

一起500 kV油浸倒立式电流互感器故障分析

油浸倒立式电流互感器应用广泛，其绝缘状况直接关系到电网安全。针对一起500 kV油浸倒立式电流互感器损坏的故障，详尽阐述了故障的诊断与分析过程。首先介绍了电流互感器的基本参数和内部结构，阐述了电流互感器的故障过程和现场检查情况；然后，通过解体检查，结合系统运行工况、运行巡视情况和设备生产过程记录的核查，确定了故障发生的原因；最后，结合本次故障提出了相应的预防措施。

唐庆华¹ 王楠¹ 马小光² 魏菊芳¹ 干耀生¹/1.国网天津市电力公司电力科学研究院 2.国网天津市电力公司



唐庆华/高级工程师

油浸式电流互感器是电力系统中的重要电气设备，起到电流转换和电压隔离的作用，按照结构划分，可分为正立式和倒立式两种。其中油浸倒立式电流互感器因用油量和绝缘材料量少，成本低，动热稳定性高，散热性能好等优点，在500 kV和220 kV电网中得到了大量的应用。但是，由于其结构的特殊性，对该类互感器的制造工艺要求高，材料选用严格，运行中油位控制谨慎，运输稳定性要求高。近年来，由于上述要求没有执行到位造成油浸倒立式电流互感器故障损坏甚至爆炸的事故频发。

由于油浸倒立式电力互感器故障，一般都伴随着爆炸起火，可能对站内邻近其他设备造成严重损坏，影响面较广，直接影响电力系统的安全运行水平。因此，学者和运维人员在绝缘分析、结构设计和试验诊断等方面进行了大量的研究，并提出了在运行状况分析及提高安全运行性能方面的众多建议。

在这样的背景下，本文详尽阐述了一起500 kV油浸倒立式电流互感器损坏

的故障诊断与分析过程，试图吸取相应的教训，制定相应的预防措施，防止事故的再次发生，以期提升油浸倒立式电力互感器的运行安全性。

故障电流互感器基本参数和结构

1. 电网运行方式

故障电流互感器所处变电站内500 kV采用双母线3/2接线方式，其中500 kV—I母线连接5021、5032、5041、5051和5061；500 kV—II母线连接5023、5033、5043、5053和5063；5021、5022连接线路1；5022、5023连接线路2；5032、5033连接3号主变压器；5041、5042连接4号主变压器；5042、5043连接线路3；5051、5053连接线路4；5061、5063连接线路5；3、4号主变压器中性点7-3、7-4拉开。

500 kV双套母差保护、断路器失灵保护和线路保护均正常投入；3、4号主变压器保护均正常投入。

2. 故障电流互感器技术参数

故障电流互感器运行编号为5033A相，为油浸倒立式电流互感器结构，型号为AGU-550，于2011年12月出厂，2013年4月6日投运。故障电流互感器技术参数如下表所示，外形结构如图1所示，电流互感器外绝缘为瓷套，上端与储油柜相连接，下端与底座相连接，储油柜为仿器身形状，上端连有金属膨胀器。

3. 故障电流互感器内部结构特点

故障的5033A相电流互感器为倒立式布置，内部基本结构如图2所示。

关键词/Keywords

电流互感器·
油浸倒立式·
故障分析·

表 故障电流互感器技术参数

型号	AGU-550
额定电压/kV	500
额定绝缘水平/kV	550/740/1 175/1 550
额定短时热电流/kA	63 (3 s)
额定动稳定电流/kA	160
额定电流比/A	2 × 1 250/1 (测量抽头2 × 750/1)
准确级组合	0.2S/0.5/5P20/5P20/TPY/TPY/TPY/TPY
额定输出/VA	10
爬电距离/mm	15 125

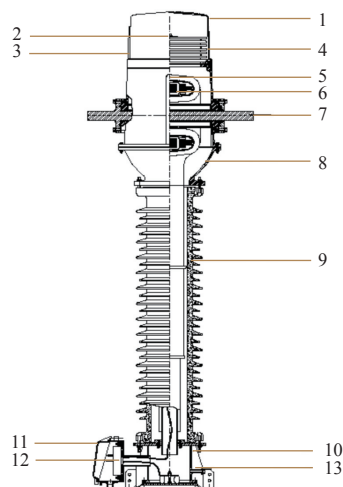


图1 油浸倒立式电流互感器外形结构图

- 1—膨胀器外罩 2—排气塞 3—膨胀器位置指示器
4—金属膨胀器 5—高压绝缘 6—二次绕组 7—一次端子 8—储油柜
9—瓷套 10—底座 11—二次端子盒 12—二次端子 13—注放油塞

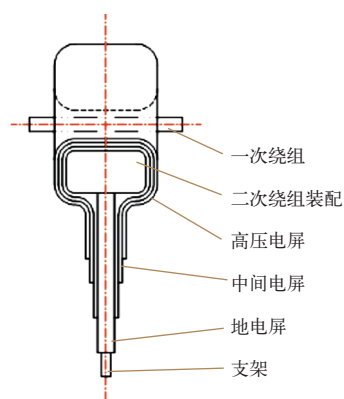


图2 倒立式电流互感器的基本结构

一次绕组为铝制管状导体，二次绕组采用吊环形，二次绕组和铁心布置在互感器顶端环部，二次线通过直线部引下。主绝缘全部包扎在二次绕组上，内设有四层导电电屏，将油纸绝缘分为

多个绝缘层，用以保证电压在电屏之间均匀分布。环部主绝缘与直线部主绝缘采用搭接方式，最外层电屏接高电压，器身采用铸铝材质起支撑作用，同时作为主绝缘末屏接地。

倒立式电流互感器环部剖视如图3所示。铁心为环状卷铁心，一次绕组从环心穿过，二次绕组绕制在铁心上，铁心外层被铝壳包裹，形成地电屏，地电屏外包裹绝缘纸后浸渍在油中，形成油纸绝缘结构。

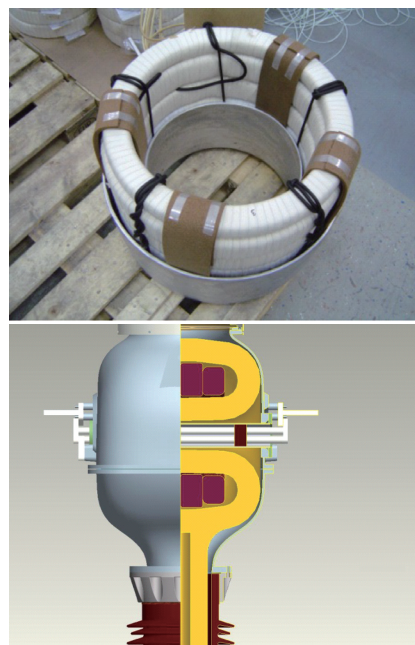


图3 倒立式电流互感器环部剖视

故障过程与现场检查

1. 故障过程描述

2013年12月23日13时57分，500 kV变电站内5033A相电流互感器故障着火，造成3号主变压器差动保护、500 kV—II 母线差动保护动作，5032、5033、2203、5023、5043和5053断路器跳闸，3号主变压器及500 kV—II 母线失电。故障前，站内无倒闸操作和检修工作，为正常方式。

2. 保护动作情况

2013年12月23日13时57分52秒367毫秒，3号主变压器5033电流互感器靠近变压器侧发生A相接地故障，0 ms保护起动，20 ms后3号主变压器PST-1201差动保护动作、3号主变压器RCS—

978HB差动保护动作，发跳闸指令跳开5032、5033和2203断路器；60 ms断路器跳开，故障电流消失，A相故障电流为17 kA。

5033断路器跳开后，故障电流互感器着火产生的油污、粉尘等造成5033断路器两仰角之间空气绝缘击穿，导致1 170 ms后再次发生A相接地故障，1 180 ms 500 kV—II母线BP—2B母差保护动作，500 kV—II母线RCS—915母差保护动作，1 210 ms 3号主变压器PST—1201差动保护、3号主变压器RCS—978HB差动保护再次动作。由母差保护跳开5023、5043和5053断路器后，故障切除，故障持续时间为50 ms，故障电流为26 kA。

3. 一次设备检查情况

故障后对现场一次设备进行检查，具体情况如下：

1) 5033A相电流互感器着火，瓷瓶散落，膨胀器及储油柜炸开，器身坠倒在地面上，具体情况如图4~图6所示。



图4 5033A相电流互感器损坏着火



图5 5033A相电流互感器瓷瓶散落



图6 5033A相电流互感器膨胀器及储油柜炸开

2) 5033电流互感器B相、C相外绝缘存在大量油污，相邻间隔设备瓷套、绝缘子存在不同程度油污。

3) 5033断路器A相CT侧均压环受力变形。

4) 5033—1A相隔离开关CT侧一次接线端子断裂，C相支持瓷瓶及旋转瓷瓶受损，无法运行。

5) 站内其他间隔设备外绝缘检查无异常。

6) 3号主变压器油色谱试验数据无明显变化。

7) 5033B相、C相电流互感器电容量、介损试验数据正常，绝缘油色谱、耐压和微水试验数据正常。

8) 5033断路器三相均压电容器电容量、介损试验数据正常，三相本体密封性试验（SF₆气体泄漏）合格。

9) 5021电流互感器（同厂同型号产品）红外测温无异常。

解体检查

为查找故障点，2013年12月24日，对故障的北郊5033A相电流互感器进行现场解体。解体检查情况如下：

1) 二次绕组。未发现故障点，绝缘良好，具体情况如图7所示。



图7 5033A相电流互感器铁心与二次绕组

2) 设备直线主绝缘。绝缘表层的绝缘纸被烧毁，内部没有发现放电击穿故障点，具体如图8所示。



图8 5033A相电流互感器器身铝管绝缘表层烧损

3) 设备环部主绝缘。在器身的顶部位置发现地屏(铝壳)与一次高压屏主绝缘击穿,具体如图9、图10所示。



图9 5033A相电流互感器环部主绝缘放电击穿



图10 5033A相电流互感器环部地屏放电点

故障原因分析

通过解体检查,推断造成环部主绝缘击穿的主要原因可能有以下几个方面:

- 1) 受外部过电压、过电流作用绝缘击穿。
- 2) 油位过低,器身顶部绝缘强度下降。
- 3) 设备环部主绝缘存在材料或制造工艺缺陷。
- 4) 在制造、出厂、运输和运行阶段绝缘受潮。

为进一步诊断故障原因,对系统运行工况、运行巡视情况和设备生产过程记录进行了全面的核查。

1) 根据现场运行记录,系统为正常运行方式,无过电流、过电压,因此可以排除外部原因引起设备故障。

2) 查看巡视记录,确定设备已定期进行巡视,未出现缺油现象。

3) 厂家生产的同类产品在全国运行2 000余台,除本次故障外,未发生过环部主绝缘击穿情况。

4) 厂家对该设备的生产过程控制记录进行全面的复查,二次线圈绕制记录、主绝缘包扎记录、真空干燥过程记录、真空注油过程记录及

原始试验记录无异常现象,但发现该台产品在发运前有过更换膨胀器的记录,进一步调查是因为产品运输前放倒包装时,操作者不慎将膨胀器磕碰,在更换膨胀器时没有对顶部暴露的器身抽真空而是直接进行补油,且没有安排此台产品的复试,直接发货,违反了工艺操作规程。

综上所述,推断造成故障的主要原因是:在更换膨胀器时,器身主绝缘顶部局部暴露在空气当中,操作人员未严格执行注油的操作工艺流程,没有对器身进行再次抽真空,而是换上膨胀器直接补油,造成绝缘内部存在微量气体,随着冬季气温下降,油面降低,造成长期局部放电,局部放电缓慢发展,最终造成主绝缘击穿。

技术措施与建议

针对此次故障提出的措施与建议如下:

1) 对未损坏的5033B、C相电流互感器返厂进行检查。例行试验复试后,进行解体检查,确定是否为家族性缺陷。

2) 除故障的5033电流互感器外,目前在运同型号产品还有2组,均在同一500 kV变电站,分别为5021、5043。应加强5021、5043以及更换后的5033电流互感器的监视及检测,进行油样色谱分析、电容量及介损测量。

3) 加大对充油设备的巡视检查力度,密切监视油位变化,排查变压器(油浸电抗器)本体及套管、消弧线圈、电压互感器、电流互感器、耦合电容器、断路器均压电容及电容器等设备的油位及渗漏油情况。

4) 加强500 kV设备红外测温等带电检测工作,进一步排查设备安全隐患。

5) 督促制造厂严格控制工艺流程、运输流程等,加强设备验收工作。

6) 加强新设备投运前交接试验的管控,严格按照交接试验规程执行,试验项目齐全,数据录入规范。

7) 加强在运设备状态管理,避免出现试验超期的情况。

(收稿日期:2014-10-17) EA