



## 2. 事件定级

依据公司《电力事故事件调查规程》（2014版）中“（19）变电站、配电母线失压或发电厂全停”中“2个110kV变电站失压”，定为三级电力安全事件。

## 3. 原因分析

### （1）直接原因

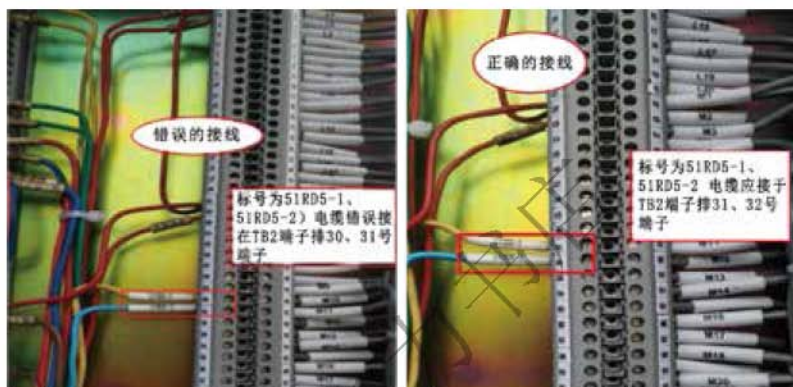
110kV马白线线路9号杆C相大号侧复合绝缘子击穿永久性故障（见图3-4-2）。110kV备自投装置动作后，由于接入110kV马白中心变110kV备自投联切小电源线路（110kV马清线）断路器本体机构箱内开关位置接点二次接线错误，未合上备供电源断路器，导致110kV马白中心变电站和青龙潭变电站失压。具体分析如下。



图3-4-2 110kV马白线9号杆C相大号侧复合绝缘子击穿

二次回路检查发现：110kV马清线断路器本体机构箱内辅助开关接点（常闭接点）接线错误，将应接至M11、M12的二次接线（51RD5-1、51RD5-2）错接到了M10和M11端子上。对照联切小水电回路原理图发现，M9、M10端子为一对备用接点（常

闭), M11、M12端子为马清线分闸位置开入备自投装置信号接点(常闭), 错误接线(见图3-4-3)导致备自投动作联切跳开小电断路器后, 小电断路器本体位置串联接点一直未接通, 备自投装置判为小水电线路未跳开, 备自投放电, 备自投动作不成功(见图3-4-4)。



机构箱内错误的现场端子接线图

机构箱内正确的现场端子接线图

图3-4-3 110kV马清线断路器本体机构箱内辅助开关接点(常闭接点)接线错误



图3-4-4 110kV备自投联切小水电回路原理图

由于施工单位人员将标号为51RD5-1、51RD5-2的两根二次电缆接线误看成接于TB2端子排30、31号端子上（原接线为接于TB2端子排31、32号端子），即在二次措施单上错误的填写了“TB2端子排30、31号端子”拆线记录。在完成二次措施单填写后，于2019年9月18日13时07分依次开展机构箱内接线拆除工作。

更换机构箱的工作结束后，在恢复机构箱内接线时按照错误的二次措施单拆线记录，对照恢复了二次电缆接线。于2019年9月18日14时28分完成二次接线恢复工作。

## （2）间接原因

1) 110kV备自投装置动作后，备自投动作不成功，未合上备电源断路器。

2) 设备检修质量监督管理不到位。针对涉及重要二次回路的检修工作没有合理确定验收层级，未安排专业技能较强的人员对重要环节进行现场把关。

## 4. 暴露问题

（1）作业风险评估不到位。施工单位作业人员对涉及断路器机构箱二次回路拆接线工作，未认真开展作业风险评估，对作业中存在的风险分析、回路功能及状况调查不全面，致使未能意识到接线错误隐患可能导致备自投动作不成功的后果。

（2）二次措施单执行不规范。施工单位作业人员未认真执行《南方电网继电保护、安全自动装置及二次回路工作安全技术措施单管理要求》4.1.5.1“由工作负责人或其指定的工作班成员依据与现场一致的图纸或经现场勘察后填写二次措施

单，工作负责人审核其内容，对其完备性和正确性负责”。二次措施单填写错误（将原来接入机构箱TB2端子排31、32号端子填写为30、31号端子），致使A修结束后二次接线恢复错误。

（3）检修规程执行不到位。根据公司检修规程要求“运行中的装置经过较大的更改或装置的二次回路变动后，由运行维护单位进行检验，并按其工作性质，确定其检验项目”。施工人员在改动断路器本体位置接点二次回路接线后，未进行断路器分合闸辅助开关位置接点切换测量检查，接线错误的隐患一直存留直接导致本次事件发生。

（4）风险辨识不到位。项目管理单位风险辨识不到位。施工方案审核把关不严，危险点管控不到位，没有发现施工单位编制的施工方案安全风险分析不全面、针对性不强等问题。

（5）设备检修质量监督管理不到位。针对涉及重要二次回路的检修工作没有合理确定验收层级，未安排专业技能较强的人员对重要环节进行现场把关。

## 5. 整改情况

（1）完成110kV马白中心变110kV备自投联切小电源线路（110kV马清线）断路器本体机构箱内开关位置接点二次接线错误情况整改，通过接线整改测试，符合正确动作逻辑。

（2）完成马关片区110kV清金线、110kV清八线、110kV马清线，避雷器安装、接地电阻测量和线路通道清理工作，最大化降低或预防线路非计划停运风险。



## (二) 某某局“10·17”±800kV某换流站极Ⅱ高端换流变因进线GIL放电跳闸三级电力设备事件

### 1. 事件经过

2019年10月17日4时09分18秒，某换流站极Ⅱ高端换流变两套引线差动87C保护、两套换流变引线和换流变差动87TC保护、两套换流变引线和换流变零序差动87CN保护动作跳闸，500kV 5021、5022断路器三相跳至分闸位置，极Ⅱ高端阀组转为备用状态。

红外测温发现极Ⅱ高端换流变进线GIL G21-07气室C相温度为20.4℃，比A、B相高2℃。对极Ⅱ高端换流变进线GIL G21-07气室C相组份测试，测试结果如下：SO<sub>2</sub>为91.7 μL/L、H<sub>2</sub>S为6.2 μL/L、CO为15.8 μL/L、H<sub>2</sub>为41.9 μL/L（正常标准为：SO<sub>2</sub>不大于3 μL/L、H<sub>2</sub>S不大于2 μL/L、CO不大于100 μL/L）。

现场开盖检查发现G21-07气室内滑动三支柱绝缘子表面存在放电痕迹（见图3-4-5），滑动三支柱绝缘子支撑腿、中心铝套、导电杆、壳体内壁均存在放电痕迹（见图3-4-6），同时其余8个单元受粉尘污染较为严重。



图3-4-5 滑动三支柱绝缘子放电痕迹



图3-4-6 导电杆对应位置的壳体内壁电弧烧灼痕迹

10月24日21时57分，进线GIL完成修复，极Ⅱ高端阀组恢复运行。

## 2. 事件定级

依据公司《电力事故事件调查规程》（2014版）中“（6）变电站设备故障损坏”之“500kV以上GIL、GIS或HGIS本体或气室等损坏需更换”，定为三级电力设备事件。

## 3. 原因分析

### （1）直接原因

解体发现GIL中心铝套表面存在放电痕迹（见图3-4-7），且对应位置粒子捕捉器也存在放电痕迹，而滑动三支柱绝缘子底部两个支撑腿采用尼龙滚轮，粒子捕捉器底部与筒壁绝缘，因此落到底部粒子捕捉器处故障电流只能通过上端等电位电极处与地电位相连。分析推断放电通道为：中心铝套-粒子捕捉器-等电位电极-地电位，发生击穿放电后，由于电弧不稳定性，电弧向右侧漂移，导致导电杆与对应管道内壁有电弧烧蚀

痕迹。



图3-4-7 放电通道

因此，本次事件原因为某换流站极Ⅱ高端换流变进线GIL G21-07 C相气室内滑动三支柱绝缘子一支柱发生闪络。

## (2) 间接原因

GIL现场安装质量管控不到位，滑动三支柱绝缘子焊接安装过程中金属粉尘清洁不到位，导致GIL带电运行后滑动三支柱绝缘子中心铝套对地放电。

## 4. 暴露问题

厂家现场修复的工艺质量控制记录卡中缺少三支柱绝缘子中心铝套焊点打磨、打磨后清洁以及导电杆复装就位等关键步骤的质量管控措施。鉴于上述关键步骤均产生金属碎屑，如清洁防护不到位，将可能导致金属粉尘带入GIL管道内部。

## 5. 整改情况

(1) 加强在运设备运维管理。组织对某换流站在运7个间



隔GIL设备开展带电局放测试，重点检测固定三支柱、滑动三支柱处超声波局放信号，调整GIL设备带电局放测试周期，由三个月/次调整为一个月/次，发现异常及时分析处理。

（2）加强现场作业质量管控。优化质量控制记录卡，补充三支柱绝缘子中心铝套焊点打磨、打磨后清洁以及导电杆复装就位等关键步骤的质量管控措施。加强作业过程中的环境监控，严格执行隔离措施，防止造成二次污染。

（3）加强施工质量管理。督促西开公司细化现场GIL作业工艺质量控制流程，严格做好金属粉尘防控措施，严格执行WHS三级质量管控到位标准，对每个工艺流程过程验收、每个形态的总装终验严格把关。