

DOI: 10.7667/PSPC151778

# 风电场并网线路单相接地故障单端测距误差特性分析

袁冰<sup>1</sup>, 王宾<sup>2</sup>, 陆元园<sup>2</sup>, 路亮<sup>3</sup>, 刘辉<sup>4</sup>, 陈璨<sup>4</sup>, 吴林林<sup>4</sup>

(1. 国网山东省电力公司济宁供电公司, 山东 济宁, 272100; 2. 清华大学电机系电力系统及发电设备安全控制和仿真国家重点实验室, 北京 100084; 3. 甘肃省电力公司风电技术中心, 甘肃 兰州 730050; 4. 国网冀北电力有限公司电力科学研究院, 北京 100045)

**摘要:** 基于阻抗原理的输电线路单相接地故障单端测距精度受过渡电阻及线路对侧系统运行方式的影响。风电场总体表现出弱馈系统特征, 但不同类型风电场的故障等值特性不同, 使得风电场并网线路传统故障测距算法存在较大误差, 且误差机理不明确。针对该问题, 建模仿真了异步鼠笼、直驱永磁及感应双馈三种类型风电场运行特性, 分别从并网线路系统侧及风场侧对比分析了负序、零序电流与故障点电压的相位差值。量化分析了不同风机类型及并网容量的风场等值序阻抗变化规律, 给出了影响风电场并网线路测距精度的因素及作用机理。提出了不同类型风电场并网线路适用的故障测距策略及后续改进方向, 大量算例仿真证明了所提故障测距策略的有效性。  
**关键词:** 风电场; 输电线路; 单相接地故障; 等值序阻抗; 故障测距

## Error analysis of single-end fault location for single-line-to-ground fault in transmission line with wind farm connection

YUAN Bing<sup>1</sup>, WANG Bin<sup>2</sup>, LU Yuanyuan<sup>2</sup>, LU Liang<sup>3</sup>, LIU Hui<sup>4</sup>, CHEN Can<sup>4</sup>, WU Linlin<sup>4</sup>

(1. Jining Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Jining 272100, China; 2. State Key Lab of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipments, Dept of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 3. Wind Power Technology Center, Gansu Electric Power Corporation, Lanzhou 730050, China; 4. Electric Power Research Institute, State Grid Jibei Electric Power Company Limited, Beijing 100045, China)

**Abstract:** The accuracy of single-end impedance based fault location for single-line-to-ground fault in transmission line is mainly affected by the unknown opposite-end system operation mode and fault resistance. In general, wind farm expresses a typical weak infeed system operation characteristic, but the equivalent characteristic of different type's wind farm after fault is different, so there is a big fault location error, and the error generation mechanism is not clear. In response to this problem, this paper models and analyzes operation characteristics of three types' wind farms: Squirrel Cage Induction Generator (SCIG), Permanent Magnetic Synchronous Generator (PMSG) and Doubly-Fed Induction Generator (DFIG), and then contrasts the phase difference values between voltage at fault point and negative and zero sequence currents at the two ends of line. After that, it quantifies the equivalent impedance variation patterns of different types' wind turbines and different grid-connection capacities of wind farm, in following, analyzes the fault location precision and correlative factors both from the power system side and wind farm side. The suitable fault location schemes response to different types' wind farms are clearly concluded in this paper based on believable cases simulations, and the further improvement direction is also pointed out.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51477084), Beijing Natural Science Foundation (No. 3152016), and State Grid Jibei Electric Power Company Limited Project Funding (No. 20152000959).

**Key words:** wind farm; transmission lines; single-to-ground fault; equivalent sequence impedance; fault location

## 0 引言

基于阻抗原理的单端故障测距方法是目前风电

场并网线路采用的主要故障测距方法。其精度主要受线路对侧系统运行方式和过渡电阻的影响, 具体在测距算法中反映为对故障点电压相位的估算误差上<sup>[1-4]</sup>本质上, 故障测距的精度直接取决于对故障点电压相位的精确估算; 由于过渡电阻一般为纯阻性, 因此对故障点电压相位的估算等价于对故障支路电

基金项目: 国家自然科学基金(51477084); 北京市自然科学基金(3152016); 国网冀北电力公司科技项目资助(20152000959)

流相位的估算；而且单相接地故障时，故障支路中正序故障分量、负序、零序电流相等，因此目前的单端阻抗法测距算法其核心无外乎是采用上述的三序分量在测量点对故障支路分量进行相位估算<sup>[5-7]</sup>。

由于零序分量易于获取，而且使用零序 CT 使得测量精度较高，因此传统一般采用测量点的零序电流相位来估算故障支路零序电流相位；但是零序电流分量易受输电线路分布电容的影响，特别是超特高电压、长线路时这种估算误差较大，无法满足现场应用的要求。此时，由于正序故障分量、负序分量采用相间线路为回路，因此相比于零序分量估算而言，精度有明显的提高<sup>[8]</sup>。

除此因素之外，故障点电压相位估算误差也受对端系统运行方式的直接影响，具体体现在测距算法中是对序网结构的影响。传统输电系统中两端电源的零序与负序等值阻抗差异性较为固定，因此对测距误差的影响也较为稳定。然而，虽然风电场整体而言表现出典型的弱馈系统特征<sup>[9-11]</sup>，但不同类型风电场的故障暂态特性也不同，受风机类型、逆变器类型、风电场中性点接地方式等因素影响<sup>[12-14]</sup>，使得传统直接使用序分量估算故障点电压相位的故障测距算法存在较大误差，且量化误差产生机理不明确。

针对该问题，本文针对鼠笼异步(SCIG)、直驱永磁(PMSG)及感应双馈(DFIG)三种风机类型，分别从并网系统侧及风场侧等值序阻抗变化特性入手，利用单端阻抗法量化分析了不同风机类型及风场并网容量对测距精度的影响及原因，给出了不同类型风电场并网线路适用的故障测距策略及后续改进方向。

### 1 传统单端阻抗法测距算法误差分析

假设图 1 所示输电线路 F 点发生 A 相接地故障。

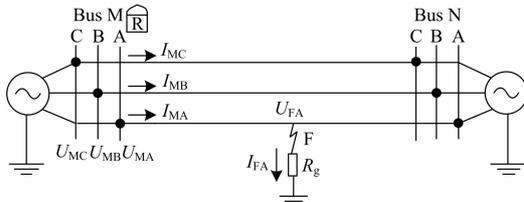


图 1 输电线路单相接地故障示意图

Fig. 1 Single-line-to-ground fault (SLGF) in transmission line

基于分布参数模型，线路 M 端故障相电压  $U_{MA}$  可以表示为<sup>[6]</sup>

$$\begin{cases} U_{MA} = U_{FA} \operatorname{ch}\gamma_1 lx + (I_{MA} + PI_{M0})Z_1 \operatorname{th}\gamma_1 lx = \\ I_{FA} R_g \operatorname{ch}\gamma_1 lx + (I_{MA} + PI_{M0})Z_1 \operatorname{th}\gamma_1 lx = \\ 3I_{F0} R_g \operatorname{ch}\gamma_1 lx + (I_{MA} + PI_{M0})Z_1 \operatorname{th}\gamma_1 lx \\ P = \frac{Z_0}{Z_1} \frac{T \operatorname{cosh}\gamma_1 lx + \sinh\gamma_0 lx - T \operatorname{cosh}\gamma_0 lx}{\sinh\gamma_1 lx} - 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中： $U_{FA}$  为故障点电压； $I_{MA}$  和  $I_{M0}$  为 M 端故障相电流和零序电流； $I_{FA}$  为故障支路相电流； $I_{F0}$  为故障点零序电流； $R_g$  为过渡电阻； $Z_0$ 、 $Z_1$  分别为单位长度线路零序和正序阻抗； $l$  为线路全长； $x$  为故障距离百分比，可以表示为式(2)。

$$x = \frac{U_{MA}}{\left[ 3I_{F0} R_g \operatorname{ch}\gamma_1 + (I_{MA} + PI_{M0})Z_1 \operatorname{th}\gamma_1 \right] l} \quad (2)$$

$I_{FA}$  和  $I_{F0}$  无法通过测量得到的，其值受故障点近 N 端注入电流  $I_{FNA}$  的影响，而  $I_{FNA}$  直接受到 N 端系统电势和阻抗的影响，因此，仅通过式(2)无法求得故障距离  $x$ 。现存的单端阻抗方法多利用 M 端测量的零序(或负序、正序故障分量，由于与零序网络结构相同，以下仅以零序为例分析)电流  $I_{M0}$  估测故障支路电流  $I_{FA}$ ( $I_{F0}$ )的相位，以期消除过渡电阻  $R_g$  的影响。

在不考虑输电线路分布电容的情况下，单相接地故障零序等值网络如图 2 所示。

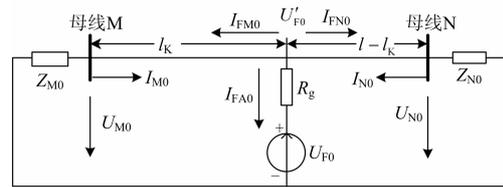


图 2 输电线路单相接地零序等值电路

Fig. 2 Zero sequence network of transmission system with SLGF

图 2 中  $I_{M0}$  和  $I_{F0}$  的相角差  $\Delta\theta$  可表示为

$$\Delta\theta = \arg\left(\frac{I_{M0}}{I_{F0}}\right) = \arg\left(\frac{l(1-x)Z_0 + Z_{N0}}{lZ_0 + Z_{N0} + Z_{M0}}\right) \quad (3)$$

式中： $\arg$  表示相角； $Z_{N0}$  和  $Z_{M0}$  分别表示 N 和 M 端等值系统的零序阻抗。由式(3)可知， $I_{M0}$  和  $I_{F0}$  的相位差受到线路长度、故障距离、线路单位长度零序阻抗、本端及对端系统零序阻抗等多种因素的影响。当  $Z_{N0}$  绝对值很小(N 为强系统)， $Z_{M0}$  绝对值很大(M 为弱系统)，而且  $Z_{N0}$  阻抗角与  $Z_{M0}$  的阻抗角相差较大时，或者故障距 M 端较远且系统阻抗和线路阻抗角相差较大时，用  $I_{M0}$  估计  $I_{F0}$  的相位将存在较大误差。

针对风电场并网线路，不同类型风电场的等值序特性不同，会对电流相位拟合的精度带来较大的影响，特别是其弱馈输出特性使得传统故障测距算法存在较大误差。

### 2 风电场并网线路故障测距性能分析

针对鼠笼异步、直驱永磁及感应双馈三种风机类型，分别从并网系统侧及风场侧利用单端阻抗法量化分析不同风机类型及风场并网容量对测距精度的影响及原因。如下所有仿真分析中，风电场并网

变压器高压侧采用直接接地方式, 低压侧采用不接地方式, 均以 220 kV 单回线并网, 输电线路长 110 km, 线路及系统侧等值参数如表 1 所示。

表 1 输电线路及系统侧等值参数

参数		电阻值/ $\Omega$	感抗值/ $\Omega$	容抗值/ $M\Omega$
单位	正序	0.046 17	0.274 7	0.298 6
长度线路	零序	0.204	0.937 9	0.505
M 侧系统	正序	2.2	12.606	
	零序	5	25.212	

## 2.1 异步型风电场并网线路故障测距性能分析

异步风电场并网输电线路发生单相接地故障时, 分别在风场侧及系统侧测量得的电压、电流变化情况如图 3 所示。

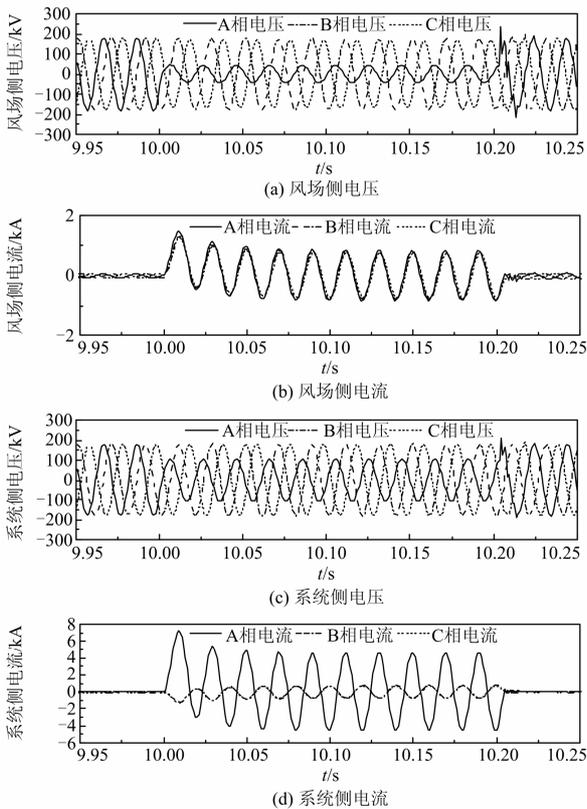


图 3 异步机并网系统线路两端故障电压、电流波形

Fig. 3 Fault voltage and current waveforms recorded at two terminals of transmission line connected with SCIG wind farm

受风场侧并网变压器中性点接地方式的影响, 风场侧故障电流主要为零序分量, 且故障相电流与非故障相电流的幅值、相位均近似相同。调整鼠笼异步风机组并网容量分别为 20 MW 及 80 MW, 设置过渡电阻分别为  $5 \Omega$  及  $105 \Omega$ , 采用文献[6]中的测距算法, 但分别采用测量点负序电流和零序电流

相位估算故障点电压相位, 所得故障测距结果如表 2-表 4 所示。

鼠笼异步风电机组由于原理和控制较为简单, 在故障期间负序等值阻抗值较为稳定, 变化不大。风场侧的负序等值阻抗远大于系统侧的负序等值阻抗, 在负序故障网络中, 故障支路的电流主要由系统侧提供, 风场侧的负序电流值很小。因此, 由表 2 可见系统侧的负序电流相位对故障点电压相位的拟合程度较好。与此相反, 风场侧的负序电流相位与故障点电压相位的差值很大。由于风场侧与系统侧零序阻抗值较为固定, 且风场侧的零序阻抗值与系统侧的零序阻抗值大小相差不大, 两侧提供的零序电流分量对于故障支路的零序电流贡献相当, 所以无论是风场侧还是系统侧, 零序电流相位与故障点的电流相位均有一定的差值。

表 2 异步风机组 20 MW 并网, 过渡电阻  $5 \Omega$  时测距结果

Table 2 Fault location result in case of 20 MW SCIG wind farm connections with  $5 \Omega$  fault resistance

风场侧测距结果							故障点电压相位/rad
故障距离/km	负序等值阻抗	测距结果/km		电流相位/rad			
		负序原理	零序原理	负序	零序		
20	$761.45 \angle 1.158$	13.7	21.4	0.53	0.24	0.30	
40	$762.57 \angle 1.168$	32.9	41.7	0.53	0.26	0.31	
60	$762.46 \angle 1.168$	51.1	62	0.55	0.28	0.34	
80	$761.1 \angle 1.157$	67.6	82.6	0.59	0.31	0.37	
系统侧测距结果							
90	$12.76 \angle 1.397$	90.3	88.5	0.28	0.39	0.30	
70	$12.76 \angle 1.397$	70.2	69.2	0.30	0.37	0.31	
50	$12.76 \angle 1.397$	50.1	49.5	0.33	0.37	0.34	
30	$12.76 \angle 1.397$	30.1	29.7	0.36	0.39	0.37	

表 3 异步风机组 20 MW 并网, 过渡电阻  $105 \Omega$  时测距结果

Table 3 Fault location result in case of 20 MW SCIG wind farm connections with  $105 \Omega$  fault resistance

风场侧测距结果							故障点电压相位/rad
故障距离/km	负序等值阻抗	测距结果/km		电流相位/rad			
		负序原理	零序原理	负序	零序		
20	$764.75 \angle 1.16$	/	47.8	1.48	1.20	1.25	
40	$766.26 \angle 1.17$	/	72.6	1.49	1.22	1.27	
60	$766.59 \angle 1.17$	/	99.6	1.52	1.25	1.30	
80	$765.77 \angle 1.16$	/	130.1	1.57	1.29	1.34	
系统侧测距结果							
90	$12.76 \angle 1.397$	94.7	55.4	1.24	1.34	1.25	
70	$12.76 \angle 1.397$	73.4	50.7	1.26	1.33	1.27	
50	$12.76 \angle 1.397$	52.6	39.0	1.29	1.34	1.30	
30	$12.76 \angle 1.397$	32.0	24.0	1.34	1.37	1.34	

表 4 异步风机组 80 MW 并网, 过渡电阻 105 Ω 时测距结果  
Table 4 Fault location result in case of 20 MW SCIG wind farm connections with 105 Ω fault resistance

风场侧测距结果						故障 点电压 相位/ rad
故障 距离/ km	负序等值阻抗	测距结果/km		电流相位/rad		
		负序 原理	零序 原理	负序	零序	
20	349.0∠1.185	/	43.7	1.49	1.25	1.30
40	349.61∠1.19	/	67.1	1.50	1.26	1.31
60	349.54∠1.19	/	91.9	1.52	1.28	1.34
80	348.77∠1.19	/	118.3	1.56	1.32	1.37
系统侧测距结果						
90	12.76∠1.397	99.3	49.7	1.28	1.39	1.30
70	12.76∠1.397	76.7	48.1	1.29	1.37	1.31
50	12.76∠1.397	54.9	37.7	1.32	1.37	1.34
30	12.76∠1.397	33.6	23.4	1.36	1.39	1.37

在过渡电阻较小时, 由电流相位拟合误差带来的测距误差整体较小, 因此系统侧在使用零序和负序电流相位模拟测距时, 均较为准确, 负序测距的准确度更高。对于风场侧, 零序测距的误差可以接受, 而由于负序电流相位与故障点电压相位的差距较大, 即使在过渡电阻仅为 5 Ω 时, 风场侧负序的测距结果误差也很大, 测距结果不可信。

比较表 2 与表 3 可见, 当过渡电阻较大时, 由于零序电流相位模拟的误差较大, 较大的过渡电阻使得计算公式中的  $3I_{FA0} R_g \text{ch}\gamma_1 l_k$  在“过零点”时的残余值变大, 对测距带来很大的误差, 无论是系统侧还是风场侧, 利用零序电流相位模拟的测距结果已不可信。对于风场侧, 由于负序电流相位与故障点电压相位的差值更大, 使用当前的测距算法在迭代时已经无法得到测距结果。

但是在过渡电阻较大时, 系统侧的负序电流相位仍然可以较好地拟合故障点电压相位, 因较大的过渡电阻带来的测距误差对比小过渡电阻时有所增加, 误差仍在可接受范围内, 因此从系统侧用负序电流相位拟合时, 可以得到较好的测距结果。

当鼠笼异步风机组并网容量为 80 MW 时, 设置过渡电阻为 105 Ω, 在不同故障距离时的测距结果如表 4 所示。

对比表 3 可见, 由于风电场容量变大, 故障期间风场侧的负序等值阻抗减小, 使得风场侧提供的负序电流在故障支路负序电流中的比例变大, 也因此使系统侧的负序电流相位对故障点电压相位的拟合准确度下降, 在高过渡电阻时使得系统侧利用负序电流相位拟合时的测距结果误差变大。

## 2.2 永磁型风电场并网线路故障测距性能分析

永磁风电场并网输电线路发生单相接地故障时, 分别在风场侧及系统侧测量得的电压、电流变化情况如图 4 所示。

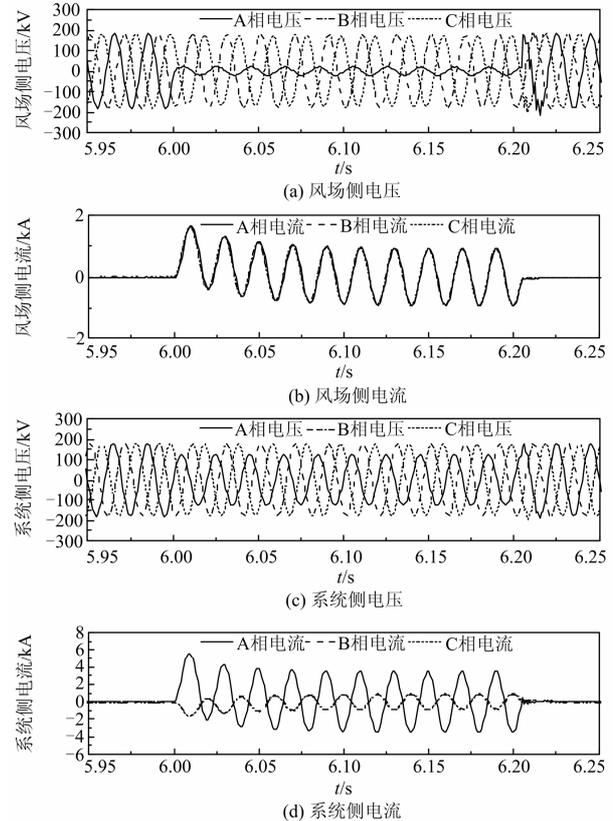


图 4 永磁机并网系统线路两端故障电压、电流波形

Fig. 4 Fault current and voltage waveforms recorded at two terminals of transmission line connected with PMSG wind farm

如 2.1 节分析所示, 过渡电阻较小时对测距误差影响较小, 因此如下分析均针对 105 Ω 大过渡电阻情况。表 5 给出了 20 MW 风场容量下故障测距结果。

由表 5 可见, 由于并网变流器的影响, 永磁风场侧负序等值阻抗的幅值和阻抗角动态变化, 且电力电子器件对故障期间电气量变化的影响较为复杂, 受到整个控制策略中多个环节的影响。永磁机并网系统故障期间风场侧的负序等值阻抗虽然在变化, 但是都远远大于系统侧的负序阻抗值, 因此故障支路中的电流几乎全部由系统侧提供, 永磁风场侧提供的负序电流值极小, 系统侧的负序电流相位对故障点电压相位的拟合更准确。可见同样容量并网的异步风场和永磁风场, 在高过渡电阻时, 永磁风场并网的系统侧负序测距结果误差比异步风场并网时要小得多。在永磁风机大容量并网时, 即使故

障时的负序等值阻抗值会下降, 但其绝对数值仍然很大, 系统侧的负序测距结果误差增大不多, 仍较为可信。

表5 永磁风机组 20 MW 并网, 过渡电阻 105 Ω 时测距结果

Table 5 Fault location result in case of 20 MW PMSG wind farm connections with 105 Ω fault resistance

风场侧测距结果							故障点电压相位/rad
故障距离/km	负序等值阻抗	测距结果/km		电流相位/rad			
		负序原理	零序原理	负序	零序		
20	19825∠1.69	167	47.6	0.94	1.19	1.25	
40	10341∠1.35	3.6	71.0	1.32	1.21	1.27	
60	47099∠-0.39	/	98.4	3.06	1.25	1.30	
80	15525∠2.11	/	126.4	0.63	1.29	1.34	
系统侧测距结果							
90	12.95∠1.39	92.2	58.2	1.24	1.34	1.25	
70	12.95∠1.39	70.6	52.0	1.26	1.32	1.27	
50	12.95∠1.39	50.7	39.6	1.30	1.33	1.30	
30	12.95∠1.39	30.2	24.2	1.34	1.36	1.34	

由于永磁和异步两种风电场故障期间的零序网络是相同的, 因此可见在风场并网容量和接地电阻相同时, 使用零序电流相位模拟的测距结果近似相等。

### 2.3 双馈型风电场并网线路故障测距性能分析

双馈风电场并网输电线路发生单相接地故障时, 分别在风场侧及系统侧测量得的电压、电流变化情况如图 5 所示。

同样由于风场侧的正序和负序阻抗较零序阻抗大得多, 此时风场侧的故障特性仍是以零序电流为主, 三相电流幅值、相位相近, 与异步机及永磁机并网系统的结果相似。

表 6、表 7 分别给出了 20 MW、100 MW 风场容量下过渡电阻 105 Ω 下的故障测距结果。

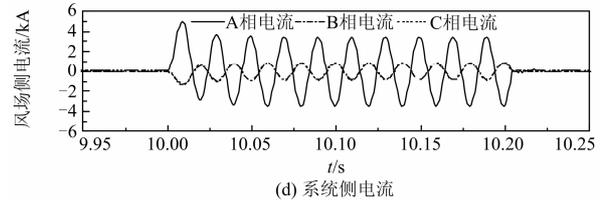
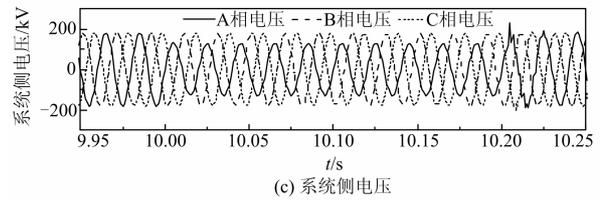
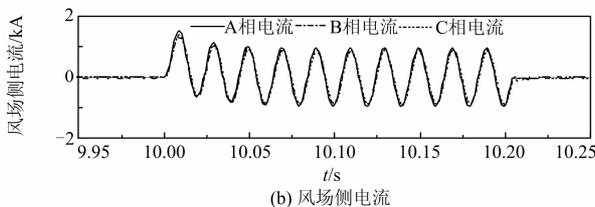
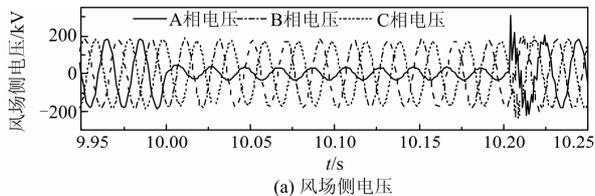


图 5 双馈机并网系统线路两端故障电压、电流波形

Fig. 5 Fault current and voltage waveforms recorded at two terminals of transmission line connected with DFIG wind farm

表 6 双馈风机组 20 MW 并网, 过渡电阻 105 Ω 时测距结果

Table 6 Fault location result in case of 20 MW DFIG wind farm connections with 105 Ω fault resistance

风场侧测距结果							故障点电压相位/rad
故障距离/km	负序等值阻抗	测距结果/km		电流相位/rad			
		负序原理	零序原理	负序	零序		
20	2130∠0.52	/	47.4	2.12	1.19	1.25	
40	2708∠0.07	/	71.9	2.58	1.22	1.27	
60	2910∠0.03	/	98.1	2.65	1.25	1.30	
80	5119∠0.81	/	131	1.93	1.29	1.34	
系统侧测距结果							
90	12.78∠1.41	95.7	56.3	1.23	1.34	1.25	
70	12.78∠1.41	74.2	51.7	1.26	1.32	1.27	
50	12.78∠1.41	53.1	39.5	1.29	1.34	1.30	
30	12.78∠1.41	30.8	24.6	1.34	1.36	1.34	

表 7 双馈风机组 100 MW 并网, 过渡电阻 105 Ω 时测距结果

Table 7 Fault location result in case of 100 MW DFIG wind farm connections with 105 Ω fault resistance

风场侧测距结果							故障点电压相位/rad
故障距离/km	负序等值阻抗	测距结果/km		电流相位/rad			
		负序原理	零序原理	负序	零序		
20	441∠0.32	/	44.1	2.32	1.26	1.32	
40	386∠0.40	/	64.2	2.23	1.27	1.33	
60	341∠0.52	/	88.7	2.12	1.30	1.35	
80	368∠0.56	/	116.3	2.12	1.33	1.38	
系统侧测距结果							
90	12.78∠1.41	46.2	120.6	1.41	1.25	1.32	
70	12.78∠1.41	47.6	96.1	1.38	1.26	1.33	
50	12.78∠1.41	37.5	68.6	1.38	1.30	1.35	
30	12.78∠1.41	22.5	40.2	1.40	1.35	1.38	

双馈并网系统的风场侧负序等值阻抗受到转子侧变频器控制的影响,在故障期间其幅值和阻抗角都在变化,且阻抗角与传统电源系统阻抗和输电线路阻抗的差别较大。对比表 2 可见,虽然故障期间双馈机并网系统风场侧的负序阻抗值较异步机并网系统风场侧的负序阻抗值要大,但双馈机系统侧利用负序电流相位拟合的测距结果误差还略大于异步机系统并网时的负序测距结果。由于故障支路中负序电流由风场侧及系统侧负序电流两部分组成,而两侧负序电流的幅值和相位受到两端负序阻抗及线路负序阻抗之和的影响。对于异步风场,虽然负序阻抗幅值较小,但是其阻抗角与线路阻抗角较为接近,因此异步机风场侧负序电流相位与系统侧负序电流相位相近,系统侧的负序电流相位可以更好地拟合故障支路电流相位。而双馈风场虽然负序阻抗幅值较大,但是其阻抗角与线路阻抗角相差较大,风场侧的负序总阻抗值的阻抗角与系统侧的负序总阻抗值阻抗角差距较大,使得系统侧负序电流相位对故障支路电流相位的拟合准确度下降,因此双馈风机并网系统发生故障时,系统侧的负序测距结果精度反而较差。

由表 7 可见,在双馈风机大容量并网时,由于风场容量增大,故障期间双馈风场侧的负序等值阻抗减小,同时其阻抗角与线路阻抗角和系统侧负序阻抗的阻抗角相差较大,使得系统侧的负序电流相位与故障点电压相位的差值较小容量并网时大得多。此时在系统侧使用负序电流相位拟合的测距结果误差变得非常大,测距结果不可信。

同样,由于故障期间风场侧的零序等值阻抗近似不变,在风场并网容量和接地电阻相同时,双馈机风场侧使用零序电流相位模拟的测距结果与异步及永磁机风场相近。风场侧及系统侧的零序电流与故障点电压的相位差在两侧零序系统阻抗保持不变时,仅与故障距离有关。当系统侧的零序阻抗角接近线路阻抗角时,故障距离变化对风场侧零序电流与故障点电压相位差的影响较小,可以认为较为恒定。因此,后续研究可以考虑对在风场侧故障测距是进行统一的零序电流相位补偿,提高测距精度。

### 3 结论

论文针对鼠笼异步、直驱永磁及感应双馈三种风机类型,量化分析了不同风机类型及风场并网容量对测距精度的影响及原因。异步风电场和永磁型风电场并网线路建议采用在系统侧利用负序电流相位拟合故障点电压相位的测距算法;针对双馈型风电场,在中性点不接地风场侧可以采用零序电流相

位补偿的方式进行测距;从系统侧进行测距,在小容量的情况下可以基于负序电流相位拟合的测距算法;但对于大容量并网的情况下,无论采用负序还是零序电流相位拟合测距算法,精度都很差。虽然针对不同类型风电场采用不同测距地点、不同测距原理相配合的测距方案基本能满足工程需要,但是缺乏应用灵活性,自适应于不同类型风电场并网线路的故障测距新算法亟待研究。

### 参考文献

- [1] 葛耀中. 新型继电保护和故障测距的原理与技术[M]. 2 版. 西安: 西安交通大学出版社, 2007.
- [2] 何世恩, 姚旭, 徐善飞. 大规模风电接入对继电保护的影响与对策[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 21-27.  
HE Shien, YAO Xu, XU Shanfei. Impacts of large-scale wind power integration on relay protection and countermeasures[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 21-27.
- [3] 孟昭军, 王海潮, 许晓彤. 直驱式风电场并网动态等值研究[J]. 电网与清洁能源, 2015, 31(1): 86-91.  
MENG Zhaojun, WANG Haichao, XU Xiaotong. Dynamic equivalence studies for direct-drive wind farms[J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(1): 86-91.
- [4] 耿建昭, 王宾, 董新洲. 利用单相跳闸后信息的输电线路单相接地单端精确测距方法[J]. 电工技术学报, 2015, 30(16): 184-193.  
GENG Jianzhao, WANG Bin, DONG Xinzhou. A novel one-terminal single-line-to-ground fault location algorithm in transmission line using post-single-phase-trip data[J]. Transactions of China Electrotechnology Society, 2015, 30(16): 184-193.
- [5] 王利平, 王晓茹, 王伟, 等. 输电线路故障测距实用算法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(16): 52-58.  
WANG Liping, WANG Xiaoru, WANG Wei, et al. Study of faults location utilizing algorithm on power transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(16): 52-58.
- [6] 王宾, 董新洲, 薄志谦. 特高压长线路单端阻抗法单相接地故障测距[J]. 电力系统自动化, 2009, 32(14): 25-29.  
WANG Bin, DONG Xinzhou, BO Zhiqian. An impedance fault location algorithm for UHV long transmission lines with single-line-to-ground faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 32(14): 25-29.
- [7] 吴萍, 张尧. 基于单端电气量的故障测距算法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(4): 5-7.

- WU Ping, ZHANG Yao. Location using one-terminal data for transmission line[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2003, 15(4): 5-7.
- [8] 王宾, 董新洲, 薄志谦. 特高压交流长线路上零序电抗继电器的动作特性分析及改进[J]. 电工技术学报, 2008, 23(12): 60-64.
- WANG Bin, DONG Xinzhou, BO Zhiqian. Analysis and improvement of zero sequence reactance relay application in UHV long AC transmission lines[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2008, 23(12): 60-64.
- [9] 张保会, 王进, 原博, 等. 风电接入对继电保护的影响(四)——风电场送出线路保护性能分析[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(4): 1-5.
- ZHANG Baohui, WANG Jin, YUAN Bo, et al. Impact of wind farm integration on relay protection (4): performance analysis for wind farm outgoing transmission line protection[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(4): 1-5.
- [10] 苏常胜, 李凤婷, 武宇平. 双馈风电机组短路特性及对保护整定的影响[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(6): 86-91.
- SU Changsheng, LI Fengting, WU Yuping. An analysis on short-circuit characteristic of wind turbine driven doubly fed induction generator and its impact on relay setting[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(6): 86-91.
- [11] 张元, 郝丽丽, 戴嘉祺. 风电场等值建模研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(6): 138-145.
- ZHANG Yuan, HAO Lili, DAI Jiaqi. Overview of the equivalent model research for wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(6): 138-145.
- [12] 文玉玲, 晁勤, 吐尔逊·依布拉音. 风电场对电网继电保护的影响[J]. 电网技术, 2008, 32(14): 15-18.
- WEN Yuling, CHAO Qin, TUERXUN Yibulayin. Impact of interconnected wind farm on power system protection[J]. Power System Technology, 2008, 32(14): 15-18.
- [13] 齐尚敏, 李凤婷, 何世恩, 等. 具有低电压穿越能力的集群接入风电场故障特性仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(14): 55-62.
- QI Shangmin, LI Fengting, HE Shien, et al. Research on fault characteristics of grid-connected large scale wind farms with LVRT capability[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(14): 55-62.
- [14] 裘愉涛, 潘武略, 倪传坤, 等. 风电场送出线等传变距离保护[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(12): 61-66.
- QIU Yutao, PAN Wulue, NI Chuankun, et al. Equal transfer process-based distance protection for wind farm outgoing transmission line[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(12): 61-66.

收稿日期: 2015-10-11; 修回日期: 2016-01-20

作者简介:

袁冰(1977-), 男, 硕士, 主要研究方向为电力系统继电保护技术、运维检修技术等; E-mail: indiligent@sohu.com

王宾(1978-), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统继电保护、智能变电站站域集成保护与控制技术、故障测距、高阻故障检测技术等; E-mail: binw\_ee@mail.tsinghua.edu.cn

陆元园(1992-), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为风电场并网保护与测距技术等。E-mail: llythu@qq.com

(编辑 葛艳娜)