

220 kV 电流互感器局部放电缺陷不停电检测与分析

葛 猛, 李 鹏, 陶安培, 于全福

(吉林供电公司, 吉林 吉林 132001)

摘要: 介绍了一例 220 kV 电流互感器电容屏间局部放电故障处理过程, 采用红外成像技术与油色谱分析技术结合对故障的成因进行分析: 绝缘材质不良、干燥时间不达标、干燥窑使用超容量、绝缘包裹工艺不良, 出现较多局部褶皱等。成功避免了一起威胁 220 kV 设备事故的发生, 阐述了不停电检测技术对电力系统运行安全的重要性。

关键词: 电流互感器; 局部放电; 三比值法

中图分类号: TM855

文献标志码: A

文章编号: 1001-1609(2009)06-0153-03

On-line Detection and Analysis of Partial-discharge
FAULT for 220 kV Current Transformer

GE Meng, LI Peng, TAO An-pei, YU Quan-fu

(Jilin Electric Power Supply Company, Jilin 132001, China)

Abstract: The detection and process of a 220 kV current transformer partial-discharge fault between capacitor shields are described. The causes of the fault were analyzed with infrared imaging technology and oil chromatographic analysis. The result indicated that this partial-discharge fault is due to unqualified insulation material, shorter drying time, and poor insulator packing technique, etc. Therefore, an accident of the 220 kV current transformer was avoided. In addition, the importance of on-line detection technology on power system security is discussed.

Key words: current transformer; partial discharge; three-ratio method

0 引言

电流互感器是电力系统用于关口计量和继电保护的关键设备, LW 系列电容型电流互感器在我国经过二十余年的发展, 制造工艺比较成熟, 稳定性好, 得到用户青睐, 其中 110~220 kV 系统应用最为广泛。

1 缺陷的发现

吉林供电公司试验所于 2008 年 7 月 21 日对舒兰一次变电站进行红外测温过程中发现, 220 kV 1 号主变一次主 CT (2004 年出厂投运, 型号: LB₇-220 W₁, 2×600/5) B 相温度异常。

线温分析显示, B 相的 CT 瓷外套最高温度为 30.3 °C, A 相同部位最高温度为 27.2 °C, C 相同部位最高温度为 27.2 °C。B 相 CT 高出其他两相 3.1 °C, 红外图谱见图 1, 温场分析曲线见图 2。

现场红外检测表明, 电流互感器储油柜通常略

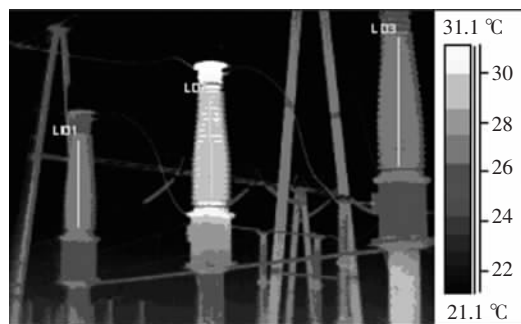


图 1 红外图谱(从左向右排列为 C、B、A 相)

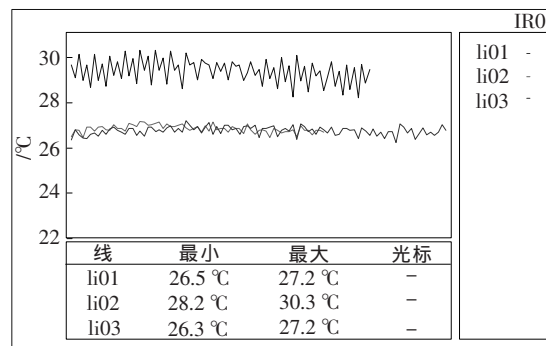


图 2 温场分析曲线(li01:C 相 li02:B 相 li03:A 相)

收稿日期: 2009-06-22; 修回日期: 2009-08-14

作者简介: 葛 猛(1978), 男, 工程师, 从事高电压技术工作。

低于外瓷套温度,这主要是由于内部油循环通道狭长,正常运行时电流互感器发热量少,热循环缓慢,所以材质的比辐射率决定了红外图像显示热量分布不同(红外测量采用的比辐射率为0.9)。红外温场区域图见图3,设备温度分布见表1。舒兰一次变1号主变一次主CT储油柜外表面为白钢板,辐射率低于瓷材料,所以正常运行的电流互感器油箱及储油柜金属部分温度略低于外瓷套表面。舒兰220kV 1号主变一次主B相电流互感器储油柜温度高于外瓷套温度3.2℃,分别高于其他两相7.8℃和7.1℃。这与正常温度分布规律不符^[1]。

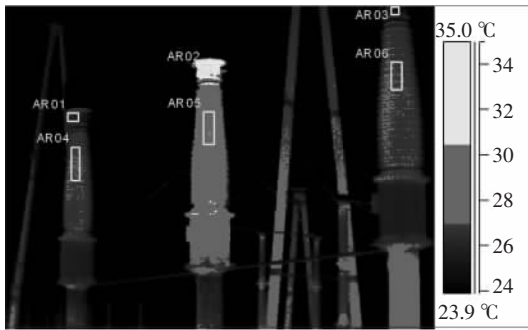


图3 红外温场区域图

表1 设备温度分布

位置	相别/℃		
	A	B	C
膨胀器	AR03:25.2	AR02:33.0	AR01:25.9
外瓷套	AR06:26.8	AR05:29.8	AR04:26.9

电气设备过热缺陷可分为电流致热与电压致热缺陷。对电流互感器而言,电流致热缺陷通常发生在接线板与一次接线端子处,该CT多年运行没有过热情况。如果端子过热,一般发生在穿壁单螺栓结点上,互感器外部会测量到过热点,主变负荷较轻为20MV·A,电流为67A,互感器本身油循环很慢,端子箱内的一次导线为了固定又增加了隔板,温循环条件更差,互感器从下油箱到上端子箱整体过热,上部端子箱内结点过热,其热量不会传递到下部油箱。舒兰一次变220kV 1号主变一次主B相CT的接线板与一次端子接点未发现过热迹象。图4中油面位置(SP01)、一次端子连板(SP02)、接线板(SP03)温度依次降低,设备接点无局部发热特征,可排除电流致热的可能,发热位置应在互感器内部。现场红外分析初步认定,该CT内部存在电压致热缺陷。

为进一步判断缺陷情况,试验人员进行油品采样,并于22日进行色谱分析试验,数据见表2。

油品色谱分析数据显示该电流互感器故障特征气体增长明显,采用三比值法分析,应为内部过热并

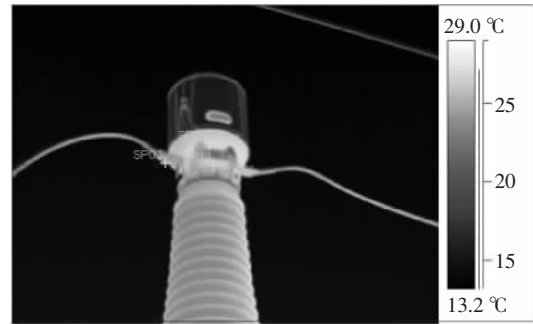


图4 CT储油柜红外分析

表2 油色谱分析试验数据 μL/L

项目名称	气体组分					
	氢气	甲烷	乙烯	乙烷	乙炔	总烃
含量	21 299	11 951.2	6.17	1 816.32	9.5	13 782.61
标准值	150	-	-	-	1	100

伴有放电^[2-4],这与红外分析结果相吻合。根据检测到的故障特征气体含量判断缺陷,如果进一步发展,必然造成金属膨胀器疲劳爆开,同时红外检测表明,放电释放能量很大,怀疑一次绕组绝缘已被破坏,设备有烧损的危险,严重威胁系统运行安全。试验单位迅速上报生产主管部门,22日17:30,舒兰一次变1号主变一次主CT转入热备用状态,23日检修单位对该组CT进行了更换,24日14:00,舒兰一次变1号主变一次主CT恢复运行。

2 故障检查

为了查明缺陷形成原因,防止同类故障对系统造成危害,8月12日互感器生产厂家对CT进行了系统检查。

2.1 出厂记录调查

厂家各项试验数据都完整合格,但在制造记录中发现,该互感器电容芯子干燥组吊装过程中,曾经发生外瓷套破裂,后更换瓷套前未再次干燥,在各项试验合格后出厂。

2.2 回路电阻试验

回路电阻试验数据见表3。故障CT一次绕组回路电阻符合厂家技术标准,端子箱内一次结点联接应该是良好的,这证明技术人员现场推断非电流致热缺陷的正确性。

表3 回路电阻试验数据

项目名称	电阻值/mΩ
P ₁ P ₂	0.269
C ₁ C ₂	0.258
P ₁ C ₂	0.542

2.3 绝缘检查试验

故障后试验数据见表4。可以看出,末端屏蔽法

测得介质损耗因数超出允许值 40.5%，局部放电量是最大允许值的 66.6 倍，可以认定，该电流互感器一次绕组绝缘降低^[4,5]。

2.4 解体检查情况

技术人员对互感器进行解体检查，发现该电流互感器金属膨胀器严重变形，见图 5。瓷箱内绝缘油

表 4 故障后试验数据

绝缘电阻/MΩ		末端屏蔽法介质损耗因数测试			局部放电测试		
一次/二次、地	二次/一次、地	电容量/pF	tan δ/%		试验电压/kV	放电量/pC	
			标准值	测量值		标准值	测量值
3 000	3 000	779.8	≤0.8	1.124	172	≤20	1 332

注：表 4 标准参考 DL/T 596-1996 电力设备预防性试验规程。

色泽较好，未发现放电痕迹。试验人员在对电容芯子进行分离过程中，发现各层电容屏完好，但从第 6-1 屏，电容屏表面有大面积透明 X 蜡（未知成分的石油蜡品）附着，其中第 2-3 屏间最为严重，占电容芯子的 10% 左右。

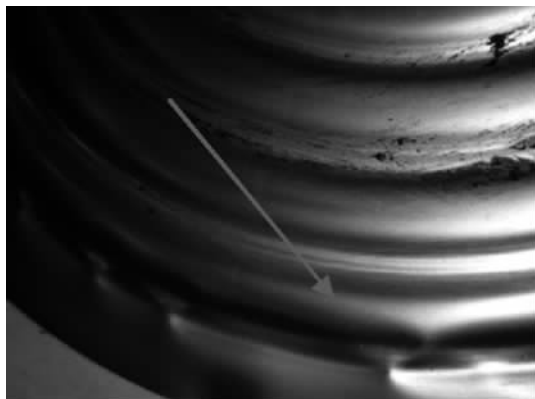


图 5 变形的金属膨胀器

X 蜡通常是油品在高温分解后的衍生品，应为设备运行后形成，因此可以认定局部放电在第 2-6 层电容屏间发生，并释放高热使电流互感器油温升高。

3 故障原因分析

电流互感器屏间发生局部放电主要原因有：绝缘材质不良；干燥时间不达标；干燥窑使用超容量；绝缘包裹工艺不良，出现较多局部褶皱等。2004 年是我国电网建设的高峰期，LB 7-220W1 电容型电流互感器需求量很大，厂家在设备制造流程控制上相对松懈，质量把关不严，制造过程中导致微量水分附着在电容屏内。末屏和第 9 屏的水分在干燥及运行过程中分散于油中，但 2-7 电容屏间仍有较多水分长期留存。电容屏间水分成为催化剂，导致屏间油品发生裂解。油品初期裂解过程比较缓慢，后期由于屏间油品裂解成分积聚，屏间绝缘降低，形成局部放电，该互感器屏间油品加速裂解，生成大量气体并在屏间大量形成 X 蜡，见图 6。屏间的

大面积局部放电对绝缘油起到了加热的作用，并使互感器发热。储油柜内一次绕组出线接头裸漏在油中，由于金属导热好，屏间局部放电产生的热量通过一次绕组对储油柜油品加热并产生较大温升。随着油品的不断裂解，故障气体在油中饱和后析出，将金属膨胀器顶起、变形，如果任由缺陷发展，金属膨胀器内气体压力超出机械极限必然爆炸。



图 6 附着 X 蜡的电容屏

4 经验及教训

4.1 严格执行工艺流程

在绝缘领域，水往往是绝缘优劣的决定因素。对于电容型电流互感器而言，微量水分浸入电容屏间，如果未被清除，必然形成设备带病出厂，带病投运，且因为常规方法无法检测，缺陷在投运初期不易被发现。电气设备的干燥是制造过程中的重要环节，应当保证设备有足够干燥时间，禁止干燥室超过额定设备数量干燥。对于高燥后的设备部件，应避免在空气中暴露，以防止水分附着。

4.2 重视设备带电检测

本次舒兰一次变 220 kV 1 号主变一次主 B 相电流互感器电容屏间局部放电缺陷的诊断，主要借助了油色谱分析与红外检测技术这两种不停电检测技术。油色谱分析目前是一种比较成熟的检测手段，

(下转第 160 页)

和分闸回路均不通时,监控后台也会出现“控制回路断线”告警信号^[3]。

电机在给弹簧储能 20 s 后,电机时间继电器 48T 的辅助触点 67-68 动作,继电器 48T 的整定时间为 20 s,继电器 49MX 得电,其常闭辅助触点 61-62 动作,使交流接触器 88M 失电,电机自动停止运转,“电机运转”信号复归;继电器 49MX 信号辅助触点 43-44 动作使监控后台出现“电机储能过时报警”信号,继电器 49MX 辅助触点 31-32 同时也闭锁合闸回路,使断路器无法合闸,“控制回路断线”和“合闸弹簧未储能”信号也无法复归。

综合以上分析,限位开关 33hb 在储能结束后未能及时断开,很有可能导致上述故障现象的出现。

3 故障处理

为验证上述分析的正确性,进行了如下的操作。

首先,断开电机回路电源,测量继电器 49MX 的电压约为 110 V,说明继电器 49MX 已经动作,这与监控后台出现“电机储能过时报警”信号相吻合。

其次,测量继电器 33HBX 的电压,约为直流 220 V,这说明合闸弹簧储能结束后继电器 33HBX 仍旧得电,直接导致了监控后台的“合闸弹簧未储能”信号无法复归,同时也说明了弹簧限位开关是闭合的。

最后,测量端子 3-52:4 和 DL:2 之间的通断情况,两端子之间处于断开状态,这说明合闸回路不

(上接第 155 页)

而且故障检出率很高,虽然受油品采集量的限制,但在油绝缘设备的带电检测中往往能够起到一锤定音的功效。红外检测是近年新兴的检测方法,通过高精密的红外成像仪器,借助分析软件,凭借检测人员的经验积累,可以较好诊断电气设备电压致热缺陷与电流过热缺陷。随着我国经济的飞速发展,电网规模在不断扩大,单一的预防性修试已经不能满足电力系统发展的要求。对于解决运行设备的检测问题,本次缺陷的成功诊断是一次有益的尝试,希望能为

(上接第 157 页)

查看阻塞物发现是些小昆虫,包括蜜蜂,小飞虫,还有蜘蛛及蜘蛛网状物等,经分析,认为可能是由于蜘蛛捕的食物过多以及到了冬天蜘蛛本身也死掉,加上蜘蛛丝的作用,堵塞了呼吸器。

3 结语

变压器油中溶解气体分析法是考查充油设备健康状况的最优秀的手段,在具体的维护工作中,应密切注意油中溶解气体的变化情况,正确区分特征气

通,也就无法进行合闸操作。

故障原因查出后,故障的处理变得十分顺利。断开电源后,检查限位开关 33hb 的工作情况,发现限位开关的固定螺栓有一些松动,导致限位开关不能正常工作。重新调试限位开关,使其触点在合闸弹簧储能到位时处于断开状态,储能不到位时处于导通状态,调试完毕后合上断路器二次回路电源,后台所有故障报警信号全部复归,断路器也顺利合闸供电。

4 结语

通过这起 GIS 断路器合闸故障的分析与处理,结合以往处理类似故障的经验,发现这是一起典型的因断路器弹簧储能限位开关故障引起的合闸故障。断路器的弹簧限位开关是一个容易发生故障的地方,发生故障后,工作人员由于慌乱或者经验不足,很可能会忽略这个形状小但重要的装置。故障发生后,只要认真进行分析,透过现象看清本质,故障就能被及时地处理。

参考文献:

- [1] 章林.GIS 制造技术的发展[J].广西电力,2003,26(2):72-75.
- [2] 西安高压开关电气股份有限公司.塔里木油田牙哈变 126 kV GIS 二次原理接线图[S].2003.
- [3] 深圳南瑞科技有限公司.ISA-311 型微机线路成套保护装置技术说明书[K].2002.

状态检修积累经验。

参考文献:

- [1] DL/T 664-1999 带电设备红外诊断技术应用导则[S].
- [2] DL/T 722-2000 变压器油中溶解气体分析和判断导则[S].
- [3] TM 407 操敦奎.变压器油中气体分析诊断与故障检查[M].北京:中国电力出版社,2005.
- [4] GB/ 50150-2006 电气装置安装工程电气设备交接试验标准[S].
- [5] DL/ 417-1991 电力设备局部放电现场测量导则[S].

体来源,结合电气试验、取样状态、外部设备、天气因素等条件,对具体故障特征进行综合分析,采取针对性的解决方案,做到有的放矢,及时排除故障,努力减少非计划性停运,将损失控制在最低限度,确保电网的安全稳定运行。

参考文献:

- [1] DL/T 596-1996 电力设备预防性试验规程[S].
- [2] GB/T 7252-2001 变压器油中溶解气体分析和判断导则[S].