

关于备用电源自动投入装置功能设计方案的研究

吴为国

（泰州供电公司，江苏 泰州 225300）

摘 要：随着电网建设的不断发展，针对当前微机型、数字型备用电源自动投入装置在现场运行维护的一些困难问题，提出相关解决方案。根据当前智能电网发展方向，利用 GOOSE 网络，规范备用电源自动投入装置的数字采集量、功能设计方案、数据接口，确保备用电源自动投入装置的合理性、规范性。

关键词：备用电源自动投入；安全自动装置；功能设计

0 引言

备用电源自动投入装置（以下简称备自投）在生产实际运行中发挥着及其重要的作用，在主电源失去的情况下，及时投入备用电源，保证了电网的供电可靠性。但在实际运行中，传统的备自投装置也存在种种局限性，在某些特殊的情况下将发生装置拒动、误动，导致停电面积扩大等情况发生。随着智能电网建设进程的不断推进，备自投可作为全站的安全自动装置发挥更积极的作用。

1 对备自投常见问题的分析

1.1 母线故障时的问题分析

案例 1：110kV XX 变，单母分段接线，3 月 21 日该变电站 110kV 备自投 PSL642 动作，对侧线路保护零序 I 段依次动作，重合均不成功，时间分别为 8: 25: 37 和 8: 25: 44。

巡线人员未发现异常，由于整定人员已将零序 I 段延伸入主变内部，同时安排运行人员检查变电站，发现该变电站 110kV I 段母线 C 相电压变故障，造成母线单相永久性接地。

因此，故障应当是变电站 110kV I 段母线发生单相接地，造成进线 I 对侧线路保护动作，重合不成功，本侧备自投动作，母联合上后，故障范围扩大，造成进线 II 对侧线路保护动作，重合不成功，全站失电。针对备自投合于母线故障措施如下：

1) 一次接线采用内桥接线，由于母线故障在主变差动范围内，主变保护动作时将可靠闭锁备自投，防止误动。

2) 安装母线保护，对 110kV 重要变电站或双母线接线，应安装专用的母线保护，母线保护可以

选择性的跳开故障母线，同时闭锁备自投。

3) 增加备自投合闸加速逻辑，即在备自投合闸成功后，短时开放加速保护，判断母联电流大小，进行是否合于故障母线的判断。考虑负荷的重要性，可以增加复压闭锁功能，动作逻辑如图 1 所示。

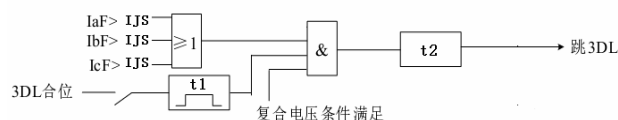


图 1 备自投合闸加速逻辑图

图中 t1 表示备自投合分段后保护开放时间，t2 表示加速保护动作时间。加速保护应当考虑对侧零序保护配合，零序 I 段不应伸入主变内部，按躲区外故障最大三相零序电流整定，可靠系数不应小于 1.3。此时母联加速电流动作时间宜取 50-100ms，躲过合闸时的冲击电流，并与对侧 II 段保护配合。

备自投合闸加速功能适用于单母分段接线的变电站，在现场运行中，母线故障的概率较小，但一旦发生，影响较为严重，往往造成部分地区面积性停电，因此，合理增加相关功能有一定必要性。

1.2 备自投动作后的装置闭锁的问题分析

案例 2：2011 年 4 月 23 日 19 时 23 分，XX 变进线故障，对侧 110kV 线路保护动作，本侧 110kV 备自投 PSL642 动作跳开 1#进线后，报文“跳闸出口失败”，备自投拒合母联开关。

经检查，1#进线储能电源未送，开关未储能，开关跳开后发“控回断线”信号。检查设计图纸，备自投的开关位置未采用开关本体的位置接点，而采用操作箱位置接点，在分闸情况下，一旦弹簧储能接点断开，则 TWJ 复归，备自投收不到开关位置信

号,则误判 1#进线开关拒分,则不再出口合母联开关。

在实际工作中,弹簧未储能接点不到位有可能发生,因此必须采取合理的方式对此问题加以限制。在设计时考虑直接采取本体辅助位置接点,减少不必要的中间继电器,有利于提高备自投的动作可靠性。

案例 3: XX 数字化变电站, 1#进线故障, 对侧 110kV 线路保护动作, 重合不成, 本侧 110kV 备自投 PSI-05 (支持 GOOSE), 动作跳开 1#进线后, 备自投发“装置闭锁”信号, 备自投拒合母联开关。

检查发现, 该变电站电子式互感器采用取能线圈+合并器侧的激光电源供能。当线路负荷正常时, 由取能线圈供能, 这导致合并器激光电源故障时, 不能发现问题。当开关跳开后, 运行线路失电启用激光电源后, 该间隔合并器将发出错误标志, 备自投保护接收到合并器的错误标志将会闭锁备自投, 则动作无法完成, 备自投功能则会被错误闭锁而放电。

以桥备投为例, 分析备自投动作逻辑, 见如图 2 所示。

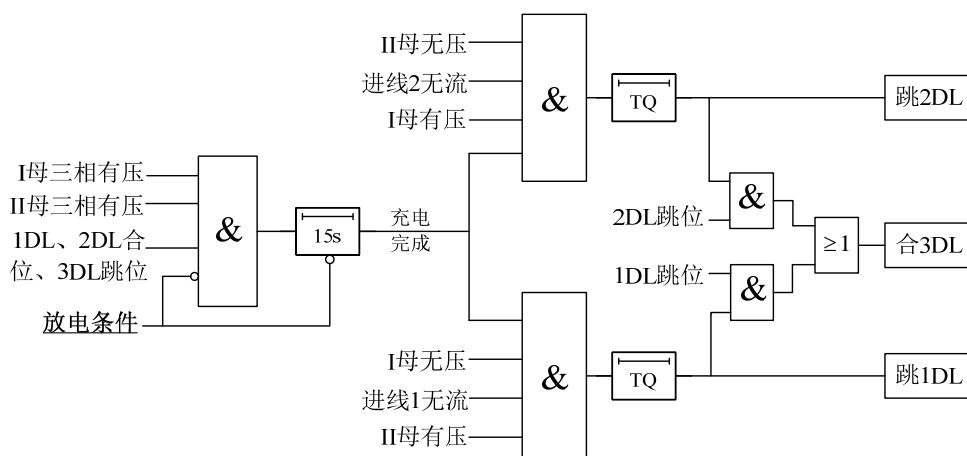


图 2 桥备投动作逻辑图

从逻辑图中可以看出, 进线有流通常作为 PT 失压的判据之一, 而进线无流作为备自投动作条件之一, 备自投动作后, 再判进线无流意义不大, 所以一般根据跳闸位置来作为是否成功跳闸的依据。而跳闸命令和跳闸位置, 通常由 GOOSE 接至智能单元, 而电流的 SV 采样, 通常由合并器电流通道至备自投, 可以考虑用跳闸信号、开关分位来短时闭锁电流通道告警, 以防止备自投动作跳开进线后, 激光电源故障闭锁母联合闸。

但应当注意主要是在采用有流式电子互感器的情况下, 才会发生这样的故障, 在无流式电子互感器或普通流变经合并器转换的情况下, 可不用考虑电流通道瞬间故障的情况。

1.3 多进线备自投的分析

案例 4: 110kV XX 变, 单母分段, 共三条 110kV 进线, 分别来自三个不同 220kV 变电站, 由于周围工业区负荷较重, 运方为提高主变冗余率, 防止重载, 根据电网情况, 调整主供线路, 而原备自投不

满足条件, 下令停用。

这种情况下, 往往通知相关人员重新进行设计, 并安排检修人员重新增放电缆, 并安装调试。无形中增大了安全风险因素, 加大了检修人员的工作强度。

结合技改, 定制了三线式的备自投, 增加了进线 3 的线路电压和 A 相电流采样, 增加了开关位置开入、保护跳闸回路。增加了进线方式选择的切换把手及远方控制功能, 目前, 在运方调整时, 运行人员可以直接切换把手, 调整备自投方式, 减轻检修人员工作量, 提高了电网安全。

1.4 低压侧电压对备自投的应用分析

案例 5: 110kV 线路 XX 变, 10: 31: 17 备自投动作, 跳开 2#进线, 合母联成功, 而对侧线路保护未动作。

经检查现场有人工作, 误碰电压二次回路, 造成 PT 失压, 而当时线路负荷较小, 未达到有流判据, 备自投无压无流则出口跳闸。

在实际现场，造成 PT 失压的概率较高，而目前为提高流变带负载能力，逐步采用额定电流 1A 的流变，整定人员在整定线路无流定值时，为躲过装置零漂，可能将值取得稍大一些。对于负载较轻的线路，存在备自投误动的可能。

在这种情况下，将主变低压侧电压接入，作为备自投动作条件之一，可有效防止轻负载线路在 PT 失压时的误动。

采用低压侧电压的判据，也会产生以下两个问题：一是低压侧失压闭锁高压侧备自投，显然是不合理的。因此低压侧电压不作为高压侧备自投的充放电条件，正常运行中发现低压侧 PT 断线，应开放低压侧无压的动作条件，这样才更符合现场实际；二是当低压侧由母联供电，进行高压侧备自投实跳试验时，应将失压侧的低压电压空开断开，否则试验可能失败。

1.5 PT 并列对备自投解合环的影响

案例 6：110kVXX 变电站，内桥接线，施工人员完成了备自投更换工作，运行人员根据调度令进行备自投进线解合环试验。但解合环成功后，再次反解合环，并瞬间失电。

当时进线 1、2 均在合闸，桥开关 3DL 在 3 分。备自投的合解环方式是合分段 3DL 后，再延时跳开 1DL。根据原逻辑，若 I 母无压、II 母有压且 3DL 无流，则经 1s 延时合 1DL，跳 3DL 并发合环失败报文。检查现场，内桥电流并未接入备自投。而运行人员根据规程，将电压并列把手置于“解列”位置，

由于该变电站为 GIS 站，仅有线路压变，母线电压由线路电压串接线路开关接点而来。当备自投解合环成功后，跳开进线 1 开关，I 母母线消失，而桥电流未接入备自投，造成备自投误判桥开关合，重新合进线 1DL，并跳开内桥 3DL，由于跳闸时间比合闸时间短，造成瞬间的失电。重新将桥电流接入备自投，并通知相关人员在操作前将电压并列置自动位置，在程序中将解合环失败后的跳闸脉冲比合闸脉冲晚 100ms。

在实际运行中，确实发生过开关假分假合的现象，采用电流作为辅助判据有一定积极作用，但应注意现场情况与程序逻辑的一致性。

2 备自投功能的设计

在传统变电站，备自投的功能由于据现场一、二次接线的不同，难以统一。而且不同的功能，需要不同的硬件配置，如备自投在硬件上具备较强的兼容性，其硬件平台必须进行扩展，意味着增加更多的采样、更多的开入开出，增加了回路的复杂性，也增加设备的成本价值，尤其是不少变电站屏位紧张，二次设备应当微型化、智能化，因此技术方案的经济效果评价而言，任意扩大设备的硬件平台是不合事宜的。

在智能电网推广的今天，充分利用间隔层的 GOOSE 网络，进行数据采样、开入开出，将极大简化回路，精简设备，见如图 3 所示。

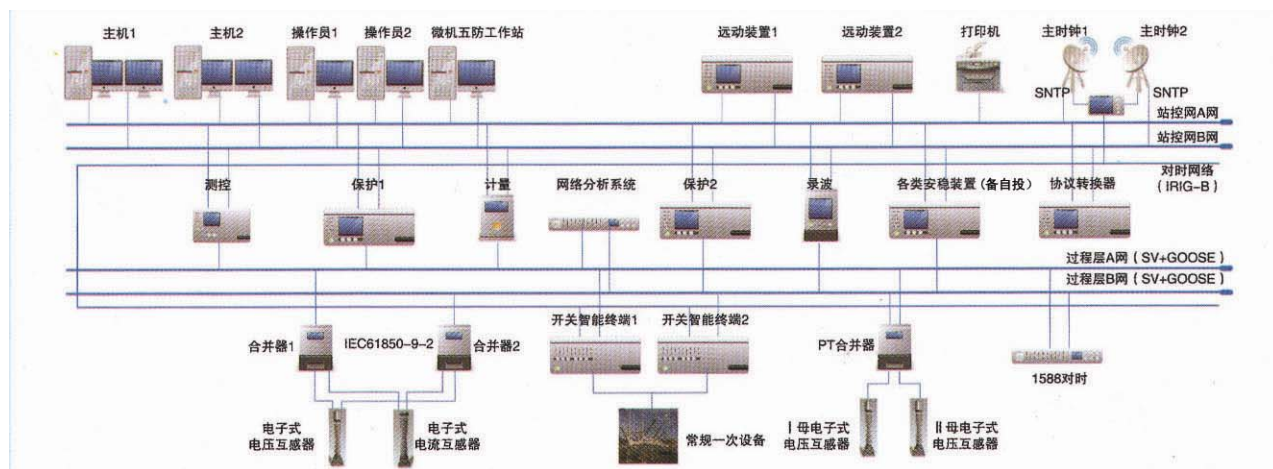


图 3 采用 GOOSE 网络的备自投装置

为保证设备的正确动作性，过程层网络宜双重化配置，双光纤星形网络，采用 GOOSE 及 IEC

61850-9-2 通信协议实现过程层数据网络传输，通过 IEEE 1588 实现过程层的时钟同步采样，备自投

应配置双口分别接 A、B 网,但注意,按规定 GOOSE 跳闸信号的延时,应小于 4ms。站控层与间隔层可通过高速以太网,采用 IEC 61850 规约实现通讯,各自投宜配双通讯接口,以适应发展形势。为简化网络,将站控层的 MMS、GOOSE、SNTP 三网合一,将过程层的采样、GOOSE、IEEE 1588 三网合一,一台各自投装置只需配置 4 个接口,再考虑 1 对时接口,支持 GPS、BD 对时系统,即能满足设备的采样、开出、开入、通讯、对时等相关功能。

2.1 SV 配置

常用采样如下:1) 多路进线的电流;2) 进线线路电压;3) 110kV 母线电压;4) 分段(桥)的电流;5) 低压侧母线电压。

2.2 保护功能配置

从工作实践中,各自投功能建议如下配置:

(1) 备用电源自动投入功能:工作电源消失,除有闭锁信号外,备用电源均投入。宜采用自适应方式,取消其他方式,增加低压侧电压判据,设置控制字,由定值来控制各种方式下的各自投动作与否,避免更改各自投方式时调整外部接线的情况发生。

(2) 各自投合闸加速功能:当各自投动作误合于故障母线时,通过加速功能再次将故障母线跳开。增加控制字,由整定人员根据需求投退。

(3) 桥(分段)的充电过流保护:用于冲击母线等一次设备时使用。

(4) 各自投连切功能:防止各自投动作时,主电源对地区小电源、光伏电站形成冲击,在各自投动作时,先跳开相关小电源。

(5) 各自投减载功能:防止各自投动作后,地区负荷超过允许限度,在各自投动作时,按预先规定,跳开相关负荷。

(6) 多进线各自投:在多条主进线,需调整各自投主、备电源时采用。

(7) 进线合解环操作:在大电网分区运行的环境下,在 110kV 变电站进行合环操作时,会产生较大潮流时采用。严格意义讲,这是一种顺序操作,在智能变电站也可通过其他方式实现。

目前,在实际运行中,采用 GOOSE 数据的各自投装置时常受到装置闭锁的困扰,一是户外电子设备的故障率相对较高,二是常规化变电站运行中无法发现的问题电缆松动等问题,在采用光纤通道时,GOOSE 网络会迅速检测出来,闭锁装置。而 SV 采样网络存在容量不足,数据量过大的问题,现场难以应用。

鉴于过程层交换机的重要性,规定对保护装置提出“直采直跳”的要求,而作为安全自动装置的各自投通常采用“直采网跳”的方式,也不可避免受到间隔层网数据瘫痪、GOOSE 交换机故障的影响。如能实现过程层交换机自动切换、优化 SV 网络数据算法,各自投装置可以直接从网络中获取相关数据并进行命令控制,其功能将得到更广泛的应用。

3 结束语

本文对备用电源投入装置在常规变电站的运行情况作了概述,对各自投功能提出了设计要求。同时结合智能电网发展情况,针对 GOOSE 网络技术,充分利用数据共享原则,对新型数字化各自投提出新的发展思路,在考虑设备功能的同时,兼顾经济效益,具备一定参考意义。

作者简介:

吴为国(1978—),男,江苏泰州人,工程师,从事继电保护及安全自动装置的维护管理工作。