

国产 12 kV 铠装式金属封闭开关设备 技术隐患分析与对策

钟家喜¹, 金李鸣², 徐彬³, 李向军⁴

(1. 衢州市电力局, 浙江 衢州 324002; 2. 浙江省电力试验研究院, 浙江 杭州 310014;
3. 浙江华电器材检测研究所, 浙江 杭州 310015; 4. 金华市电力局, 浙江 金华 3210001)

Analysis and Countermeasures of the Technical Potential Problems in Domestic 12 kV Metalclad Switchgears

ZHONG Jia-xi¹, JIN Li-ming², XU Bin³, LI Xiang-jun⁴

(1. Quzhou Power bureau, Quzhou 324002, China; 2. Zhejiang Power Test Research Institute, Hangzhou 310014, China;
3. Zhejiang Huadian Equipment Detection Institute, Hangzhou 310015, China; 4. Jinhua Power Bureau, Jinhua 321001, China)

摘要:通过对两起国产 12 kV 铠装式金属封闭开关设备烧毁故障原因的分析 and 总结,指出目前运行的许多国产 12 kV 铠装式金属封闭开关设备存在结构性弱点,容易在天气骤变过程中出现凝露,发生绝缘闪络故障和扩大事故范围,并明确提出了解决对策和建议。同时建议制造企业和电力用户重视早期国产 12 kV 铠装式金属封闭开关设备的整改问题,以达到控制绝缘故障和杜绝“火烧连营”事故的发生。

关键词: 铠装柜; 技术隐患; 分析; 对策

中图分类号: TM561

文献标志码: B

Abstract: This paper analyzed the fault reason of two domestic 12 kV metalclad switchgears' burn out, pointed out the structure shortcomings of domestic 12 kV enclosed switchgears in service. Easy produce vapor condensation when weather sudden change, lead to insulation flashover fault and enlarge accident range. The countermeasures were proposed, and manufacture factory and power user were suggested to pay attention to rectification of switchgears in early stage, so as to control even eliminate insulation fault.

Key words: metalclad switchgear; technical potential problem; analysis; countermeasures

0 引言

目前,电力系统中大量使用铠装式金属封闭开关设备,并随着西门子、ABB 等国际先进技术的引进,国内产品技术升级也较快。但是,国内产品仍存在着不同程度的问题,因而事故率较高,特别是当一台出现绝缘事故后殃及邻柜的现象更为突出,造成的后果也更严重。我局某变电站连续两次发生了类

似的柜体烧毁事故,经过分析找到了问题的根源,同时对正在运行的各类金属封闭开关设备进行了普查,发现许多产品存在各类设计、安装、维护等隐患,并进行了相应处理。笔者通过对两起事故进行全面分析并对采取的防范对策的总结,排除了铠装式金属封闭开关设备中存在的一些结构性弱点,使绝缘故障得到控制并杜绝了“火烧连营”事故的发生。

1 故障情况

1.1 第 1 次故障

2003 年 1 月 25 日,中到大雨,气温骤降,空气湿度极大,无雷电,10 kV 线路发生短路故障。接报 110 kV 中山变 10 kV 断路器室冒烟,1 号主变压器 12 kV 开关 B、C 两相上触头烧坏,主变压器柜母线室多处对外壳放电,三相穿柜套管过热严重,穿柜套管处 A、C 相母排融化出两个月牙形的 4 cm 宽缺口,主变压器柜顶端与 10 kV 母线连接处 B、C 两相各有一处相间距离不够 (116 mm),其余均符合要求,所有放电点均为转角等尖端放电,柜体型号为 KYN44-12Z。当时认定是主变压器开关触头发热烧毁引起,既原样更换所有受损器件恢复运行。

1.2 第 2 次故障

2006 年 2 月 16 日上午 10:10 左右,天气骤变,最高气温从 26.6 °C 降到 13.6 °C,平均湿度达到 84%,天降大雨,无雷电,无任何出线发生故障和异常。再次接报 110 kV 中山变 10 kV 断路器室冒烟,进行了彻底检查。

检查发现,故障发生点为 10 kV 母分 II 段开关

收稿日期:2007-03-12; 修回日期:2007-05-15

作者简介:钟家喜(1966-),男,江西赣州人,工程师,电气试验技师,长期从事变电检修、试验管理工作。

柜,母线室上封板和柜体后封板向外鼓胀变形严重。手车触头的绝缘筒表面附着有黑色粉尘,上部三相动触头均存在烧熔现象,两根卡固弹簧全部烧断,手车下部三相触头完好,见图1。手车室内6只触头绝缘盒不同程度过热,但手车及手车室内无任何放电痕迹。

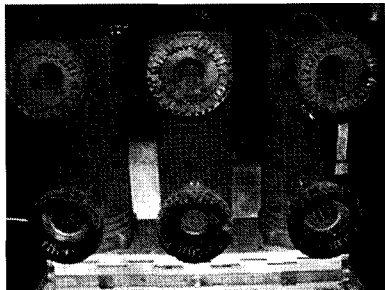


图1 手车烧损情况

检查母线室,母线形式 TMY-100×2 垂直排列,母线转角和接头部位螺栓等曲率半径较小的尖端均存在放电烧熔现象,母线穿柜绝缘套管由于严重过热后呈炭化泛白,失去原有红褐色表面,其中 B、C 相套管内壁有明显的放电痕迹,见图2;B、C 相母排在绝缘套管的端部上下位置分别出现两个月牙形的烧熔缺口,见图3。

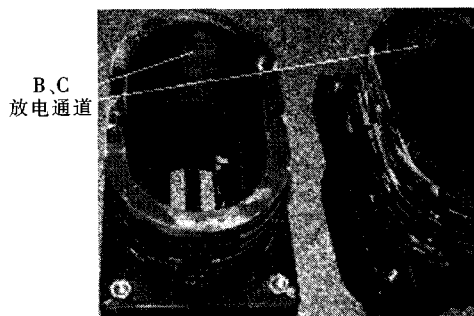


图2 穿柜套管放电痕迹

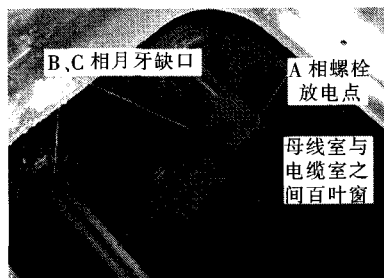


图3 母线室情况

电缆室各器件热灼伤损坏严重,各绝缘件表面附着大量发亮的黑色粉末。电缆室与母线室之间隔板有百叶窗通道,见图3。

分别检查了柜内静触头及各连接部位的紧固情况,主导电回路无异常。测量带电部位相间及对地距离,均在 125 mm 以上。故障后的手车触头绝缘电阻试验:A 相 400 MΩ;B 相 1 400 MΩ;C 相 700 MΩ;绝缘表面清洁后进行 42 kV 交流耐压试验通过,而

10 kV II 段母线交流耐压试验在 A、C 相 15 kV, B 相 10 kV 时,母线室出现放电现象,耐压未通过。

母分保护录波图显示,故障首先发生在 B、A 相,随后发展为 A、C 及三相故障,相间短路电流达 2 500 A。

2 原因分析

由于同一柜体在不同年份、相近的气象条件下发生了非常相似的两起事故,这其中必然存在共性的隐患,如果不能彻底根除隐患,将可能造成严重的后果。但在没有线路故障和异常的情况下,时隔 3 年却发生几乎相同的事故现象应有以下两个原因:①由于手车触头接触不良引起烧损,其热流喷入母线室和电缆室引发相间短路;②由于母线穿柜绝缘子凝露引起闪络,发展为相间短路后扩展到断路器室和电缆室。

2.1 触头不良起点可能性的排除

从现场检查情况看,发现两次事故中的断路器手车触头插入深度不满足指标要求。但是,第 2 次故障发生前母分开关负荷电流为 160 A,并不大,根据记录日最高负荷电流也只有 230 A,而开关和触头的额定电流 $I_n=3 150$ A,且在同一电流下全部是上部触头烧损,而下部触头完好。所以,直接发热烧毁是完全可以排除的。同时,第 2 次事故中无任何区外故障存在,也就是说如此相似的两起事故也不可能是手车触头在短路电流的电动力作用下首先烧毁以至造成柜体烧毁。

反过来说如果手车故障后热流通过引排套管喷入母线室引起母线短路故障,那么,由于 C 相母线离喷口最近(见图4),短路故障应该由 C 相引发更为合理,而事实上故障首先发生在 A、B 相,随后发展为三相故障。因此,触头不良引发的可能性几乎不存在。

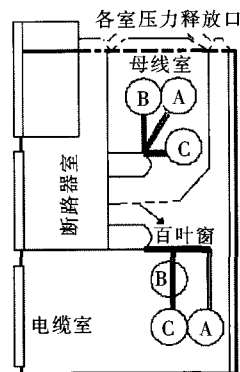


图4 开关设备结构示意图

2.2 母线闪络的原因论证

首先,两次事故当日天气骤变,天降大雨,气温急剧下降,第 2 次事故当日最高气温从 26.6 °C 降到 13.6 °C。绝缘件表面突然凝露的外部条件完全满足,同时母线室中没有主动驱潮设施,当时母线负荷电流仅有 160 A 左右,无法使母线发热从而失去驱潮

作用。A、B相穿柜套管又在母线室顶部百叶窗口处,见图4,所以A、B相母线套管绝缘表面会迅速凝露,并发展成闪络故障是完全可能的。这一点与母分保护录波图反映的信息一致。

母线室中的放电高温不仅烧损铜排,还使铜汽化喷射到母线室各个角落,也经母线室和电缆室之间的百叶窗喷射到电缆室,使故障扩大到电缆室。同时,由于2次事故的短路点都在上部母线室,见图5,此时断路器手车的上部触头将受到极大的电动力,使手车上部满足不了动稳定要求而后仰,加上手车触头插入深度不足,三相同时出现同程度的松动,造成同程度的烧损,而由于手车固定点在下部,所以下部触头完好。

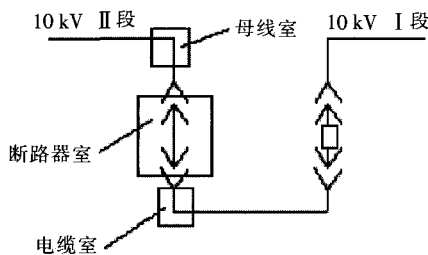


图5 母分柜位置示意图

其次,针对母线闪络的几种现象的解释:

(1)一方面,在相近环境下发生两次相似故障,说明设备存在共性问题;另一方面,该厂生产的KYN44-12Z开关设备目前很多用户都在使用,只有中山变出此故障,且不可能只有中山变的湿度特别大。在第2次事故处理中发现,厂家带来的穿柜绝缘子的爬距明显加大,且本站二期新柜中母线有复合绝缘。为此,要求厂家查阅了生产技术资料,证实了中山变一期产品是该厂第一批柜体,也只有该批产品使用了小爬距绝缘子,且母线无复合绝缘,原套管型号为TG3-10/120×170,爬距280mm,新套管型号为TG3-10/140×215,爬距330mm。这也可以解释为什么只有中山变发生故障了。

(2)只有两相母排烧出月牙形缺口,且第1次是A、C相,第2次是B、C相。母排烧损的原因是:母排沿着穿柜套管表面放电,并形成工频续流,使得母排以穿柜套管端点为圆心烧出一个等距的月牙形缺口,见图6。其中由于主变压器开关设备母排对接点在B相,母分II段触头柜母排接头在A相,所以一旦闪络发生接头处由于有连接螺栓存在尖端,放电点立即转向螺栓尖端对地(见图3),从而出现第1次的B相、第2次的A相母排未有月牙形缺口。

3 结论和对策

3.1 结论

根据前面的分析,认为中山变KYN44-12Z开关设备两次事故发生的直接诱因是天气发生突变时,湿度过大、温度骤降引起绝缘表面凝露闪络。内

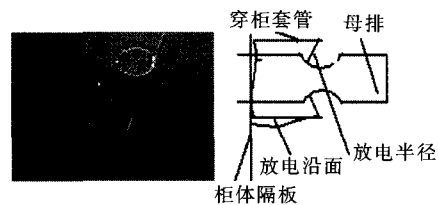


图6 B、C相月牙形缺口形成示意图

因是母线穿柜绝缘子绝缘爬距偏小,母线无复合绝缘,此处电场发生畸变导致容易发生沿面闪络。同时由于柜体存在电缆室与母线室直通,母线室无专用驱潮设施等结构性缺陷,使得故障发生时各室相互串流,损失扩大。

3.2 对策

根据中山变柜体存在的问题,对管辖范围内的12kV铠装式金属封闭柜进行了普查,发现多数早期国产柜都不同程度存在一些结构性问题。为此,分别采取了以下对策。

(1)由于柜体柜间母排是通过穿柜绝缘套管实现的,但母线和绝缘子之间是悬浮的,此处电场分布极不均匀,所以其绝缘裕度或表面爬距应该要高于一般要求。为此,采用加大中间套管尺寸,并在母线表面增加完整的复合绝缘,以提高母线绝缘强度和改善此处的电场分布状况。同时建议安装此类柜体时,在母排与穿柜套管之间的悬浮断面处加涂硅脂类物质以消除小气隙,进一步改善电场分布。

(2)主变压器、母分等大电流柜,由于手车触头插入的力量要求较大,手车固定点又在手车下部,所以易发生插入深度不足的情况。为此一方面更换了加长静触头增加插入行程,另一方面要求操作时人工增加手车上部力量,确保触头插入深度。同时建议制造企业减小手车滚轮和轨道之间的配合间隙。

(3)许多柜体的母线室、断路器室、电缆室没有独立的压力释放通道或某两个室内部互通,为“火烧连营”留下隐患。为此封闭了互通通道,在柜顶设置了各室独立的释放通道。

(4)压力释放通道直接使用百叶窗结构,使柜内器件容易积灰、凝露,同时百叶窗封板直接使用金属螺栓紧固在柜体上,使柜体留下安全隐患。采用有机材料的防爆螺栓和固定的铰链来固定柜体顶部的封闭防爆板,使其正常时与外界隔绝,释放时能及时动作,实现安全释放^[1]。

(5)母排对接处使用普通螺栓连接,没有自锁功能,需要使用平垫和弹簧垫,使得长度过长、棱角过多,留下尖端部位,造成该处电场畸变^[2]。更换自锁螺栓,控制螺栓长度,减少尖端。

(6)有些母线和引下排设计使用了铝排,它与铜结构的静触头直接通过一棵螺栓压接在一起,容易出现腐蚀、发热、松动等危害。为此(下转第236页)

图3。从一台电压互感器二次绕组 aX 端施加倍频耐压,从另一台电压互感器二次绕组 aX 端测量。

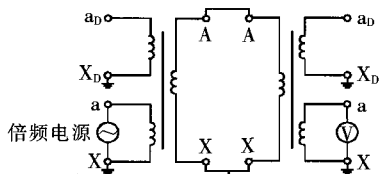


图3 两台电压互感器同时倍频感应耐压试验低压测量接线图

2 电压互感器的容升电压

在倍频感应耐压升压时应考虑电压互感器的容升电压^[1]。电压互感器的容升电压与其漏抗及杂散电容有关。在倍频感应耐压时,容性电流在绕组上产生的漏抗压降造成实际作用到互感器一次绕组上的电压值超过按变比计算所输出的电压值,产生容升效应。电压互感器的漏抗及电容性越大,容升效应越明显。

电压互感器一次绕组的容升电压值,略去回路电阻的影响,可按公式(1)计算

$$\Delta U = \omega U C_x X_k \quad (1)$$

式(1)中 ΔU 为电压互感器一次绕组容升电压值; U 为施加在电压互感器一次侧绕组的电压值; C_x 为电压互感器的电容量; X_k 为电压互感器漏抗(归算到高压侧); ω 为角频率($2\pi f$)。因此不同结构、不同电压等级电压互感器的容升电压也不相同。以 JDCF 型分级绝缘电压互感器为例,三倍频耐压时各电压等级的电压互感器容升电压见表 1。

表 1 各电压等级的电压互感器容升电压

额定电压/kV	容升电压百分数/%
35	3
66	4
110	5
220	8

如 35 kV 互感器感应耐压为 72 kV,考虑容升电压,则二次绕组测得试验电压换算到一次绕组为 72 kV 时,一次绕组实际电压已达 $72 \times (1+3\%) = 74.16$ kV,因此在二次绕组施加的倍频电压应相应降低,才能保证一次感应电压值的准确性。

(上接第 234 页)

使用转移铜铝过度面的办法,将引下排改为铜排,使过度点移至母线上,确保紧固和接触良好。

(7) 电缆室电缆出线处柜体未与地面隔离封闭,使得许多在一楼的开关设备极易进潮,为此使用专门的电缆防火封料进行了严密封闭。

3 倍频感应耐压试验电压持续时间

在对分级绝缘电压互感器进行倍频感应耐压试验时,当试验电压频率等于或小于 2 倍额定频率时,全电压下试验时间为 60 s;当试验电压频率大于 2 倍额定频率时,全电压下试验时间 t 按下式计算^[2]

$$t = 120 \times \frac{f_1}{f_2}$$

式中 t 为试验电压持续时间, s; f_1 为额定频率, Hz; f_2 为试验电压频率, Hz。

试验电压持续时间不应小于 15 s。如果耐压试验过程中途因故失去电源,造成试验中断,则在恢复电源后应重新进行全时间的持续耐压试验,而不能仅进行“补足时间”的试验^[3]。

4 倍频感应耐压试验前后的空载试验结果对比

分级绝缘电压互感器的线圈在耐压试验时因绝缘击穿发生匝间短路,流过的环流引起的损耗会使空载损耗增加,空载电流增大,因此为检查分级绝缘电压互感器线圈是否有绝缘损伤,在倍频感应耐压试验前后均应进行一次额定电压时的空载试验,读取空载电流值,并将两次试验的测得值进行比较,不应有明显差别。当分级绝缘电压互感器在试验前线圈匝间已经发生短路,如果再进行倍频感应耐压试验,试验前后的空载电流值同样没有变化,因此并不能仅以此作为判断被试互感器是否合格的依据,还应与同一批次的电压互感器的试验结果进行比较,空载电流值不应有明显差别方能判定其合格。

5 结语

在对分级绝缘电压互感器进行倍频感应耐压试验时,必须考虑容升电压的影响。试验前后均应进行空载试验,且不仅要比较被试电压互感器耐压试验前后的空载电流值,还要与同一批次的电压互感器的试验结果进行比较,以此作为判断被试电压互感器是否合格的依据。

参考文献:

- [1] DL/T 596-1996. 电力设备预防性试验规程[S].
- [2] GB 50150-2006. 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准[S].
- [3] DL 474.1~6-1992. 现场绝缘试验实施导则[S].

参考文献:

- [1] 厦门 ABB 开关有限公司. ZS1 铠装式金属封闭开关设备产品说明书[K].
- [2] 高压开关网. 浅论金属封闭开关设备的发展 [EB/OL]. <http://www.hvsi.cn>.