison of fault location errors of each method

由表 4 和图 9 可知,本文算法能够准确进行故障定位,其定位精度优于传统单端行波法,与双端行波法精度相符。3 种算法的平均误差依次为 202.01、59.14、29.64 m,说明了本文算法的优越性。

### 4.4 不同过渡电阻和故障类型

对不同过渡电阻和故障类型仿真,各情况仿真多次,其定位误差取平均值。计算结果见表 5。

表 5 不同过渡电阻和故障类型的定位结果

Table 5 Fault location results with different transition resistances and fault types

故障类型	0 $\Omega$	10 $\Omega$	20 $\Omega$	50 $\Omega$	100 $\Omega$	300 $\Omega$
A-g	43.62	43.62	43.62	43.62	43.62	56.26
AB-g	46.02	60.68	60.68	62.09	63.73	91.50

表 5 结果显示,在常见的过渡电阻值范围内,对算法结果影响不大,能保证正常定位。但如果过渡电阻继续增大,会造成因第 2 波头识别困难导致误差增大甚至误判的情况发生。

对于不对称接地故障类型,无论单相接地故障(A-g)或两相短路接地故障(AB-g),本文算法均能够正确进行区间判断和故障定位。

## 5 结 论

本文基于风电场特性和行波原理提出风电场输电线路单相接地故障定位方法。

1)用风电场接地变压器产生的特殊零序电流作为故障区间判据,比传统方法更简单、准确。

2)以双端非同步采样数据为基础,结合单端行波原理,推导出一种更加精确的修正行波波速计算方法,无需 GPS 同步时钟,即可实现实时计算波速。此外,采用灰色理论提升数据采样率,降低量化误差,使定位精度进一步提升。

3)通过 PSCAD/EMTDC 对风电场不对称短路接地故障进行仿真,验证了本文方法在风电场输电线路不对称短路接地故障定位上的可行性。

### [参考文献]

- [1] 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 S H, HE B T, ZHANG W J, Fault location for HV three-terminal transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(25): 105-110.
- [2] 田羽,范春菊,龚震东. 带同杆双回线的T型线路故障分支判定算法[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(21): 71-76.  
TIAN Y, FAN C J, GONG Z D. Faulted line selecting method of T circuit of parallel transmission lines [J]. Automation of electric power systems, 2006, 30(21): 71-76.
- [3] GIRGIS A, HART D G, Peterson W L. A new fault

- location technique for two- and three-terminal lines[J]. IEEE transactions on power delivery, 1992, 7(1): 98-107.
- [4] 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.
- [5] 范新桥, 朱永利, 卢伟甫. 基于多点电流测量的输电线路行波故障定位新方法[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(11): 39-45.
- FAN X Q, ZHU Y L, LU W P. Traveling wave fault location based on multiple current measurements for transmission line[J]. Electric power automation equipment, 2012, 32(11): 39-45.
- [6] 裴峰. 风电场接地变压器Z型接线及容量计算[J]. 电气制造, 2013(12): 34-37.
- PEI F. Z-type wiring and capacity calculation of wind farm grounding transformer[J]. Electrical manufacturing, 2013(12): 34-37.
- [7] 包能胜, 朱瑞丹, 倪维斗. 大型风电场电网三相短路故障暂态分析[J]. 太阳能学报, 2008, 29(9): 1161-1166.
- BAO N S, ZHU R D, NI W D. Transient dynamic analysis of large-scale wind farm with grid three-phase short circuit fault [J]. Acta energiae solaris sinica, 2008, 29(9): 1161-1166.
- [8] 李先允, 陈小虎, 唐国庆. 大型风力发电场等值建模研究综述[J]. 华北电力大学学报, 2006, 33(1): 42-46.
- LI X Y, CHEN X H, TANG G Q. Review on equivalent modeling for large-scale wind power field[J]. Journal of North China Electric Power University, 2006, 33(1): 42-46.
- [9] LIN Y P, VAIDYANATHAN P P. Periodically nonuniform sampling of bandpass signals[J]. IEEE transactions on circuits & systems II analog & digital signal processing, 1998, 45(3): 340-351.
- [10] 黄雄, 王志华, 尹项根, 等. 高压输电线路行波测距的行波波速确定方法[J]. 电网技术, 2004, 28(19): 34-37.
- HUANG X, WANG Z H, YI X G, et al. Travelling wave velocity measurement in fault location based on travelling wave for high voltage transmission line [J]. Power system technology, 2004, 28(19): 34-37.

## FAULT LOCATION OF SINGLE-PHASE EARTH IN TRANSMISSION LINES OF WIND FARM

Zhang Ke, Zhu Yongli, Zheng Yanyan, Gao Jiacheng

(College of Electrical & Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

**Abstract:** In order to improve the phenomenon of abandoned wind caused by the transmission line short circuit fault, a fault location method based on wind power farm characteristics and traveling wave principle is proposed. It uses the characteristics of grounding transformer in large-scale wind power farms to obtain the criterion of the fault interval. A new method to calculate traveling wave velocity (theoretically the actual wave velocity) is deduced, which solves the defects of the existing traveling wave velocity calculation. Gray model (GM) is used to improve the sampling rate of the original data to reduce the quantization error and further improve the fault location accuracy. The effectiveness of this method is verified by using PSCAD/EMTDC simulation software and the results show that it can be used in fault location of wind power farm transmission lines.

**Keywords:** transmission lines; fault location; traveling wave; wind farm; single phase-to-earth fault; grounding transformer; gray theory