

一起 110 kV 变电站户外 PASS 开关故障导致的 线路跳闸处理和分析

王 鹏¹, 胡洪权¹, 宋楚琦²

(1. 国网江西省电力有限公司南昌供电分公司, 江西 南昌 330096; 2. 国网江西省电力有限公司信息通信分公司, 江西 南昌 330096)

摘 要:随着对电网运行的安全性要求的提高,在面对突发或重大事故时,需要迅速采取正确的应对措施。在
一起 110 kV 户外 PASS 开关故障导致的线路跳闸的事故案例基础上,详细分析和总结了事故处理过程、处理思路、处理步
骤及注意事项,为提高电网调控水平、提升调度员事故处理应急能力、提高电网安全性和可靠性提供了参考。

关键词:电力调度;事故处理;户外 PASS 设备;备自投;应急能力

中图分类号:TM 645.1 **文献标志码:**B **文章编号:**1006-348X(2025)02-0072-03

0 引言

在整个电力系统发、输、变、配、用环节中,地区调度作为电网运行的智慧大脑,负责调管范围内的输电、变电设备,包括输电线路、变压器及母线等^[1]。随着科技进步和电网规模的扩大,电力设备数量越来越多,运行环境越来越复杂,受极端天气和设备老旧程度的影响,故障率升高的同时,故障形式也越来越复杂。因此,对调度值班员技术技能水平要求越来越高,事故状态下保护信息的筛选判断、信息报送、事故分析、判断和处理方式方法是防止事故扩大,杜绝出现大面积停电事故甚至形成区域性故障的关键因素^[2-8]。

文中对一起 110 kV 变电站户外 PASS 开关故障导致的线路跳闸事件进行深入分析,提出解决问题的对策,为规范事故处理流程、提升调度员事故处理应急能力提供借鉴。

1 事故前的运行方式

110 kV A 变电站:110 kV I、II 母分列,110 kV 母

联 131 开关热备用;110 kV I 母:A1 开关运行;110 kV II 母:A2 开关运行,A3 开关(热备用),1、2 号主变运行;110 kV 母联 131、10 kV 931 开关备自投均投入,接线方式如图 1 所示。

2 事故概况

某年 10 月 20 日 18:40,“A 变电站 110 kV AB 线零序 I 段保护动作跳 A1 开关,现 A1 开关处分位,母联 131 开关、931 开关备自投均未动作,同时,该变电站 110 kV I 母、1 号主变及 10 kV I 母失压。”

在确定 A 变电站无其他异常信号后,18:45,A 变电站合上 110 kV 母联 131 开关,正常。18:49,C 变电站 110 kV AC 线零序 II 段、距离 II 段保护动作跳 C1 开关,B 变电站 110 kV AB 线零序 II 段保护动作跳 B1 开关,同时,A 变电站全站失压。18:56,A 变电站做失压处理:断开 110 kV 母联 131 开关,断开 1 号主变 901、101 开关,断开 110 kV AC 线 A2 开关;19:02,A 变电站合上 A3 开关,恢复 110 kV II 母、2 号主变、10 kV II 母送电,检查相关设备无异常后,19:54,A 变电站合上 10 kV 母联 931 开关,恢复 10 kV I 母送电。

收稿日期:2024-08-17

作者简介:王鹏(1993),男,硕士,工程师,主要研究方向为电力调度、电气设备状态检测与故障诊断。

3 事故调查分析

3.1 设备故障及保护动作情况分析

事故后,现场检查发现:110 kV AB线 A1开关为户外PASS设备,故障时,此开关在重复“分闸-合闸-分闸”状态,如图2所示。由于220 kV B变电站AB线B1开关未跳闸(处运行状态),遂当合上110 kV A变电站母联131开关后,A1开关一直处于“分-合-分”循环状态,导致A1开关间隔击穿烧毁,形成永久联通且接地的故障点。220 kV C变电站的110 kV AC线C1开关感受到故障电流,经延时线路,零序II段、距离II段保护动作跳闸;同时,B变电站110 kV AB线B1开关也感受到故障电流,经延时零序II段保护动作跳闸,110 kV AC线和110 kV AB线两个电源点的开关同时跳闸,最终导致110 kV A变电站全站失压。

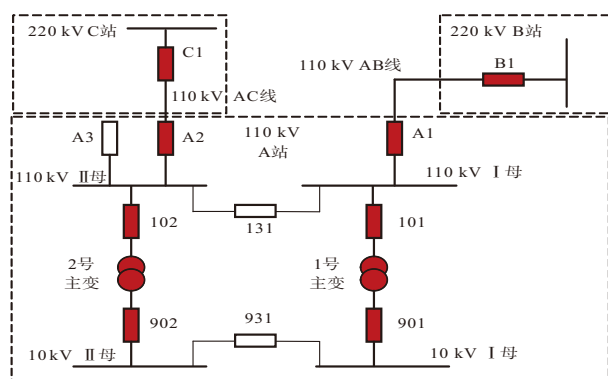


图1 故障前变电站接线方式

3.2 备自投未动作原因分析

经检查发现:110 kV母联131开关备自投未动作系因备自投启动后,A1开关一直在“分-合-分”循环状态,无法准确判断A1开关是否在断开位置,导致备自投逻辑闭锁,故及时未动作。10 kV母联931开关备自投未动作,为二次回路本身接线错误导致。



图2 故障户外PASS开关设备

4 事故处置过程中暴露的问题

1) 在故障响应时,信息汇报不全面。跳闸时,只汇报了A变电站110 kV AB线零序I段保护动作跳A1开关,未汇报B变电站AB线B1开关状态及保护信息。

2) 对事故情况下相关设备保护逻辑核查不全面。未汇报B变电站AB线B1开关状态及信号,且未按照保护逻辑检查保护动作行为是否正确,正常情况下应为B变电站AB线保护动作跳B1开关,但实际未跳,B1开关若当时发现这一环节,可进一步优化处理方式。

3) 未及时对异常设备进行预警。故障时,110 kV A变电站110 kV AB线A1开关“SF₆气压低”信号(此开关本身存在异常情况),未及时发现此问题,导致在故障处置时判断偏差。

4) 视频巡检工作落实不到位,未能第一时间通过视频监控系统发现故障时的事故现象。

5 调度员事故应急综合能力提升

当电网事故发生时,值班调度员作为事故处理的指挥中枢,需具备全面且综合的应急能力,以确保快速、精准、安全地控制事态发展。

5.1 关键应急能力框架

1) 故障快速辨识能力。应根据故障信息迅速定位故障点,同步核对保护动作、开关状态及设备异常信号,如SF₆气压低告警,并综合保护逻辑,如零序保护与距离保护配合判断故障性质。

2) 规范调度执行能力。严格遵循标准化处置流程,如双人复核,最大限度避免漏核关键信号或误操作。

3) 多系统协同分析能力。作为指挥大脑,应主动联动SCADA、视频监控、保护信息系统,并利用数字化手段综合判断事故情况,确保第一时间掌握关键事故信息。

4) 动态决策与风险预控。应具备实时评估负荷转移、备用电源切换方案,预判连锁故障风险,防止事故扩大。

5) 心理素质与沟通协调。往往在事故发生时,调度电话故障处置业务量陡增,叠加日常业务电话,人员承载力不足的情况下,会扰乱调度员思维,忽略故障对整个系统的影响。应确保在高压下保持冷静,清晰下达指令并协调监控员、运维人员多方联动,且确保信息传递完整无歧义。

5.2 关键能力提升措施

1) 加强实战化训练。可通过 DTS 仿真系统,模拟“保护拒动+设备异常”叠加场景等复杂故障,强化保护逻辑核查与应急处置肌肉记忆。

2) 智能化工具赋能。随着数字化水平的提升,可一定程度地部署智能告警系统,自动关联保护动作、开关变位及设备异常信号,生成逻辑校验提示,预置典型故障处置模板,智能化生成“异常+跳闸”组合预案,缩短决策时间。

3) 复盘与标准化改进。建立事故处置案例库,将每次事故情况完整全面收纳,并针对漏报信号、逻辑误判等高频问题制定改进清单,集中复盘推演,形成事故处置最优解。

6 结语

在电网运行中,发生事故在所难免,作为整个电网的指挥大脑,是事故处理中最关键的一环,必须时刻提高警惕,保持头脑清醒,以“精准、协同、预判”为核心,通过技术赋能、流程固化与持续训练,将事故处

置从“被动响应”升级为“主动防御”,最大限度降低电网损失与社会影响,及时消除事故的根源并解除威胁,尽快恢复重要设备、用户的正常供电。调度员必须提高业务知识学习、提升继电保护知识的掌握程度、加强事故预案的有效性、重视反事故演习,值班期间做好事故预想和告警信号监视,在事故处理时规范用语和操作,不断提高事故处理能力,确保电网安全稳定运行。

参考文献:

[1] 周智成. 提高调度员事故处理能力的方法[J]. 冶金管理, 2021(21):195-196.

[2] 梁玉亮,李明,朱海,等. 一起 110 kV 实验变差动保护误动跳闸分析[J]. 农村电气化, 2024(7):89-90.

[3] 田小兵. 一起地网电位差导致的保护跳闸事件分析和处理[J]. 电子技术, 2021,50(10):58-60.

[4] 韩玉龙,王剑平. 提升变电站值班人员事故处理应急能力的对策探讨[J]. 机电信息, 2020(33):106-107.

[5] 许志峰,胡展辉. 一起 35 kV 弹簧储能机构断路器分闸拒动事故分析及处理[J]. 江西电力, 2023,47(3):13-15.

[6] 罗日欣. 电力调度典型事故处理研究[J]. 机电信息, 2016(27):16-17.

[7] 刘运涛,孔健. 110 kV 电压互感器内部放电导致保护跳闸事故分析[J]. 农村电气化, 2016(11):29-30.

[8] 张月光,陈磊,平勇陈. 110 kV 自愈系统原理及事故处理分析[J]. 上海节能, 2022(10):1344-1348.