

一起全站失压事故的调查分析

刘俊松¹, 毛义鹏²

(1. 四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 成都电业局, 四川 成都 610061)

摘要:通过一座 110 kV 内桥接线变电站的失压事故调查, 重点就差动保护电流采样回路故障导致的主变差动保护误动原因、操作回路中合位继电器 HWJ 与合后继电器 HHJ 接点的混淆使用导致的备自投拒动原因进行了详细分析, 并提出了相应的防范措施。

关键词:继电器; 误动; 拒动; 分析

Abstract: After investigating the loss of voltage fault in one 110 kV substation with internal bridge connection, the reasons of miss operation of main transformer differential protection are analyzed in detail, which probably is the trouble of the sampling loop of the differential protection current. The reasons of miss trip of backup power switchover unit are also discussed, which must be caused by the misuse of the contacts of close relay HWJ and the after-close relay HHJ. Furthermore, the solution methods are proposed according to the above problems.

Key words: investigation; miss operation; miss trip; analysis.

中图分类号: TM732 文献标识码: B 文章编号: 1003-6954(2008)02-0032-01

1 事故时的运行方式

如图 1 示: 2007 年 3 月 3 日, 事故前大佛站运行方式为: 110 kV 侯佛线作为全站主供电源, 110 kV 内桥开关 130 和 10 kV 分段开关 930 开关处于合位, 182 开关热备用, 110 kV 备自投处于投入状态, 全站 1、2 号主变总负荷达到 50.1 MW。运行方式如图 1 示。

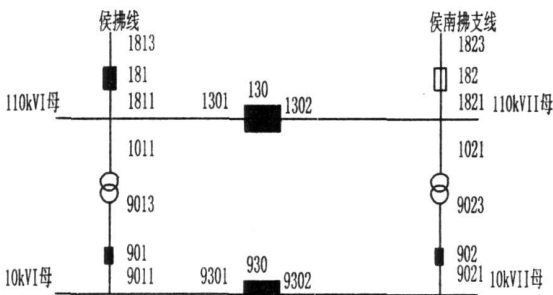


图 1 大佛站运行方式示意图

2 事故经过

2007 年 3 月 3 日 21:20, 在无故障情况下, 大佛变电站 1 号主变差动保护误动作, 181、130、901 开关跳闸, 由于 110 kV 备自投被闭锁, 备用线路侯南佛支线 182 开关未合上, 导致大佛变电站全站失压。

事故发生后, 将 1 号主变隔离, 由线路侯南佛支

线供全站负荷, 于 22:16 对 2 号主变及 10 kV 所有出线恢复送电。

3 事故原因分析

3.1 1 号主变差动保护误动作原因

从 1 号主变保护装置录波图上看, 1 号主变差动保护 A 相电流发生短暂(约 20 ms)突变后马上就恢复成正常的负荷电流, 正是 A 相电流的短暂突变增量(二次值约为 40 A)导致了差流的产生, 1 号主变差动保护启动, 181、130、901 开关跳闸。

大佛变电站安装了靠电流和电压突变启动的录波装置, 如果 A 相发生了故障, 必定会引起电流及电压的波动, 从而录波装置启动录波, 而事故后查看录波装置并无相关记录; 侯佛线对侧武侯站的录波装置也无故障录波纪录, 由此可以推断大佛站电气一次设备并未发生实际故障。后经现场检查证实, 1 号主变差动保护范围内确无任何故障点。

事后, 对差动保护的电流采样回路进行加流试验, 一切正常。为避免电流采样量再次出现瞬间突变, 对原故障装置的 VFC 插件、CPU1 插件和 MONI 插件进行了更换。更换下来的问题插件送生产厂家作进一步深入分析(1 号主变差动保护装置型号为 LFP-972, 已经运行了 5 年), 分析结果证明在运行过程中, 电流采集回路中一电容元件值 (下转第 68 页)

针对值班人员二次设备知识比较缺乏的情况,可开展继电保护专项培训,继保人员现场培训等培训方式,以全面提高技术水平为培训目标。

2.6 健全规章制度

不断完善倒闸操作相关的各种制度、规范,将各种措施进行制度化,并切实落实到实际的工作当中去,作为明确的工作要求去改变值班人员的操作习惯,做到在确保安全的前提下,尽量提高操作效率。

3 结论

随着电网规模的不断发展壮大,变电站的不断增加,倒闸操作次数也将快速的增长。要满足当前电网

发展的需要,提高倒闸操作效率已是势在必行。倒闸操作作为电网工作的重要环节,其效率的提升将直接影响到整个电力系统各项工作的发展。倒闸操作效率的提高,缩短了设备停电时间,从而提高了设备运行可靠性,为电网的安全、稳定运行奠定了基础。

参考文献

- [1] 四川省电力公司.四川省电力公司变电站管理规范(试行)[Z].川电生技(2004)90号.
- [2] 国家电网公司.变电站管理规范[Z].国家电网生(2006)512号.
- [3] 四川省电力公司.四川省电力公司提高变电站倒闸操作效率的措施(试行)[Z].川电生技(2007)181号.

(收稿日期:2008-02-14)

(上接第32页) 发生短暂突变是主变差动保护误动的原因。

3.2 110 kV 备自投被闭锁原因

从SOE记录“1DL HHJ动作放电”可以得出:HHJ闭锁了110 kV备自投(意思是由于HHJ合闸后)的返回,110 kV备自投被放电闭锁)。

事后检查181开关操作回路,操作板上的合位继电器(HWJ)和合后继电器(KKJ/HHJ)共用一个接点出口,当板上5和5'短接后,出口为合后(KKJ/HHJ)信号,如果未短接5和5',则出口为合位(HWJ)信号,如图2示。

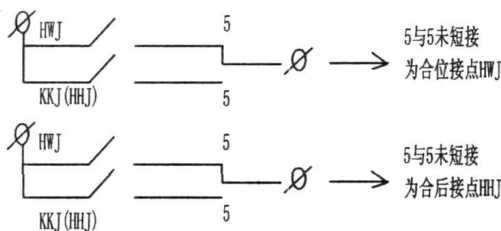


图2 HWJ和HHJ接点示意图

而实际上操作板上该处未短接,备自投所接的HHJ合闸后)接点实际上是HWJ(合闸位置)接点。HWJ合闸位置)接点在181开关跳闸(不论跳闸原因)后就返回了;而HHJ合闸后)接点必须是181开关在正常手动或遥控操作跳闸后才返回,在事故跳闸后不返回。此次事故中当1号主变差动保护动作,181开关跳闸,HWJ(合闸位置)接点返回,110 kV备自投被放电闭锁,不能启动。

因此181开关操作板上的5与5'未短接,HWJ接点未改成HHJ接点是110 kV备自投在事故跳闸后被放电闭锁的原因。

4 防范措施

1)生产厂家在装置上提供了2种接点形式(合后和合位),设计单位应根据装置说明和现场实际需要,对加入系统的接点形式予以明确。在设备加入系统时的调试验收环节,继保人员应根据设计要求和现场需要进行必要的改接,对设计图有疑问时,必须向设计单位询问清楚。

2)继保人员应对备自投传动试验方法进行完善,确保备自投各个环节在试验中得到校验。母线失压情况有两种,一种是对侧出线开关跳闸引起,另一种是保护动作本侧进线开关跳闸引起。以往的备自投传动试验采用的是断开两段母线TV二次空气开关造成备自投装置上两母线失压进而动作的方法,该方法实际模拟的仅仅是第一种母线失压情况,有片面性,合后继电器(KKJ/HHJ)的逻辑状态没有得到完整检验。

3)对所有变电站备自投使用的HHJ接点情况进行全面清查,防止其他站有类似的HHJ和HWJ接点混用的情况存在。应特别注意近几年改扩建的变电站,原来无备自投,改扩建后新增了备自投装置的,容易忽略对原操作板的修改。

(收稿日期:2008-01-18)