

# 覆冰条件下线路单相接地引起非故障相产生 零序互感电流现象的分析

魏莉<sup>1</sup>, 彭建宁<sup>1</sup>, 郑涛<sup>2</sup>, 杨拯<sup>1</sup>, 王国功<sup>1</sup>, 高雯<sup>1</sup>

(1. 固原供电局, 宁夏 固原 756000; 2. 华北电力大学, 北京 102206)

**摘要:** 介绍了某 110 kV 线路覆冰条件下及融冰过程中发生单相接地故障时, 在非故障相中出现较大感应电流的现象, 指出互感电流的产生与故障点所在位置及微气象环境条件的相关性, 依据附加测量阻抗计算了故障点的零序互感阻抗值, 简要分析了零序互感电流对接地距离和零序电流保护的影响。并指出 110 kV 线路因运行电压较超高压、特高压等级低, 互感耦合问题并不很突出和普遍, 在无实测参数条件下, 还可以从加强保护配置方面去消除零序互感的潜在不利影响。

**关键词:** 线路覆冰; 单相接地; 微气象条件; 非故障相; 零序互感电流; 继电保护配置

## Analysis of phenomena that zero sequence current will be induced on the non-fault wire when the line icing is in the single-phase grounding fault

WEI Li<sup>1</sup>, PENG Jian-ning<sup>1</sup>, ZHENG Tao<sup>2</sup>, YANG Zheng<sup>1</sup>, WANG Guo-gong<sup>1</sup>, GAO Wen<sup>1</sup>

(1. Guyuan Power Supply Bureau, Guyuan 756000, China; 2. North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** This paper introduces the phenomena that a biggish current will be induced on the non-fault wire when the 110 kV electric wires are in the single-phase grounding fault, which happened under the condition of transmission line icing or during the process of ice melting. Also, the relationship between the induced current and the climate condition of the place where the fault happened is discussed. Based on additional measured impedance, the zero-sequence mutual impedance data of the place where the fault happened is computed. And the influence of zero sequence mutual current on grounding distance and zero sequence current protection is analysed in a nutshell. For 110 kV line, the operation voltage is lower than EHV and UHV network, so it is not patency and common in mutual inductance coupled problem. Another way, we can avoid latent disadvantage impact of zero sequence mutual current from improving the relay protection equipment without observed reference impedance.

**Key words:** transmission line icing; single-phase grounding; climate condition; non-fault phase; zero sequence mutual current; relay protection equipment

中图分类号: TM71; TM77 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)09-0061-06

## 0 引言

110 kV 同杆架设的双回、多回平行线路, 因无实测互感阻抗数值, 怎样在定值整定中考虑互感因素, 避免其对接地保护的不利影响, 成为整定人员困惑和关心的问题。本文通过几起覆冰条件下线路单相接地故障时, 非故障相出现较大感应电流现象的简要分析, 指出 110 kV 线路互感电流的产生与故障点位置及微气象条件环境的相关性, 并简要分析了零序互感电流对继电保护的影响。向同行介绍零序互感电流现象, 为继电保护整定计算人员、从事零序互感问题研究的科研专家提供来自运行现场

的基础资料。并指出 110 kV 线路因运行电压较超高压、特高压等级低, 互感耦合问题并不很普遍和突出, 也可从加强保护配置方面去消除零序互感的潜在影响。

## 1 线路故障概况

### 1.1 线路简介

110 kV 瓦隆线为单回架空线, 长 19.366 km, 穿越六盘山, 海拔高度在 1 910~2 769 m 之间。气象条件为西北 II 级、III 级, 最高气温 40℃, 最低气温 -30℃, 最大风速 30 m/s, 覆冰厚度 15~35 mm, 19#~57# 为 35 mm 覆冰区, 年雷暴日 40 天, 年

平均气温 0℃。导线采用钢芯铝绞线 LGJ-185/30 型，地线采用稀土锌铝合金镀层钢绞线 GJ-50 型。

### 1.2 故障简述

该线路自投运以来，故障次数较多。图 1 为瓦隆线一次接线示意图，瓦侧为主电源侧，隆侧为负荷侧。

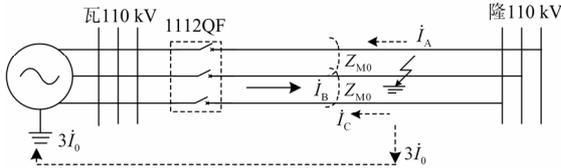


图 1 故障电流分布图

Fig.1 Fault current distribution diagram

(1) 2007-2-28, 14 时 59 分 32 秒 601 毫秒，1112 线路距离 I 段出口跳闸，73 ms 保护启动重合闸，1 075 ms 重合闸出口，重合成功。故障数据见表 1，波形参见图 4。故障点在线路 6 km 附近，没有互感电流，说明并非全线都有互感，特定路段互感较强，且在线路中点附近故障互感应电流最强。

(2) 2007-3-15, 21 时 23 分 47 秒 18 毫秒，1112 线路保护接地距离 I 段出口跳闸，70 ms 保护启动重合闸，1 072 ms 重合闸出口重合成功。B 相接地短路，故障点在 8~9 km 范围，在 A、C 相产生了较大的互感电流，与故障相电流方向相反。见图 2(a)，

(图中  $3U_0$  电压很低、没有突变是因为录波器接外接  $3U_0$  电压线虚接所致)。

(3) 2007-3-17, 13 时 41 分 51 秒 725 毫秒，1112 线路保护接地距离 I 段出口切除。70 ms 保护启动重合闸，1 072 ms 重合闸出口，重合成功。见图 2(b)，

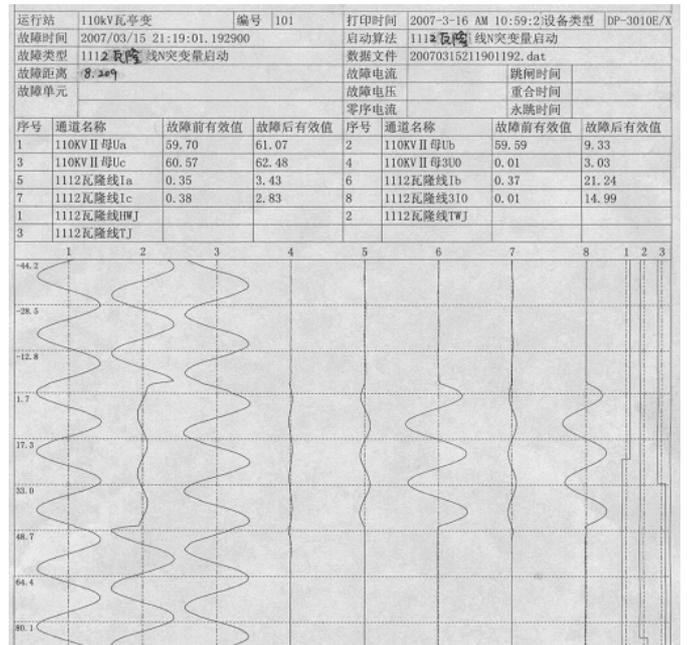
(图中  $3U_0$  电压很低、没有突变是因为录波器接外接  $3U_0$  电压线虚接所致)。

(4) 2007-10-9, 11 时 09 分 18 秒 932 毫秒，1112 线接地距离 I 段保护动作，跳开 1112 断路器。1 174.5 ms 重合成功。B 相接地短路，A、C 两相分别有 279.2 A 和 243.2 A 的一次电流，相位也基本相同，与故障相电流反相。见图 2(c)。

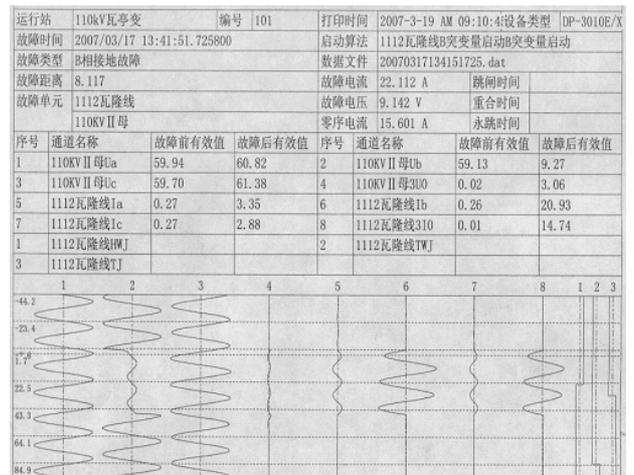
(5) 2007-10-9, 12 时 10 分 08 秒 271 毫秒，1112 线再次发生 C 相故障，18 ms 接地距离 I 段动作切除。1 083 ms 重合出口，1 185.2 ms 断路器重合成功。1 970.3 ms (重合成功后约 800 ms) 又发生 BC 相间故障 (持续 70 ms)，2 013 ms 接地距离 I 段再次动作，1112 断路器永跳。(由于完整波形图太长，图 2(d) 仅出示前一次故障的波形图)

从录波图看出，C 相 (故障电流 1 736 A) 接地时，A、B 两相分别有 236 A 和 269.6 A 的一次电流，初始相位也相同，方向与 C 相反，分析认为是 C 相

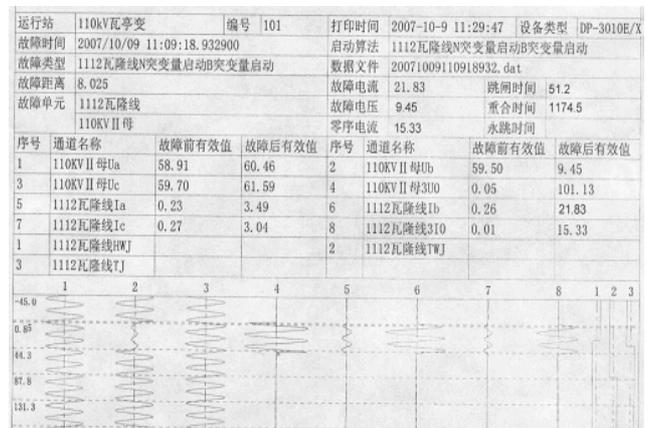
故障电流感应出反方向电流。



(a)



(b)



(c)

运行站	110kV瓦变	编号	101	打印时间	2007-10-9 12:56:23	设备类型	DP-3010E/X
故障时间	2007/10/09 12:10:08.271600	启动算法	1112瓦降线N突变启动C突变量启动	数据文件	20071009121008271.dat		
故障类型	1112瓦降线N突变启动C突变量启动	故障距离	8.44	故障电流	21.70	跳闸时间	60.01
故障单元	1112瓦降线	故障电压	9.84	重合时间	1185.2		
	110kV II母	零序电流	15.39	永跳时间	1970.3		
序号	通道名称	故障前有效值	故障后有效值	序号	通道名称	故障前有效值	故障后有效值
1	110kV II母Ia	58.35	59.06	2	110kV II母Ib	59.08	60.35
3	110kV II母Ic	60.09	9.84	4	110kV II母3U0	0.16	96.70
5	1112瓦降线Ia	0.23	2.95	6	1112瓦降线Ib	0.25	3.37
7	1112瓦降线Ic	0.27	21.70	8	1112瓦降线3I0	0.01	15.39
1	1112瓦降线HWJ			2	1112瓦降线TWJ		
3	1112瓦降线TJ						

(d)

图2 零序互感电流录波图

Fig.2 Wave of zero sequence mutual inductance current

表1 5次故障数据比较简表

Tab.1 Comparison table of five fault data

序号	故障日期及时间	故障相别	故障测距 保护/录波器	故障电流				故障原因	备注
				$I_a$	$I_b$	$I_c$	$3I_0$		
1	2007-2-28	BN	6.56/6.13	0.1	21.08	0.19	21.21	线路覆冰, 融冰过程中绝缘子对铁塔、地线放电闪络	非故障相无感应电流
2	2007-3-15, 21:19	BN	8.56/8.209	3.43	21.24	2.83	14.99		非故障相产生了感应电流, 规律符合 $I_b - I_a - I_c \approx 3I_0$
3	2007-3-17, 13:41	BN	8.56/8.117	3.35	20.93	2.88	14.74		
4	2007-10-9, 11:09	BN	8.50/8.025	3.49	21.83	3.04	15.33		
5	2007-10-9, 12:10	CN	8.44/9.00	2.95	3.37	21.7	15.39		$I_c - I_a - I_b \approx 3I_0$

线路覆冰分为雨淞、混合淞、雾淞、积雪和白霜。由文献[1]知,雨淞和混合淞比雾淞对绝缘子电气性能的影响更大,混合淞的最低闪络电压最小;雾淞由于结构蓬松,附着力小而容易脱落,其耐受能力明显比雨淞高;积雪绝缘子的绝缘性能要比覆冰绝缘子好,覆冰绝缘子的交流耐压比积雪绝缘子低40%。重庆大学进行了大量的人工覆冰和自然覆冰观测、试验之后发现,覆冰绝缘子放电更易发生在融冰期。从覆冰的干湿增长过程来看,湿增长的覆冰绝缘子比干增长的覆冰绝缘子耐受电压低,湿增长的覆冰更危险,或者说“干”冰的闪络电压要比“湿”冰的高。由于覆冰是一种导电物质,绝缘子冰闪电压随着海拔高度的增加、气压的降低而逐渐降低。

这5次故障有着相同的大区段气候背景及时间段,集中在初春和初秋季节。3月份的两次故障背景在气温骤变、大雪纷飞、雪过天晴、气温回暖之时。10月份两次故障亦然:自2007年9月26日以来持续14天低温阴雨,10月7日开始普降大雪,空气湿度加大,导线因雾淞凝结成覆冰,覆冰的包裹使导线变粗,各相导线之间、导线与地线之间的有效绝缘距离变小,耦合电容增大。加之空气湿度

## 2 感应电流原因分析及对继电保护的影响

### 2.1 感应电流产生的原因

线路工区查线发现,线路8~9 km区域故障时,实际故障点在42#-43#杆之间,处于35 mm重覆冰区。42#杆塔型为MLT1拉门塔,地处海拔高度2753 m,北纬35.407631°,东经106.124081°;43#杆塔型为JG2转角“干”字型,海拔高度2788 m,北纬35.407395°,东经106.122355°。三相导线间距4.5 m。故障原因与故障点位置地理环境、海拔高度、气候状况、塔型结构、导线间距等因素有关。为方便比较,将几次故障数据列于表1。

大,空气介质的绝缘性能下降,均为产生互感电流提供了充分必要条件。据观察记录,故障发生在大雪过后,气温回暖过程中,时间集中在上午9:30到下午3:00之间,在一天中气候相对温暖的时段内。气温的回升使绝缘子覆冰融化形成“湿增长”。10月9日天气转晴后在正午阳光普照之下覆冰升温融化脱落,过程中使导线弹起与铁塔、地线因距离不够而放电闪络短路接地。

该线路正常负荷电流很小,一次电流30 A左右。测得空载电容电流为3.75~4.92 A(阴天)。当发生短路线路通过大的故障电流时,气候、覆冰等综合因素导致各相导线间零序互感联系变得紧密,互感应磁链的耦合、线间电容耦合共同作用使故障电流向非故障相产生分流,该电流的产生类似于单相重合闸过程中的潜供电流<sup>[2-3]</sup>。且故障点距离线路中点附近越近、故障电流越大,在相邻线路感应出的电流也越大<sup>[4]</sup>。

### 2.2 互感阻抗数值计算

线路保护配置CSL-161B微机型。二次定值:接地距离电抗I段0.4 Ω/0 s/II段3.38 Ω/0.6 s;零序电流I段23.61 A/0 s/II段8.6 A/0.3 s/III段3.13/0.6 s;零序自感复补偿系数 $K_s = 0.31 + j0.67$ ,电阻定值

$R=7 \Omega$  (CT 变比 400/5, PT 变比 1100/1)。线路正序阻抗一次值  $Z_{L1}=3.1567+j7.7464 \Omega$ 。

利用表 1 第 4 次故障保护装置第 8 点的采样数据计算当时情况下的互感阻抗, 保护动作报告及采样数据见图 3, 采样值为瞬时值, 换算为有效值进行计算。

NO.	IA	IB	IC	3I0	UA	UB	UC	3U0	UX
-6	-0.4	-0.9	-0.4	-0.4	41.8	-84.1	41.0	0.2	-0.9
-5	-0.1	-0.9	-0.6	-0.5	73.3	-73.6	-1.6	-1.1	-0.7
-4	-0.1	-0.8	-0.8	-0.5	83.9	-40.5	-44.9	-0.1	-0.8
-3	-0.3	-0.6	-1.0	-0.6	71.9	0.7	-73.7	0.0	-0.9
-2	-0.2	-0.3	-0.9	-0.4	37.6	45.8	-85.3	-1.1	-0.7
-1	-0.3	-0.3	-1.0	-0.5	-1.2	72.8	-73.4	-0.5	-0.8
0	-0.8	3.4	-1.1	2.7	-48.7	42.1	-46.9	-82.3	-0.8
1	-2.8	16.9	-2.9	12.4	-76.7	11.9	0.1	-110.3	-0.9
2	-4.2	25.4	-3.9	18.2	-86.8	8.6	41.1	-61.5	-0.8
3	-4.6	25.7	-4.2	17.9	-72.5	2.2	73.0	8.0	-0.8
4	-3.5	17.3	-3.1	11.7	-36.1	-4.6	87.9	84.9	-0.7
5	-1.3	3.1	-1.3	1.7	6.6	-10.3	76.9	129.5	-0.7
6	1.0	-12.6	1.0	-9.4	46.8	-13.7	44.9	137.8	-0.7
7	3.4	-26.0	2.9	-18.4	78.1	-13.7	2.1	117.7	-0.8
8	4.8	-33.5	4.1	-23.3	85.2	-9.7	-42.3	59.1	-0.7
9	5.1	-32.8	4.1	-22.3	70.2	-3.8	-74.9	-13.7	-0.8
10	3.8	-23.9	3.0	-15.7	34.8	3.0	-87.9	-85.3	-0.9

图 3 保护动作报告

Fig.3 Protection operation report

以 A、B 两相间的互感计算为例, 第 8 点采样数据对应的有效值

$$I_a=3.39 \text{ A}, I_b=23.69 \text{ A}, 3I_0=16.48 \text{ A}, U_b=6.86 \text{ V}$$

(1) 线路故障, 无互感时 CSL-161B 保护 B 相测量阻抗应为 (此时  $3I_0$  数值略微小于  $I_b$ ,  $3I_0 \approx I_b$ )

$$Z'_{B.cl} = \frac{U_B}{I_B + \dot{K}_S 3I'_0} = \frac{6.86}{23.69 + 3 \times 0.31 \times 23.69} + j \frac{6.86}{23.69 + 3 \times 0.67 \times 23.69} = 0.15 + j0.1(\Omega)$$

(2) 受互感影响保护实际的测量阻抗值计算值 (此时  $3I_0$  明显小于  $I_b$ )

$$Z_{B.cl} = \frac{U_B}{I_B + \dot{K}_S 3I_0} = \frac{6.86}{23.69 + 3 \times 0.31 \times 16.48} + j \frac{6.86}{23.69 + 3 \times 0.67 \times 16.48} = 0.18 + j0.12(\Omega)$$

(3) 图 3 显示保护实际测到的阻抗值

$$CJZK \quad R=0.18 \quad X=0.24$$

距离元件实际的附加测量阻抗为

$$Z_{B.cl} - Z'_{B.cl} = 0.18 + j0.24 - 0.15 - j0.1 = 0.03 + j0.14(\Omega)$$

又因为  $\Delta Z_{B.cl} = \frac{3\dot{K}_m C_{II0}}{2C_{II} + C_{I0}(1 + 3\dot{K}_S)}$ , 代入已知

$$\text{数据 } 0.03 + j0.14 = \frac{3\dot{K}_m \times 0.22}{2 \times 0.78 + 0.78(1 + 3 \times 0.738)} \text{ 求得}$$

零序互感复补偿系数  $\dot{K}_m = 0.005 + j0.023$ 。

$$\text{其中: } \begin{cases} C_{II} = C_{I0} = (2 - \alpha) / 2 = 0.78 \\ C_{II0} = \alpha / 2 = 0.22 \\ \alpha = 8.5 / 19.366 = 0.439 \end{cases}$$

$$\text{又因 } \dot{K}_m = \frac{Z_{M0}}{3Z_{L1}} = \frac{Z_{M0}}{3 \times (3.1567 + j7.7464)}$$

计算得到 A、B 相之间零序互感阻抗数值为  $Z_{M0} = 0.582 + j0.334(\Omega)$ 。

### 2.3 互感电流对保护的影响

我们通常看到故障录波图和保护动作报告中故障相电流与  $3I_0$  几乎相等, 图 2 及表 1 中所示单相接地在非故障相有较大电流现象较少看到。

一般单相接地故障常见故障波形如图 4, 因各相导线间的正、负序、零序互感阻抗都很小影响微弱, 所以通常故障相电流总与 3 倍零序电流相等,  $I_B = 3I_0$ ; 而当受环境因素影响, 各相导线之间零序互感阻抗  $Z_{M0}$  较大不能忽略时, 才会出现  $3I_0 < I_B$ , 且在非故障相有较大感应电流现象。

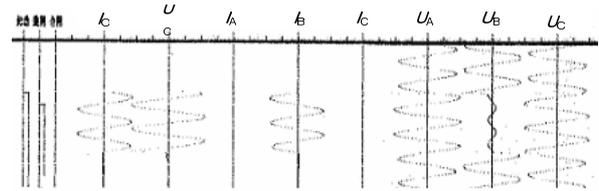


图 4 常见单相接地故障波形

Fig.4 Wave of common single-phase ground fault

#### 2.3.1 $Z_{M0}$ 影响使故障线路 $3I_0$ 减小

一回线路的 A、B、C 三相是具有共同正序和零序电源的平行线, 三相导线间的正序和负序互感很小, 因沿线三相导线的换位 (100 km 以下不换位) 一般可以忽略不计。但因受土壤导电系数、导线在杆塔上的分布、平行线间距等各种因素影响, 零序互感在特定条件下无法避免, 零序电流对通讯和继电保护会造成不良影响。110 kV 工程实用中常常容忍这种由于互感造成的测量阻抗误差, 但要求应了解其误差的大小, 在定值中加以考虑<sup>[5]</sup>。

相间距离 I 段按照小于等于线路全长正序阻抗的 85% 整定, 即  $Z_{I.set} \leq 0.8 \sim 0.85 Z_L$ ; 而接地距离 I 段则按照小于等于线路全长正序阻抗的 70% 整定, 即  $Z_{0I.set} \leq 0.7 Z_L$ 。从而看出整定规程中已考虑了接地距离可能受互感因素影响, 其误差程度的控制较相间距离更为严格。按照此办法整定定值, 对具有共同正序和零序电源的平行线来讲, 是牺牲了故障线路接地距离 I 段的保护范围, 来换取非故障线路接地距离 I 段的可靠不误动。

由于零序互感的影响, 若按照 85% 整定接地距

离欠范围 I 段, 对于某系统长度为 100 km 的 220 kV 线路, 其实际测量阻抗可增大到线路全长正序阻抗的 1.076 倍 ( $0.85 \times 1.266$ ), 使保护范围大大缩短<sup>[5]</sup>。若按 70% 整定, 同等条件接地距离实际测量阻抗为线路全长正序阻抗的 0.886 ( $0.7 \times 1.266$ ) 倍。若在 I 段整定阻抗边界故障, 均会拒动。

观察图 2 知, 两非故障相中感应出的电流与故障相电流方向相反, 非故障相电流对故障相电流的分流作用使  $3I_0$  数值减小, 在整定值不变时, 零序电流 I 段保护范围将减小, 不利于 I 段正常发挥作用; 同时零序 II 段对本线末灵敏度下降, 降低了零序各段的功用。同时阻抗测量误差与产生互感的电流成正比, 也与互感阻抗  $Z_{M0}$  的大小成正比。受互感阻抗  $Z_{M0}$  作用影响,  $3I_0$  数值减小, 使采用了  $3I_0$  补偿的接地距离保护测量阻抗  $Z_{Bcl} = U_B / (I_B + K3I_0)$  (未经互感补偿) 也增大, 整定阻抗不能改变情况下, 接地 I、II 段保护范围缩短。同理, 如果故障线路有平行线, 则会在平行线的各相中也产生感应电流, 可能使  $3I_0$  被分流的现象更为严重, 从而将使故障线路的零序电流 I 段与接地距离 I 段保护范围缩小得更多而产生拒动。为避免这种情况下因互感引起的分流对故障线路继电保护的影响, 110 kV 平行双回或多回同塔线路, 最好的保护方案是在线路两侧装设光差等全线速动保护, 以保证快速切除故障。

据 2009 年线路覆冰故障波形观察, 当重合于故障之后, 因短路电流的融冰效应, 非故障相不再有因互感产生的分流,  $3I_0$  与故障相相等。

### 2.3.2 $Z_{M0}$ 影响使运行线路 $3I_0$ 增大

平行双回线中一回停运另一回运行时, 当停运线路两端断开不接地, 停运线路上会产生感应电压; 若停运线路只有一端接地, 不接地端会感应电压, 接地端会有感应电流, 但一般数值较小。

当停运线路检修两端接地, 如图 5。此种情况下运行线路在停运线路上感应电流, 停运线路两端的接地刀闸处均会有不同程度大小的零序电流流过, 如图中所示母线处发生接地故障, 检修线路上流过的感应电流会增大, 方向与运行线路的零序电流相反, 产生去磁作用, 使线路零序总阻抗减小, 零序电流增大; 使运行线路接地距离保护 I、II 段测量阻抗减小, 保护范围伸长<sup>[5]</sup>。也可理解为: 受互感作用, 产生一串接于停运线路的零序电压源 (类似于发生了单相断线故障), 当发生区外故障时, 流过较大故障电流的运行线路 I 对停运线路 II 感应出较大的零序电流通过变电所接地刀闸入地, 该纵向零序源的助增作用使运行线路零序电流增大, 可能出现  $3I_0 > I_B$  (B 相接地故障时), 如不考虑其影响,

则会引起相邻母线或相邻线路出口附近故障时线路 I 首端保护的误动。因此整定零序 I 段时要考虑停运线路两端接地的情况 (此时本线  $3I_0$  最大)。接地 I 段按  $Z_{01.set} \leq 0.7Z_L$  整定, 长期运行经验证实有把握避免误动。此种检修接地方式下若不能充分信任现有接地距离 I 段和零序电流 I 段保护, 则可将其临时退出, 前提是线路配置有光差保护。

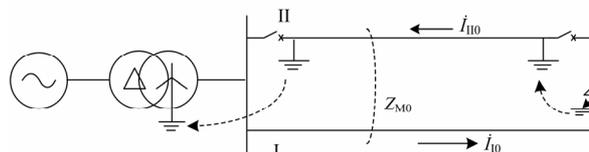


图 5 产生互感电流的一次接线图

Fig.5 Primary connection diagram of producing mutual inductance current

## 3 采取的措施

线路同一点或者同一区段内频繁发生同相别或不同相别的故障, 短路电流产生的巨大的电动力与热效应会使得该点及该区段内各处机械强度、绝缘性能受到严重破坏, 形成绝缘薄弱点 (或段), 使得这些地方成为故障多发点, 故障切除后故障点周围空气介质绝缘性能也不能很快地完全恢复, 导致重合不成。或重合成功线路各点具有了额定电压后, 因湿度较大介质绝缘容易再次击穿, 电弧容易在其他相别重燃。断路器合闸时产生的操作过电压、甚至正常电压都可能更容易导致其再次击穿, 会在重合后极短的时间内再一次发生短路故障, 引起保护再次动作。随着线路运行时间的延长和受多次大短路电流的冲击, 导线机械性能下降更为严重, 导致故障频发。同时存在覆冰不均匀融化脱落过程中导线再次跳动, 因距离不够而再次故障。为此, 已采取了以下措施:

①对线路故障频发点、地段进行改造, 将经常发生覆冰的杆段改造为耐张段, 导线正三角形排列改为水平排列, 并积极探索融冰措施。

②新建一条不翻越六盘山的线路 (已经建成投运)。加强原有线路覆冰区域监测, 在重冰季节, 停运原有线路, 由第二回新建线路供电, 从而减少本线路故障次数, 提高供电可靠性。

③从继电保护配置方面改进措施: 在原线路两侧配置光差保护, 提高全线切除速度, 减小故障过流时间, 减轻导线损坏程度, 减轻故障对电网的影响。

### 4 结语

规程规定 110 kV 及以上电压等级输电线路的正序和零序阻抗、互感阻抗都应该采用实测值。由于系统中 110 kV 线路数量众多,工程应用中往往没有条件逐一实测每条线路的阻抗数据。因此,故障时保护及录波器实测到的几乎不叠加负荷电流的零序互感电流数据就显得较为宝贵。

因零序互感应电流造成 220 kV 线路零序纵联方向、纵联距离保护误动多次发生<sup>[7-8]</sup>。110 kV 线路电压等级较低,产生互感电流现象较超高压、特高压电网少见,但也造成 110 kV 线路横差保护误动<sup>[6]</sup>,所以,在无实测零序互感阻抗值时,运行现场需注意积累、总结经验。比如,当一回线接地故障时,同时调取平行线路波形报告或采样值(保护及录波装置未启动时),与正常负荷时的数据、前期故障数据进行纵、横向的对比分析,取得经验数据,方便整定、决策。

随着电网建设的快速发展以及线路走廊的制约因素,同杆、同走廊线路日益增多。顺应各级电网协调发展、继电保护科学化配置的趋势,从可靠性管理的要求出发,强化 110 kV 线路保护配置,普遍装设可全线速动的光纤纵差保护,以消除不同运行、检修方式下零序互感对接地 I 段和零序电流 I 段及纵联零序方向等保护的不利影响,是一项具有前瞻性的有效而完善的举措。

### 参考文献

[1] 蒋兴良, 卢杰, 等. 输电线路绝缘子串防冰闪措施研究[J]. 电网技术, 2008, 32 (14): 19-24.  
JIANG Xing-liang, LU Jie, et al. Study on Measures to Prevent Icing Flashover of Insulation Strings[J]. Power System Technology, 2008, 32 (14): 19-24.

[2] 解广润. 电力系统过电压[M]. 北京: 水利电力出版社, 1985.

[3] 龚有军, 朱普轩, 等. 750 kV 同塔同窗同相序紧凑型输电技术的可行性研究[J]. 电网技术, 2008, 32 (13): 50-54.

GONG You-jun, ZHU Pu-xuan, et al. Feasibility Study of Two Compact 750 kV Circuits with Same Phase Sequence in the Same Tower Window[J]. Power System Technology, 2008, 32 (13): 50-54.

[4] 孙秋芹, 王冠, 等. 特高压双回线耦合效应的计算与分析[J]. 高电压技术, 2009, 35 (4): 737-742.  
SUN Qiu-qin, WANG Guan, et al. Calculation and Analysis of the Coupling Effects of the UHV Double-circuit Transmission Lines[J]. High Voltage Engineering, 2009, 35 (4): 737-742.

[5] 贺家李, 宋从矩. 电力系统继电保护原理(增订版)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

[6] 赵世春, 李永军, 等. 一起因线路架设方式不当引起的接地横差保护误动分析[J]. 继电器, 2008, 36 (9): 73-75.  
ZHAO Shi-chun, LI Yong-jun, et al. Analysis on a Maloperation of Earthing Crossed Differential Protection Owing to Improper Transmission Line Lay Mode[J]. Relay, 2008, 36 (9): 73-75.

[7] 国家电力调度通信中心. 国家电网公司继电保护培训教材[M].北京: 中国电力出版社, 2009.

[8] 肖伟强, 蔡泽祥, 等.同杆线路零序互感对纵联距离保护的影响[J]. 电力系统自动化, 2009, 33 (3): 84-88.  
XIAO Wei-qiang, CAI Ze-xiang, et al. Influence of Zero Sequence Mutual Inductance on the Pilot Distance Relay in Multi-circuit Transmission Lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33 (3): 84-88.

收稿日期: 2009-05-21; 修回日期: 2009-08-16

### 作者简介:

魏 莉 (1971-), 女, 本科, 工程师, 长期从事继电保护整定计算、保护动作分析等工作; E-mail: gygdweili@tom.com

彭建宁 (1967-), 男, 高级工程师, 从事电力系统高压试验及电网管理工作;

郑 涛 (1975-), 男, 博士, 副教授, 从事继电保护教学和科研工作。