

# 基于双端电气量的输电线路故障测距的新方法

毛鹏,张兆宁,苗友忠,孙雅明

(天津大学电气自动化与能源工程学院电力系,天津 300072)

**摘要:** 利用输电线路两端的故障电压、电流量,提出了一种基于输电线路等效序网的故障测距方法。该方法不严格要求两端数据同步采样,不需要故障选相,且所需通讯数据少。测距结果不受线路负荷、线路两端的系统运行方式、故障点过渡电阻以及故障合闸角等因素的影响。理论及大量的 ATP 仿真结果表明,该方法具有较高的故障测距精度,完全满足现场实际要求。

**关键词:** 输电线路; 故障测距(定位); 双端电气量; 迭代

**中图分类号:** TM711 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2000)05-0024-04

## 1 前言

现代电力系统随着装机容量的增加、电压等级的不断提高以及矿口电厂的发展导致了高压长距离输电线路的增多,因此,输电线路故障对系统稳定性及社会经济生活的影响越来越大。输电线路的精确故障测距结果可为迅速查找故障点、缩短故障排除时间提供了必要的前提。近年来,国内外提出了大量的故障测距原理和方法,有的已经转化为实际运行装置,取得了较满意的结果。按照其测距(定位)时所采用的电气量,故障测距算法大体分为两大类:单端测距算法和双端(或多端)测距算法。

单端量测距算法中,较典型的有:解微分方程法、零序电流相位修正法、故障电流相位修正法、解方程法以及近年来出现的人工智能等方法。单端测距方法对于对端系统的模糊实时参数只能以近似的估计,由此产生了不同程度的原理性误差。虽然,针对某些不足涌现出许多修正方法,但是,当现场运行工况与假定条件不相符时,测距误差难以满足实际需求。对于高压双端输电线路,采用两端电气量,在原理上可以实现精确故障点定位,只是需要双端信息传递。随着电力系统自动化水平的不断提高,通讯设备及相关技术的进一步发展,输电线路终端电站的重要信息皆上传至上一级调度,而且输电线路故障测距不强调实时性,可以离线实现,从而为双端测距算法提供了前提条件,其优越性也日益明显。较典型的双端量测距算法可分为两类:(1)基于双端同步采样数据的算法<sup>[9]</sup>;(2)基于不同步采样数据的算法。第一类型的算法,由于基于同步数据,对硬件要求较高,数据采样的同步偏差会导致较大的测距误差。第二类型的测距算法,通过引入两端数据

采样的同步角,利用在故障点处由线路两端各自推算的电压幅值相等来建立故障的二次方程,巧妙地避开需同步采样的问题。但建立在集中参数模型的算法<sup>[1,2,6,7,8]</sup>,对于高压(超高压)长距离输电线路产生了不可避免的原理性误差,现场实际应用中的测距误差较大,而且方法<sup>[1]</sup>还有可能出现伪根。方法<sup>[3,4,5]</sup>基于线路的分布参数模型,采用长线方程及故障点电压模值相等的原理求出含有故障距离的方程式,皆面临着求解复杂的问题,方法<sup>[4]</sup>采用搜索方法来解方程,本身带有误差性,方法<sup>[5]</sup>尚需解方程组。

本文根据输电线路的分布参数模型,采用对称分量法,基于负序(对于三相对称故障采用故障附加正序)等效网,利用双端电气量进行精确故障点定位。算法原理简单,通讯数据量少,从原理上避开了故障边界条件以及故障前运行工况的影响,理论分析和大量的 ATP 仿真测试表明:算法的测距精度完全满足实际要求。

## 2 故障测距算法的原理

高压长距离输电线路的参数有四个:反映线路通过电流时产生有功功率损失效应的电阻;反映载流导线周围产生磁场效应的电感;反映线路带电时绝缘介质中产生泄漏电流及导线附近空气游离而产生有功功率损失的电导;反映带电导线周围电场效应的电容。给定较小的长度  $dx$ ,输电线路可用集中参数的  $\pi$ 型(见图1)等值电路来表示。由此可见,长距离输电线路完全可以看成是由多个串级连接的  $\pi$ 型等值电路形成,每个等值电路所代表的线路长度,可根据实际需要来确定。

三相对称输电线路,故障发生后,可以根据对称

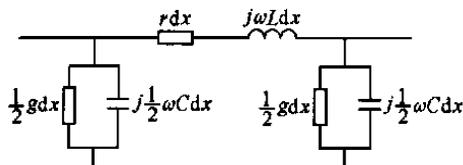


图1 输电线路 型等效电路

分量法和线性叠加原理,将故障态电力网络分解为:故障前正常态网络,故障附加正序网、负序网和零序网。对于三相对称故障,不存在负序和零序网,对于不对称非接地型故障,不存在零序网。故障网络的分解过程,也是输电线路之间的解耦过程,对于各序网,输电线路三相之间不存在相互耦合关系,从而大大地简化了故障计算过程。由电力部门的故障统计知,单相接地类型故障出现率最高,故不妨以一两端系统的单相接地故障为例,详细论述本文提出的测距方法。故障后系统图如图2所示,其可以分解为正常态网(原系统网)、故障附加态正序网(图5)、负序网(图4)、零序网(图3)。

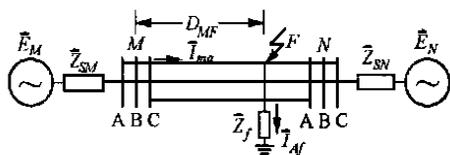


图2 单相接地故障

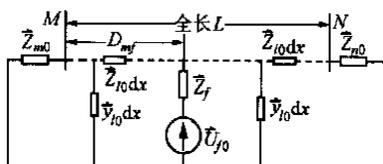


图3 零序网

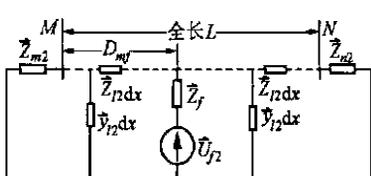


图4 负序网

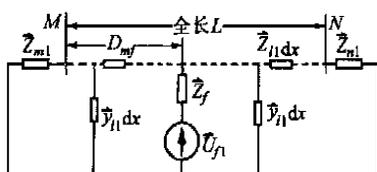


图5 故障附加正序网

高压(超高压)系统的输电线路故障类型,由统计数据知,绝大多数为非对称型故障,而且故障后线路两端电气量中,负序分量较正序分量受故障前负荷的影响小,以及零序网中零序参数具有测量不准确性,故本文对于非对称型故障采用故障后负序网来实现故障测距。而对于较少出现的对称型故障,为了减少负荷对测距结果的影响,采用故障附加正序网来实现故障测距。由此可以看出,线路发生故障后不需要故障选相和精确的故障分类,仅需简单的区分是对称型故障,还是非对称型故障。采用对称分量方法处理后的负序网可以看成是由多个串联的负序等效 型电路构成。对于三相对称输电线路,输电线各相之间的序分量不再存在耦合关系,所以,可以任选一相来计算,我们不妨选择故障相。对于一定的线路长度 dx,等效负序 型图如图6所示。

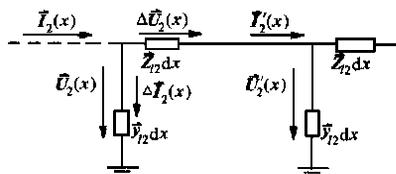


图6 负序等效 型电路

给定一端的电气参数  $\bar{I}_2(x)$ 、 $\bar{U}_2(x)$  可由下列关系式求出另一端的电气参数  $\bar{I}'_2(x)$ 、 $\bar{U}'_2(x)$ 。

$$\begin{cases} \bar{I}'_2(x) = \bar{U}_2(x) * [\bar{y}_2(x) \cdot dx] \\ \bar{I}_2(x) = \bar{I}'_2(x) - \bar{I}_2(x) \\ \bar{U}'_2(x) = \bar{I}_2(x) * [\bar{Z}_2(x) \cdot dx] \\ \bar{U}_2(x) = \bar{U}'_2(x) - \bar{U}_2(x) \end{cases}$$

现阶段,电力系统控制终端自动化水平的提高,数字处理及运算已不再是主要问题。考虑输电线路的分布参数,给定合理的步长 dx,以微观的观点,可以由输电线路一端的电气量求出线路全程的电气量,经离散数据的二次曲线拟合处理,可以反映出全程线路电气量的变化性态。对于非对称性故障发生后,负序等效网完全可以看成由许多等效负序 型电路串联而成的。因此,由故障录波数据经全波差分傅氏算法及对称分量分析法,计算出线路某端的负序分量,利用上述的迭代公式,选定步长 dx,可以求出沿线各 n \* dx 点的负序分量,从而可以求出线路全程负序电气量的变化曲线。

由负序等效网图4知,故障点的负序电压模值最大,从故障点,负序电压沿输电线路向两端递减。

对于图2所示双端网,以M端电气量为入口参数,由负序网可知,M端至故障发生点F,负序电压将递增,在故障发生点F,由于短路的出现,上述型等值电路的迭代条件不再成立。因此,由点F至N端之间的迭代为伪计算,不再正确反映输电线路沿线的负序分量,但由于全程迭代过程中,采用的线路分布参数不变,即距离FN段仍假定满足迭代关系,致使负序电压模值仍按照原趋势递增。最终,以M端为入口参数计算出的负序电压模值曲线是一条单增曲线。同理可以推知,以N端为入口参数计算出的输电线路全程负序电压模值曲线也是一条单增曲线,其FM段的值为伪值。两条曲线在故障发生点F发生真值和伪值的转变,但在各自接近F点处仍为真值。进一步,由负序网及迭代原理知,给定较小计算步长 $dx$ ,在F点由线路两端计算的负序电压应相等,由于采样偏差及小CT、PT的移相影响,线路两端的数据很难达到同步,从而导致分别由线路两端计算出的F点负序电压相位不相等,但其模值相等。本文为减少迭代次数,以及减少寻找负序电压等模值点的盲目性,对迭代产生的离散点,进行二次曲线拟合处理,最终给出线路全程负序电压模值的曲线视图,及相交点(即故障点)对应的位置。前已论述,分别由输电线路两端迭代产生的两条模值曲线是单增的,故仅有一个交点,即求出的故障点位置是唯一的,避免了双端方法<sup>[1]</sup>,解方程出现两根的情况。

对于很少出现的对称性故障,故障后输电线路不再存在等效负序网,我们可以采用同样的方法,就故障附加正序网来计算,采用故障分量可以有效地避免故障前负荷的影响,提高故障测距的精确度。

此故障测距软件,数字处理部分分别装于输电线路两端电站,测距实现部分安装于两端电站的上一级调度,故障发生后,输电线路两端电站仅向调度传输单相基频的负序或故障附加正序(对应于对称性故障)电压和电流值,从而大大地减少了数据传输量。

### 3 ATP 仿真计算

为验证此双端测距方法的有效性及在各种故障情况下的测距精度,本文进行了大量的仿真测试。为使仿真更接近于实际现场条件,选用京津唐500kV输电线路(线路模型如图2所示)的实际参数:

输电线路全长  $D_{MN} = 300\text{km}$ ;

·M端系统阻抗  $Z_{m1} = 1.0515 + j43.176$  ,

$Z_{m0} = j29.0925$  ;

·N端系统阻抗  $Z_{n1} = 1.0577 + j44.920$  ,

$Z_{n0} = j37.470$  ;

输电线路单位正序(负序)参数

$r_1 = 0.02083$  / km ,

$l_1 = 0.8984\text{mH/km}$ ,  $c_1 = 0.01291\mu\text{F/km}$ ;

输电线路单位零序参数  $r_0 = 0.1148$  / km ,

$l_0 = 2.2886\text{mH/km}$ ,  $c_0 = 0.00523\mu\text{F/km}$ 。

以分布参数模型建立输入卡片,采用ATP仿真各种故障情况,获得故障原始数据。鉴于输电线路单相接地故障的多发性及精确测距的困难度,本文以此类故障给出详细的测试结果。

为便于从各个角度对此测距方法作定性和定量分析,定义综合评定指标如下:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{相对误差 } e_i = \frac{\text{实际故障距离 } D_{mf} - \text{测量距离 } X}{\text{输电线路全长 } D_{mn}} \times 100 \% \\ \text{绝对误差 } E_i = |\text{实际故障距离 } D_{mf} - \text{测量距离 } X| \\ \text{最大绝对误差 } E_{\max} = \text{MAX}(E_i) \end{array} \right.$$

生成测试卡片时,考虑以下故障情况:

故障点位置:沿线路全程以固定步长(10km)

选择故障点;

接地电阻  $R_f$ :选择范围为(0~300 );

故障合闸角:以A相为基准,变化范围为(0~1/2);

·M端电势角超前N端电势角30°。

由于此测距方法是依据故障后负序等效网来计算的,且利用两电压模曲线的交点来实现故障点定位,从而从原理上避免了输电线路两端系统阻抗及电势夹角的影响,所以不再考虑它们的变化。

组合上述三种变化因素,形成31(故障点)\*5(接地阻抗)\*4(合闸角)=620组原始故障数据。考虑到故障发生后,保护装置的动作,自启动第三周以后的电气量采样数据不存在,故仿真时均采用故障后第二周数据进行基波提取,以故障相为基准,由对称分量方法求出故障相的负序分量,然后,应用本测距方法求出故障点位置。我们不防将故障点位置定义为故障点距M端的距离 $D_{mf}$ 。为更加清楚直观的说明本测距方法,现给出输电线路两点故障后的测距曲线图(如图7、8示)。其中图7故障情况为:过渡电阻 $R_f = 300$ ,故障点位置 $D_{mf} = 150.0\text{km}$ ;图8故障情况为:过渡电阻 $R_f = 100$ ,故障点位置 $D_{mf} = 250.0\text{km}$ 。

对于所有仿真故障,此双端量测距方法的仿真结果如下:

表 1 同步采样与非同步采样时故障测距结果

实际故障距离 (km)	同步采样测距值 (km)	绝对误差 (km)	偏移 18 度采样时的测距值 (km)	绝对误差 (km)	实际故障距离 (km)	同步采样测距值 (km)	绝对误差 (km)	偏移 18 度采样时的测距值 (km)	绝对误差 (km)
0	- 0.052747	- 0.052747	- 0.082747	- 0.082747	150	150.005	- 0.00526	149.9858	0.014216
10	9.99247	0.007528	9.982872	0.017128	160	160.076	- 0.0763	159.8635	0.136511
30	29.9885	0.011484	30.02137	- 0.02137	180	180.003	- 0.00343	180.0086	- 0.0086
40	39.9986	0.001382	40.02173	- 0.02173	190	190.026	- 0.02691	189.9794	0.020557
50	49.9998	0.000129	50.03024	- 0.03024	200	200.016	- 0.01601	199.9877	0.012261
60	60.0010	- 0.00105	60.01949	- 0.01949	210	210.016	- 0.01604	209.986	0.013996
70	70.0008	- 0.00083	70.01101	- 0.01101	220	220.016	- 0.01595	219.9737	0.02633
80	80.0068	- 0.00689	79.99784	0.002158	230	229.999	0.000902	230.0086	- 0.00863
90	90.0129	- 0.01291	89.97831	0.021689	240	239.999	0.000592	240.0102	- 0.01019
100	99.9899	0.010075	100.0134	- 0.01337	250	250.007	- 0.00791	250.0025	- 0.0025
110	109.981	0.018509	110.0495	- 0.04949	260	260.000	- 0.00079	260.0102	- 0.01022
120	120.006	- 0.00669	120.004	- 0.00401	270	269.998	0.001798	270.0214	- 0.02138
130	130.003	- 0.00296	129.9783	0.02167	280	280.000	- 0.00088	280.0222	- 0.02224
140	140.0496	- 0.04959	139.9676	0.03244	290	290.001	- 0.00157	290.0158	- 0.0158

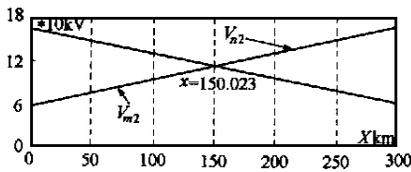


图 7 解曲线

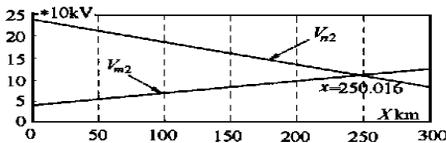


图 8 解曲线

注:解曲线中,  $V_{m2}$  为以  $M$  端为初始参数迭代的输电线路全程负序电压,  $V_{n2}$  为以  $N$  端为初始参数迭代的输电线路全程负序电压,  $x$  为两曲线的交点,即本双端测距算法的解——故障距离(以  $M$  端为基准)。

平均绝对误差  $E_{mean} = 0.021071\text{km}$ ;

最大绝对误差  $E_{max} = 0.199376\text{km}$ ;

其中  $R_f = 200$ ,  $\theta = 18^\circ$  时的测距误差曲线分别如图 9、图 10 示。

本方法采用负序电压模值曲线的交点来实现测距,从而从原理上避免了输电线路两端电气量同步采样的要求。表 1 列出了  $N$  端采样数据滞后  $M$  端 18 度时的测距结果。结果表明两端数据采样的不同步基本上不影响故障测距的精度。

测距误差主要来源于两方面:采样误差及线路参数;故障后基频分量的提取偏差,这也是所有应用基

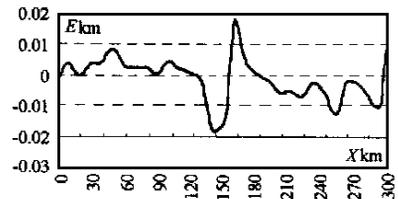


图 9 绝对误差曲线

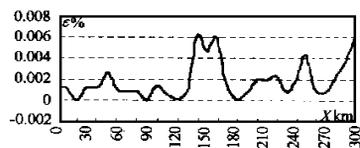


图 10 相对误差曲线

频分量实现故障测距的共有问题。

此测距方法的原理以及数字仿真表明,对于其他类型的故障,测距的精度与单相接地故障时的测距精度相近,鉴于文章篇幅,在此不再一一详细阐述。

#### 4 结论

本文提出的基于双端电气量的高压输电线路故障测距方法,原理简单,故障测距精度高,两端电气量的采集数据不严格要求同步。测距结果不受故障前的运行工况、故障时的边界条件和线路两端系统阻抗的影响。此测距方法易于实现,在线路两端电站安装数据处理软件,极少量的预处理后数据汇总于上级调度,由安装于此的测距软件给出直观、精确的故障点位置。理论及仿真结果表明:此双端 (下转第 46 页)

流。

7.4 故障录波器是分析事故的重要工具。本次故障大连电厂故障录波器未录上有关录波量,给分析工作带来很大困难。因此,故障录波器应与一次设备同步投运,并处于完好状态。

7.5 应用一个直流开关控制所有母差屏的直流电

源。

收稿日期: 1999-11-05

作者简介: 孙刚(1962-),男,高级工程师,主要从事继电保护运行管理工作; 朱兴勇(1965-),男,高级工程师,主要从事继电保护运行管理工作。

### Analysis on a maloperation cause of a busbar protection

SUN Gang, ZHU Xing-yong

(Power Dispatch & Communication Center of Northeast China, Liaoning 110006, China)

**Abstract:** A maloperation cause of BUS 1000 bus protection is presented based on a BUS 1000 bus protection operation analysis at a bus fault in Huaneng Dalian power plant in this paper. A lesson is taught and an improved method is proposed.

**Keywords:** differential bus protection; operation; analysis

(上接第27页) 测距方法是有效的。

#### 参考文献:

- [1] 崔静安,王安定.一种采用双端电气量的新型故障测距算法.电网技术,1996,(12):17~19.
- [2] 董新洲,葛耀中.一种使用两端电气量的高压输电线路故障测距算法.电力系统自动化,1995,(8):47~53.
- [3] 牛敏,赵舫.基于双端不同步数据的测距算法.广州:第十三届学术年会论文集,1997.
- [4] 岳嵘,葛耀中.输电线路两端量故障测距的新算法.广州:第十三届学术年会论文集,1997.
- [5] 梁军,孟昭勇,车仁飞,李仁俊.精确双端故障测距新算法.电力系统自动化,1997,(9):24~27.
- [6] B Jeyasurya, M A Rahman. Accurate Fault Location of Transmission Lines Using Microprocessors. 1989, 4th Intern Conf on Development in Power System Protection.

- [7] M S Sachdev, R Agarwal. A Technique for Estimating Transmission Line Fault Locations from Digital Impedance Relay Measurements. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3, (1), 121~129.
- [8] Damir Novosel, David G Hart. Unsynchronized Two Terminal Fault Location Estimation. IEEE Transaction on Power Delivery, 1996, 11(1): 130~136.
- [9] A T Johns, S Jamali. New Accurate Transmission Line Fault Location Equipment. 1989, 4th Intern Conf On Development in Power System Protection.

收稿日期: 1999-12-09

作者简介: 毛鹏(1973-),男,博士生,主要从事输电线故障测距和变电站综合自动化的研究; 张兆宁(1964-),男,副教授,长期从事电力系统故障暂态信号分析中数学方法的研究。

### A novel technique for locating transmission line fault based on the two-terminal electrical quantities

MAO Peng, ZHANG Zhao-ning, MIAO You-zhong, SUN Yaming

(Tianjin University, 300072, China)

**Abstract:** Using post-fault voltages and currents from the two terminals, a novel method for fault location based on transmission line's equivalent sequence networks is proposed in this paper. The error may be neglected when unsynchronized sampling data at the two terminals are used in this method. And it is unnecessary to select the fault phase. No more than four electrical quantities are needed to communicate. The fault location results are independent of the following factors, such as pre-fault line load, running model at terminals, fault resistance and fault initial angle etc.. Lots of simulation results using ATP show that the method presented in this paper can precisely locate the fault site and completely satisfy the practical need in the field.

**Keywords:** transmission line; fault location; two terminal electrical quantities; iteration