

基于在线参数计算的同杆双回线的自适应故障测距

李胜芳, 范春菊, 郁惟镛

(上海交通大学电气工程系, 上海 200030)

摘要: 提出一种新的基于相量测量单元 (PMU) 在线计算输电线路参数的同杆双回线故障测距的自适应算法。该算法利用 PMU 装置获得同杆双回线路两端的电压和电流相量, 在线路正常运行时, 在线计算同杆双回线的正序参数, 并将该参数用于故障测距, 解决了线路实际运行参数与电力局提供参数的不同, 线路参数在运行过程中由于过负荷, 区外故障等原因引起线路参数的变化所导致的测距精度问题。通过故障前后线路两端的采样数据获取突变的同序正序分量, 计算线路两端的等效系统阻抗, 解决了线路故障前系统运行方式的不确定性所引起的测距误差。大量的 EMTP 仿真计算结果表明, 该测距算法能自适应系统运行方式的变化, 不受故障点过渡电阻、故障类型、故障距离等因素的影响, 具有很高的测距精度。

关键词: 线路参数; 同杆双回线; 故障测距; 相量测量单元 (PMU)

中图分类号: TM743 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2005)03-0066-06

0 引言

基于经济效益的考虑, 具有出线走廊窄、占地面积小、建设速度快等优点的同杆双回线越来越多地被现代电网所采用。高压输电线路准确的故障测距, 对于加速线路故障排除, 尽快恢复供电具有重要的意义。但是, 双线共用杆塔使双回线之间的距离很近, 从而大大加强了输电线路两回线间的电磁影响, 适用于单回线的故障测距算法直接用于双回线往往会有很多问题, 测距结果不令人满意, 使得双回线的测距存在一定难度。

同杆双回线因相间及线间均存在互感, 且有跨线故障发生, 其选相和测距有其特殊性, 众多学者已经做了大量的研究, 提出了许多实用的算法, 如: 解微分方程算法、行波法、故障电流相位修正法等。根据计算时所用电气量的不同又可以把这些算法分为两类: 单端测距和双端测距。单端测距利用线路一端实测的电压和电流量, 可在一些较为合理的假设条件下实现故障测距, 但此算法受对侧助增电流的大小和相位、过渡电阻大小及故障点位置的影响较大, 有时误差会很大。而双端测距充分利用线路两端的电气量, 可以消除过渡电阻和系统运行方式对测距精度的影响, 较单端测距精度更高。另一方面, 传统的测距算法, 无论是单端测距或双端测距, 都未考虑输电线路参数的变化, 而直接采用电力局给定的参数, 给测距结果带来一定的误差。

实际上, 利用基于全球定位系统 GPS 的相量测量装置 PMU, 可以在线计算线路参数, 及时反应参

数的变化, 从而避免因忽略线路参数的变化而导致测距精度降低, 提高同杆双回线故障测距的精度。

1 线路参数计算

现有的测距算法, 一般是采用电力局提供的线路参数进行测距研究的。事实上, 电力局提供的参数, 是非常理想化的, 实际线路参数不仅会随着环境条件的变化而不同, 而且与系统运行情况有关, 当输电线路经历过过负荷, 区外故障的过电流后, 输电线路的垂度会改变, 从而改变输电线路三相之间的距离, 进而影响到输电线路参数的对称性且引起线路参数的变化。而现有的测距算法几乎都没有考虑线路参数的不确定性。对于使用中的输电线, 很难预计其线路参数的变化, 而线路参数的不准确会给测距结果带来较大误差。从我们表 3 的仿真结果可以看出, 线路参数 5% 左右的误差会导致故障测距结果的显著误差。利用同步相量测量 (PMU) 技术, 我们可以得到相当精确的相量用以在线监测输电线路状态, 计算线路正序参数并用于故障测距, 提高测距精度。

1.1 参数算法

线路参数的计算可采用分布参数模型^[2]或者集中参数模型。考虑到本文的测距算法是建立在集中参数模型的基础上, 这里我们选择集中参数模型计算线路参数, 使得在线计算所得参数能更好地配合测距方程, 从而获得更高的精度。型等值电路如图 1 示。

当线路处于正弦稳态时, 由图 1 可得如下关系

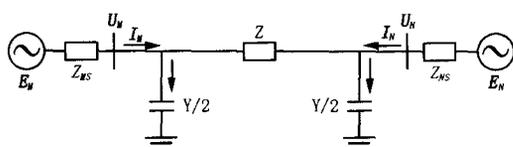


图 1 型等值线路模型

Fig 1 type equivalent circuit model

式:

$$\begin{cases} I_M - U_M \frac{Y}{2} = - (I_N - U_N \frac{Y}{2}) \\ U_M - U_N = Z (I_M - U_M \frac{Y}{2}) \end{cases} \quad (1)$$

根据上式求得:

$$Y = \frac{2(I_M + I_N)}{U_M + U_N}, \quad Z = \frac{U_M^2 - U_N^2}{U_N I_M - U_M I_N} \quad (2)$$

在系统装设 EMU 的情况下,线路两端电压、电流相量 U_M 、 U_N 、 I_M 、 I_N 均为已知量,代入 (2) 式即可在线计算型等值电路的参数 Z 、 Y 。

将以上算法用于同杆双回线路:对每一回线路,分别由 EMU 获得各自故障前稳态运行时的两端电压和电流相量,代入式 (2) 分别计算两回线的正序阻抗和导纳,由于线路的参数不是完全对称的,所计算的两回线的正序阻抗和导纳不会完全相等,所以,取两回线路的计算参数的平均值作为同杆双回线的正序参数。由于 U_M 、 U_N 、 I_M 、 I_N 均受相间及线间互感的影响,因此根据这些数据求出的线路正序参数实际上已计入互感因素在内,用于同杆双回线的故障测距可以获得理想结果。

1.2 参数计算校核

采用型线路模型,利用 EMT P 分别对 120 km 和 240 km 长的线路进行仿真计算。其中 240 km 线路参数完全不对称,该参数是同杆双回线的 EMT P 的典型仿真参数,可以参见 EMT P 仿真使用说明书的举例部分。其仿真模型中的一个的阻抗参数如表 1 (导纳没有列入)。

表 1 240 km 不对称线路的阻抗参数

Tab 1 Impedance parameter of 240 km asymmetric line

		阻抗 /					
		1A	1B	1C	2A	2B	2C
1A		0.354 5 + j3.200 9					
1B		0.259 9 + j1.543 0	0.349 0 + j3.206 7				
1C		0.262 4 + j1.484 0	0.259 9 + j1.543 0	0.354 5 + j3.200 9			
2A		0.261 9 + j1.128 0	0.259 5 + j1.184 8	0.262 2 + j1.282 4	0.365 7 + j3.672 4		
2B		0.261 5 + j1.037 4	0.259 3 + j1.083 4	0.261 9 + j1.149 2	0.262 4 + j1.545 5	0.365 6 + j3.672 4	
2C		0.261 0 + j0.966 3	0.258 8 + j1.005 0	0.261 6 + j1.054 0	0.262 3 + j1.307 6	0.262 4 + j1.551 0	0.265 6 + j3.672 4

利用仿真数据,根据式 (2) 进行参数计算,在线计算的线路参数见表 2。

表 2 线路正序参数计算结果

Tab 2 Calculation results of positive line parameter

线路长度 / km	给定正序参数		计算所得正序参数		模值误差 / (%)	
	阻抗 /	导纳 / S	阻抗 /	导纳 / S	阻抗	导纳
120	2.2 + j38	j3.0e - 4	2.1075 + j37.714 6	j3.006 3e - 4	- 0.76	0.21
240	3.242 + j77.048 6	j5.964 8e - 4	4.130 7 + j76.039 5	j6.030 2e - 4	- 1.25	1.10

从表 2 可以看出,式 (2) 可以正确计算实际线路参数,而且该参数与给定值确有一定偏差,即对于使用中的输电线,其线路参数会发生变化,具有不确定性。EMT P 仿真结果说明,利用 EMU 在线计算线路参数,然后用于线路故障测距,会显著提高测距精度,取得理想效果。

2 同杆双回线的测距算法

2.1 测距算法原理^[5,6]

对于同杆双回线路,根据六序分量法及故障附加分量的概念,当距离线路 M 侧 D (km) 处故障时,其等效故障附加分量序网图可以由图 2 统一表示。

利用图 2 的电压、电流及故障距离的关系,分别由 M 侧和 N 侧计算故障点电压:

$$U_{MFi} = (I_{Mi} - U_{Mi} D Y_i) \times [(Z_{MSi} // \frac{1}{D Y_i}) + D Z_i]$$

$$U_{NFi} = (I_{Ni} - U_{Ni} (L - D) Y_i) \times [(Z_{NSi} // \frac{1}{(L - D) Y_i}) + (L - D) Z_i]$$

考虑到两端数据由于非同步带来了相位误差,但模值不受影响,所以认为 U_{MFi} 和 U_{NFi} 的模值相等,从而可以列出故障测距方程式 (3):

$$\left| (I_{Mi} - U_{Mi} D Y_i) \times [(Z_{MSi} // \frac{1}{D Y_i}) + D Z_i] \right| = \left| (I_{Ni} - U_{Ni} (L - D) Y_i) \times [(Z_{NSi} // \frac{1}{(L - D) Y_i}) + (L - D) Z_i] \right|$$

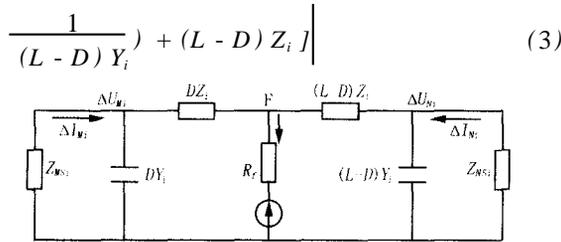


图 2 同杆双回线故障附加分量序网图

Fig 2 Sequence network of additional fault component for transmission line

其中: D 为故障点与线路 M 侧的距离, i 代表六序分量中的某一序。 $U_{i\prime}$ 、 $I_{i\prime}$ 为线路两侧电压、电流的故障附加序分量, 由故障前后的暂态采样数据对应相减求得突变量, 选择合适的滤波算法获得突变量的基波相量, 然后利用六序变换矩阵即可求得相应的故障附加序分量。进一步可计算线路两侧的等效系统阻抗 $Z_{Si} = U_{i\prime} / I_{i\prime}$, 该阻抗的变化可以反映系统运行方式的变化, 使得测距精度不受系统运行方式变化的影响。

式 (3) 虽然看起来比较复杂, 是一个关于 D 的高次方程, 但是我们由式 (3) 注意到: U_{NFi} 的模值随 D 的增加而单调递减, U_{MFi} 的模值随 D 的增加而单调递增, 通过 Matlab 编程, 计算并绘制其变化曲线如图 3 所示。

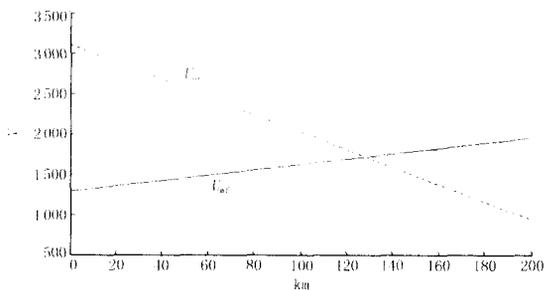


图 3 故障点电压变化曲线

Fig 3 Curve of fault voltage change

图中, 实线代表 U_{MFi} 的模值变化, 虚线为 U_{NFi} 的模值变化。由图 3 可见, 方程 (3) 只会有一解, 不会出现伪根。为了避免因为误差而陷入局部极小点, 可以对 D 在 $0-L$ 范围内进行全局一维搜索, 使得式 (3) 等号两边的模值相差为最小的点即为故障点。这样就避免了复杂的方程求解。

2.2 滤波环节的优化

线路发生故障后的最初瞬变过程中, 电压和电流信号由于混有衰减直流分量和谐波成分而发生严重的畸变, 因而计算电压、电流的故障附加分量

($U_{i\prime}$ 、 $I_{i\prime}$) 时的滤波效果将直接影响最后测距的精度。本文在利用全周傅氏滤波获取基频分量前, 首先通过差分滤除直流分量, 然后选择海明窗作为窗函数, 设置一个前置带通数字滤波器对数据进行初步处理, 除去高次谐波, 削弱非整次谐波的影响, 再对结果进行全周傅氏变换, 最后在单一数据窗下增加一个点, 对全波傅氏算法进行校正^[3], 克服傅氏算法在滤除衰减非周期分量方面的局限, 从而获得很高的滤波精度, 为精确测距打好基础。

2.3 序分量的选择

同杆双回线的故障类型达 120 种之多, 大体上可以分为单回线故障和跨线故障, 其中单回线故障又可分为对称故障和不对称故障; 跨线故障可分为同名相跨线和非同名相跨线故障。单回线对称故障和同名相跨线故障都属于对称故障, 其余属于不对称故障。对称故障不存在负序量, 其中对称跨线故障不存在反序量。而同序正序故障分量则存在于所有故障情况下, 因此利用同序正序故障分量来进行故障测距不需要区分故障类型, 避免了由于同杆双回线故障类型繁多判断困难而影响测距精度的问题。

另一方面, 上文提出的基于 EMU 的线路参数在线计算求得结果为线路的正序阻抗和导纳, 与六序网中的序阻抗之间有一定的联系。根据六序分量意义^[4], 令其变换矩阵为 M , 则六序阻抗 Z_i 由下式计算:

$$Z_i = M^{-1} Z M \quad (4)$$

变换得出: $Z_{1i} = Z_{2i} = Z_i = Z_1 - Z_m$, 即线路的同序正序和同序负序阻抗与正序阻抗相等。因此, 对于同杆双回线的故障测距, 完全可以利用 EMU 在线计算线路正序参数, 将其作为同序正序参数应用于六序分量的测距方法中。

3 EMTF 仿真分析

为了验证本文所提出的算法的正确性, 我们用 EMTF 对同杆双回线的各种故障情况进行了仿真。由于本算法是基于集中参数模型的, 为了验证算法对分布参数长线路的适应性, 仿真模型我们采用了分布参数模型, 分别为 20 个 组成的 120 km 线路和 40 个 组成的 240 km 线路。另外, 为了验证线路参数的不对称性对算法的影响, 我们在对 240 km 线路进行仿真时使用了完全不对称的线路参数, 见表 1。

3.1 对称线路的测距结果比较

为了说明线路参数对测距精度的影响,以 120 km 线路为例,使线路参数相对于计算值发生 +5% 的偏差,过渡电阻为 300 Ω ,在不同故障类型、故障

距离下进行测距,并与同样条件下分别采用给定参数和在线计算参数的测距结果进行对比,如表 3 所示。

表 3 采用不同线路参数时的测距结果

Tab 3 Fault location results with different line parameters

故障类型	实际故障距离 /km	参数偏差 5% 测距结果 /km	误差 / (%)	给定参数 测距结果 /km	误差 / (%)	在线计算参数的 测距结果 /km	误差 / (%)
1AG	24	27.42	2.85	24.96	0.8	24.36	0.3
	108	107.22	-0.65	107.16	-0.7	107.58	-0.35
1AB	48	50.16	1.8	48.48	0.4	48.06	0.05
	108	107.16	0.7	107.46	-0.45	107.52	-0.4
1ABG	48	50.16	1.8	48.48	0.4	48.06	0.05
	108	107.16	-0.7	107.46	-0.45	107.52	-0.4
1ABC	24	26.34	1.95	23.22	-0.65	23.7	-0.25
	108	107.22	-0.65	107.52	-0.4	107.58	-0.35
1A	48	50.4	2.0	48.72	0.6	48.3	0.25
2B	108	107.64	-0.3	107.94	-0.05	108.00	0.00
1A	48	50.4	2.0	48.72	0.6	48.3	0.25
2BG	108	107.7	-0.25	107.88	-0.1	108.00	0.00
1AB	12	15.3	2.75	12.3	0.25	11.7	-0.25
2CG	108	107.4	-0.5	107.7	-0.25	107.76	-0.2
1ABC	12	15.24	2.7	12.24	0.2	11.64	-0.3
2AG	48	49.62	1.35	47.52	-0.4	47.82	-0.15
1ABC	12	15.24	2.7	12.24	0.2	11.7	-0.25
2ABG	48	49.68	1.4	47.58	-0.35	47.94	-0.05

表 3 的测距结果对比很清楚,线路参数的偏差对测距结果影响显著:参数 5% 的偏差导致测距误差增大,最大增加达 2.55% (一回线 A 相接地时)。并且,采用基于 EMU 的线路参数在线计算技术后,相对于直接采用给定参数的测距精度亦提高大约 0.4%,误差距离均在 0.5 km 内。可见,利用 EMU,在故障测距时计入线路参数的不确定因素可以提高

测距精度,降低线路故障检修难度,节约故障测寻的时间,提高供电的可靠性。

本算法不受过渡电阻影响,对于过渡电阻较高的故障情况同样可以取得很高的精度,部分仿真结果如表 4。

由于采用突变的六序分量来进行测距,过渡电阻对测距的影响很小。由表 4 可见,过渡电阻改变

表 4 不同过渡电阻情况下的测距结果

Tab 4 Fault location results under different transition resistances

故障类型	实际故障距离 /km	过渡电阻 / Ω	测距结果 /km	误差 / (%)	故障类型	实际故障距离 /km	过渡电阻 / Ω	测距结果 /km	误差 / (%)
1AG	24	100	24.36	0.3	1A 2BG	48	10	48.48	0.4
		300	24.42	0.35			100	48.3	0.25
	48	100	48.12	0.1		300	48.3	0.25	
		300	48.12	0.1		10	107.94	-0.05	
1ABG	108	100	107.58	-0.35	1AB 2CG	108	100	108	0.00
		300	107.52	-0.4			300	108	0.00
	48	100	48.06	0.05		48	100	47.7	-0.25
		300	47.94	-0.05			300	47.7	-0.25
108	100	107.52	-0.4	108	100	107.76	-0.2		
	300	107.52	-0.4		300	107.76	-0.2		
1ABC	24	100	23.64	-0.3	1ABC 2ACG	12	100	11.7	-0.25
		300	23.58	-0.35			300	11.7	-0.25
	108	100	107.58	-0.35		108	100	107.76	-0.2
		300	107.58	-0.35			300	107.76	-0.2

时,测距结果的改变很小,即测距精度不受过渡电阻的大小影响。即使在高阻接地(过渡电阻达 300 Ω)的情况下,测距仍然能够得到比较精确的结果,最大误差不超过 1 km,完全满足实际现场运行的要求。

3.2 不对称线路的测距结果

考虑到对于实际线路,两回线的参数不可能满

足精确对称条件,本文对参数完全不对称的线路也进行了模拟计算,线路全长 240 km,原始参数见表 1,计算参数见表 2。对各种故障情况进行了仿真,分别采用给定参数和在线计算参数的测距结果见表 5。

表 5 不对称双回线路测距结果

Tab 5 Fault location results for asymmetric parallel lines

故障类型	实际故障 距离 /km	过渡电阻 / /	给定参数 测距结果 /km	误差 / (%)	计算参数测距 结果 /km	误差 / (%)	精度提高 /(%)
1AG	48	100	49.8	0.75	48.36	0.15	0.60
		200	49.92	0.80	48.48	0.20	0.60
	120	100	118.92	-0.45	119.64	-0.15	0.30
		300	118.92	-0.45	118.92	-0.45	0.00
1ABG	120	100	121.68	0.7	120.96	0.4	0.30
		300	121.68	0.7	120.84	0.35	0.35
	192	100	190.44	-0.65	190.8	-0.5	0.15
		300	190.44	-0.65	190.8	-0.5	0.15
1AB	120	5	121.2	0.5	120.48	0.2	0.30
	192	5	190.44	-0.65	190.8	-0.5	0.15
1ABC	24	5	26.04	0.85	24.36	0.15	0.70
	48	5	49.44	0.60	48	0.00	0.60
	108	5	107.44	-0.4	107.88	-0.05	0.35
1A2BG	120	100	121.68	0.7	120.96	0.4	0.30
		10	121.2	0.5	120.48	0.2	0.30
	192	100	190.56	-0.6	190.8	-0.5	0.10
		300	190.56	-0.6	190.8	-0.5	0.10
1AB2CG	48	100	50.4	1.00	48.96	0.4	0.60
		300	50.4	1.00	48.96	0.4	0.60
	108	100	108.48	0.2	107.64	-0.15	0.05
		300	108.48	0.2	107.64	-0.15	0.05
1AB2C	48	5	50.4	1.00	48.96	0.4	0.60
	108	5	108.48	0.2	107.64	-0.15	0.05
1ABC	48	100	49.92	0.8	48.48	0.2	0.60
		300	49.92	0.8	48.48	0.2	0.60
	2CG	100	107.04	-0.4	108	0.00	0.40
1ABC	48	100	49.68	0.7	48.24	0.1	0.60
		300	49.68	0.7	48.24	0.1	0.60
	2ACG	100	106.8	-0.5	107.64	-0.15	0.35
1ABC	108	100	106.8	-0.5	107.64	-0.15	0.35
		300	106.8	-0.5	107.64	-0.15	0.35
1ABC	24	5	26.52	1.05	24.84	0.35	0.70
2AC	108	5	106.68	-0.55	107.52	-0.2	0.35

由表 5 可以看出,即使线路不对称,本算法的测距误差均在 1%以内,误差距离不超过 2 km,而且过渡电阻变化时,测距结果几乎不变,即算法不受过渡电阻的影响,可以满足实用要求。并且,利用 PMU 在线计算参数后的测距精度较直接使用给定参数的测距精度大有提高,进一步说明对于不对称线路的故障测距,利用 PMU 进行故障测距,具有实际意义。

4 结论

本文提出的同杆双回线故障测距的自适应算法,采用集中参数模型,同时计及分布电容的影响,利用 PMU 数据计算线路正序阻抗及导纳,提取线路两端电压电流的故障突变量,计算两端等效系统阻抗,进而进行双端电气量的故障测距。该算法不仅

继承了传统的双端测距算法的优点,而且在原理上与故障点过渡电阻、故障类型以及故障前的潮流、系统的运行方式无关,避免了电力系统运行过程中许多不确定因素对测距精度的影响。

因同杆双回线故障类型繁多,故障选相比较困难,而不管哪一种故障,同序正序分量都是存在的,采用突变同序正序分量进行故障测距,避免了选相的困难。而且,相对于传统的故障测距算法,本算法在线计算输电线路的参数,计及了线路的互感因素,线路的不对称性,参数的不确定性对测距的影响,更接近于实际情况,测距精度得到大大提高。

大量的 EMTP 仿真验证表明,本算法精度很高,能自适应系统运行方式的变化,故障类型的变化以及故障点过渡电阻的变化。

参考文献:

- [1] 傅周兴,郭颖娜,何文林.基于 GPS 同步时钟的相量测量在电力系统中的应用研究[J].继电器,2001,29(7):31-34
FU Zhou-xing, GUO Ying-na, HE Wen-lin Study on Application of Synchronous Clock's Phasor Measurements Based on GPS in Power System [J]. Relay, 2001, 29(7): 31-34
- [2] Jiang J A, Yang J Z, Lin Y H, et al An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines, Part I Theory and Algorithms [J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2000, 15(2): 486-493
- [3] 李孟秋,王耀南,王辉.基于全周波富氏算法滤除衰减直流分量新方法[J].湖南大学学报(自然科学版),2001,28(1):59-63

LI Meng-qiu, WANG Yao-nan, WANG Hui A New Algorithm for Filtering Decaying DC Component Based on Half-cycle Fourier Algorithm [J]. Journal of Hunan University (Natural Science Edition), 2001, 28(1): 59-63

- [4] 朱声石.高压电网继电保护原理与技术[M].北京:中国电力出版社,1995.
ZHU Sheng-shi The Theory and Technology of Relay Protection for EHV Power System [M]. Beijing: China Electric Power Press, 1995.
- [5] 蔡华嵘,范春菊,郁惟镛.一种实用的高压输电线路双端电气量故障测距新算法[J].中国电力,2003,36(7):31-34.
CAI Hua-rou, FAN Chun-ju, YU Wei-yong A New Practical Algorithm of Fault Location for EHV Transmission Line Based on Two-terminal Electrical Measurements [J]. Electric Power, 2003, 36(7): 31-34.
- [6] 李胜芳,范春菊,郁惟镛.一种基于 PMU 的线路自适应故障测距算法[J].继电器,2004,32(10):6-9.
LI Sheng-fang, FAN Chun-ju, YU Wei-yong An Adaptive Fault Location Technique Based on PMU for Transmission Line [J]. Relay, 2004, 32(10): 6-9.

收稿日期: 2004-05-28; 修回日期: 2004-06-12

作者简介:

李胜芳(1979-),女,硕士研究生,研究方向为电力系统继电保护及综合自动化;

范春菊(1967-),女,副教授,在职博士,长期从事人工智能在继电保护及综合自动化的研究及教学工作; E-mail: chunjuc@online.sh.cn

郁惟镛(1940-),男,教授,博士生导师,长期从事人工智能在继电保护及综合自动化的研究及教学工作。

Adaptive fault location algorithm for parallel transmission lines based on online calculated parameters

LI Sheng-fang, FAN Chun-ju, YU Wei-yong

(Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200030, China)

Abstract: A new adaptive fault location technique based on Phasor Measurement Unit (PMU) for parallel transmission lines is presented. Voltage and current phasors of both ends of the parallel transmission line are obtained through PMU. Adopting lumped parameter model, the positive parameter of type line is online calculated for fault location. Then the location error brought by factors such as practical parameters being different from parameters provided by electric power bureau, the uncertainty of line parameters can be decreased. Through the sampling data of both ends of the transmission line pre/post fault, the same-sequence positive component of the mutation quantity can be obtained to estimate the equivalent system impedance. So the location error resulted from the uncertainty of system operation mode pre-fault can be solved. Extensive EMTP simulation results show that the proposed technique can adapt the alteration of the system operation mode and allow for accurate estimation of the fault location irrespective of transition resistance at fault point, fault type and fault distance.

Key words: line parameter; parallel transmission line; fault location; PMU