

# 一起 110 kV 电流互感器跳闸事故原因分析

刘圆方, 国金明, 陆晓彬, 胡林, 郑荣锋, 吴拓剑, 袁瑞宜  
(国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610093)

**摘要:**文中结合一起 110 kV 电流互感器一次放电导致变压器及母线跳闸事故展开分析, 通过对事故互感器的检查、试验, 结合现场检查情况和故障录波对事故动作逻辑进行反复推演分析, 判断出事故原因, 还原事故经过, 并提出合理的整改建议。

**关键词:**油浸式电流互感器; 金属放电; 事故分析

中图分类号: TM 452 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2023)04-0091-04

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20230417

## Cause Analysis of A 110 kV Current Transformer Tripping Accident

LIU Yuanfang, GUO Jinming, LU Xiaobin, HU Lin, ZHENG Rongfeng, WU Tuojian, YUAN Ruiyi  
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610093, Sichuan, China)

**Abstract:** A transformer and bus tripping accident caused by a single discharge of 110 kV current transformer is analyzed. Through the inspection and test of the faulty transformer, and combined with the on-site inspection and fault recording, the accident action logic is repeatedly deduced and analyzed, the cause of the accident is judged, the accident process is restored, and the reasonable improvement suggestions are put forward.

**Key words:** oil-immersed current transformer; metal discharge; accident analysis

## 0 引言

电流互感器作为电力系统中重要的一次设备, 起着计量、保护等作用, 其运行的可靠性直接关系到电网能否安全稳定运行<sup>[1]</sup>。电流互感器发生故障时不但可能造成自身损坏, 还会引起保护动作、设备跳闸, 造成电网安全事故<sup>[2]</sup>。因此, 对于电流互感器的故障诊断工作是非常重要的, 应当通过科学的诊断方式找到故障发生的原因并及时排除故障, 使电力系统恢复正常运行, 同时须采取合理措施避免事故再次发生。下面就某变电站一起 110 kV 电流互感器一次放电跳闸事故进行分析。

## 1 事故概况

事故前, 220 kV 某变电站 110 kV 部分采用双母线接线, 运行出线 11 回。站内共两台主变压器

(2号、3号)高中压侧并列运行, 220 kV、110 kV 分段断路器在合位, 35 kV 分段断路器在分位。3号主变压器高压侧中性点不接地, 中压侧中性点接地, 中压侧零序 CT 变比为 400/5。103 间隔油浸式电流互感器型号为 LB6-110W3, 2020 年 3 月出厂, 2021 年 1 月投运, 安装于断路器靠近 3 号主变压器侧(如图 1 所示), 变比为  $2 \times 800/5$ , 一次侧采用并联接线方式运行, 即运行变比为 1600/5。

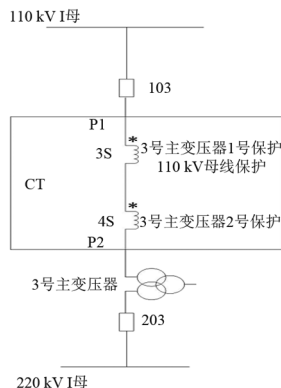


图 1 103 电流互感器运行接线方式

2021年2月23日15:10:50.420时,3号主变压器110kV侧103CT发生击穿故障,110kV母线保护动作,3ms后跳开运行于110kV I母的7个间隔;68ms后3号主变压器2号保护比率差动动作跳开变压器另外两侧的203断路器、303断路器。保护动作时序如图2所示。

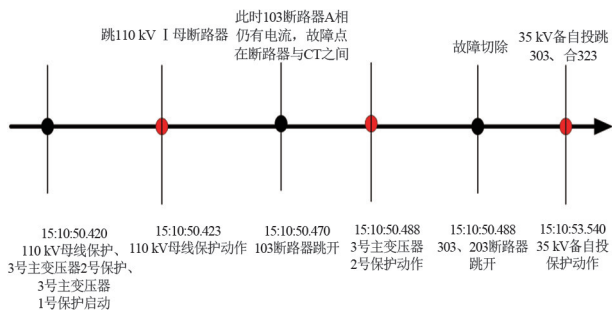


图2 保护动作时序

## 2 检查诊断

### 2.1 外观检查

现场停电检查发现103电流互感器A相P1接线端有明显放电拉弧痕迹,且放电痕迹经瓷套延续至CT底座,如图3、图4所示,在放电轨迹上对应的瓷套伞群内附着有疑似铜点。同时P2级端子及等电位端子附件也有电弧灼伤痕迹。油位观察窗出现裂纹,但油位正常,膨胀器未发现异常凸起,除外部放电痕迹外,外观完好。



图3 103电流互感器P1端接线座放电痕迹

### 2.2 试验诊断

#### 2.2.1 化学试验

对该站103电流互感器取油样后进行色谱分析。结果显示,A相乙炔含量为2.7 $\mu\text{L/L}$ (标准值为 $\leq 2\mu\text{L/L}$ ),总烃含量为184.6 $\mu\text{L/L}$ (标准值为

$\leq 100\mu\text{L/L}$ )。B、C两相均未检测出乙炔,总烃含量分别仅为5.2 $\mu\text{L/L}$ 、6.4 $\mu\text{L/L}$ 。三比值结果为0、2、0,属低温过热故障。色谱检测数据如表1所示。检测结果判断依据为DL/T 722—2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》<sup>[3]</sup>。



图4 103电流互感器底座放电痕迹

表1 103电流互感器油色谱数据

检测参数	A相	B相	C相
检测日期	2021-02-25	2021-02-25	2021-02-25
脱气量/mL	1.5	1.4	1.2
H <sub>2</sub> 含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	18.5	9.6	9.7
CO含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	31.9	35.6	35.5
CO <sub>2</sub> 含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	172.4	208.4	234.9
CH <sub>4</sub> 含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	22.0	3.7	6.0
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	29.8	未检出	未检出
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	130.1	未检出	0.4
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	2.7	未检出	未检出
总烃含量/( $\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ )	184.6	5.2	6.4
结论	不合格	正常	正常

#### 2.2.2 电气试验

对103电流互感器A相进行电气试验诊断,实测其介电损耗为0.286%,电容量为762.9pF,绝缘电阻测试以及变流比和二次直流电阻测试数据如表2、表3所示。各项电气试验数据均合格。

表2 电气试验诊断结果

试验部位	绝缘电阻/M $\Omega$
一次对二次及地	$\geq 10\ 000$
未屏	$\geq 2500$
二次绕组对地	$\geq 2500$

#### 2.2.3 故障录波

故障发生后,110kV母线保护和3号主变压器保护同时启动,如图2所示。3ms后,110kV母线保护首先动作跳开110kV I母相关断路器。从图5可以看出T2时间点(即110kV母线保护动作使103断路器跳开后)B、C相电流变为0,但是A相故

障电流并未开断。在 T2 时间点 68 ms 后,3 号主变压器差动保护动作跳开主变压器另外两侧断路器后故障电流消失。

表 3 A 相变流比及直流电阻测试

试验部位	变流比	直流电阻/mΩ
1S1-1S2	159.98(减极性)	139.2
1S1-1S3	319.62(减极性)	331.2
2S1-2S2	159.69(减极性)	139.7
2S1-2S3	318.15(减极性)	332.9
3S1-3S2	318.34(减极性)	643.5
4S1-4S3	318.53(减极性)	644.5
5S1-5S2	318.80(减极性)	644.6

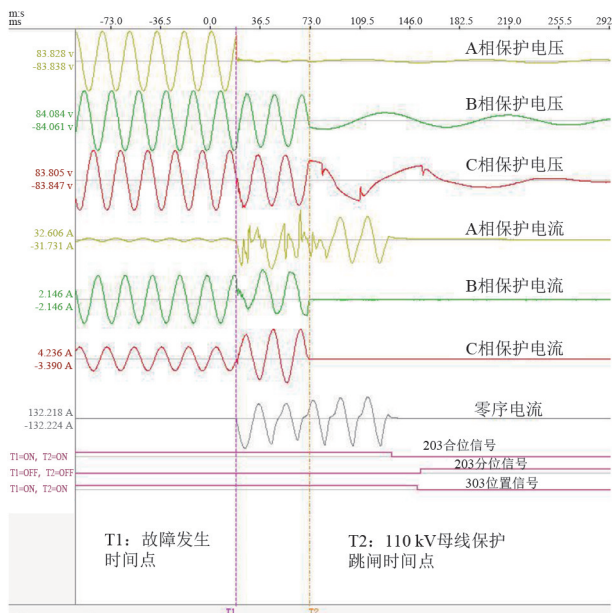


图 5 3 号主变压器中压侧故障录波

### 3 事故原因分析

依据电气试验结果及外观检查,初步排除互感器内部放电故障。根据图 5 故障录波分析,判断初始故障点应位于 103 电流互感器和断路器之间,在母线保护的动区区内、主变压器保护的动区区外(见图 1),故在母线保护动作后,故障电流无法切除。由图 5 中 103 断路器跳闸后故障波形的最后两个周期分析,T2 时间点后:中压侧 A 相二次故障电流峰值约为 32 A,依据变比计算一次电流为 10 240 A;3 号主变压器中压侧中性点二次电流峰值约为 130 A,依据变比计算一次电流为 10 400 A。这与 A 相故障电流基本匹配,且 2 号主变压器录波无异常,判断中压侧系统无其他可分流的故障点,确定 103 断路器

CT 处故障为唯一故障点。结合图 2 外观检查判断,初始故障为 P1 端对地放电。

从故障点来看,由于故障位于主变压器保护死区范围,主变压器保护装置不应动作。经外观检查发现了 P2 处有少量放电痕迹,因此判断当故障发生后,P2 与 P1 接线板间发生了间歇性弧光短路,如图 6 所示,导致流过 CT 的电流被分流,使得主变压器保护感受到差流而动作。



图 6 103 电流互感器 P2 端放电痕迹

后续再次检查现场,发现事故互感器相邻 2 m 左右的半高层隔离开关传动连杆处有放电痕迹,如图 7 所示。同时,观察到在事故互感器接线座上残余有少量铜丝状物体,如图 8 所示;事故互感器下方地面各处散落有金属铜丝,如图 9 所示;现场存在大量鸟类,如图 10 所示。

判断整个事故过程如下:外界原因(如鸟类、大风等)导致金属铜丝状物体搭至 103 电流互感器 A 相与相邻的半高层隔离开关垂直传动拉杆间,引



图 7 传动连杆处放电痕迹



图 8 103 电流互感器 A 相 P1 接线座上残余铜丝



图 9 地面各处散落铜丝



图 10 设备上方半高层存在大量鸟类

起 P1 端对拉杆放电(见图 7)而启动 110 kV 母线保护。在此过程中,弧光闪烁至 P2 端,导致 P1、P2 间形成外部短暂通路(见图 6)而启动了 3 号主变压器保护。短暂放弧过程后,铜丝部分烧损融化喷溅至 P1 端接线座附近以及瓷套表面各处。同时,铜丝烧融后长度变短,在重力作用下向下飘落,掉至 A 相电流互感器箱沿,导致 P1 端对箱沿上部放电(见图 4),直至 3 号主变压器差动保护动作切断故障电源。

在整个放电过程中,P1、P2 接线座产生较高温度,可以观察到螺栓及接线板部分融化痕迹(见图 3、图 6);由于金属导热性较好,热量传导至 CT 内部导致内部低温过热,产生分解物。这符合油化试验分析结果。

## 4 处理及防范措施

为了防止类似事故再次发生,提高设备故障预防能力,保证电力系统安全稳定运行,提出如下防范措施及建议:

1)加强对常规户外设备巡视,特别注意场地上方设备附件及导体是否有松动情况。

2)对特殊环境下的户外变电站,增加驱鸟装置,增加巡视次数,注意设备上方(尤其半高层设备)是否存在异物及鸟窝等。

3)当电流互感器安装于断路器靠主变压器侧时,若断路器与电流互感器间发生故障,由于该故障点在主变压器保护动作范围外,因此母线保护动作跳开断路器却无法阻止主变压器继续提供故障电流,存在无法切断故障电源、扩大事故范围的可能。对于严重鸟害或环境污染等运行环境下的变电站,建议将电流互感器安装在断路器靠母线侧,以减少保护动作死区<sup>[4]</sup>。

### 参考文献

- [1] 刘晓波,李月文,陈志勇,等. 220 kV 电流互感器故障分析[J]. 内蒙古电力技术, 2019,39(2):84-88.
- [2] 王卓然,赵军,冯建萍,等. 220 kV 电流互感器故障分析及处理[J]. 河北电力技术, 2017,36(2):44-46.
- [3] 电力行业电力变压器标准化技术委员会. 变压器油中溶解气体分析和判断导则: DL/T 722—2014[S]. 北京:中国电力出版社,2015.
- [4] 何得澜. 电流互感器安装方向及二次绕组分配应用[J]. 科技风, 2018(32):180.

### 作者简介:

刘圆方(1995),男,助理工程师,主要从事变电设备检修、安装工作;

国金明(1983),男,技师,主要从事变电设备检修、安装工作。

(收稿日期:2022-09-25)

欢迎投稿

欢迎订阅