

一起 330 kV 罐式断路器雨闪事故的分析

高 鹏¹, 马江泓², 马龙涛¹, 白瑞雪¹

(1. 西安供电局, 陕西 西安 710032; 2. 西北电网有限公司, 陕西 西安 710032)

摘要: 分析了一起罐式断路器的雨闪事故。得出, 套管的结构高度偏低是造成此次雨闪的主要原因。在 3/2 接线中, 如果采用罐式断路器, 当中间断路器套管闪络时, 则该断路器所在串连接的线路或变压器的保护均会动作; 当靠近母线的断路器套管闪络时, 则该母线的保护和该断路器对应的线路(变压器)保护均会动作。提出了防止事故的措施, 建议加装硅橡胶增爬裙。

关键词: 罐式断路器; 闪络事故; 保护

中图分类号: TM561.3

文献标志码: B

文章编号: 1001-1609(2009)05-0152-03

Analysis on a Rain Flashover Accident of a 330 kV Tank-type Circuit Breaker

GAO Peng¹, MA Jiang-hong², MA Long-tao¹, BAI Rui-xue¹

(1. Xi'an Power Supply Bureau, Xi'an 710032, China; 2. Northwest China Grid Company Limited, Xi'an 710032, China)

Abstract: This paper analyzes a rain flashover accident of a tank-type circuit breaker, and finds that insufficient height of the bushing structure is the main reason for the rain flashover. For 3/2 network connection mode, if a tank-type circuit breaker is adopted, the relay-protection of the corresponding transmission line or transformer will be activated when flashover occurs on the intermediate bushing, and the protection of the corresponding bus bar and the line (transformer) with circuit breaker will be activated when flashover occurs on the bushing near the bus. Silicone rubber skirts on the bushing of tank-type circuit breaker is suggested to prevent this kind of accident.

Key words: tank-type circuit breaker; flashover accident; relay protection

0 引言

罐式断路器的灭弧室等主要元件都装在落地安装的金屬罐内, 内充绝缘和灭弧性能优异的六氟化硫(SF₆)气体作为绝缘和灭弧介质, 在断路器出线瓷套管下方各置一只套管式电流互感器线圈。与传统敞开式配电装置相比较, 罐式断路器有占地面积小、运行可靠性高、运行方便、维护工作量小、安装迅速、运行费用低等优点, 广泛应用于 330 kV 及以上变电站中。但是由于罐式断路器的结构, 在某种特殊故障下, 会造成保护动作范围的扩大。笔者对一起罐式断路器的外绝缘闪络故障后保护动作行为进行了深入的分析。

1 事故经过

某 330 kV 变电站为 3/2 接线, 采用罐式断路器, 其 330 kV 变电站接线方式示意图见图 1。2007 年 6 月某日, 该变电站所在地区下暴雨, 2DL 的 C 相北侧

套管瓷瓶均压环对套管底座放电造成故障(套管瓷瓶表面没有电弧烧伤的痕迹, 套管瓷瓶底座法兰有明显烧伤痕迹)。330 kV 线路 I、线路 2 两侧的光纤纵差保护均动作, 该变电站的 1DL、2DL、3DL 跳闸。

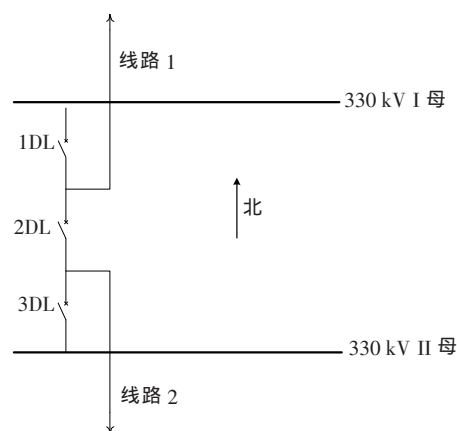


图 1 330 kV 变电站接线示意图

2 事故初步分析

一次设备故障的原因较明显。根据气象条件和

收稿日期: 2009-04-02; 修回日期: 2009-06-02

作者简介: 高 鹏(1973), 男, 高级工程师, 长期从事电网运行的技术管理工作。

电弧烧伤的形状,判定此次闪络为雨闪。该罐式断路器1989年4月投入运行。套管的结构高度为3.1 m,爬电比距为2.5c m/kV,共有44片瓷裙,平均伞间距为70 mm。

1989年以后,生产该断路器厂家采用的是断路器套管,根据套管直径尺寸对套管爬距进行了修正。(300 mm ≤ 电瓷绝缘的瓷件平均直径 ≤ 500 mm 时,套管对地爬电距离应乘1.1倍;大于500 mm时,套管对地爬电距离应乘1.2倍),同时对断路器套管的结构高度增加为3.6 m,并采用大小伞布置,平均伞间距为80 mm。可以认为此次雨闪的主要原因是由该类套管的结构高度偏低造成的。

3 防止事故的措施

为防止此类套管发生雨闪,建议采用加装硅橡胶增爬裙的措施。根据套管现有结构和高度,参照其他设备加装硅橡胶增爬裙的方法,经分析,建议结构高度为3.1 m的断路器套管,应加装6片硅橡胶增爬裙,6片硅橡胶增爬裙应均匀布置。既:套管最上和最下面的瓷裙不加装增爬裙,从上下两端开始相隔5片瓷裙后加1片增爬裙;再隔5片瓷裙后分别加装第2片增爬裙;再隔6片瓷裙后分别加装第3片增爬裙;这样上下的第3片增爬裙之间正好留有六片瓷裙,达到均匀布置。

4 保护动作行为的进一步分析

故障后对保护动作的行为有所疑问,如图1所示,故障点在1DL和2DL之间,应在线路1的保护范围内,而在线路2的保护范围之外。为何线路2的保护也动作,是否为误动?为此,需要结合罐式断路器的结构,对保护的动作为进行了进一步的深入分析。

罐式断路器的两侧套管下方均安装有套管电流互感器,其结构示意图见图2。在正常情况和一般的故障情况(不包括罐式的套管闪络故障)下,负荷电流和故障电流沿导电杆仅穿过一次罐式开关的电流互感器,二次的电流与一次的电流相对应,可正确反映一次电流的方向和大小。因此,对于某条线路,根据基尔霍夫定律,如果故障点在该线路保护所用的互感器范围内,则对于该线路总的故障电流的方向为流入,该线路的保护判定为区内故障;如果故障点在线路保护所用的互感器范围外,则对于该线路总的故障电流的方向为流出,该线路的保护判定为区外故障;变压器和母线保护判别区内和区外故障的原理与线路保护相类似。

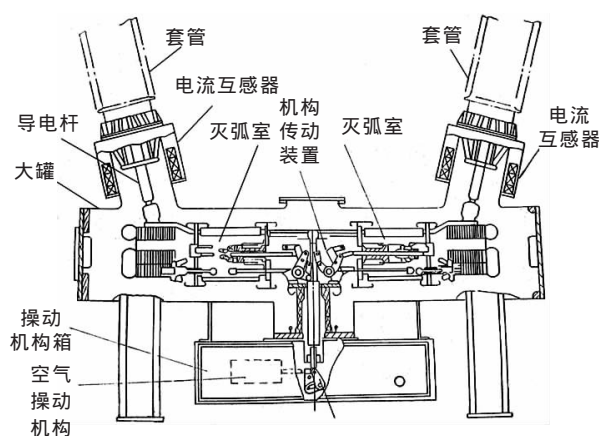


图2 罐式断路器结构示意图

为确保较大的保护范围,保护的互感器配置原则为交叉配置。例如线路1的保护使用1DL的北侧和2DL南侧的互感器,线路2的保护使用2DL北侧和3DL南侧的互感器,I母母线保护使用1DL南侧的互感器,II母母线保护使用3DL南侧的互感器。配置图见图3。

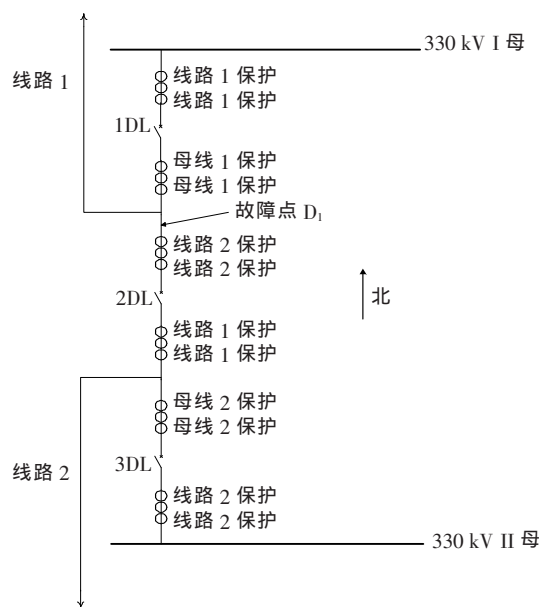


图3 采用罐式断路器时电流互感器的配置图

当2DL北侧的套管发生闪络时,故障点的位置对于线路1保护所用的电流互感器正确反映其故障电流并无影响。故障电流仅穿过一次线路1保护所用的电流互感器。因此,对于线路1可认为故障点在 D_1 ,见图3。故障点 D_1 在线路1保护所用的电流互感器范围内,对于线路1属于区内故障,线路保护正常动作。

对于线路2,当2DL北侧的套管发生闪络时,2DL北侧的套管电流互感器流过的故障电流受电流互感器结构的影响而发生变化,线路2的故障位置

并不等同于 D_1 。如图 4 所示,套管电流互感器的二次线圈套在断路器的大罐之外,线圈外罩有互感器罩,断路器的导电杆在大罐内穿过套管电流互感器。故障电流沿着闪络的套管到达套管底座法兰后如果全部沿着互感器罩流入地下,则故障点等同于在 D_1 ,对于线路二的保护是区外故障,其保护不会动作。但因为罐式断路器套管 CT 的二次线圈套在大罐的外侧,故障电流将沿着互感器外部互感器罩和内部的大罐表面进行分流,有一部分故障电流沿着

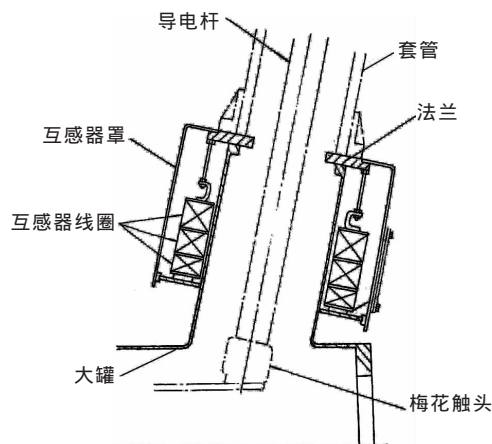


图 4 罐式断路器电流互感器安装剖面图

大罐再次穿过了该套管电流互感器的内部,这部分的故障电流造成线路 2 保护的互感器流过了不平衡的故障电流,这样就造成了线路 2 保护的動作。

根据类似的分析,如果 1DL 北侧的套管发生闪络,除母线 I 的保护正常动作外,由于罐式断路器结构的特点,线路 1 的保护也会动作;如果 1DL 南侧的套管发生闪络,除线路 1 的保护正常动作外,母线 I 的保护同样也会动作。因此,3/2 接线时,当靠近母线侧的罐式断路器的套管发生闪络,该母线的保护和该断路器所对应的线路保护均会动作。

5 结论

(1)在 3/2 接线中,如采用罐式断路器,由于罐式断路器的结构特点,当中间断路器套管闪络时,则该断路器所在串连接的线路或变压器的保护均会动作;当靠近母线断路器套管闪络时,则该母线的保护和该断路器对应的线路(变压器)保护均会动作。

(2)罐式断路器套管闪络故障的影响范围较大,应避免此类故障的发生。对套管的结构高度不足的断路器套管,建议采用加装硅橡胶增爬裙的反事故措施。

(上接第 151 页)

形连接,其引线结构比较复杂,特别是出线套管处,一般采用软连接实现引出。引线的对地、相间绝缘距离是一个薄弱环节,所以应对其制造、安装环节给予足够的重视。

(2)制造厂家在产品的设计时,除了对绕组的抗短路能力进行验算外,还应应对引线的抗短路能力进行验算,同时大型变压器在现场安装过程中,对于较长的引线还应采取足够的包扎等措施。

5.2 运行管理部门应加强管理

大型变压器抗短路能力主要取决于结构设计和制造工艺,但与运行管理和运行条件也有很大的关系。作为运行管理部门应采取切实可行的措施,提高大型变压器以及包括继电保护在内的相关设备的运行管理水平。

(1)加强运行管理,严防大型变压器出口短路(包括低压侧因各种原因引起的短路冲击)和减少近区短路故障;进一步改善继电保护系统,不断提高继电保护和开关运行可靠性,避免因保护失灵、开关拒动、失去直流电源等原因,致使短路故障切除时间过长,在电、热的共同作用下导致大型变压器损坏;还要保证故障信号记录完好,为准确分析事故原因提供客观、准确可靠的依据。

(2)对存在出口短路情况的大型变压器,应采用

频率响应法、低电压短路阻抗法和电容量法相互印证,并加强油中溶解气体色谱分析,防止变形的累积效应造成的故障隐患演变成绝缘事故。对遭受多次短路的大型变压器,即使运行中无异常情况,也应安排检修或缩短检修周期。这也是减少大型变压器短路损坏事故的重要环节之一。

(3)对于电容电流过大的变电站,为防止产生弧光接地过电压,应加装消弧线圈等自动跟踪补偿系统等措施,减少由于系统接地而导致的短路故障。已运行抗短路能力差的大型变压器,应加装限流电抗器,以降低短路冲击电流对大型变压器的影响。

6 结语

该 220 kV 变电站 2 号主变短路损坏的原因是低压绕组的引线过长,造成抗短路能力差。制造厂在产品的设计时,除了对线圈的抗短路能力进行验算外,还应应对引线的抗短路能力进行验算,才能避免类似事故的发生。

参考文献:

- [1] 阎春雨.采用油中溶解气体分析法判断变压器故障应注意的事项[J].变压器,2006,43(9):38-41.
- [2] GB 50150-2006.电气装置安装工程电气设备交接试验标准[S].
- [3] 陈天翔,王寅仲.电气试验[M].北京:中国电力出版社,2006.