

# 基于突变量方向的区域备自投故障范围识别方案

颜俊<sup>1</sup>, 安小波<sup>2</sup>, 张立平<sup>1</sup>, 代运滔<sup>2</sup>, 董睿智<sup>1</sup>

(1. 中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司, 湖北 武汉 430071;

2. 贵州电网公司遵义供电局, 贵州 遵义 563000)

**摘要:** 分析区域备自投系统对故障范围识别的需求, 提出了一种基于突变量方向原理的故障范围识别方案。方案中区域备自投系统各子站实时检测、发送本地测点的突变量方向值, 方向值经短路电流展宽, 主站同步接收、记录区内所有测点的突变量方向值, 并保存一定时长的历史数据, 当主站检测到跳闸失压时根据跳闸前各断路器测点的突变量方向值识别故障范围。该方案能够满足各种故障失压情况下的识别要求, 原理简单可靠, 不需增加额外设备及二次回路。

**关键词:** 区域备自投; 故障范围识别; 突变量方向; 继电保护

**中图分类号:** TM 77

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.09.026

## 0 引言

备用电源自投(下文简称备自投)装置能够提高电网的供电可靠性, 简化电网运行方式, 目前已在 110kV 及以下电压等级的电力系统中得到广泛应用。备自投装置需具备一定的故障范围判断功能, 当故障点位于失压母线侧时应闭锁备自投, 避免备用电源合闸于故障<sup>[1]</sup>。现有的备自投装置可分为常规的本地备自投和基于通信的区域备自投<sup>[2-4]</sup>。本地备自投通常接入本站的母线差动保护、主变后备保护信号, 通过保护动作信号及母联开关位置构成母线故障时的备自投闭锁逻辑<sup>[5]</sup>。目前, 区域备自投主要采用与本地备自投类似的故障范围判别方案, 即接入区内所有的母线差动保护、主变后备保护动作信号, 结合电气接线综合判断待恢复失压区域内是否存在故障点<sup>[6]</sup>。该方法实现简单, 但接入信号较多、策略较为繁琐, 且易受区域电网保护配置的影响, 若任一站点未配置母线差动保护, 则区域备自投无法准确判断故障范围<sup>[7]</sup>。实际电网中某些 110kV 变电站电气接线简单或互感器绕组数量受限, 存在未装设母线差动保护的情况。此外, 上述方法对保护越级跳闸引起的母线失压缺乏适应性。如线路故障时断路器拒动, 上一级线路后备保护跳闸切除故障, 此时故障点仍位于待恢复失压区域内, 但备自投系统无法识别<sup>[8]</sup>。

区域备自投的失压控制对象由单站母线扩展到区域系统, 上述不适应性的风险被放大, 准确识别故障范围显得尤为重要。为解决上述问题, 有的区域备自投系统集成了线路保护和母线保护功能, 实现完整的故障判断和定位隔离功能<sup>[9]</sup>, 但现场接线回路更为复杂且投资较大。本文提出了一种应用于 110kV 电网的基于突变量方向原理的区域备自投故

障范围判别方法, 在各种故障失压情况下均能够准确识别故障范围, 并且实现简单, 完全基于备自投系统的软硬件结构, 不需增加额外设备或回路, 不仅满足区域备自投的各种应用要求, 也适用于常规本地备自投。

## 1 区域备自投控制要求

电网事故停电后区域备自投将识别停电区域并选择可用开环点进行备自投控制。与常规备自投不同, 区域备自投能够实现送端多站的恢复供电, 当备用侧供电裕度小于失压侧需转供负荷时, 将先切一定的负荷再合开关, 当失压区域存在多个可用开环点时, 将选择转供能力最强的开环点进行合闸。

图 1 为某 110kV 电网接线图, 区内有 2 个电源点, 为避免电磁环网, 区域分成 2 片运行, 开环点在开关  $B_6$  和  $B_{10}$ 。

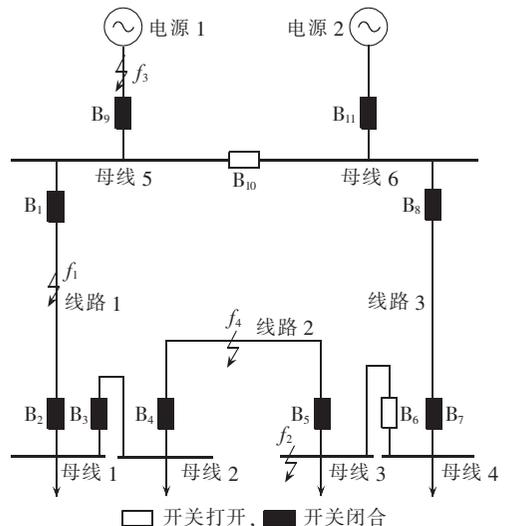


图 1 110kV 电网典型接线图

Fig.1 Typical wiring diagram of 110kV power grid  
不同故障情况下, 区域备自投控制过程如下。

a. 线路 1 上  $f_1$  点短路, 线路保护跳开关  $B_1$ 、 $B_2$  切除故障, 区域备自投检测到区域失压且满足起动作条件后, 先重跳开关  $B_2$ , 若母线 1—4 的总负荷大于线路 3 的供电能力, 还将切除母线 1—3 的部分负荷, 最后合开关  $B_6$ , 恢复母线 1—3 供电。若为常规备自投, 则线路 1 上的  $f_1$  点短路后将先重跳开关  $B_5$ , 再合开关  $B_6$ , 仅能恢复母线 3 供电。

b. 外部区域的  $f_3$  点短路, 上一级保护动作引起母线 5 停电, 区域备自投根据失压区域及可用开环点情况选择母联开关  $B_{10}$  作为合闸点, 重跳开关  $B_9$  并判断电源 2 不会过载后合开关  $B_{10}$ , 恢复母线 5 及母线 1—3 供电。

当继电保护越级跳闸或未配置母线差动保护时, 区域备自投存在合闸于故障的风险。以图 1 所示电网为例说明如下。

a. 线路 2 上  $f_4$  点短路, 线路 2 保护拒动, 由线路 1 后备保护跳  $B_1$  切除故障。区域备自投动作将使开关  $B_6$  合闸于故障。

b. 母线 3 未配置母线差动保护, 若  $f_2$  点发生短路故障, 由线路 2 后备保护跳  $B_4$  切除故障。区域备自投动作使开关  $B_6$  合于故障, 引起线路 3 后备保护跳开关  $B_8$ , 导致停电范围扩大。

因此, 区域备自投有必要具备独立完善的故障范围识别功能, 降低对继电保护的依赖性。当识别到待恢复失压区域内部有未被隔离的故障时, 区域备自投不动作, 或者先定位隔离故障, 再选择可恢复的失压区域进行备自投, 实现电网事故停电后的综合恢复控制。

## 2 区域备自投故障范围识别方案

### 2.1 区域备自投系统

本区域备自投系统基于实时信息, 监视区域电网的网络拓扑、跳闸事件和电网潮流, 根据跳闸事件自动识别任意形态的失压区域, 自主发现可供使用的备投点, 并对多个备投点进行自动评估排序, 在线决策出最优备自投及负荷控制方案进行恢复控制<sup>[10]</sup>。该系统采用分层分布式结构, 设置一个控制主站和多个控制子站, 具备协调控制和站域控制功能。主站与各子站间通过 2 Mbit/s 专用光纤通道实时交互信息, 同步周期为 0.833 ms。区域备自投系统结构如图 2 所示。

区域控制主站收集区域电网运行信息, 进行在线识别和决策, 向各站点下发协调控制命令, 具备失压区域识别、可备投判别、故障范围识别、电网供电能力识别、负荷控制、备投点选择等协调控制功能。站域控制子站采集本站的开关位置、电流电压、控制信号、母线供电负荷、可切负荷等信息并实时上送区

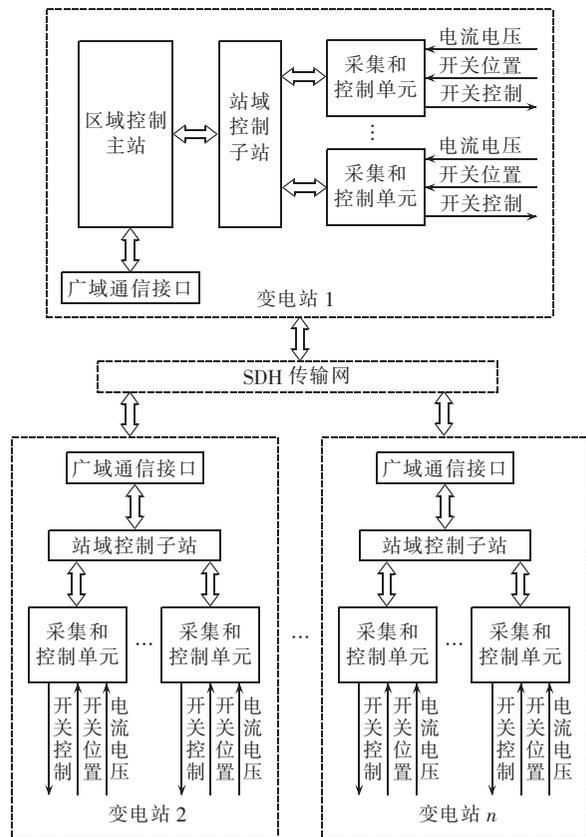


图 2 区域备自投系统结构

Fig.2 Structure of areal automatic switchover system

域主站, 具备故障方向检测、协调控制命令就地判别及出口、本地备自投等站域控制功能。

区域系统正常时, 所有站点均加入协调控制, 实现区域电网综合、协调、有选择性的以及适应各种运行方式的备自投控制。区域系统异常时, 各站点仍具有独立的站域控制功能, 保证最基本的本地备自投功能仍然可用。

实现故障范围识别需要各子站检测本地测点的故障方向, 将结果实时上送至区域控制主站, 区域控制主站收集区域内所有测点的实时信息, 根据识别到的失压区域及相关测点同步的故障方向标志, 判断故障点是否位于失压区域内部, 并确定其位置。

### 2.2 故障范围识别方法

#### 2.2.1 测点故障方向定义与判别

区域内每台断路器均作为故障方向识别的测点。由于突变量反映故障特征, 不受负荷电流、过渡电阻、故障类型等因素的影响<sup>[11]</sup>, 本方案采用测点关联母线的三相电压和断路器的三相电流构成突变量方向元件。测点的参考方向定义为由母线指向线路。每台线路断路器等效为 1 个测点, 而母联断路器因关联 2 段母线, 等效处理为 2 个测点, 每个测点关联 1 段母线, 由该段母线电压和以该段母线定义参考方向的电流构成方向元件。

为简化识别策略,不同情况下各测点的突变量方向元件均采用式(1)的形式,不引入电流补偿。由于 110 kV 系统中电源阻抗对线路阻抗之比不会太小,式(1)对正向、反向故障均能提供足够的灵敏度。

$$\theta = \arg \frac{\Delta U_{kk}}{\Delta I_{kk}} \quad (1)$$

其中,  $kk = AB, BC, CA$ ;  $\Delta U_{kk}$  为相间电压突变量;  $\Delta I_{kk}$  为相间电流突变量。突变量方向元件的计算等效网络如图 3 所示。图中,  $-U_{F|0|}$  为故障附加电源;  $R_G$  为短路过渡电阻;  $Z_L$  为线路阻抗,  $Z_S$  为网络等值阻抗。方向元件测量的角度反映了图 3 中阻抗  $Z_S$  的角度。在正方故障时有  $\Delta U_{kk} / \Delta I_{kk} = -Z_S$ , 反方向故障时有  $\Delta U_{kk} / \Delta I_{kk} = Z_S$ 。

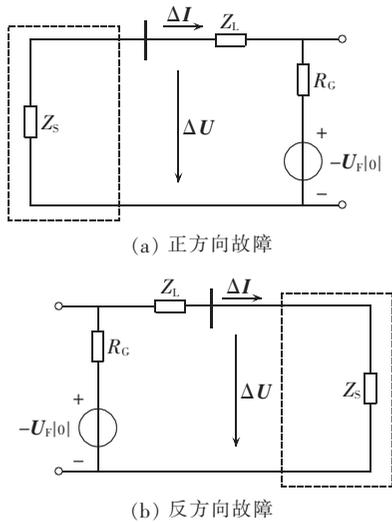


图 3 突变量方向元件计算等效网络

Fig.3 Equivalent networks for calculating fault directional elements

等值阻抗  $Z_S$  与故障附加网络有关,网络参数和故障点不同,阻抗的计算结果将不同。图 4 为网络阻抗等值关系示意图。图中,  $U_S$  为网络电源;阻抗  $Z_e$  等于该支路开口网络的戴维南等效阻抗除以开路电压比例系数。根据戴维南定理,网络中任一支路的电流  $i$  可以表示为图 4 所示的关系,  $Z_e$  可进一步分解为支路上  $k$  点至电源点的转移阻抗  $Z_{ks}$  与  $Z_e - Z_{ks}$  之和。若  $U_s$  等于故障附加电源  $-U_{F|0|}$ , 则支路上  $k$  点处比相元件的等效阻抗  $Z_S = Z_e - Z_{ks}$ 。由戴维南等

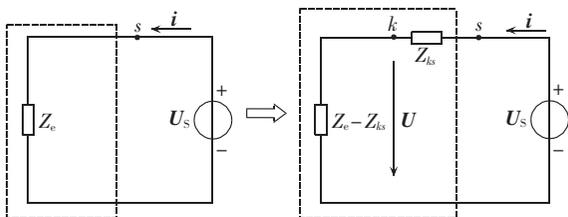


图 4 网络阻抗等值关系示意图

Fig.4 Schematic diagram of equivalence relationship between network impedances

效阻抗计算关系可知  $Z_e$  大于  $Z_{ks}$ , 网络中所有元件阻抗角小于  $90^\circ$ , 则  $Z_S$  的阻抗角始终小于  $90^\circ$ 。

因此,不论系统运行方式和故障点如何变化,任一测点按式(1)计算出的角度满足下列关系:

$$\begin{cases} 90^\circ < \theta < 270^\circ & \text{正方向故障} \\ -90^\circ < \theta < 90^\circ & \text{反方向故障} \end{cases} \quad (2)$$

为提高方向元件的灵敏度,比相方式可改进为下列形式:

$$\theta = \arg \frac{\Delta U_{kk}}{Z_d \Delta I_{kk}} \quad kk = AB, BC, CA \quad (3)$$

其中,  $Z_d$  为根据典型网络参数计算的等效阻抗。发生正方向故障时,比相元件测量角度更接近  $180^\circ$ ; 发生反方向故障时,比相元件测量角度更接近  $0^\circ$ 。

采用该比相方式时,每个测点均计算 3 个比相元件,在发生相间故障时 3 个元件均能正确反映故障方向,在发生单相故障时仅有 2 个元件能反映故障方向,在发生复合故障时元件间反映的故障方向还可能不一致。因此,为保证测点方向识别的准确性,采用 3 取 2 逻辑从 3 个比相结果中确定测点的故障方向标志值;故障方向标志值为  $-1$  表示故障点位于测点的反方向,故障方向标志值为 0 表示未检测到故障电流。

### 2.2.2 故障范围识别

#### a. 同步机制及识别过程。

各子站突变量起动后 2 个周期内完成突变量方向计算,对故障方向标志按 2.2.1 节定义进行赋值,并采用短路电流信号对结果进行展宽,这样不仅可以确保故障信息的同步性,还可消除非短路故障的影响。故障方向标志值为 0 的持续时间与保护切除故障时间有关,110kV 电网主保护切除故障时间一般大于 80 ms,后备保护时间更长。实际装置能够在 80 ms 或更短的窗口内完成故障范围识别,可以适应主保护切除故障的情况,当故障由后备保护切除时灵敏度更高。此外,前一种情况下具备母线差动保护动作信号,将其与故障范围识别结果取或,能够进一步确保发生区内故障时闭锁备自投。

系统运行全过程中,各子站实时同步上送本地各测点的故障方向标志至主站,主站同步记录所有测点信息,并保存一定时长的历史数据,实际系统中主子站间数据同步周期为 0.833 ms。对于供电半径 200 km 的 110 kV 区域电网,站间 2 Mbit/s 通道传输延时一般小于 2 ms。因此,在短路故障切除前 30 ms 时各子站均已完成方向标志计算并更新主站数据。

主站实时监测电网运行状态,当检测到断路器跳闸时,记录断路器编号及跳闸时刻,并开始失压区域判别。当判断出跳闸引起区域失压时,读取各测点在失压区最后 1 台断路器跳闸前 30 ms 时的故障

方向值进行故障范围识别,该数据是全网同步的,能够完全反映故障特征。

综上所述,故障范围识别采用了方向标志短路电流展宽、实时上传并缓存、跳闸时刻记录等同步机制,识别过程在检测到失压区域后启动,判定非区内故障后开放后续控制决策及延时,备自投延时达到后完成校验及跳合闸出口,实现了突变量方向标志与备自投控制过程的有效配合。

#### b. 识别策略。

定义失压区域电源断路器为引起区域失压的跳闸支路上与失压侧母线关联的断路器。如图 5 中  $f_3$  点发生故障后备保护跳  $B_{yz1}$ 、 $B_{yz2}$  后引起的失压区域,  $B_{yz1}$ 、 $B_{yz2}$  即是其电源断路器。区域备自投实时检测失压区域内的开关跳闸事件,判断是否形成失压区域,并识别出失压区域对应的电源断路器。电源断路器不仅作为备自投控制中的重跳点,还是故障范围的识别点。

根据电源断路器测点的故障方向信息可识别失压区内是否有未被隔离的故障点。当电源断路器测点的故障方向标志中“有反方向且无正方向”时,则可判定该失压区内有未被隔离的故障点,否则判定区内无故障点。如图 5 中  $f_1$  点短路,线路  $YZ_1$ 、 $YZ_2$  后备保护跳  $B_{yz1}$ 、 $B_{yz2}$ ,电源断路器  $B_{yz1}$  的故障方向标志值为  $-1$ , $B_{yz2}$  的故障方向标志值为  $1$ ,不满足“有反方向且无正方向”,识别为区外故障;而  $f_3$  点短路时,线路  $YZ_1$ 、 $YZ_2$  后备保护跳  $B_{yz1}$ 、 $B_{yz2}$ ,此时  $B_{yz1}$ 、 $B_{yz2}$  的故障方向标志值均为  $-1$ ,满足“有反方向且无正方向”,识别为区内故障。

此外,根据更多测点的故障方向信息及元件与测点的关联关系,还可进一步定位故障元件。具体方法是以母线、线路元件为单位对失压区域内各测点的故障方向标志进行组合判断,当母线上所有关联测点的故障方向标志“有反方向且无正方向”时,可判定故障位于该段母线上;当线路两侧断路器测点的故障方向标志“有正方向且无反方向”时,可判定故障位于该段线路上。其中,母联断路器等效为 3 个测点,识别过程中选择目标母线所关联的测点进行判断。

对于常规的区域备自投系统,识别故障点是否位于失压区内已可满足控制要求,进一步的故障定位和准确隔离可应用于未来具备负荷转移、网架重构功能的智能区域备自投系统中。完整的故障范围识别策略处理流程如图 6 所示。

### 3 性能影响因素分析及改进方法

#### 3.1 衰减直流分量的影响

110 kV 系统短路过程中的暂态分量主要是衰减直流分量,其幅值和衰减速度分别与故障时刻和网络参数有关。直流分量对交流信号间的相位比影响较大。图 7 是含有较大衰减直流分量的积分比相结果,图中虚线为积分比相器输出的相位差信号,可以看出受直流分量影响比相器不能输出持续稳定的相位差信号,将导致方向元件误判。此外,当系统的  $X/R$  值越大时,不仅直流分量衰减速度较慢,而且等效阻抗的角度也越接近  $90^\circ$ ,对方向元件的性能提出了更高的要求。

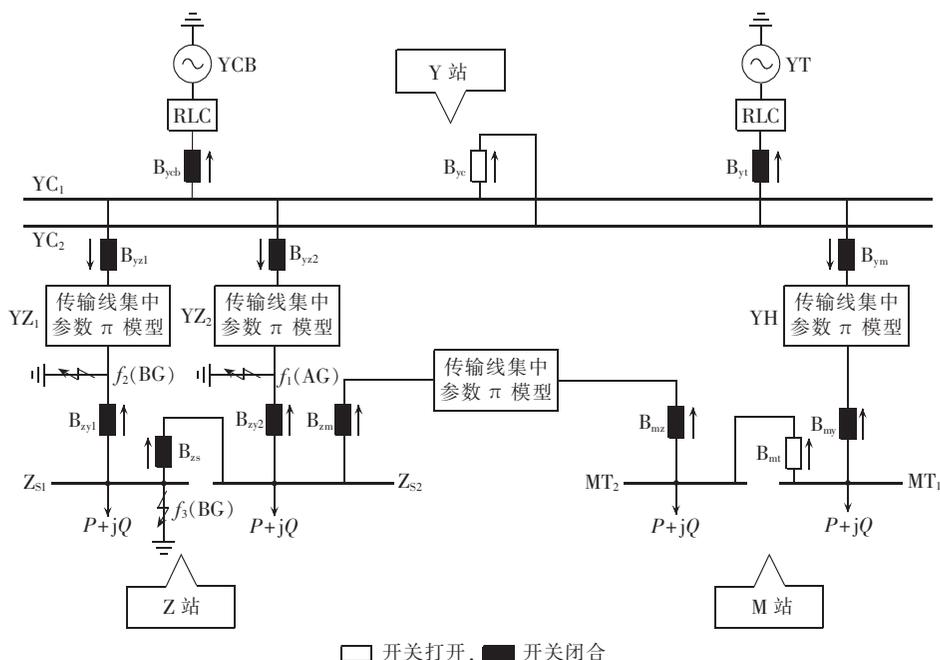


图 5 110 kV 区域备自投故障范围识别仿真网络图

Fig.5 Simulation network for fault range identification of 110 kV areal automatic switchover system

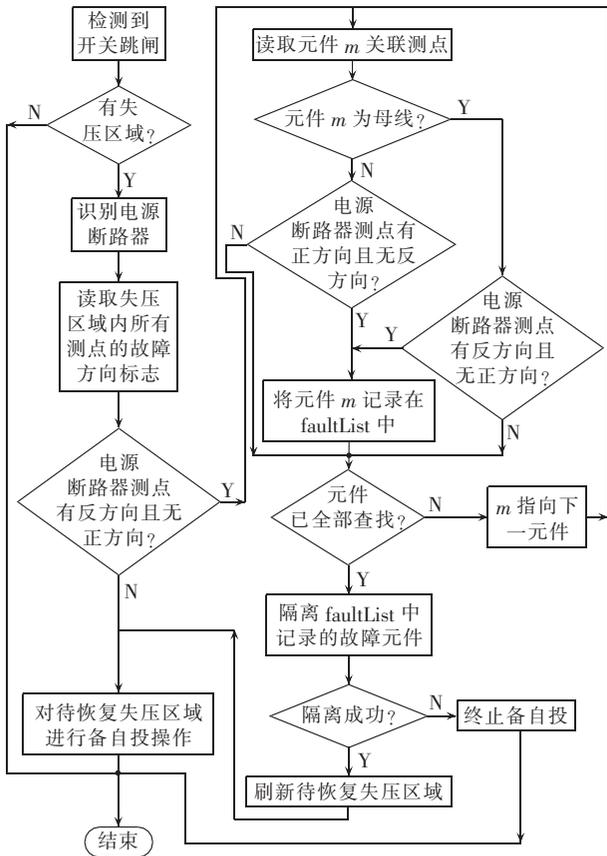


图 6 故障范围识别策略流程图

Fig.6 Flowchart of fault range identification strategy

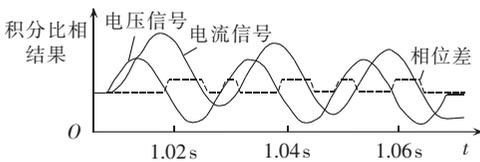


图 7 含衰减直流分量的交流比相曲线

Fig.7 Phase difference curves with decaying DC component

本方向元件基于傅氏算法对突变量信号进行预处理,采用处理后的傅氏虚部值进行比相。傅氏算法无法完全滤除衰减直流分量,但其虚部值能有效降低衰减直流对交流比相的影响。以空载短路故障为例,设故障后的电流如式(4)所示,其也是故障后电流突变量的表达式。

$$i(t) = I_m \sin(\omega t + \varphi) - I_m \sin \varphi e^{-t/\tau} \quad (4)$$

其中,  $I_m$  为交流分量幅值;  $\omega$  为交流分量角频率;  $\varphi$  为交流分量初相角;  $\tau$  为直流分量衰减时间常数。

$t_0$  时刻的电流瞬时值如式(5)所示。用  $t_0$  时刻前一个周期的数据做傅氏计算,其虚部结果见式(6)。

$$i(t_0) = I_m \sin(\omega t_0 + \varphi) - I_m \sin \varphi e^{-t_0/\tau} \quad (5)$$

$$A_c(t_0) = \int_{t_0-T}^{t_0} i(t) \cos(\omega t) dt = I_m \sin(\omega t_0 + \varphi) - I_m \sin \varphi e^{-t_0/\tau} W \quad (6)$$

$$W = \frac{2\tau(e^{1/c} - 1)}{T(1 + \omega^2 \tau^2)} \quad (7)$$

其中,  $T$  为交流分量周期。

对比式(5)、(6)可以看出,傅氏虚部值与原信号有相同的交流分量,而直流分量增加了抑制系数  $W$ 。设  $c = \tau/T$ ,式(7)可简化为式(8),  $W$  随  $c$  变化的曲线如图 8 所示。可见衰减时间常数越大,傅氏虚部值对直流分量的抑制作用越强。当  $\tau = T$  时,傅氏虚部值的直流分量约为原信号的 8%。

$$W = \frac{2c(e^{1/c} - 1)}{1 + (2\pi c)^2} \quad (8)$$

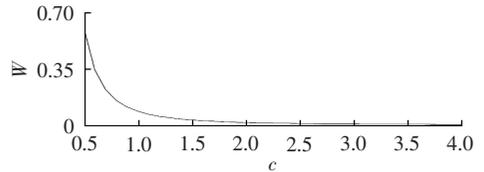


图 8 直流分量抑制系数变化曲线

Fig.8 Curve of DC component suppression coefficient

图 9 为采用滤波后电气量进行比相的相位差信号。可以看出,傅氏虚部值完整保留了故障信号的基波相位特征,对衰减直流分量有较好的抑制效果,比相器能够输出持续稳定的相位差信号。采用突变量信号的傅氏虚部值进行比相判断,能够提高方向元件对故障暂态过程的适应性,满足方向识别的性能要求。

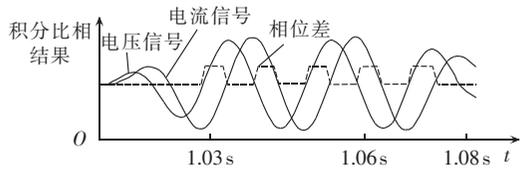


图 9 滤波后的交流比相曲线

Fig.9 Phase difference curves of AC signals after filter

### 3.2 复合故障的影响

实际电网中存在相继发生多次短路故障的风险,故障过程可细分为多个故障同时发生的重叠期和单独发生的非重叠期。本方向元件算法上消除了故障消失时反向突变量的影响,在非重叠期时即可等效为对单一故障的判别,能准确判断出故障方向。在重叠期内,该方向元件的计算网络可等效为不同类型不同位置的故障附加电源的叠加。根据故障点与测点的相对位置将复合故障分为位于测点同侧、异侧 2 种情况。下面以同时发生 2 个故障为例,分析各种情况下测点处的方向判别结果。

复合故障位于测点同侧时,不论故障类型和故障距离如何,计算网络中均等效为测点同侧的附加电源,测点处的电流为同方向电流的叠加,方向元件可准确判别故障方向。复合故障位于测点异侧时,计算网络中等效为测点两侧的附加电源,此时 2 次故障的相别、前次故障后网络的电压分布、测点所在

支路对故障附加电源的分流系数均对叠加效果产生影响,方向元件的判别结果将不能准确反映故障点的位置。

异侧同名相故障时,若测点支路对 2 个附加电源的分流系数相同,则叠加后的电流约等于负荷电流,此时方向元件判出无故障,其反方向的故障将无法被识别,对于受端测点存在漏判母线故障的风险。

异侧异名相故障时,测点处叠加后的故障分量方向特征较为复杂,以单相接地故障受端测点为例进行分析。设点  $F$  位于测点正方向,点  $F'$  位于测点反方向,故障附加网络中点  $F$ 、点  $F'$  处的等值阻抗分别为  $Z_S$ 、 $Z'_S$ ,  $k_2$  相滞后于  $k_1$  相  $2\pi/3$ 。点  $F$  发生  $k_1$  相接地的同时点  $F'$  发生  $k_2$  相接地、点  $F$  发生  $k_2$  相接地的同时点  $F'$  发生  $k_1$  相接地 2 种情况下,  $k_1k_2$  相间方向元件的测量结果分别记为  $Z_1$ 、 $Z_2$ , 分别如式(9)、(10)所示。

$$Z_1 = \frac{\Delta U_{k_1k_2}}{\Delta I_{k_1k_2}} = \frac{-\Delta U_{k_1k_2}}{\frac{\Delta U_{k_1}}{Z_S} + \frac{\Delta U_{k_2}}{Z'_S}} = \frac{-\sqrt{3} \Delta U_{k_1} e^{j\pi/6} Z'_S}{\Delta U_{k_1} Z'_S + \Delta U_{k_1} e^{-j2\pi/3}} = Z'_S \frac{\sqrt{3} e^{-j5\pi/6}}{p + e^{-j2\pi/3}} \quad (9)$$

$$Z_2 = \frac{\Delta U_{k_1k_2}}{\Delta I_{k_1k_2}} = \frac{\Delta U_{k_1k_2}}{\frac{\Delta U_{k_1}}{Z'_S} + \frac{\Delta U_{k_2}}{Z_S}} = \frac{\sqrt{3} \Delta U_{k_2} e^{j5\pi/6} Z'_S}{\Delta U_{k_2} e^{j2\pi/3} + \Delta U_{k_2} Z'_S} = Z'_S \frac{\sqrt{3} e^{j5\pi/6}}{p + e^{j2\pi/3}} \quad (10)$$

其中,  $p = Z'_S/Z_S$ 。受端测点 3 个方向元件在  $F$  点、 $F'$  点同时发生单相接地故障的测量结果如表 1 所示,其中  $\arg Z_S, \arg Z'_S \in (0, \pi/2)$ 。

表 1 复合故障时方向元件测量结果

Table 1 Measurements of directional elements during complex fault

故障情况	$\frac{\Delta U_{k_1k_2}}{\Delta I_{k_1k_2}}$	$\frac{\Delta U_{k_2k_3}}{\Delta I_{k_2k_3}}$	$\frac{\Delta U_{k_3k_1}}{\Delta I_{k_3k_1}}$
$F$ 点 $k_1$ 相接地、 $F'$ 点 $k_2$ 相接地	$Z'_S = \frac{\sqrt{3} e^{-j5\pi/6}}{p + e^{-j2\pi/3}}$	$Z'_S$	$-Z'_S$
$F$ 点 $k_2$ 相接地、 $F'$ 点 $k_1$ 相接地	$Z'_S = \frac{\sqrt{3} e^{j5\pi/6}}{p + e^{j2\pi/3}}$	$-Z'_S$	$Z'_S$

假设网络中线路元件的阻抗角相差不大,则  $Z_S$ 、 $Z'_S$  的阻抗角可认为近似相等,对于受端测点有  $Z_S$  大于  $Z'_S$  且  $Z'_S$  约等于系统阻抗,即  $0 < p < 1$  且  $\pi/3 < \arg Z'_S < \pi/2$ ,则可进一步有式(11)所示关系。

$$\begin{cases} -\frac{\pi}{2} < \arg \frac{\sqrt{3} e^{-j5\pi/6}}{p + e^{-j2\pi/3}} < -\frac{\pi}{6} \\ \frac{\pi}{6} < \arg \frac{\sqrt{3} e^{j5\pi/6}}{p + e^{j2\pi/3}} < \frac{\pi}{2} \end{cases} \quad (11)$$

根据式(11)可得  $Z_1$ 、 $Z_2$  的阻抗角范围如式(12)所示。

$$\begin{cases} -\frac{\pi}{6} < \arg Z_1 < \frac{\pi}{3} \\ \frac{\pi}{2} < \arg Z_2 < \pi \end{cases} \quad (12)$$

根据式(12)及表 1 所示的测量阻抗可知,采用 3 取 2 逻辑处理比相结果,当点  $F$  发生  $k_1$  相接地且点  $F'$  发生  $k_2$  相接地时,判别结果为故障位于反方向;当点  $F$  发生  $k_2$  相接地且点  $F'$  发生  $k_1$  相接地时,判别结果为故障位于正方向,表现出复合故障叠加后的方向特征反映滞后相故障所在位置的规律。因此,异侧异名相故障时受端测点同样存在漏判反方向故障的风险。

综合以上分析,区域备自投故障范围识别功能在复合故障重叠期内不能识别所有故障,但进入非重叠期时仍将准确识别当前故障位置。实际使用中复合故障完全重叠的概率很低,并且在备自投合闸后还将短时开放过流保护,小概率事件风险进一步降低。因此,该功能基本满足实际应用要求。

### 3.3 其他影响

电网中除短路故障会引起突变量外,负荷波动、断路器偷跳、切机切负荷等均会引起一定程度的电气量变化,这几种情况可等效为开关跳闸引起的突变。根据叠加原理,开关跳闸引起的附加网络可以看作是在开关所在位置串入附加电流源的等效网络,电流大小与跳闸前负荷电流相等,方向相反。因此,测点处的突变量方向即反映跳闸开关所在的位置。当开关跳闸引起失压时,故障范围识别流程才会起动,此时跳闸开关一定位于失压区域之外,由电源断路器测点的故障方向标志即可判出非区域内故障,其他各测点的故障方向标志也不会影响故障范围识别。因此,上述几种情况引起的突变量扰动不会引起区域备自投故障范围识别功能的误判。

## 4 仿真实验

为验证上述方案的正确性,根据某地区电网实际参数建立 PSCAD 仿真数据,并采用自定义控件完成故障范围识别系统的建模,对其进行仿真实验。仿真网络如图 5 所示,其中 Y 站为 220kV 变电站中压侧, Z、M 站为 110kV 变电站,线路  $YZ_1$ 、 $YZ_2$  为同塔双回线路,区域分 2 片运行,分别由主变 YCB 和线路 YT 供电,开环点设在 Y 站母联开关  $B_{yc}$  和 M 站母联开关  $B_{mi}$  处。Z 站未配置母线保护,母线故障通过线路后备保护切除。图中每个线路开关设置一组方向测点,每个母联开关设置 2 组方向测点,输出该点的电气突变量方向值,参考方向及取值定义详见 2.2.1 节。

案例1:图6中1s时点 $f_1$ 的A相与点 $f_2$ 的B相间发生同塔双回异名相跨线故障,1.1s时线路YZ<sub>1</sub>、YZ<sub>2</sub>保护跳开关B<sub>yz1</sub>、B<sub>yz1</sub>、B<sub>yz2</sub>、B<sub>yz2</sub>切除故障。过程中各测点输出的故障方向结果如图10(a)所示。可以看出,重叠期内方向特征与3.2节所述相同,1.1s跳闸前失压区域电源断路器B<sub>zy1</sub>、B<sub>zy2</sub>的测点D<sub>zy1</sub>、D<sub>zy2</sub>不满足“有反方向且无正方向”条件,可正确判出失压区域内无未被隔离的故障点。

案例2:图5中1s时点 $f_1$ 发生A相接地短路,1.05s时点 $f_3$ 发生B相接地短路,1.1s时线路YZ<sub>2</sub>主保护跳开关B<sub>yz2</sub>、B<sub>yz2</sub>切除故障,1.55s时线路YZ<sub>1</sub>后备保护跳开关B<sub>yz1</sub>切除故障。过程中各测点输出的方向结果如图10(b)所示。可以看出,开关B<sub>yz2</sub>、B<sub>zs</sub>的测点方向值在复合故障重叠期内发生变化,规律与3.2节所述相同,但在非重叠期内可以准确反映各故障的方向。1.55s最后一台断路器跳闸前,失压区域电源断路器B<sub>zy1</sub>、B<sub>zy2</sub>的测点D<sub>zy1</sub>、D<sub>zy2</sub>满足“有反方向且无正方向”条件,可正确判出失压区域内有未被隔离的故障点;母线ZS<sub>1</sub>的关联测点D<sub>zs1</sub>、D<sub>zs1</sub>满足“有反方向且无正方向”条件,则可进一步判出故障位于母线ZS<sub>1</sub>上。

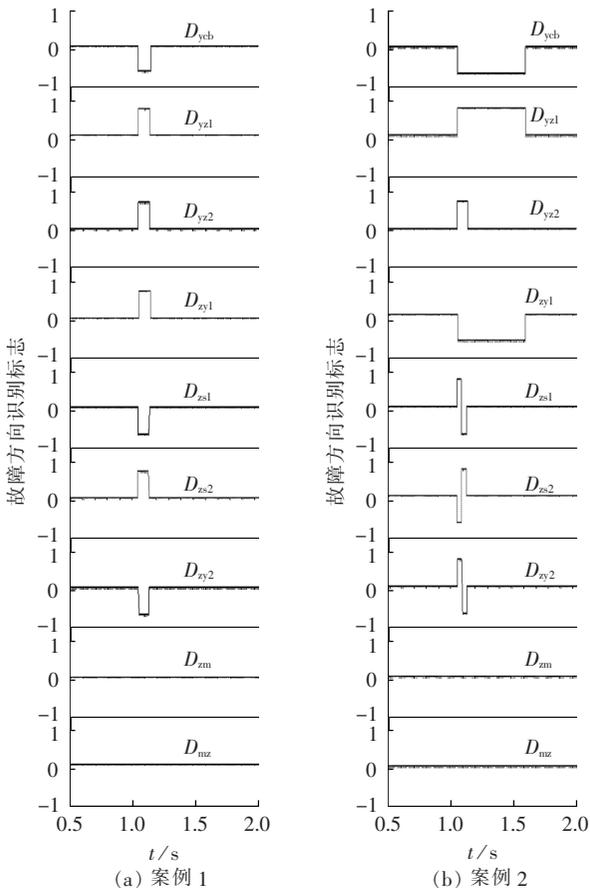


图10 各方向元件输出结果曲线

Fig.10 Output curves of directional elements

本文还对其他各种故障情况进行了仿真测试,以充分验证原理分析的正确性,测试结果表明本文

所提故障范围识别方法在各种单一故障、非完全重叠复合故障下可以准确确定故障位置,在完全重叠复合故障时能判定部分故障位置,基本满足区域备自投故障范围识别的应用要求。

## 5 结语

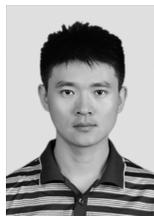
本文分析了智能区域备自投系统采用故障范围识别的必要性,研究了故障范围识别的系统方案、同步机制、识别过程和策略,以及故障暂态分量、复合故障、开关跳闸等因素对判别结果的影响,提出了一种基于突变量方向原理的识别方法,并在PSCAD仿真平台上建模验证了其原理及方案的正确性。本方案适用于基于实时平台的区域备自投系统,原理简单可靠,能够准确识别目标电网内单一故障或非完全重叠复合故障的位置,对实现适应复杂电网结构和各种电网运行方式的智能区域备自投控制具有重要意义。

## 参考文献:

- [1] 潘书燕,吕良君,周洪涛,等. 一种适用于安全稳定控制系统的备用电源自投装置[J]. 电力自动化设备,2007,27(2):114-117.  
PAN Shuyan, LÜ Liangjun, ZHOU Hongtao, et al. Automatic bus transfer equipment under safety and stability control system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2007, 27(2): 114-117.
- [2] 崔凤亮,周家春. 远方备用电源自动投入装置[J]. 电力自动化设备,2002,22(9):61-62.  
CUI Fengliang, ZHOU Jiachun. Remote BZT equipment [J]. Electric Power Automation Equipment, 2002, 22(9): 61-62.
- [3] 秦贵锋,王明,张进. 智能变电站自适应备自投应用[J]. 电力自动化设备,2012,32(6):111-115.  
QIN Guifeng, WANG Ming, ZHANG Jin. Application of adaptive automatic switchover devices in smart substation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(6): 111-115.
- [4] 余涛,胡细兵,黄炜,等. 地区电网广域备自投控制系统研制[J]. 电力自动化设备,2011,31(3):121-125.  
YU Tao, HU Xibing, HUANG Wei, et al. Wide-area automatic bus transfer control system of regional power grid [J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(3): 121-125.
- [5] 黄常抒,胡云花. 备自投装置接线中的问题及应对措施[J]. 电力自动化设备,2009,29(4):147-149.  
HUANG Changshu, HU Yunhua. Wiring errors of automatic bus changeover and countermeasures [J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(4): 147-149.
- [6] 刘育权,刘金生,王莉,等. 基于实时信息的区域备自投控制系统[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(17):131-135.  
LIU Yuquan, LIU Jinsheng, WANG Li, et al. Area ATS control system based on real-time information [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(17): 131-135.
- [7] 刘利成. 一种备用电源自投装置的缺陷及解决方案[J]. 电力自动化设备,2004,24(8):95-96.  
LIU Licheng. Defect of automatic transfer equipment and its solution [J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(8): 95-96.

- [8] 王德全. 110 kV 备自投与保护装置配合问题的分析和探讨[J]. 江苏电机工程, 2010, 29(4): 41-44.  
WANG Dequan. Analysis and discussion of coordination problem of 100kV auto transfer and protection devices[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2010, 29(4): 41-44.
- [9] 施雄华, 郭云川, 金震, 等. 适用于串行供电网络的区域备用电源自动投入系统[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(23): 88-92.  
SHI Xionghua, GUO Yunchuan, JIN Zhen, et al. A regional automatic switchover system for serial power supply network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(23): 88-92.
- [10] 颜俊, 张立平, 潘月, 等. 仁怀电网智能区域备自投系统技术研究[R]. 武汉: 中南电力设计院有限公司, 2016.
- [11] 陈卫, 尹项根, 陈德树, 等. 基于补偿电压的突变量方向判别原理[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(14): 49-51, 66.  
CHEN Wei, YIN Xianggen, CHEN Deshu, et al. The ultra high-speed directional protective relaying based on fault component of compensation voltage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(14): 49-51, 66.

## 作者简介:



颜俊

颜俊(1981—), 男, 湖北潜江人, 高级工程师, 硕士, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析及控制(E-mail: yanjun@csepedi.com);

安小波(1984—), 男, 贵州遵义人, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统运行与控制(E-mail: 34369475@qq.com);

张立平(1973—), 男, 四川资中人, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析及控制(E-mail: zhangliping@csepedi.com);

代运滔(1985—), 男, 贵州遵义人, 工程师, 主要研究方向为电力系统继电保护(E-mail: 15885626863@163.com);

董睿智(1986—), 男, 湖北长阳人, 工程师, 硕士, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析及控制(E-mail: drz5571@csepedi.com)。

## Fault range identification scheme based on fault component direction for areal automatic switchover system

YAN Jun<sup>1</sup>, AN Xiaobo<sup>2</sup>, ZHANG Liping<sup>1</sup>, DAI Yuntao<sup>2</sup>, DONG Ruizhi<sup>1</sup>

(1. Central Southern China Electric Power Design Institute of CPECC, Wuhan 430071, China;

2. Zunyi Power Supply Bureau of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Zunyi 563000, China)

**Abstract:** The requirement of areal automatic switchover system for fault range identification is analyzed and a scheme of fault range identification based on fault component direction is proposed. The slave stations of switchover system detect and transmit the fault component direction values of local measuring points in real time, which are spread by the short circuit currents and synchronously received by the master station for recording. The fault component direction values are stored for a certain period. When the master station detects the voltage-loss due to tripping, it identifies the fault range according to the fault component direction values of different circuit breakers. The proposed scheme can correctly identify the fault ranges of different voltage-loss conditions, simple and reliable, no additional equipment and secondary circuit required.

**Key words:** areal automatic switchover; fault range identification; fault component direction; relay protection