

基于故障录波分析的一起 110 kV 变电站 10 kV 配电室全停事故原因分析

故障录波装置是研究现代电网、分析继电保护动作与设备故障原因的重要基础和理论依据。主要针对一起 110 kV 变电站三条 10 kV 出线线路开关同时跳闸、造成下级 10 kV 配电室全停的复杂事故,以故障录波信息为理论依据加以分析,得出由于其中一条 10 kV 线路遭施工外力破坏,且 10 kV 配电室中母联开关故障导致三条线路开关同时跳闸。通过对母联开关进行试验和解体分析,确定开关故障的原因为真空灭弧室真空度不满足要求。最后提出了相关建议,为今后分析此类故障提供了参考。

桂媛¹ 孙璐² 任志刚¹ 任健聪¹ 刘若溪¹ 李伟¹/1.北京电力科学研究院
2.北京市丰台供电公司

0 引言

当电力系统发生大面积复杂停电事故,仅仅依靠开关和保护信息的诊断方法已不能满足故障分析的信息需求,根据数据采集与监视(SCADA)系统的保护和开关接点的信息难以做出正确的判断^[1]。因此,电力系统故障录波装置已成为故障原因分析、检验继电保护动作行为的重要依据,其主要任务是能准确记录系统发生短路故障或系统振荡、电压崩溃等大扰动后所引起的电压、电流变化及其导出量,能清晰呈现出故障时刻系统有功、无功及频率变化的全过程^[2-3]。

本文针对一起 110 kV 变电站三条 10 kV 线路出线开关同时跳闸、造成 10 kV 配电室全停的复杂事故,首先提取了故障时系统的故障录波信息,通过对故障录波信息进行分析,从理论上判断出由于其中一条 10 kV 出线线路存在故障,且 10 kV 配电室中母联开关故障导致三条线路开关同时跳闸;随后通过对母联开关进行试

验和解体分析验证,确定了本次三条出线全停的根本原因为母联开关本体存在质量问题。

1 故障前系统运行方式

110 kV 变电站 10 kV 系统为小电阻接地方式,系统接线示意图如图 1 所示。站内共 4 台主变压器,分别为 1[#]、2[#]、3[#]和 4[#],其中 2[#]主变压器通过 202A 开关和 202B 开关分别带 10 kV 4A[#]和 10 kV 4B[#]母线,202A 开关和 202B 开关闭合,231 甲路运行于 10 kV 4A[#]母线,244 乙一路运行于 10 kV 4B[#]母线;3[#]主变压器通过 203A 开关和 203B 开关分别带 10 kV 5A[#]和 10 kV 5B[#]母线,203A 开关和 203B 开关闭合,274 乙二路运行于 10 kV 5B[#]母线。

10 kV 乙配电室采用单母分段接线方式,其中 4[#]母线通过乙一路供电,5[#]母线通过乙二路供电,4[#]母线与 5[#]母线通过 245 开关连接。正常运行时 201、202 开关在闭合位置,245 开关在断开位置,245 自投运行,211、212、221 和 222 开关在闭合位置。

2 故障情况简介

2015 年 5 月 24 日,该 110 kV 变电站 10 kV 甲路 231 开关、10 kV 乙一路 244 开关、10 kV 乙二路 274 开关同时掉闸,均为零序保护动作,造成 10 kV 乙配电室全停,导致一级重要用户停电。

3 故障原因分析

在系统运行过程中,一条线路故障一般不会导致三条线路全停,此次



桂媛/助理工程师

关键词/Keywords

母联开关 ·
故障录波 ·
配电室全停 ·
事故分析 ·

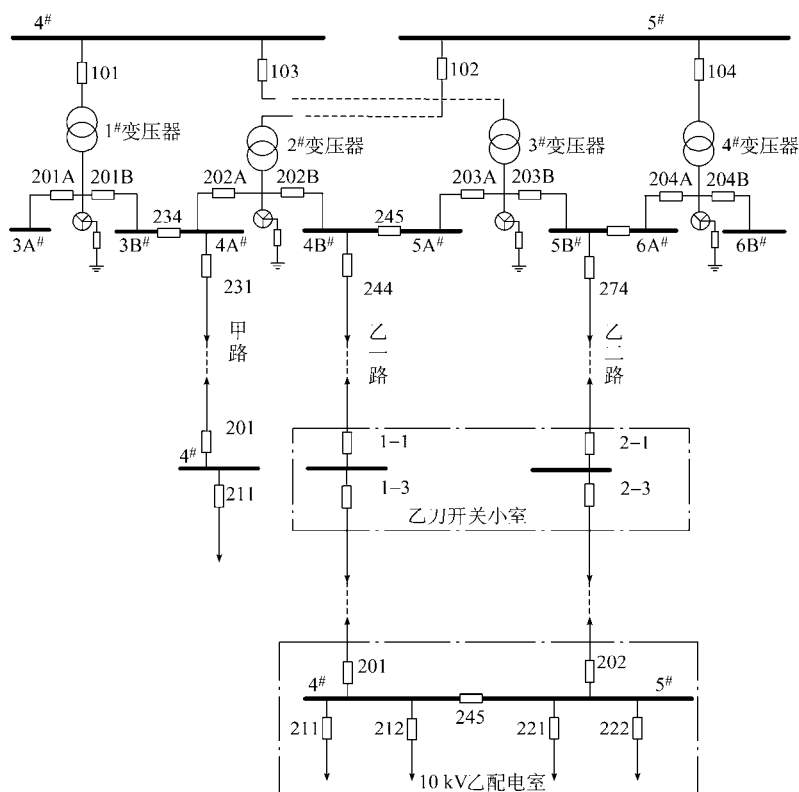


图 1 系统接线示意图

事故较为特殊,下面主要介绍三条线路全停的故事原因分析。

3.1 故障录波数据分析

110 kV 变电站内 10 kV 线路出线无故障录波,主要通过母线主进开关如 202A、202B 等查看电流信息;由于 202A 开关和 202B 开关处于合位,10 kV 4A#母线和 10 kV 4B#电压信息相同,因此故障录波图中电压信息仅截取 10 kV 4A#母线和 5A#母线信息。

3.1.1 10 kV 4A[#]母线、202A 开关和 202B 开关故障录波分析

10 kV 4A#母线、202A 开关和 202B 开关故障录波信息如图 2 所示,可知:10 kV 4A#母线 C 相电压由正常值 5.9 kV 降至约 1 kV, A、B 两相电压均升高至约 8.2 kV,此时 202A 开关 C 相电流由负荷电流 270 A 突变至约 1 030 A,其余两相电流未发生变化,表明 4A#母线所带 10 kV 出线线路存在故障,经现场查找为 231 甲路电缆遭施工外力破坏引起;202B 开关 A 相电流由负荷电流 380 A 增加至 570 A,其余两相电流未发生

变化。

3.1.2 10 kV 5A[#]母线、203A 开关和 203B 开关故障录波分析

10 kV 5A[#]母线、203A 开关和 203B 开关故障录波信息如图 3 所示,可知:10 kV 5A[#]母线 C 相电压由正常值 5.9 kV 降至 2.3 kV, A、B 两相电压分别升高至约 8.2 kV 和 9.4 kV,此时,203A 开关 A、B 和 C 三相电流均无明显变化;203B 开关 A 相电流由负荷电流 170 A 增至 360 A, B、C 两相电流均无明显变化。由于 5[#]母线 C 相电压的降低并没有引起开关 203A 和 203B 的 C 相电流发生变化,表明开关 203A 和 203B 所带的 10 kV 出线均未发生故障,经现场查找证实乙一路和乙二路无故障。

3.1.3 故障时零序电流分析

由图 2 可知,故障时 202A 开关的零序电流幅值为 770A, 2[#]接地变压器零序电流幅值为 420A, 202B 开关的零序电流幅值为 350A, 可见经过 202A 开关零序电流幅值等于 2[#]接地变压器和 202B 开关零序电流幅值之和, 表明经过

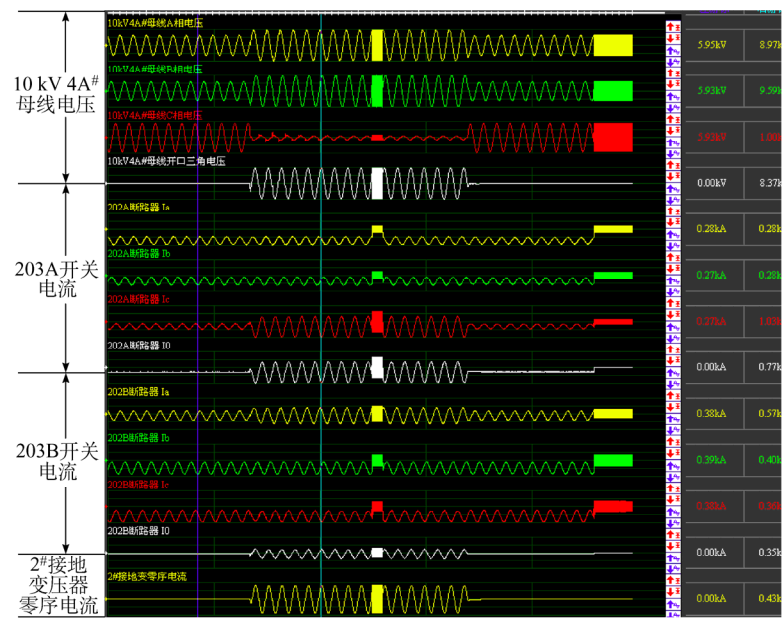


图 2 10 kV 4A# 母线和 202A、202B 开关故障录波

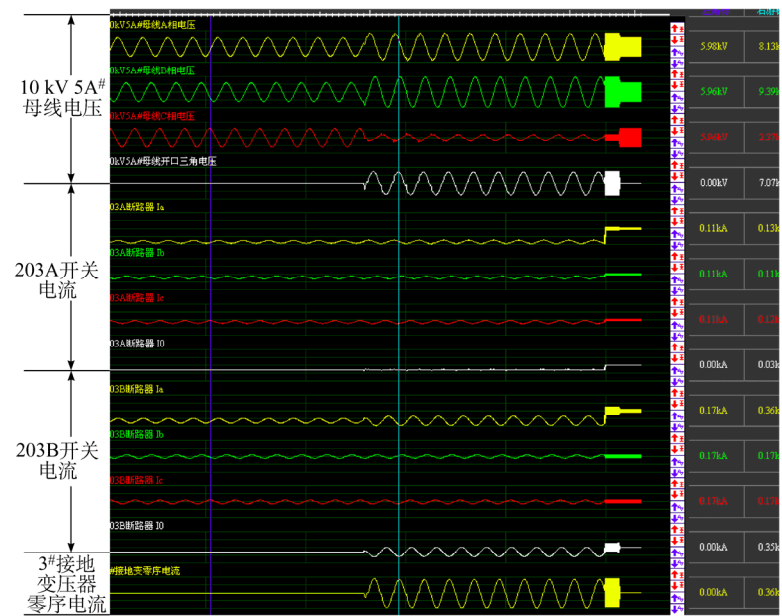


图 3 10 kV 5A# 母线、203A 和 203B 开关故障录波

202A 开关的零序电流分别向 2# 接地变压器和 202B 开关方向进行分流。

由图 3 可知，203A 开关零序电流幅值约为 0 A，203B 开关的零序电流幅值为 350 A，基本与 3# 接地变压器零序电流幅值相等，表明流经 203B 开关的零序电流全部流入至 3# 接地变压器。

由上述分析得出，甲路电缆本体遭施工外力破坏，发生单相接地故障，乙一路、乙二路电缆本体无问题；由于 202B 开关和 203B 开关的 A

相电流同时增大，流过 202B 开关和 203B 开关的零序电流均为 350 A，且乙一路的 244 开关和乙二路的 274 开关同时跳闸，造成此现象的原因只可能是乙配电室 245 联络开关 A 相处于连接状态，故障时系统电流^[4]分布图如图 4 所示。

由图 4 可知：当甲路发生单相接地故障时，零序电流经开关 202A 分流 ($I_{220A(0)}=770\text{ A}$)，一部分电流经 2# 接地变压器流入大地 ($I_{2(0)}=420\text{ A}$)，另一部分电流流向开关 202B ($I_{202B(0)}=$

350 A) ;此时乙配电室 245 母联断路器处于导通状态, 零序电流 (350 A) 继续经 244 开关、乙配电室 245 开关、274 开关和 203B 开关, 最终经 3#接地变压器流入大地。

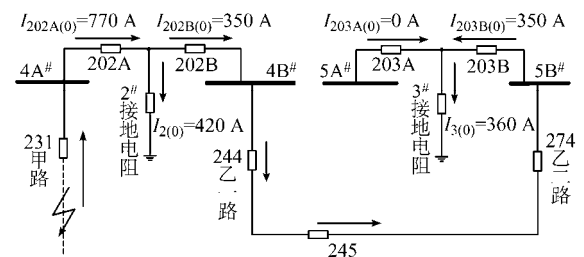


图 4 故障时系统电流分布图

3.1.4 202B 开关 A 相与 203B 开关 A 相电流增大原因分析

根据上述电流分布图, 分析 202B 开关 A 相与 203B 开关 A 相电流增大的原因。如图 5 所示, 甲路 231 开关 C 相故障后, 故障电流流向 202A 开关 C 相, 经过 2#接地变压器 (Z 形接地变压器) 一部分经 TA 流入大地, 一部分经接地变 A 相流向 202B 开关 A 相, 随后经过 244 开关 A 相, 此时乙配电室 245 断路器 A 相故障, 故障瞬间发生极间击穿处于导通状态, 故障电流经 245 断路器 A 相流向 274 开关 A 相, 经过 203B 开关 A 相流入 3#接地变压器。

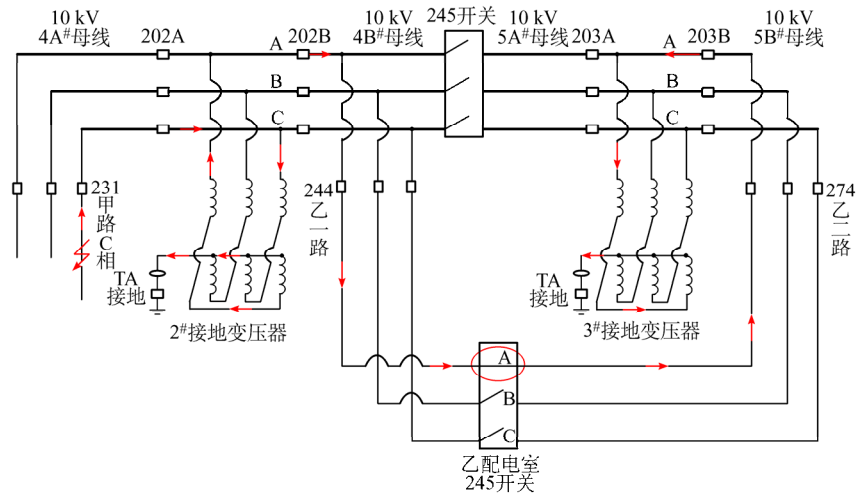


图 5 零序电流分布图

3.2 乙配电室 245 开关试验、解体分析

3.2.1 试验分析

对 245 真空断路器及开关柜进行耐压试验、绝缘电阻试验和机械特性试验, 发现在断路器处于断开状态下, A 相真空断路器的极间耐压试验不合格, 加压至 1.7 kV 后即发生击穿, 电压无法继续升高, 且 A 相真空断路器绝缘电阻约为 2 MΩ; B、C 两相真空断路器耐压和绝缘电阻试验结果无异常。

对 A、B 和 C 三相真空断路器进行了机械特性试验, 包括分、合闸时间, 平均分、合闸速度, 触头合闸弹跳时间, 分、合闸不同期性试验, 以及分闸时电极开距, 机械特性测试结果无异常。

3.2.2 解体分析

首先检查断路器各相操作机构, 未发现连接结构、绝缘拉杆、定位销子、螺丝和螺杆等存在

松动异常, 排除 A 相断路器的操作机构存在螺丝松动和触头开距不满足要求的可能。将断路器绝缘拉杆处的定位销子拔出, 拆除三相断路器的极柱, 对三相极柱的外观进行检查, 未发现任何异常, 如图 6 所示。



图 6 开关柜机械结构和断路器极柱外观照片

由于真空灭弧室外壳为易碎的陶瓷材料, 其浇注于高强度的环氧树脂中, 因此采取对环氧树脂层进行毫米级别的分层剥离, A 相断路器极柱

的硅胶套（应力缓冲层）与真空灭弧室在剥离环氧树脂层后清晰可见，硅胶套表面干净通透、未见任何放电痕迹，因此排除其耐压及绝缘电阻异常由真空灭弧室、硅胶表面和环氧树脂沿面爬电导致的可能，如图 7 所示。

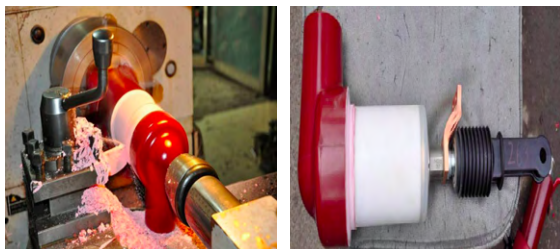


图 7 对断路器极柱进行车床分层切离

为确定 A 相真空灭弧室是否存在细微破损或者密封问题，对其进行 24 h 浸水试验，随后将真空灭弧室进行解体，解体后未发现灭弧室内有进水、受潮现象，排除 A 相真空灭弧室存在漏气的可能。解体后发现动触头、静触头均有放电烧蚀痕迹。A 相与 B 相真空灭弧室内静触头与动触头情况通过对比差异明显，如图 8 所示。A 相静触头与动触头表面均有放电痕迹，触头侧面也存在烧蚀变黑现象。

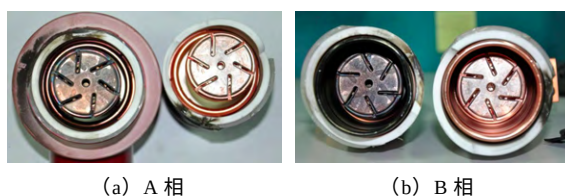


图 8 真空灭弧室内静触头和动触头情况

对 245 开关进行试验、解体分析，通过排除法最终确定真空灭弧室绝缘异常的原因为灭弧室内真空度不满足要求。当甲路 C 相电缆遭外力破坏发生单相接地故障时，4#母线 A 相电压升高至 8.2 kV，故障瞬间 A 相动、静触头之间产生电位差 2.5 kV (8.2~5.7 kV)，由于 A 相断路器灭弧室真空度不满足要求，在断路器断开状态下触头间仅能够承受 1.7 kV 电压，因此甲路电缆故障瞬间产生的电压差足以使其发生击穿。

4 结束语

故障录波装置在系统发生故障或出线震荡等异常情况时，自动记录故障前、后过程中的电压、电流等电气量及继电保护的动作情况。本次事故以故障录波信息为依据，分析了此次故障的根本原因。当甲路发生单相电缆接地故障时，由于乙配电室 245 开关 A 相灭弧室内真空度不满足要求，动、静触头间发生放电击穿，导致乙一路和乙二路同时触动零序保护动作，造成本次三路全停事故。

目前，对于真空灭弧室的真空度检测一般采用工频耐压法，但工频耐压法只能检测严重劣质的真空灭弧室，对于处于临界状态的灭弧室则无能为力^[5]。根据此次事故经验，建议制定真空灭弧室真空度检测标准，并在入网检测时严格按照标准进行检测。

参考文献

- [1] 陈昊琳. 故障录波器发展历程及现状分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38 (5): 148-152.
- [2] 孙淑东. 电力系统故障录波器装置使用中的几个问题[J]. 继电器, 2000, 28 (8): 59-61.
- [3] 梁合庆. 变电站综合自动化中的故障录波装置[C]. 南京: 变电站综合自动化研讨会论文集, 1995.
- [4] 倪广魁. 基于零序电流突变量的配电网单相故障带电定位判据[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30 (31): 118-122.
- [5] 毛书勤. 高压断路器真空度检测方法研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2007.

作者简介

桂媛 (1988-), 女, 助理工程师, 主要研究方向为电力系统分析与控制, 电力设备故障分析。

(收稿日期: 2015-12-10) EA

(编辑: 杨帆)